



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
DRESDEN

Fabian Hinz, Daniel Iglhaut,  
Tobias Frevel, Dominik Möst

# Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland

Im Auftrag der Sächsischen Staatskanzlei



TECHNISCHE  
UNIVERSITÄT  
DRESDEN

EE<sup>2</sup>

Technische Universität Dresden  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft



Energieforen Leipzig GmbH

## **Impressum**

### **Herausgeber**

Technische Universität Dresden  
Fakultät Wirtschaftswissenschaften  
Lehrstuhl für Energiewirtschaft  
01062 Dresden

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

ISBN 978-3-86780-444-8

Stand 05/2014

Alle Rechte sind vorbehalten.

## Autoren

---

Kapitel 1	Fabian Hinz <sup>a</sup> , Daniel Iglhaut <sup>b</sup> , Tobias Frevel <sup>b</sup> , Dominik Möst <sup>a</sup>
Kapitel 2	Fabian Hinz <sup>a</sup> , Dominik Möst <sup>a</sup>
Kapitel 3	Fabian Hinz <sup>a</sup> , Dominik Möst <sup>a</sup>
Kapitel 4	Fabian Hinz <sup>a</sup> , Dominik Möst <sup>a</sup>
Kapitel 5	Fabian Hinz <sup>a</sup> , Dominik Möst <sup>a</sup>
Kapitel 6	Daniel Iglhaut <sup>b</sup> , Tobias Frevel <sup>b</sup>
Kapitel 7	Fabian Hinz <sup>a</sup> , Dominik Möst <sup>a</sup>
Kapitel 8	Fabian Hinz <sup>a</sup> , Daniel Iglhaut <sup>b</sup> , Tobias Frevel <sup>b</sup> , Dominik Möst <sup>a</sup>

---

<sup>a</sup> Lehrstuhl für Energiewirtschaft, TU Dresden

<sup>b</sup> Energieforen Leipzig GmbH



## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	V
Abbildungsverzeichnis.....	VII
Tabellenverzeichnis.....	VIII
Abkürzungsverzeichnis.....	IX
1 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen.....	1
2 Gegenstand und Ziel der Analyse.....	4
3 Rahmenbedingungen der Bestimmung der Netznutzungsentgelte.....	6
4 Kostenmodell des Übertragungsnetzes.....	8
4.1 Kapitalkosten der Bestandsanlagen.....	9
4.2 Kapitalkosten des Zubaus.....	10
4.3 Kapitalkosten des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens.....	11
4.4 Betriebs- & Instandhaltungs- sowie Gemeinkosten.....	11
4.5 Kosten für Systemdienstleistungen.....	12
4.5.1 Regelenergie.....	13
4.5.2 Redispatch & Einsenkung EEG-Anlagen.....	13
4.5.3 Reservekraftwerke.....	14
4.5.4 Blindleistung.....	15
4.5.5 Verlustenergie.....	15
4.6 Kalibrierung des entwickelten Kostenmodells der Übertragungsnetze.....	15
4.7 Entwicklung der Kosten des Übertragungsnetzes.....	16
5 Kostenmodell der Verteilungsnetze.....	18
5.1 Gegenwärtige Elektrizitätsentnahme.....	18
5.2 Gegenwärtige Verteilungsnetzkosten.....	18
5.3 Investitionsbedarf und Kapitalkosten.....	19
5.4 Entwicklung der Verteilungsnetzkosten.....	21
5.5 Einfluss der Anreizregulierung.....	22
6 Auswirkungen des demographischen Wandels auf Stromverbrauch und Netzentgelte.....	23
6.1 Grundlegende demographische Bezugsgrößen.....	23
6.1.1 Siedlungsstruktureller Raumordnungstyp.....	24
6.1.2 Quantitative demographische Effekte.....	25
6.1.3 Qualitative demographische Effekte.....	25
6.2 Regionalisierung der Netzdaten.....	26
6.3 Prognose des regionalen Energieverbrauchs unter Bedingungen des demographischen Wandels.....	27

6.3.1	Prognose des regionalisierten Verbrauchs von Haushalts- und Gewerbekunden bis 2023 .....	28
6.3.2	Prognose des regionalisierten Verbrauchs von Industriekunden bis 2023 .....	30
7	Abschätzung der Netznutzungsentgelte und ihrer Zusammensetzung .....	33
7.1	Prognose der Netznutzungsentgelte nach Kundengruppen .....	33
7.2	Einflussfaktoren .....	36
7.2.1	Übertragungsnetzanteil.....	36
7.2.2	Verteilungsnetzanteil.....	36
7.3	Einfluss von Kostensteigerungen und demographischen Veränderungen .....	37
7.4	Entlastungen / Mehrbelastungen bei bundesweitem Wälzen .....	38
8	Skizze eines Netzkostenstrukturausgleichs .....	43
9	Quellen .....	45
10	Anhang .....	49
10.1	Anlagenklassen und spezifische Daten .....	49
10.2	Flächenpotentiale für Windkraft und Photovoltaik .....	50
10.3	Ergänzende Abbildungen für Industriekunden .....	50
10.4	Ergebnisse auf Landkreisebene.....	52

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Durchschnittliche Netznutzungsentgelte, Steigerungsraten und regionale Unterschiede .	4
Abbildung 2: Kostenbestandteile und Verrechnung.....	7
Abbildung 3: Investitionsvolumina .....	9
Abbildung 4: Entwicklung der Regelleistungskosten .....	13
Abbildung 5: Entwicklung von Redispatchkosten und Kosten für die Einsenkung von EEG-Anlagen	14
Abbildung 6: Entwicklung Übertragungsnetzkosten.....	16
Abbildung 7: Kostentreiberanalyse Übertragungsnetz.....	17
Abbildung 8: Kostenwälzen zwischen den unterschiedlichen Netzebenen.....	19
Abbildung 9: Bedarf an Neuinvestitionen in Verteilungsnetze.....	21
Abbildung 10: Kosten 2023 und durchschnittliche jährliche Kostensteigerung Verteilungsnetz .....	22
Abbildung 11: Relative Bevölkerungsentwicklung auf Kreisebene.....	24
Abbildung 12: Historische Entwicklung der Haushalte in Sachsen .....	25
Abbildung 13: Umlage von Kosten und Verbräuchen von der Netz- auf Kreisebene .....	26
Abbildung 144: Regionalisierungskonzept Netzdaten .....	27
Abbildung 15: Jährliche Verbrauchsänderung der Haushalts- und Gewerbekunden 2013 bis 2023 ....	29
Abbildung 16: Bottom Up-Prognose des regionalen industriellen Stromverbrauchs .....	31
Abbildung 17: Jährliche Verbrauchsänderung der industriellen Abnehmer .....	32
Abbildung 18: Netznutzungsentgelte Haushalts- und Gewerbekunden .....	34
Abbildung 19: Netznutzungsentgelte Industriekunden .....	34
Abbildung 20: Jährliche Steigerung der Netznutzungsentgelte für Haushalte, Gewerbe, Industrie ....	35
Abbildung 21: Entwicklung der Übertragungsnetzumlage für Endkunden .....	36
Abbildung 22: Verteilungsnetzanteil an den Netznutzungsentgelten (Haushalte und Gewerbe).....	37
Abbildung 23: Kosten- und Demographieeffekte bei der Entwicklung der Netznutzungsentgelte (Haushalte und Gewerbe).....	38
Abbildung 24: Mehrbelastungen und Entlastungen durch bundesweites Wälzen der Übertragungsnetzentgelte (Haushalte und Gewerbe).....	39
Abbildung 25: Mehrbelastungen und Entlastungen durch ein bundeseinheitliches Entgelt (Haushalte und Gewerbe).....	40
Abbildung 26: Gesamte Mehrbelastungen und Entlastungen (VNB- sowie ÜNB-Anteile) .....	40
Abbildung 27: Entlastungen und Mehrbelastungen Industrie (VNB- sowie ÜNB-Anteile).....	42
Abbildung 28: Skizze eines Netzkostenstrukturausgleichs mittels Energienetzfonds .....	43
Abbildung 29: Flächenpotentiale für Windkraft und Photovoltaik .....	50
Abbildung 30: Verteilungsnetzanteil an den Netznutzungsentgelten (Industrie).....	50

Abbildung 31: Kosten- und Demographieeffekte bei der Entwicklung der Netznutzungsentgelte (Industrie) .....	51
Abbildung 32: Mehrbelastungen und Entlastungen durch ein bundeseinheitliches Netznutzungsentgelt (Industrie) .....	51

## **Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Letztverbrauch laut EEG Jahresabrechnung .....	8
Tabelle 2: Anlagenbestand der Übertragungsnetzbetreiber.....	10
Tabelle 3: Annahmen über zentrale Kostenparameter der Übertragungsnetzbetreiber.....	12
Tabelle 4: Kosten und Verteilschlüssel der Systemdienstleistungen .....	12
Tabelle 5: Typische durchschnittliche Verbräuche der jeweiligen Haushaltsgrößen.....	28
Tabelle 6: Durchschnittliche Netznutzungsentgelte pro Bundesland.....	35
Tabelle 7: Nutzungsdauer, Tagesneuwerte und Betriebs- und Wartungskostensätze pro betrachtete Anlagenklasse.....	49
Tabelle 8: Netznutzungsentgelte und demographische Veränderung auf Landkreisebene .....	52

## Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (dt. Wechselstrom)
AHK	Anschaffungs- und Herstellungskosten
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BBSR	Bundesamt für Bau-, Stadt- und Raumforschung
bdew	Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BNetzA	Bundesnetzagentur
CAGR	Compound Annual Growth Rate (dt. jährliche Steigerungsrate)
CAPEX	Capital Expenditure (dt. Investitionsausgaben)
ct	Euro-Cent
DC	Direct Current (dt. Gleichstrom)
dena	Deutsche Energieagentur
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
eNNE	Einheitliches Netznutzungsentgelt
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUR	Euro
GuD	Gas-und Dampf[kraftwerk]
GuV	Gewinn- und Verlustrechnung
HGB	Handelsgesetzbuch
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
HVDC	High Voltage Direct Current (dt. Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung, HGÜ)
KGS	Kreisgemeindeschlüssel
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MHS	Mittel- und Hochspannung
MS	Mittelspannung
MSCDN	Mechanically Switched Capacitor with Damping Network (dt. mechanisch geschalteter Kondensator mit Netzdämpfung)
NNE	Netznutzungsentgelt
NS	Niederspannung
O&M	Operations and Maintenance (dt. Betriebs- und Instandhaltungskosten)
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PV	Photovoltaik
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SVC	Static Var Compensator (dt. statischer Blindleistungskompensator)
Trafo	Transformator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
ÜNE	Übertragungsnetzentgelt
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
WACC	Weighted Average Capital Cost (dt. gewichteter Kapitalkostensatz)



## 1 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Zur Umsetzung der Energiewende ist in den kommenden Jahren ein substantieller Netzausbau vorgesehen, dessen Höhe regional unterschiedlich ausfallen und sich somit auch unterschiedlich stark auf die Netznutzungsentgelte in den einzelnen Regionen auswirken kann. Im Rahmen dieser Analyse soll daher die Frage beantwortet werden, wie hoch die Belastung der Kunden in den einzelnen Regionen in Zukunft ausfallen wird und welche Regionen von einer bundesweiten Umlage der Netznutzungsentgelte profitieren würden. Dazu wird die regionale Entwicklung der Netznutzungsentgelte auf Landkreisebene für die Kundengruppen Haushalt und Gewerbe sowie Industrie bis 2023 unter Berücksichtigung des erwarteten Netzausbaus sowie demographischer Entwicklungen mit einem detaillierten Modell der Kostenbestandteile für Übertragungs- und Verteilungsnetze abgeschätzt<sup>1</sup>.

Die im Netzentwicklungsplan vorgesehenen und von der Bundesnetzagentur bestätigten Ausbaumaßnahmen führen in den nächsten zehn Jahren zu einer durchschnittlichen geschätzten jährlichen Kostensteigerung von 7,3% auf Übertragungsebene. Durch ein bundesweites Wälzen der Offshorekosten, die mit 54% den größten Teil der Investitionen ausmachen, kommt es zu einer weitestgehenden Angleichung der Übertragungsnetzumlagen, so dass ein gegenwärtig diskutiertes bundesweites Wälzen der gesamten Übertragungsnetzkosten im Jahr 2023 in den östlichen Bundesländern lediglich zu einer jährlichen Entlastungen der Privathaushalte im vernachlässigbaren einstelligen Eurobereich führen würde. Die Industrie in den östlichen Bundesländern würde im Gegensatz dazu heute von einem bundesweiten Wälzen der Übertragungsnetzkosten stärker profitieren, wobei hier in den nächsten Jahren tendenziell mit einer Abnahme der Unterschiede und damit einer potentiell geringeren Entlastung bei bundesweisem Wälzen der ÜNB-Entgelte zu rechnen ist. Die aus der dena-Verteilnetzstudie abgeleiteten und mit Potentialdaten für Windkraft sowie Photovoltaik (PV) regionalisierten Verteilungsnetzinvestitionen von 900 Mio. EUR bis 2023 im Freistaat führen zu einem relativ moderaten Anstieg der Verteilungsnetzkosten von 1,4% p.a. auf Niederspannungsebene.

Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse, dass einige der Regionen, auf die die meisten Investitionen entfallen, ebenso in besonderem Maße durch einen Bevölkerungsrückgang vom demographischen Wandel betroffen sind. Die regionalisierte, demographisch bereinigte Bottom-up-Prognose der Netznutzungsentgelte weist Regionen aus, die strukturell durch die Netzkosten benachteiligt sind. Diese, vom demographischen Wandel besonders betroffenen Gebiete beschränken sich jedoch nicht ausschließlich auf die überwiegend ländlich strukturierten neuen Bundesländer sondern sind auch im Nordosten Bayerns, dem Saarland oder dem Ruhrgebiet anzutreffen.

In der Gesamtbetrachtung wird eine Entgeltsteigerung in den nächsten zehn Jahren von durchschnittlich jährlich 2,0% für Haushalts- und Gewerbekunden sowie von 4,9% für Industriekunden prognostiziert. Über einem Zeitraum von zehn Jahren entspricht dies einer Steigerung von insgesamt ca. 21% bzw.

---

<sup>1</sup> Eine Anpassung von Arbeitspreis und Leistungspreis, die gegenwärtig aufgrund der sogenannten „Entsolidarisierung“ von energie- aber nicht leistungsautarken Haushalten diskutiert wird, ist dabei nicht Gegenstand der Betrachtung.

61%<sup>2</sup>. Die höhere Steigerungsrate im Industriebereich lässt sich durch einen großen Einfluss der Übertragungsnetzkosten sowie hohe Investitionen im Mittel- und Hochspannungsbereich erklären. Generell ist die Entwicklung der Netznutzungsentgelte regional sehr unterschiedlich: vor allem in den nördlichen und östlichen Bundesländern mit hohem Windkraftpotential können höhere Steigerungsraten erwartet werden als im Süden und im Westen, aber auch dort sind einzelne Landkreise überdurchschnittlich stark von Kostensteigerungen aufgrund des regionalen Ausbaus erneuerbarer Energien und den damit verbundenen Netzinvestitionen betroffen.

Nicht zuletzt aufgrund des gegenwärtig hohen Niveaus der Netznutzungsentgelte sowie der negativen demographischen Entwicklung würden Stromkunden in den neuen Bundesländern, aber auch in Niedersachsen und Schleswig-Holstein von einem bundeseinheitlichen Netznutzungsentgelt für Endkunden profitieren. Die durchschnittliche Entlastung für einen 3-Personen-Haushalt 2023 ist in Mecklenburg-Vorpommern am höchsten und beträgt auf Basis der Modellrechnungen ca. 133 EUR pro Jahr, in Sachsen ca. 69 EUR. Aufgrund einer asymmetrischen Verteilung, d.h. zahlreichen Landkreisen mit einer höheren Bevölkerungszahl und mit vergleichsweise niedrigeren Netznutzungsentgelten, wären für diese meist westlichen Landkreise die Mehrbelastungen deutlich geringer. Ein vergleichbarer Haushalt in Baden-Württemberg würde durch ein bundesweites Wälzen der Übertragungs- und Verteilungsnetzentgelte mit durchschnittlich ca. 29 EUR im Jahr mehr belastet werden, in den Stadtstaaten mit bis zu 44 EUR. Bereits bei heutigen Netznutzungsentgelten würde ein 3-Personen-Haushalt in Mecklenburg-Vorpommern ca. 64 EUR bzw. in Sachsen 69 EUR bei einem bundesweiten Wälzen des Netznutzungsentgeltes weniger zahlen müssen, während die Mehrbelastung auf der Seite der westlichen Flächenländer bei maximal 20 EUR liegen würde. Bedingt durch den notwendigen Netzausbau und die demographische Entwicklung wird diese Differenz weiter zunehmen.

Die Umsetzung eines bundeseinheitlichen Netznutzungsentgelts für Endkunden bringt einige organisatorische und rechtliche Fragen mit sich, die unabhängig von diesen Berechnungen zu klären sind. Organisatorisch könnte beispielsweise ein Energienetzfonds (ähnlich dem EEG-Konto) einen Netzstrukturgleich durch ein bundesweites Wälzen ermöglichen. In diesen Energienetzfonds würden die Ausgaben für Netznutzungsentgelte von Stromkunden (differenziert nach ihrem jeweiligen Netzananschluss) eingezahlt werden und die Netzbetreiber entsprechend der bestehenden Regelungen die Auszahlungen erhalten. Dabei würden die bestehenden Regelungen im Bereich der Netzentgeltbestimmung und der Anreizregulierung sowie die bestehende Struktur privater Netzbetreiber weitestgehend beibehalten werden. Die genaue Ausgestaltung bedarf hierbei allerdings weiterer rechtlicher und organisatorischer Untersuchungen.

---

<sup>2</sup> Der Berechnung liegen die Annahmen über den Netzausbau der Netzentwicklungspläne und der dena-Verteilnetzstudie zugrunde. Bei geringerem erneuerbaren Energien Ausbau als in den Studien angenommen und damit verbundenem niedrigerem Bedarf an Netzausbau fallen diese Steigerungen entsprechend geringer aus.

---

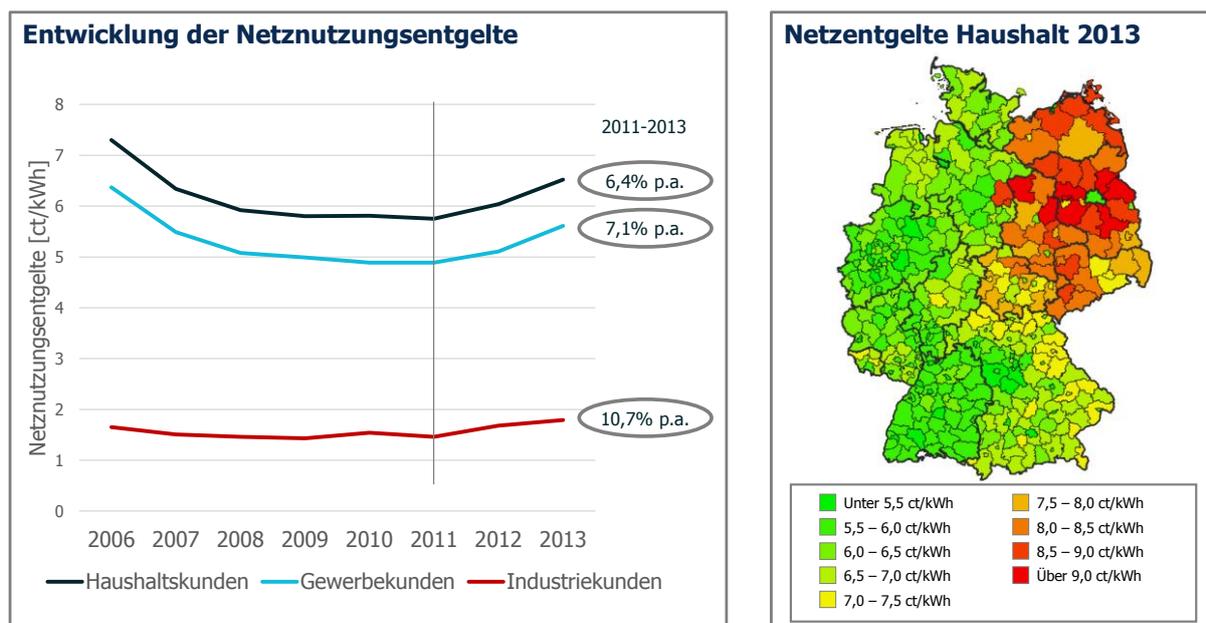
Insgesamt lässt sich aus den Ergebnissen der Analyse schlussfolgern, dass die regionale Ungleichverteilung der Netzkosten tendenziell zunimmt und es Regionen in Deutschland gibt, in denen hohe Netzausbaukosten, eine negative demographische Entwicklung und eine geringe Kaufkraft zusammentreffen und so Privathaushalte sowie Industriebetriebe stark belasten. Durch ein bundeseinheitliches Netznutzungsentgelt könnte hier ein substantieller Ausgleich geschaffen werden. Ein ausschließliches Wälzen der Übertragungsnetzentgelte kann sich zwar für ausgewählte Industriebetriebe in den ostdeutschen Bundesländern günstig auswirken, ist aber aufgrund der durchschnittlich sehr geringen Ausgleichswirkung zur Erreichung eines signifikanten Entlastungseffektes wenig geeignet.

## 2 Gegenstand und Ziel der Analyse

Durch die Umgestaltung des Energiesystems im Rahmen der Energiewende, vor allem durch einen gesteigerten Ausbau von Erzeugungstechnologien zur Nutzung erneuerbarer Ressourcen, wie Windenergie und Photovoltaik, wächst der Bedarf an Netzinfrastruktur in Deutschland (Deutsche Energie Agentur, 2010 & 2012).

Die zu Teilen lastentfernte Produktion von Elektrizität auf Basis von Windenergie erfordert insbesondere den Ausbau des Übertragungsnetzes zwischen Nord- und Süddeutschland. Da ein großer Teil der Elektrizität aus erneuerbaren Energien dezentral eingespeist wird, müssen zudem die Verteilungsnetze den veränderten Gegebenheiten angepasst werden, was zu einem erhöhten Investitionsbedarf führt. Für den dafür notwendigen Netzausbau sind die Netzbetreiber verantwortlich, die auf Ebene der Übertragungsnetze mittels der Netzentwicklungspläne den abstrakten Ausbaubedarf in konkrete Ausbaumaßnahmen überführen und in den politischen Entscheidungsprozess einfließen lassen. Auf Ebene der Verteilungsnetze gibt es kein zentrales Planungsverfahren, allerdings existiert mit der dena-Verteilnetzstudie eine Abschätzung des Investitionsbedarfs in den kommenden Jahren.

Die Kosten für den Betrieb, den Unterhalt und den Ausbau aller Netzebenen werden mittels der Netznutzungsentgelte an die Stromendkunden des jeweiligen Versorgungsbereichs weitergegeben. Nachdem die Netznutzungsentgelte im Zeitraum von 2006 bis 2011 zunächst gesunken und danach fast stagniert sind, ist seit 2011 eine Steigerung zu verzeichnen (vgl. Abbildung 1). Aufgrund unterschiedlicher infrastruktureller und demographischer Gegebenheiten unterscheidet sich die Höhe der Netznutzungsentgelte regional mitunter stark. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt sind diese Entgelte in den neuen Bundesländern systematisch höher als in den alten, was für Privathaushalte eine Belastung ist und im gewerblichen Bereich ein Investitionshemmnis darstellen kann.



**Abbildung 1: Durchschnittliche Netznutzungsentgelte 2006-2013, Steigerungsraten 2011-2013 und regionale Unterschiede (Bundesnetzagentur, 2013b)**

---

Aufgrund der Komplexität der Stromnetze und der vielfältigen Aufgaben der Netzbetreiber haben einige der anfallenden und umlagefähigen Netzkosten ihren Ursprung nicht zweifelsfrei im entsprechenden Versorgungsgebiet. Zusätzlich sind einige der Kosten nicht durch die Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber getrieben, sondern dem bundesweiten Ausbauziel für erneuerbaren Energien geschuldet<sup>3</sup>. Dies macht eine bundesweite Umlage der gesamten Netznutzungsentgelte oder auch nur bestimmter Teile davon prinzipiell diskutierbar. Gerade im Hinblick auf einen erhöhten Investitionsbedarf in den kommenden Jahren soll diese Analyse die Frage beantworten, welche Auswirkungen ein bundesweites Netznutzungsentgelt bzw. ein ausschließliches Wälzen der Übertragungsnetzkosten auf die Netznutzungsentgelte in unterschiedlichen Regionen hätte.

Kapitel 3 beschreibt die Systematik der Netzentgeltermittlung sowie die grundlegende Methodik dieser Arbeit, während Kapitel 4 und 5 das gewählte Verfahren für Übertragungs- und Verteilungsnetze detailliert erläutern. Kapitel 6 zeigt den Einfluss der demographischen Entwicklung auf die Netznutzungsentgelte auf. Die konkreten Ergebnisse werden in Kapitel 7 vorgestellt, Kapitel 8 skizziert ein einfaches Umlagemodell.

---

<sup>3</sup> Im deutschen Strommarkt gibt es auch bei physikalischen Engpässen im Stromnetz einen einheitlichen Großhandelspreis für Strom. Eine Aufteilung in Preiszonen verbundenen mit regionaler Anreizwirkung (u.a. um Engpässen im Stromnetz entgegen zu wirken) wird zwar diskutiert, allerdings wird politisch ein Einheitspreis für Strom auf Großhandelsebene favorisiert. Ein einheitliches Netzentgelt wäre somit die konsequente Fortführung der Argumentation hinsichtlich eines einheitlichen Strompreises.

### 3 Rahmenbedingungen der Bestimmung der Netznutzungsentgelte

Die Netzversorgungsstruktur wird allgemein in die Teilbereiche Übertragungsnetze und Verteilungsnetze eingeteilt (Konstantin, 2009, p. 394). Übertragungsnetze stellen mittels Höchstspannungsleitungen (380 sowie 220 kV) den überregionalen Stromtransport sowie einen übergreifenden störungsfreien Betrieb durch den Einsatz von Regelenergie, Schalt- und Redispatchmaßnahmen sicher (§13 EnWG). Direkt an die Übertragungsnetze angeschlossen sind in der Regel Großkraftwerke sowie wenige industrielle Großverbraucher (Stahlwerke, etc.). Verteilungsnetze dienen mittels Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen dem Stromtransport zum Endkunden sowie der Aufnahme dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energien sowie kleineren konventionellen Kraftwerken.

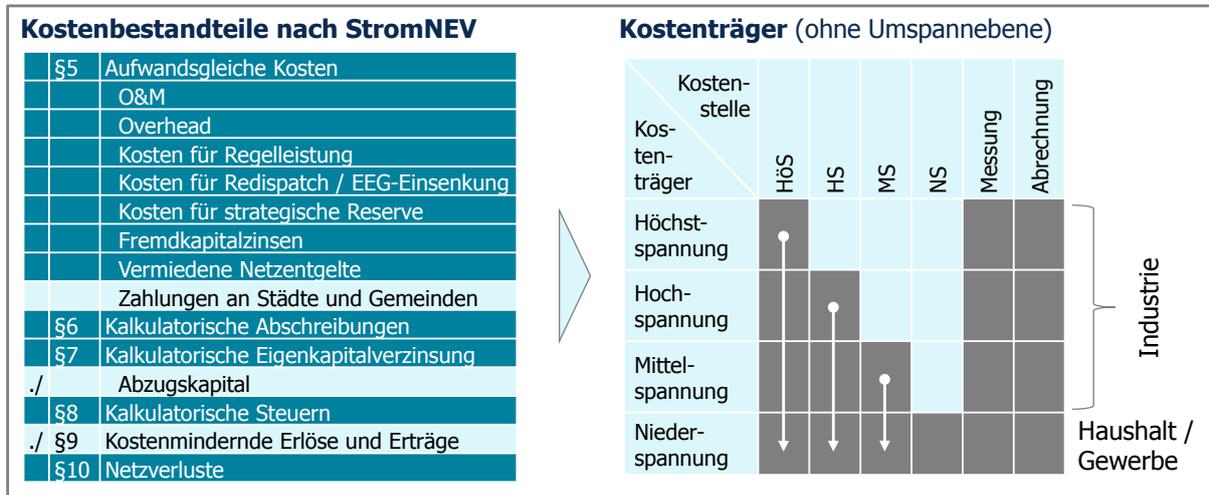
Übertragungs- und Verteilungsnetze stellen aufgrund ihrer geographischen Struktur, ihrer langen Lebensdauer, den hohen Investitionen und sonstigen Fixkosten, niedrigen variablen Kosten und der daraus resultierenden Subadditivität<sup>4</sup> der Kostenfunktion natürliche Monopole dar. Im Zuge der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte in Europa wurden auch die Stromnetze in Deutschland privatisiert. Dafür wurden mit dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) sowie der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) die Voraussetzungen für eine Marktregulierung geschaffen. Es existieren in Deutschland vier Regelzonen, deren Netzgebiete jeweils von einem der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Tennet, Amprion, 50Hertz und TransnetBW betrieben werden. Verteilungsnetze befinden sich in der Hand von Städten und Gemeinden, großen und kleinen Energieversorgungsunternehmen und privaten Investoren. Die Anzahl der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) ist mit ca. 800 deutlich größer als die der ÜNBs (Bundesnetzagentur, 2013b).

Die Netzbetreiber decken ihre Ausgaben mit Hilfe der Netznutzungsentgelte, welche die Stromkunden zusammen mit den weiteren Strompreiskomponenten (u.a. Erzeugung, EEG-Umlage, Konzessionsabgabe, Steuern) bezahlen. Diese Netznutzungsentgelte werden nach dem in der Stromnetzentgeltverordnung und der Anreizregulierungsverordnung festgelegten Verfahren bestimmt. Dabei bringen die Netzbetreiber die ihnen entstandenen aufwandsgleichen Kosten sowie kalkulatorische Abschreibungen, Eigenkapitalverzinsung und Steuern zum Ansatz. Die so ermittelte Erlösobergrenze soll durch die Netznutzungsentgelte möglichst genau erreicht werden. Dazu werden sowohl die Kosten als auch die Verbräuche und Maximalentnahmen pro Netzebene bestimmt. Die Kosten werden dabei auf die untergelagerten Netzebenen weiterverrechnet sowie auf die direkten Entnahmen umgelegt. Übersteigen die Einnahmen aus den Netznutzungsentgelten die Erlösobergrenze um mehr als 5%, muss laut §5 ARegV eine Anpassung der Entgelte vorgenommen werden. Aus Abbildung 2 gehen sowohl die Zusammensetzung der Erlösobergrenzen als auch deren Weiterverrechnung hervor. Die in türkiser Farbe hinterlegten Kostenbestandteile sind explizit in die Analyse eingegangen. Dies schließt neben den Aufwendungen für Netzbetrieb und Wartung, Systemdienstleistungen und Verwaltungs- bzw. Gemeinkosten vor allem die

---

<sup>4</sup> Subadditivität bedeutet, dass ein bestimmtes Gut von einem einzigen Unternehmen günstiger bereitgestellt werden kann als von mehreren Unternehmen, unabhängig davon wie die Bereitstellung des Gutes unter den Unternehmen aufgeteilt ist (Springer Gabler Verlag (Hrsg.), 2014).

kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalkosten sowie die kalkulatorischen Abschreibungen mit ein. Zahlungen an Städte und Gemeinden, Kosten des Abzugskapitals sowie kostenmin  
dernde Erlöse wurden nicht explizit betrachtet und finden sich im Rahmen der Analyse in angepassten Gemeinkostensätzen wieder.



**Abbildung 2: Kostenbestandteile und Verrechnung, eigene Darstellung in Anlehnung an Konstantin (2009, p. 414)**

Ein Kostenwälzen, bei dem von der höchsten zur niedrigsten Spannungsebene die Kosten abzüglich des auf die direkten Netzkunden der Spannungsebene umzulegenden Anteils weitergereicht werden, wird im Rahmen der Analyse vereinfacht abgebildet. Es wird lediglich die Spannungsebene Niederspannung sowie eine kombinierte Spannungsebene aus Mittel-, Hoch- und Höchstspannung betrachtet. Hierbei wird davon ausgegangen, dass Haushalts- und Gewerbekunden aus der Niederspannung, Industriekunden hingegen aus Mittel- / Hoch- und Höchstspannung entnehmen. Die Bestimmung der Netznutzungsentgelte je Netzebene und Nutzungsdauer, unterteilt in Leistungs- und Arbeitspreis ist ohne Kenntnis der genauen Kosten- und Abnahmestruktur der Netze nur mit Annahmen möglich. Darüber hinaus ergeben sich auch Zahlungsströme zwischen den Netzbetreibern. Informationen darüber sind nicht öffentlich verfügbar und lassen sich daher in einem Modell nur schwer abbilden. Allerdings lassen sich mit gewissen Annahmen die Erlösobergrenzen der Netzbetreiber abschätzen, welche letztendlich über die Netznutzungsentgelte auf die Stromkunden verteilt werden. Im Rahmen dieser Analyse werden die Netzkosten der einzelnen ÜNBs und VNBs zu Preisen von 2013 abgeschätzt, d.h. eine Inflationierung der Kosten bzw. Preise im Prognosehorizont findet nicht statt. Um Aussagen über die regionale Entwicklung der Netznutzungsentgelte treffen zu können, werden diese Kosten basierend auf demographischen Größen den Landkreisen, Stadtkreisen sowie kreisfreien Städten zugeordnet. Auf dieser Basis werden unter Berücksichtigung der in den Netzentwicklungsplänen sowie in der dena-Verteilnetzstudie ausgewiesenen Investitionsbedarfe die regionalen Netzkosten auf Verteilungs- und Übertragungsnetzebene prognostiziert. Unter Zuhilfenahme demographischer Indikatoren wird die jährliche Stromentnahme prognostiziert. Schlussendlich wird die Summe der Verteilungs- und Übertragungsnetzkosten auf die jährlichen Entnahmen umgelegt, um die jeweiligen Netznutzungsentgelte für die verschiedenen Ebenen zu bestimmen.

## 4 Kostenmodell des Übertragungsnetzes

Als Grundlage für die Berechnung der Übertragungsnetzkosten werden der Netzentwicklungsplan 2013 sowie der Offshore-Netzentwicklungsplan 2013 in der jeweils zweiten Fassung herangezogen, in dem die ÜNBs auf Basis des EnWG den Netzausbaubedarf veröffentlichen. Konkret werden die von der Bundesnetzagentur bestätigten Maßnahmen des Leitszenarios B 2023<sup>5</sup> betrachtet. Je Projekt wird mittels der im Anhang aufgeführten Kostensätze die Investitionshöhe ermittelt und der jeweiligen Regelzone zugeschrieben. Bei regelzonenübergreifenden Projekten werden die Beträge aufgeteilt. Da die Kosten für die Offshore-Netzanbindung von den anschließenden Betreibern Tennet (Nordsee) und 50Hertz (Ostsee) auf die anderen Zonen mitgewälzt werden, sind diese Kosten auf alle Regelzonen mittels der EEG-Letzterverbrauchsmengen (siehe Tabelle 1) umgelegt.

**Tabelle 1: Letztverbrauch laut EEG Jahresabrechnung (eeg-kwk.net, 2013)**

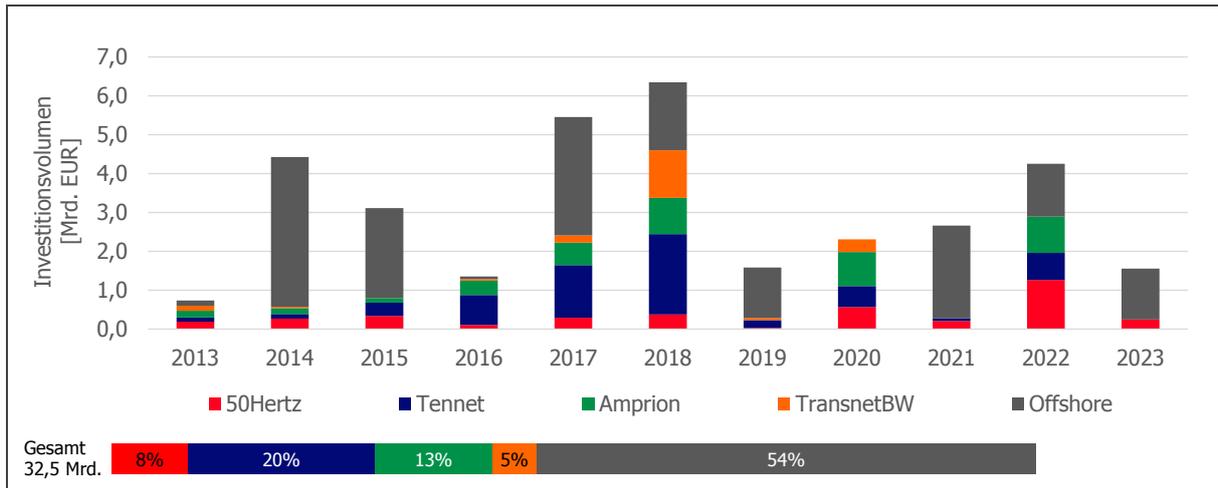
	50Hertz	Tennet	Amprion	TransnetBW	Gesamt
<b>Letztverbrauch 2012 [TWh]</b>	97,7	145,0	172,9	61,7	<b>477,3</b>
<b>Anteil</b>	20,5%	30,4%	36,2%	12,9%	<b>100%</b>

Der Gesamtinvestitionsbedarf für alle Maßnahmen des Szenarios B 2023 der Netzentwicklungspläne beträgt für Onshore-Netze ca. 21 Mrd. EUR sowie für Offshore-Netze ca. 20 Mrd. EUR. Allerdings hat die Bundesnetzagentur nicht alle Maßnahmen zum Netzausbau bestätigt (Bundesnetzagentur, 2013a). Darüber hinaus werden sogenannte Punktmaßnahmen, die auf eine Erhöhung der Austauschkapazitäten mit dem Verteilungsnetz abzielen, nicht durch die Bundesnetzagentur bestätigt. Stattdessen wird bewertet, ob die Notwendigkeit schlüssig dargelegt ist. Da die Punktmaßnahmen im vorliegenden Netzentwicklungsplan in erster Linie in die Regelzone 50Hertz fallen, in den anderen Gebieten mit starkem Ausbau erneuerbarer Technologien aber ebenfalls Investitionen in Transformatoren anfallen, werden – um kein verzerrtes Bild zu generieren – diese Maßnahmen nicht in die Analyse aufgenommen.

Aus der Beschreibung der einzelnen Projekte im zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplanes 2013 geht der Bedarf der zu bauenden Betriebsmittel teilweise nicht explizit hervor. Basierend auf dem sogenannten (n-1)-Kriterium, welches besagt, dass bei Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels der sichere Gesamtbetrieb des Stromversorgungsnetzes gewährleistet bleiben muss, wird daher die Annahme getroffen, dass der Neubau von Freileitungen generell als Doppelleitung ausgeführt wird. Daraus ergibt sich auch der Bedarf von zwei Eingangsfeldern und zwei Abgangsfeldern zuzüglich einem Kupplungsfeld beim Neubau von Schaltanlagen bzw. zwei Schaltfeldern bei der Einschleifung in eine bestehende Anlage. Bei der Ertüchtigung einer Leitung mittels Stromkreisauflage wird von einem zusätzlichen Schaltfeld pro betroffener Anlage ausgegangen.

Bei ausschließlicher Berücksichtigung der bestätigten Maßnahmen ergibt sich ein Gesamtvolumen von 32,5 Mrd. EUR (14,9 Mrd. EUR Onshore sowie 17,5 Mrd. EUR Offshore) für den Netzausbau bis 2023. Die Verteilung auf die einzelnen Betreiber und Jahre ist der Abbildung 3 zu entnehmen.

<sup>5</sup> Die von der Bundesnetzagentur bestätigten Maßnahmen beziehen sich auf das Leitszenario B 2023.



**Abbildung 3: Investitionsvolumina, eigene Darstellung basierend auf Übertragungsnetzbetreiber (2013a & 2013b)**

Ausgehend von dem durch die Betreiber veröffentlichten Anlagenbestand (Tabelle 2) und den Investitionen wird ein Modell entwickelt, das die Entwicklung der Kostenbestandteile

- Kapitalkosten der Bestandsanlagen,
- Kapitalkosten des Zubaus,
- Kapitalkosten des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens,
- Betriebs- und Wartungskosten,
- Gemeinkosten und
- Kosten für Systemdienstleistungen

bis 2023 prognostiziert. Darin werden Kapital- und Wartungskosten auf Ebene der im Anhang ersichtlichen Anlagenklassen berücksichtigt.

#### 4.1 Kapitalkosten der Bestandsanlagen

Um die Kapitalkosten der Bestandsanlagen zu bestimmen, werden die nach §27 StromNEV veröffentlichten Daten der Übertragungsnetzbetreiber (Tabelle 2) bzgl. Stromkreislängen und Umspannleistungen herangezogen. Die aus dem Anhang ersichtlichen Kostensätze werden auf diese Werte angewendet. Um dem Alter des Anlagenparks und der damit verbundenen Inflation der Kostensätze Rechnung zu tragen, werden diese für Onshorenetze um 40% reduziert<sup>6</sup>. Das Ergebnis wird für die weiteren Betrachtungen als Anschaffungs- und Herstellungskosten (AHK) des Anlagenparks interpretiert.

<sup>6</sup> Da zwischen der Rechnungslegung nach HGB und der Bestimmung der Netznutzungsentgelte nach StromNEV deutliche Unterschiede bei der Anlagenbewertung bestehen, können die Kapitalkosten nicht alleine auf Basis der Jahresabschlüsse bestimmt werden. Aus diesem Grund werden im Rahmen der Analyse die Kapitalkosten auf Basis des von den Betreibern veröffentlichten Anlagenbestandes ermittelt, was eine Anpassung der Kostensätze für bestehende Anlagen notwendig macht. Der Wert von 40% entspricht dabei in etwa der kumulierten Inflation der letzten 20 Jahre (1993 – 2012).

**Tabelle 2: Anlagenbestand der Übertragungsnetzbetreiber, eigene Darstellung gemäß den Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber (§27 StromNEV)**

	50Hertz	Tennet	Amprion	TransnetBW
Leitungen 380kV [km]	6.970	5.749	5.300	2.000
Leitungen 220kV [km]	2.862	4.845	5.700	1.331
Kabel [km]	147	10	24	3
Schaltanlagen [Anzahl]	65	115	70	42
Trafo HöS/Hös [MVA]	11.000	19.270	-	5.570
Trafo HöS/HS [MVA]	32.150	38.870	61.030	19.880

Die Stromnetzentgeltverordnung erlaubt den Ansatz von kalkulatorischen Abschreibungen auf den Anlagenpark sowie einer kalkulatorischen Eigen- und Fremdkapitalverzinsung auf die Restwerte der Anlagen. Da eine solche Betrachtung detaillierte Kenntnisse über die Altersstruktur des Anlagenparks voraussetzt, wird als vereinfachtes Verfahren die Annuitätenmethode gewählt, um Kapitalverzinsung sowie Abschreibungen zu erfassen. Dafür wird zunächst durch Kalibrierung des Modells mit den Jahresabschlüssen der Netzbetreiber ein Anteil an abgeschriebenen Anlagen (siehe Tabelle 3) ermittelt, deren Wert mit 0 angesetzt wird. Die verbleibenden Anlagen bilden als  $AHK_0$  die Basis für die weitere Berechnung. Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass Altanlagen, die das Ende ihrer wirtschaftlichen anlagenklassenspezifischen Lebensdauer  $T$  erreicht haben, in den Folgejahren nicht mehr angesetzt werden, wird der Betrag in den kommenden Jahren jeweils um die Größe  $AHK_0/T$  reduziert, d.h.  $AHK_t = AHK_{t-1} - AHK_0/T$ . Schließlich wird die Annuität als  $A_t = AHK_t \frac{(1+WACC)^T \cdot WACC}{(1+WACC)^T - 1}$  mit einem gewichteten Kapitalkostensatz von  $WACC = 0,4 \cdot i_{EK} + 0,6 \cdot i_{FK} = 6,59\%$  bestimmt. Als kalkulatorischer Eigenkapitalzinssatz kommt  $i_{EK} = 10,48\%$  zum Ansatz, was der von der Bundesnetzagentur festgelegten Eigenkapitalrendite für Neuanlagen vor Abzug von Körperschafts- und Gewerbesteuer entspricht. Durch dieses Verfahren werden auch die nach §8 StromNEV ansatzfähigen kalkulatorischen Steuern berücksichtigt. Als Fremdkapitalzins wird  $i_{FK} = 4\%$  gewählt. Die angenommene Eigenkapitalquote von 40% ergibt sich aus dem nach StromNEV maximal zum Eigenkapitalzins ansetzbaren Kapitalanteil.

## 4.2 Kapitalkosten des Zubaus

Da für den unterstellten Zubau die Altersstruktur explizit abgebildet werden kann und die Annuitätenmethode für Neubauprojekte zu einer Unterschätzung der sich aus dem Kapitalbedarf ergebenden Kosten führt<sup>7</sup>, werden im Rahmen der Untersuchung Buchwerte und Abschreibungen separat modelliert. Dabei wird von einer linearen Abschreibung über die wirtschaftliche Lebensdauer  $T$  ausgegangen. Die

<sup>7</sup> Da der Buchwert der Anlagen abschreibungsbedingt mit der Zeit sinkt und somit auch die Kapitalkosten sinken, führt die Annuitätenmethode, die die Kosten gleichmäßig auf den wirtschaftlichen Nutzungszeitraum verteilt, in den ersten Nutzungsjahren zu geringeren Werten, als die Summe aus Kapitalkosten und linearen Abschreibungen. Bei einem Anlagenpark mit gleichverteilten Alter der Anlagen führen beide Methoden zum gleichen Ergebnis.

Buchwerte des Neuanlagenbestandes  $Buch_t$  verringern sich bei dieser Herangehensweise jedes Jahr um die Abschreibungen  $D_t$  und erhöhen sich jeweils um die aus Abbildung 3 ersichtlichen Investitionen  $Inv_t$ , d.h.  $Buch_t = Buch_{t-1} - D_{t-1} + Inv_t$  mit  $D_t = AHK_t/T$ , wobei  $AHK_t$  die kumulierten Neuinvestitionen bis zum Jahr  $t$  darstellt. Die Kapitalkosten inklusive Abschreibungen der Neuinvestitionen eines Jahres  $t$  ergeben sich hierbei zu  $WACC \cdot Buch_t + D_t$ .

Um Anlagen zu ersetzen, die das Ende ihrer technischen Lebensdauer erreicht haben, werden jährliche Investitionen in Erhalt / Erneuerung von 190 Mio. EUR angesetzt. Dies entspricht laut Bundesnetzagentur (2012 & 2013b) dem Mittelwert der Jahre 2010 bis 2012 dieser Investitionskategorie.

### 4.3 Kapitalkosten des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber sind für die operative Abwicklung des EEG- sowie KWK-Prozesses verantwortlich, was dazu führt, dass im Vergleich zu den Netzsätzen hohe Umsätze durch die Vermarktung des geförderten Stroms sowie durch das EEG-Ausgleichskonto entstehen, denen betragsgleiche Aufwendungen durch die gezahlten Vergütungen gegenüberstehen. Diese durchlaufenden Posten machen laut Jahresabschlüssen der ÜNBs ca. 90% der Umsätze aus. Zur operativen Abwicklung der Zahlungen ist daher eine im Vergleich zum Netzgeschäft erhöhte Menge an Umlaufvermögen notwendig. Im Rahmen der Analyse wird von einer Umschlagdauer des Umlaufvermögens von 30 Tagen ausgegangen, d.h. das betriebsnotwendige Umlaufvermögen wird mit 1/12 des Gesamtumsatzes abgeschätzt und mit dem WACC in Ansatz gebracht. Für das Jahr 2012 wird somit ein Umlaufvermögen von ca. 1,7 Mrd. EUR und daraus resultierenden Kapitalkosten von 115 Mio. EUR abgeschätzt. Das tatsächliche Umlaufvermögen der Übertragungsnetzbetreiber laut Jahresabschlüssen liegt zwar deutlich höher, allerdings unterliegt die Bestätigung der Höhe des ansatzfähigen Eigenkapitals laut Netzbetreiber dem Regulator, weshalb anzunehmen ist, dass dieses nicht in kompletter Höhe zur Bestimmung der Erlösobergrenze angesetzt werden kann.

### 4.4 Betriebs- & Instandhaltungs- sowie Gemeinkosten

Für bereits bestehende Anlagen sowie für die Neuinvestitionen werden betreiberspezifische Betriebs- und Wartungskosten von 2,5 - 3,8% des Wiederbeschaffungswertes angesetzt. Die exakten Werte können der Tabelle 3 entnommen werden. Neben den direkten Kosten für das Netz fallen bei den Betreibern weitere Kosten für Verwaltung, Planung, etc. an. Ohne Kenntnis der genauen Unternehmensstrukturen ist eine Einteilung auf Basis von GuV-Positionen allerdings schwierig.

Daher wird zur Ermittlung der hier verwendeten Sätze ein Gemeinkostenanteil an den Personal- sowie sonstigen Kosten der Gewinn- und Verlustrechnung von ca. 70% angenommen. Diese Sätze sind zusätzlich mit einem Gemeinkostensatz pro Letztverbrauch plausibilisiert, der die Größe des Betreibers widerspiegelt. Da davon auszugehen ist, dass die Gemeinkosten mit verstärktem Netzausbau steigen, werden sie auf Basis des Ausbaus an Leitungskilometern skaliert.

Die Betriebs- und Instandhaltungskosten (Operation & Maintenance, O&M) sind so angesetzt, dass sich die Kostenblöcke Kapitalkosten, Kosten für Systemdienstleistungen, Gemeinkosten sowie Betriebs- und Instandhaltungskosten zum Umsatz aus dem Netzbetrieb der einzelnen Betreiber addieren.

**Tabelle 3: Annahmen über zentrale Kostenparameter der Übertragungsnetzbetreiber, eigene Darstellung**

	50Hertz	Tennet	Amprion	TransnetBW	Offshore
<b>Anteil abgeschriebener Anlagen</b>	40%	54%	14% <sup>8</sup>	38%	0%
<b>O&amp;M Kostensatz</b> (% des Invests)	2,5%	3,1%	3,3%	3,8%	2,5%
<b>Gemeinkostensatz</b> (EUR/GWh Letztverbrauch)	868	1.024	733	865	-

#### 4.5 Kosten für Systemdienstleistungen

Die Kosten für Systemdienstleistungen werden für das Basisjahr 2012 größtenteils basierend auf den Angaben des Monitoringberichts 2013 der Bundesnetzagentur ermittelt. Die Kosten im Basisjahr sowie die Aufteilung auf die einzelnen Regelzonen sind der Tabelle 4 zu entnehmen.

**Tabelle 4: Kosten und Verteilschlüssel der Systemdienstleistungen, eigene Darstellung**

Systemdienstleistung	Total 2012 [Mio. EUR]	50Hertz	Tennet	Amprion	TransnetBW	Verteilungsschlüssel
<b>Regelenergie</b>	416	bundesweit gewälzt				
<b>Redispatch</b>	165	67%	32%	1%	0%	Mengenangaben im BNetzA Monitoringbericht 2013
<b>Einsenkung EEG-Anlagen</b>	33	30%	42%	20%	8%	EEG-Einspeisemengen laut EEG-Jahresabrechnung 2012
<b>Reservekraftwerke</b>	91	0%	71%	18%	11%	Kontrahierte Leistung pro Regelzone, Mittelwert 12/13
<b>Blindleistung</b>	68	20%	30%	36%	13%	Letztverbrauch laut EEG-Jahresabrechnung 2012
<b>Verlustenergie</b>	354	31%	25%	34%	9%	Netzverluste lt. Betreiberseiten

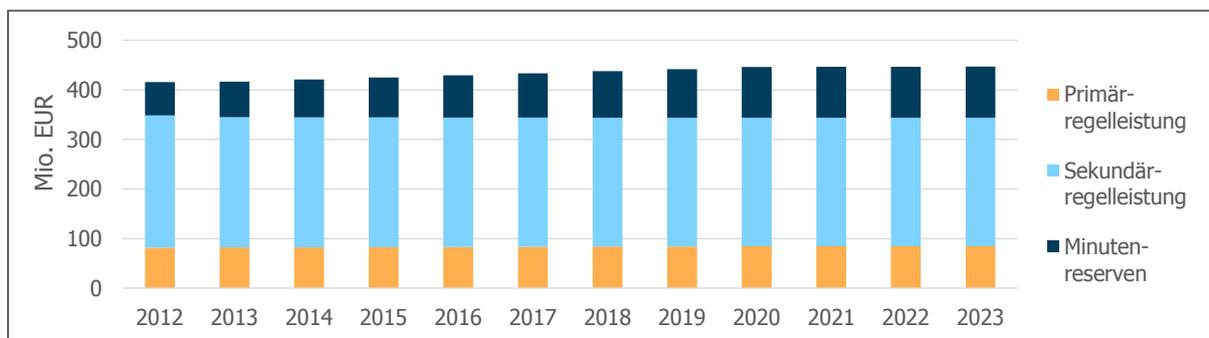
<sup>8</sup> Die Kostensätze sind mittels Kalibrierung an den Umsätzen aus dem Netzgeschäft, wie sie in den Jahresabschlüssen der Betreiber ausgewiesen sind, ermittelt. Im Fall von Amprion gab es einen starken Anstieg der Umsätze von 2011 nach 2012. Die Vermutung liegt nahe, dass geänderten Bewertungsmethoden dafür verantwortlich sind. Daher wird in diesem Fall der Mittelwert der Jahre 2011 und 2012 als Ausgangspunkt gewählt. Ob der Anteil abgeschriebener Anlagen tatsächlich so niedrig wie hier abgeschätzt liegt, kann nicht abschließend geklärt werden.

### 4.5.1 Regelenergie

Um die Netzfrequenz konstant bei 50 Hz zu halten, gleichen die Übertragungsnetzbetreiber Abweichungen zwischen prognostizierter Erzeugung und prognostiziertem Verbrauch durch den Einsatz von Regelleistung aus. Zu diesem Zwecke werden auf dem Portal [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) Ausschreibungen durchgeführt, um die notwendigen Mengen an Regelleistungsvorhaltung zu erwerben. Hierbei wird zwischen Primärregelleistung, die innerhalb von 30 Sekunden voll zur Verfügung stehen muss, Sekundärregelleistung, die spätestens nach 15 Minuten die Primärregelung ablöst sowie Minutenreserven, die wiederum die Sekundärregelung ablösen, unterschieden (Übertragungsnetzbetreiber, 2014).

Der Regelenergiebedarf sowie die zugehörigen Preise sind aus dem Monitoringbericht der Bundesnetzagentur 2013 (Bundesnetzagentur, 2013b) abgeleitet. Für die Entwicklungspfade des Regelenergiebedarfs wird die Langfriststudie des DLR herangezogen (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), 2012), dargestellt in Abbildung 4. Der darin beschriebene Bedarfspfad weist eine leichte Steigerung bei Sekundärregelleistung und Minutenreserven auf. Auch wenn in der dena-Netzstudie II von einem sinkenden Bedarf aufgrund verbesserter Prognosemodelle für Wind- und PV-Einspeisung ausgegangen wird (Deutsche Energie Agentur, 2010), scheint dies aufgrund des starken Ausbaus dieser Technologien wenig realistisch, weshalb ein Entwicklungspfad mit steigender Tendenz gewählt wird. Die Preise für Regelleistung sind über den Zeitverlauf als konstant angenommen.

Da die Kosten für Regelenergie bundesweit nach dem EEG-Letzterverbrauchsschlüssel gewälzt werden, ist eine Aufteilung auf die einzelnen Netzbetreiber nicht notwendig.



**Abbildung 4: Entwicklung der Regelleistungskosten, Basisjahr basierend auf Bundesnetzagentur (2013b), Entwicklung basierend auf Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) (2012)**

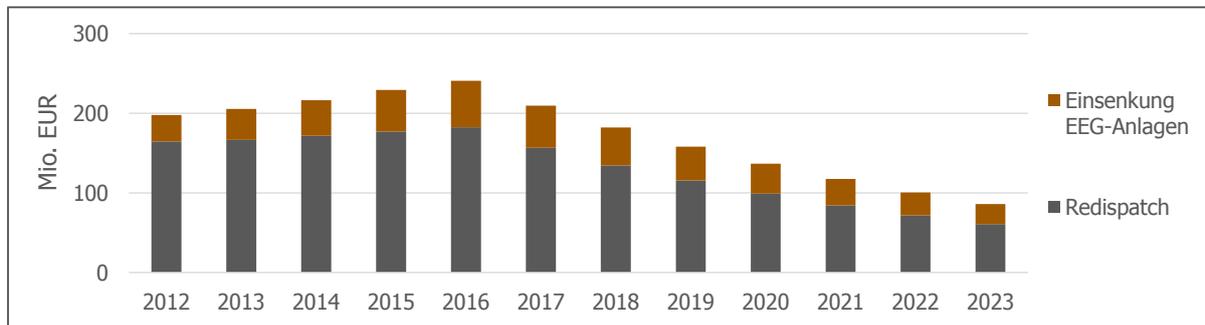
### 4.5.2 Redispatch & Einsenkung EEG-Anlagen

Zu den Verantwortlichkeiten der Netzbetreiber gehört nach §13.1 EnWG die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone zu garantieren. In diesem Kontext sind die Netzbetreiber berechtigt, durch netz- sowie marktbezogene Maßnahmen Kraftwerkseinsätze anzupassen, um Gefährdungen und Störungen (bspw. durch Überlastung von Leitungen) zu vermeiden bzw. zu verhindern. Diese Anpassungen werden als Redispatch bezeichnet.

Reichen Redispatchmaßnahmen an konventionellen Kraftwerken nicht aus, so können zur Beseitigung oder Vermeidung einer Störungs- oder Gefahrensituation nach §13.2 EnWG auch Einspeiser, die nach

dem EEG vergütet werden, in ihrer Erzeugung eingesenkt werden. Die Betreiber der Anlagen sind bei beiden Vorgängen zu entschädigen.

Der Einsatz von Redispatchmaßnahmen hat in den vergangenen Jahren laut Bundesnetzagentur (2013) zugenommen. Der größte Teil des Redispatcheinsatzes entfällt dabei auf das Leitungssegment Rempendorf – Redwitz. Mit Fertigstellung der Süd-West-Kuppelleitung („Strombrücke Thüringen“), ist anzunehmen, dass der Redispatcheinsatz zurückgehen wird. Daher wird im Rahmen der Analyse, wie aus Abbildung 5 ersichtlich, bis zum Jahr 2016 von einer leichten Steigerung und danach von einer schnellen Abnahme des Einsatzes aufgrund der Fertigstellung der Leitung ausgegangen.



**Abbildung 5: Entwicklung von Redispatchkosten und Kosten für die Einsenkung von EEG-Anlagen, Basisjahr basierend auf Bundesnetzagentur (2013b), Entwicklung eigene Annahmen**

### 4.5.3 Reservekraftwerke

Da durch den Merit-Order-Effekt beim Ausbau der erneuerbaren Energien, sowie durch hohe Gas- und niedrige CO<sub>2</sub>-Preise die Rentabilität von Gas- sowie GuD-Kraftwerken zurückgegangen ist, haben einige Betreiber angekündigt, ihre Anlagen vom Netz zu nehmen und dies zum Teil auch bereits getan. Um dem drohenden Verlust an flexibler Erzeugungskapazität vor allem in Süddeutschland entgegenzuwirken und so die Netzstabilität zu gewährleisten, ist mit der Reservekraftwerksverordnung für die Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit geschaffen worden, eine strategische Reserve an Erzeugungsleistung zu kontrahieren, die bspw. für Redispatchmaßnahmen eingesetzt werden kann. Momentan umfasst die Reserve ca. 2600 MW Erzeugungsleistung (Bundesnetzagentur, 2013b, p. 36):

- Mainz-Wiesbaden Block 2 (Steinkohle, 335 MW, Amprion)
- Mannheim Block 3 (Steinkohle, 203 MW, TransnetBW)
- Irsching Block 3 (Gaskraftwerk, 415 MW, Tennet)
- Staudinger Block 4 (Gaskraftwerk, 622 MW, Tennet)
- EVN AG (785 MW, Tennet, in Österreich)
- Verbund AG (152 MW, Tennet, in Österreich)

Für den Winter 2015/2016 hat die Bundesnetzagentur einen Reservekraftwerksbedarf von 4800 MW festgestellt, der für das Modell so übernommen wird. Danach wird aufgrund des Netzausbaus ein Rückgang auf den Status Quo von ca. 2600 MW angenommen. Als Kosten für Bereithaltung und Wartung werden in Übereinstimmung mit Consentec (2012) durchschnittliche Kosten in Höhe von 35 EUR pro kW und Jahr angesetzt.

#### 4.5.4 Blindleistung

Neben der Frequenzhaltung sind die Netzbetreiber auch verpflichtet, die Spannung an den Übergabepunkten in einem festgelegten Bereich zu halten. Hierfür ist der Einsatz von Blindleistung notwendig, die von Generatoren oder Einrichtungen zur Blindleistungskompensation bereitgestellt wird. Unter gewissen Umständen kann zur Bereitstellung von Blindleistung eine Veränderung der Wirkleistungseinspeisung (bspw. bei einem spannungsbedingten Redispatch) erforderlich sein. Die Kosten für Blindleistung lagen 2012 laut Monitoringbericht 2013 bei 68 Mio. EUR und damit mehr als doppelt so hoch wie im Vorjahr. Aufgrund mangelnder Transparenz über die erforderlichen Mengen und Vergütungen wird im Modell ein konstanter Verlauf unterstellt.

#### 4.5.5 Verlustenergie

Durch die Übertragung elektrischer Energie entstehen ohmsche Verluste auf den Leitungen, d.h. elektrische Energie wird in den Leitungen in Wärme umgewandelt. Den Leitungsverlust müssen die Übertragungsnetzbetreiber einkaufen. Die Leitungsverluste des Übertragungsnetzes beliefen sich 2012 auf etwa 6,3 TWh bei einem durchschnittlichen Preis von 56,40 EUR/MWh und damit bei etwa 1,1% der Stromerzeugung. Im weiteren Verlauf werden ein konstanter Bedarf sowie ein konstanter Preis unterstellt.

Verlustenergie ist zwar im engeren Sinne keine Systemdienstleistung, sie soll aber im Rahmen der Analyse als solche behandelt werden, da sie wie die anderen Größen dieser Kategorie nicht in einem unmittelbaren funktionalen Zusammenhang zum Netzausbau steht, und somit gesondert betrachtet werden muss.

### 4.6 Kalibrierung des entwickelten Kostenmodells der Übertragungsnetze

Das beschriebene Modell wird mit Hilfe der Jahresabschlüsse der ÜNBs auf das Basisjahr 2012 kalibriert, da hierfür sowohl der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur als auch Jahresabschlüsse von drei der vier Betreiber vorliegen<sup>9</sup>. In den Jahresabschlüssen sind die Umsätze aus dem Netzbetrieb gesondert ausgewiesen. Diese Umsätze werden als Erlösobergrenze für das Basisjahr interpretiert. Im Folgenden sind alle Annahmen für die oben beschriebenen Kostenbestandteile so getroffen, dass diese sich zur Erlösobergrenze addieren. Hierbei werden weitere Daten aus Bilanzen und GuV, wie Abschreibungen, Personalkosten, etc., sowie Vergleiche zwischen den Betreibern verwendet, um die Annahmen zu plausibilisieren.

Die Annahmen über die Aufteilung der Kapitalkosten beeinflussen die Modellergebnisse mit fortschreitender Zeit immer weniger, da diese durch die Abschreibungen abnehmen und die hohen Investitionen in den Ausbau überkompensiert werden. Bezüglich der Entwicklung der Kosten für Systemdienstleistungen gibt es relativ große Unsicherheiten, allerdings macht dieser Kostenblock insgesamt gesehen einen eher kleineren Anteil der Gesamtkosten aus. Fokus der Analyse ist die relative Verteilung der

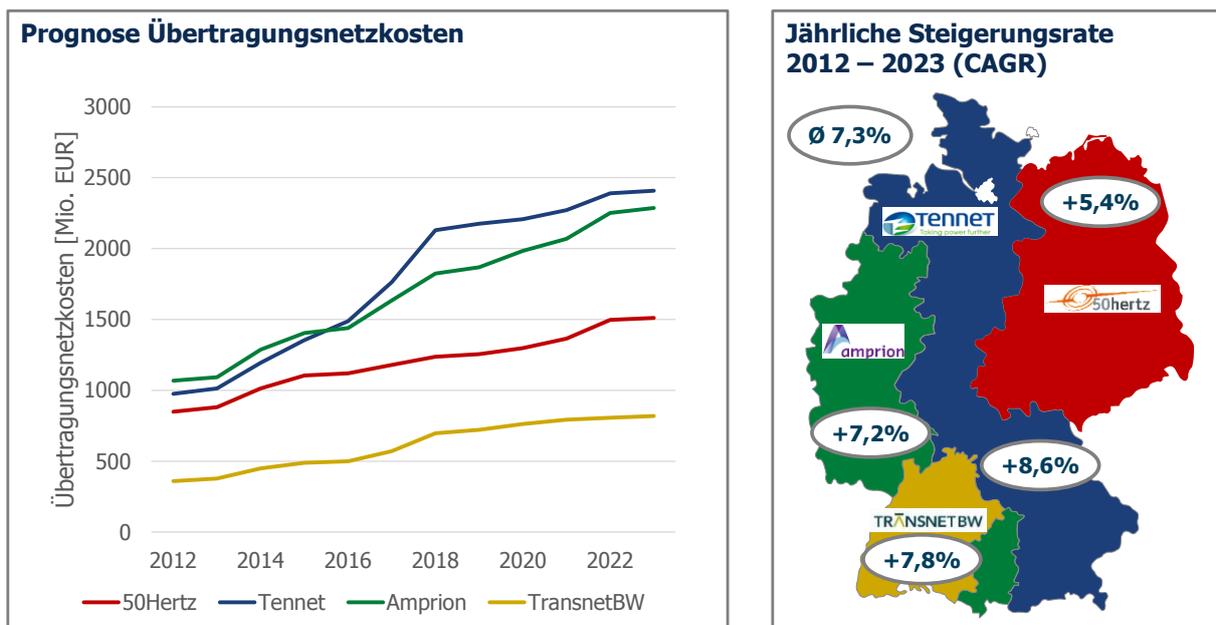
---

<sup>9</sup> Für TransnetBW wird der Jahresabschluss 2011 herangezogen, da das Unternehmen für das Jahr 2012 von der Möglichkeit zur Befreiung von der Offenlegung des Jahresabschlusses Gebrauch gemacht hat.

Kosten der einzelnen Regelzonen zueinander und weniger die Entwicklung der absoluten Höhe. Vor diesem Hintergrund kann das Modell als geeignet für ebendiese Fragestellung angesehen werden, während die Prognose der absoluten Höhe mit größerer Unsicherheit behaftet ist.

#### 4.7 Entwicklung der Kosten des Übertragungsnetzes

Basierend auf den beschriebenen Methoden werden die Netzkosten bzw. Erlösobergrenzen für die vier Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2012 bis 2023 prognostiziert (Abbildung 6). Die geschätzten Netzkosten betragen im Basisjahr ca. 3,3 Mrd. EUR und steigen bis 2023 auf 7,0 Mrd. EUR. Der höchste Anstieg ist in der Regelzone Tennet, die geringste Kostensteigerung in der Regelzone 50Hertz zu erwarten. Dies ist nicht verwunderlich, da die Gruppe der drei großen Betreiber Tennet, Amprion und 50Hertz sich durch vergleichbare Kostenpositionen auszeichnet und der größte Teil der Investitionen im Onshorebereich (ca. 44%) auf Tennet sowie der kleinste Teil auf 50Hertz (ca. 18%) entfällt. Die Regelzone TransnetBW hat mit ca. 10% zwar absolut den kleinsten Teil der Investitionen zu tragen, da die Netzkosten aber momentan deutlich unter denen der anderen Regelzonen liegen, wirken sich die Investitionen stärker aus.



**Abbildung 6: Entwicklung Übertragungsnetzkosten, eigene Darstellung**

Bei der Betrachtung der Kostentreiber wird deutlich, dass der Einfluss der Systemdienstleistungen (inkl. Verlustenergie) stark rückläufig ist und dass die Kapitalkosten in Zukunft einen deutlich stärkeren Einfluss haben werden.

Aus der Umlage von Kapital- und Wartungskosten auf die einzelnen Ausbaukategorien wird deutlich, dass die Offshorenetze zukünftig einen bedeutenden Teil der Kosten ausmachen werden. Auch der Bau von HGÜ-Verbindungen wird sich in den zukünftigen Netzkosten niederschlagen. Vergleichsweise geringen Einfluss hat hingegen der Ausbau des Drehstromnetzes an Land. Der Einfluss der Bestandsanlagen (inkl. Ersatzinvestitionen) nimmt erwartungsgemäß stark ab.

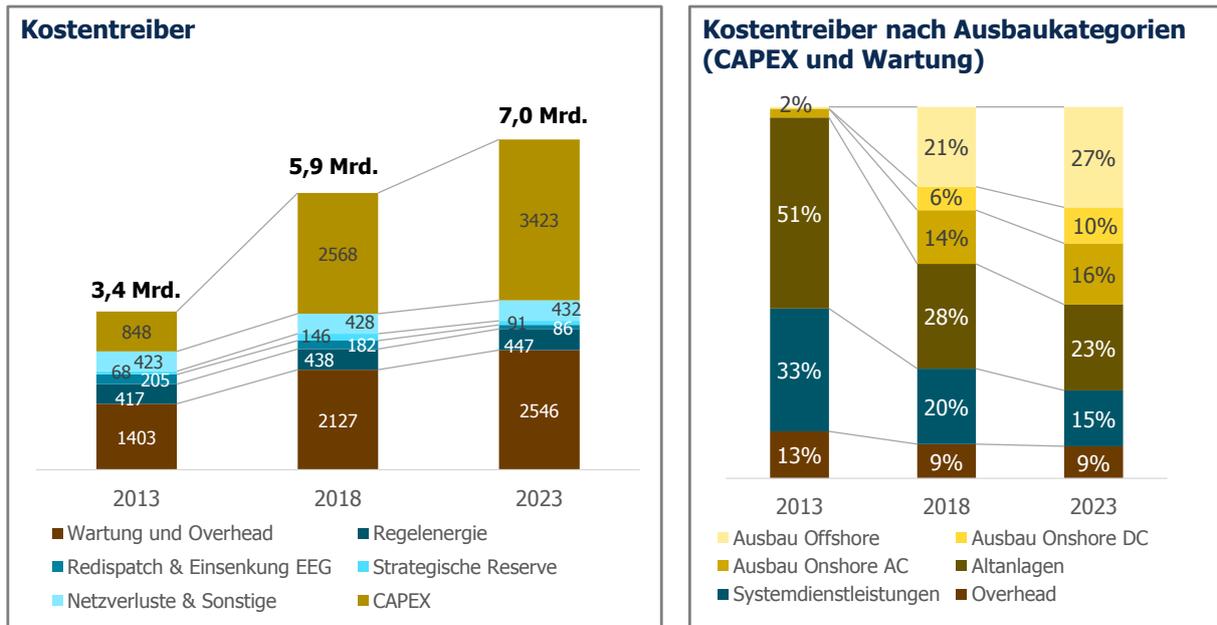


Abbildung 7: Kostentreiberanalyse Übertragungsnetz, eigene Darstellung

## 5 Kostenmodell der Verteilungsnetze

Laut Bundesnetzagentur (2013b) existieren in Deutschland mehr als 800 Verteilungsnetzbetreiber. Eine detaillierte Analyse auf Betreiberebene wie im Falle der ÜNBs ist daher aus praktischen Gründen nicht möglich, weshalb ein pauschales Verfahren gewählt wird.

Die Grundlage zur Bestimmung der Verteilungsnetzkosten bilden die veröffentlichten Netznutzungsentgelte sowie die Entnahmen pro Netzebene, wie sie aus den Netzstrukturdaten der Verteilungsnetzbetreiber hervorgehen. Diese nach §27 StromNEV veröffentlichungspflichtigen Daten sind in der Datenbank Netznutzung Strom Deutschland der Firma ene't GmbH erfasst. Zur Erstellung dieser Analyse wird die Datenbank mit Stand zum 06.12.2013 verwendet. Zur regionalen Analyse sind die Entnahmen und Netzkosten über die Kreisgemeindeschlüssel je nach Einwohnerzahl auf die zugehörigen Landkreise, Stadtkreise bzw. kreisfreien Städte nach dem in Kapitel 6 beschriebenen Verfahren verteilt.

### 5.1 Gegenwärtige Elektrizitätsentnahme

In der Datenquelle sind die Entnahmen pro Verteilungsnetz auf den Netzebenen Niederspannung (NS), Mittelspannung (MS), Hochspannung (HS), Höchstspannung (HöS) sowie den jeweiligen Umspannebenen erfasst. Bei genauer Betrachtung der Daten lässt sich feststellen, dass es bei den Netzbetreibern keine einheitliche Handhabung darüber gibt, ob in den Werten die Weiterverteilung sowie die Entnahme aus nachgelagerten Spannungsebenen enthalten ist. Daher werden die Daten einer Korrektur unterzogen, bei der die Entnahmen oberhalb der Niederspannung zu einer Sammelentnahme Mittel- / Hochspannung zusammengefasst und die Gesamtentnahmen der an ein Übertragungsnetz angeschlossenen Verteilungsnetze mit den Werten der Tabelle 1 abgestimmt werden. Der hierbei verwendete Letztverbrauch der EEG-Jahresabrechnung von 477,3 TWh liegt dabei um 21,4 TWh unter der Gesamterzeugung abzüglich Netzverlusten, Außenhandelsbilanz sowie nicht in die Netze der allgemeinen Versorgung eingespeiste Erzeugungsmenge von 498,7 TWh (Bundesnetzagentur, 2013b). Die Ursache dieses Unterschiedes lässt sich nicht mit letzter Gewissheit klären, die Vermutung liegt aber nahe, dass es sich um unterschiedliche Abgrenzungen des Stromverbrauchs oder auch um weitere Eigenverbräuche, für die keine Netznutzungsentgelte gezahlt werden, handelt<sup>10</sup>. Anhand dieses Verfahrens werden die Entnahmen der Niederspannungsebene (NS) sowie die kombinierten Entnahmen der Mittel- / Hochspannungsebene (MHS) pro Verteilungsnetz abgeschätzt.

### 5.2 Gegenwärtige Verteilungsnetzkosten

Da die Erlösobergrenzen bzw. Verteilungsnetzkosten nicht anhand der Jahresabschlüsse ermittelt werden können, werden sie für das Jahr 2013 aus den Elektrizitätsentnahmen und den veröffentlichten Netznutzungsentgelten zum Stichtag 31.12.2013 pro Verteilungsnetz abgeleitet.

---

<sup>10</sup> Da sich Abweichungen bei der Entnahmemenge bei der Bestimmung der heutigen Netznutzungsentgelte herauskürzen und lediglich auf den Teil der zukünftigen Kostenänderungen Einfluss haben, sind die Auswirkungen dieser potentiellen Abweichung als gering anzusehen.

Hierbei werden auf der Niederspannungsebene die Grundpreise, sowie die Preise für Abrechnung und Messstellenbetrieb mit der Anzahl der Entnahmestellen sowie die Entnahme mit dem Arbeitspreis multipliziert.

Auf Mittel- und Hochspannungsebene wird eine Mischkalkulation zu gleichen Teilen aus Mittel- und Hochspannungspreis verwendet. Hierbei wird ebenfalls die Anzahl der Entnahmestellen mit den Preisen für Abrechnung und Messstellenbetrieb sowie die Entnahme mit dem Arbeitspreis multipliziert. Da auf diesen Ebenen eine Abrechnung auf Basis von Leistungspreisen üblich ist, muss eine Annahme für die Jahresbenutzungstunden getroffen werden. Diese wurde so gewählt, dass sich im Bundesdurchschnitt das gemittelte Netznutzungsentgelt des Jahres 2013 für Industriekunden von 1,79 ct/kWh (Bundesnetzagentur, 2013b) ergibt.

In Abbildung 8 ist das Prinzip des Kostenwälzens zwischen Übertragungsnetz und den beiden betrachteten Verteilungsnetzebenen schematisch und mit aggregierten Kosten abgebildet. Die Kosten des Höchstspannungsnetzes werden an die obersten Verteilungsnetzebenen weitergegeben. Direktentnahmen von Großverbrauchern, wie beispielsweise Stahlwerken, werden hierbei vernachlässigt. Auf Hoch- und Mittelspannungsebene werden die gewälzten Kosten zu den Kosten dieser Netzebene addiert und anteilig der jeweilige Entnahmemenge<sup>11</sup> als Netznutzungsentgelt an die Industriekunden weitergegeben bzw. an die Niederspannungsebene weiterverrechnet. Dort wird die Summe von Niederspannungskosten und gewälzten Kosten der übergelagerten Ebenen an die Endkunden weitergegeben. Die kursiv gedruckten Kosten der Verteilungsnetzebenen werden hierbei durch Rückrechnung aus den ermittelten gelb markierten Umsätzen aus Netznutzungsentgelten sowie den Entnahmemengen der einzelnen Netzebenen pro Verteilungsnetz bestimmt.

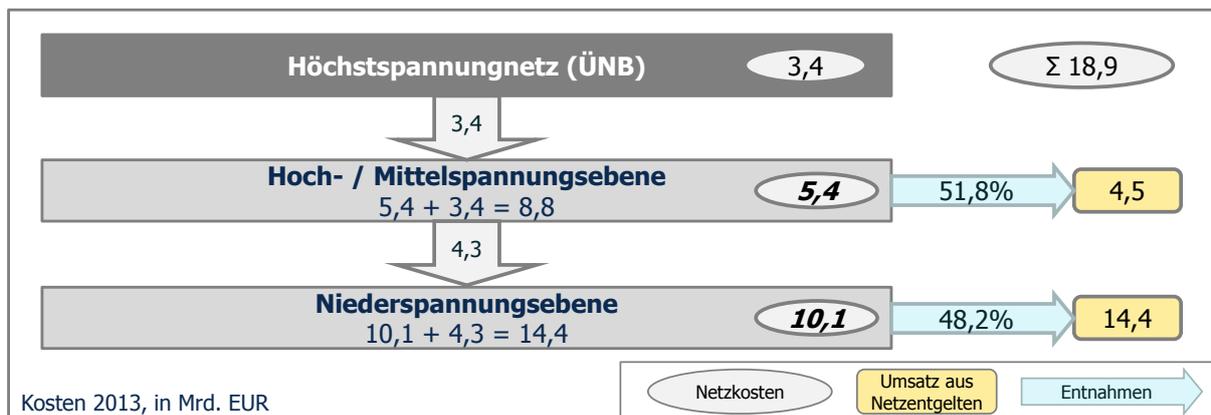


Abbildung 8: Kostenwälzen zwischen den unterschiedlichen Netzebenen, eigene Darstellung

### 5.3 Investitionsbedarf und Kapitalkosten

Der Investitionsbedarf in die Verteilungsnetze ergibt sich neben der Altersstruktur der Netze und den damit verbundenen Ersatzinvestitionen in erster Linie aus dem Ausbau erneuerbarer Energien. Somit ist dessen Höhe abhängig vom unterstellten Ausbaupfad. Um ein kongruentes Bild zu erzeugen wird der

<sup>11</sup> Tatsächlich wird anteilig der Jahreshöchstlasten weiterverrechnet. Da diese Daten nicht vorhanden sind, wird im Rahmen der Analyse stattdessen die Jahresentnahme als Verrechnungsschlüssel verwendet.

Investitionsbedarf des Leitszenarios der dena-Verteilnetzstudie übernommen. Deren angenommener Ausbaupfad entspricht den Ausbauzielen des Bundes und geht in den Szenariorahmen der Netzentwicklungspläne ein.

Der gesamte Ausbaubedarf wird ab 2010 mit 18,4 Mrd. EUR bis 2020 bzw. mit 27,5 Mrd. EUR bis 2030 beziffert (Deutsche Energie Agentur, 2012). Laut Bundesnetzagentur (2013b) wurden in den Jahren 2011 und 2012 Investitionen in Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau in Höhe von etwa 2,7 Mrd. EUR getätigt. Die verbleibenden Investitionen werden auf die übrigen Jahre gleichverteilt, so dass sich ein Wert von 18,4 Mrd. EUR für den Zeitraum 2013 bis 2023 ergibt. Der Investitionsbedarf wird nach den aus der dena-Verteilnetzstudie ableitbaren Schlüsseln von 11,3% / 1,8% (Land / Stadt) auf Niederspannungsebene sowie 76,0% / 10,9% (Land / Stadt) auf Mittel- und Hochspannungsebene auf die Spannungsebenen sowie auf städtische / ländliche Gebiete verteilt. In der dena-Verteilnetzstudie ist der Investitionsbedarf pro Bundesland ermittelt. Diese Werte werden auf die einzelnen Kreise der Bundesländer in Abhängigkeit des relativen wirtschaftlichen PV- und Wind-Potentials umgelegt, wobei davon ausgegangen wird, dass Investitionen in Niederspannungsnetze hauptsächlich durch den Zubau an Photovoltaik verursacht werden, wohingegen der Ausbau der Mittel- und Hochspannungsnetze vornehmlich durch den Zubau von Windkraftanlagen beeinflusst ist. Die hierfür verwendeten Flächenpotentiale auf Kreisebene sind im Anhang dargestellt. In der dena-Verteilnetzstudie werden als städtische Gebiete alle Flächen mit einer Einwohnerdichte von mehr als 500 Einwohnern pro km<sup>2</sup> klassifiziert. Im Rahmen der Analyse wurden die entsprechenden Investitionen den kreisfreien Städte bzw. Stadtkreisen zugeordnet. Abbildung 9 zeigt die Verteilung der Investitionen.

Da keine genauen Informationen über das Alter der Anlagen der einzelnen Betreiber vorliegen, wird von einem eingeschwungenen Zustand in Bezug auf das Investitionsniveau ausgegangen, d.h. Altanlagen werden sukzessive abgeschrieben und ersetzt. Das Vorgehen ist hier analog zu den Übertragungsnetzbetreibern. Auch wird derselbe Korrekturfaktor für die Kostensätze von Altanlagen und der Mittelwert des Anteils abgeschriebener Anlagen (37%) verwendet. Ferner wird davon ausgegangen, dass der Anteil der Kapitalkosten inkl. Abschreibungen an den Gesamtkosten 20% entspricht. Hierzu werden die Jahresabschlüsse verschiedener Verteilungsnetzbetreiber analysiert. Die Schwankungsbreite des kalkulatorischen Kapitalkostenanteils ist mit 2% bis 22% erheblich<sup>12</sup>. Generell ist es schwierig aus den veröffentlichten Bilanzen Rückschlüsse auf die ansatzfähigen Kosten zu schließen, da diese durch Verflechtungen mit verbundenen Unternehmen möglicherweise nicht das gesamte Anlagevermögen sowie das betriebsnotwendige Kapital widerspiegeln und sich Unterschiede bei der Bewertung nach HGB bzw.

---

<sup>12</sup> Da in Westdeutschland der Anteil abgeschriebener Betriebsmittel tendenziell höher ist, da in ostdeutschen Ländern die Netze nach der Wiedervereinigung ertüchtigt wurden, fallen tendenziell mehr Erneuerungsinvestitionen in den alten Bundesländern an. Dieser Unterschied bzgl. dem Anteil abgeschriebener Anlagen kann aufgrund der mangelnden Datenverfügbarkeit zum Anlagevermögen der einzelnen Verteilungsnetzbetreiber allerdings nicht berücksichtigt werden. Die im Abschnitt 7 skizzierten Entlastungseffekte für die neuen Bundesländer können daher von der Tendenz geringer als aufgezeigt ausfallen.

StromNEV ergeben. Da für den Anlagenpark Ersatzinvestitionen und für den verbleibenden Kostenanteil eine konstante Fortschreibung unterstellt wird, zeigt die Annahme über den Kapitalkostenanteil eine geringe Sensitivität auf das Ergebnis.

Die Ersatzinvestitionen sind so bemessen, dass jedes Jahr 1,5% der Tagesneuwerte des Anlagenparks investiert werden. Dies schließt die Annahme ein, dass eine gewisse Schnittmenge zwischen Neu- und Ersatzinvestitionen existiert. Die jährlichen Ersatzinvestitionen sind auf dieser Basis mit etwa 1,7 Mrd. EUR bemessen, was in etwa den jährlichen Ersatzinvestitionen laut Bundesnetzagentur (2013b) entspricht.

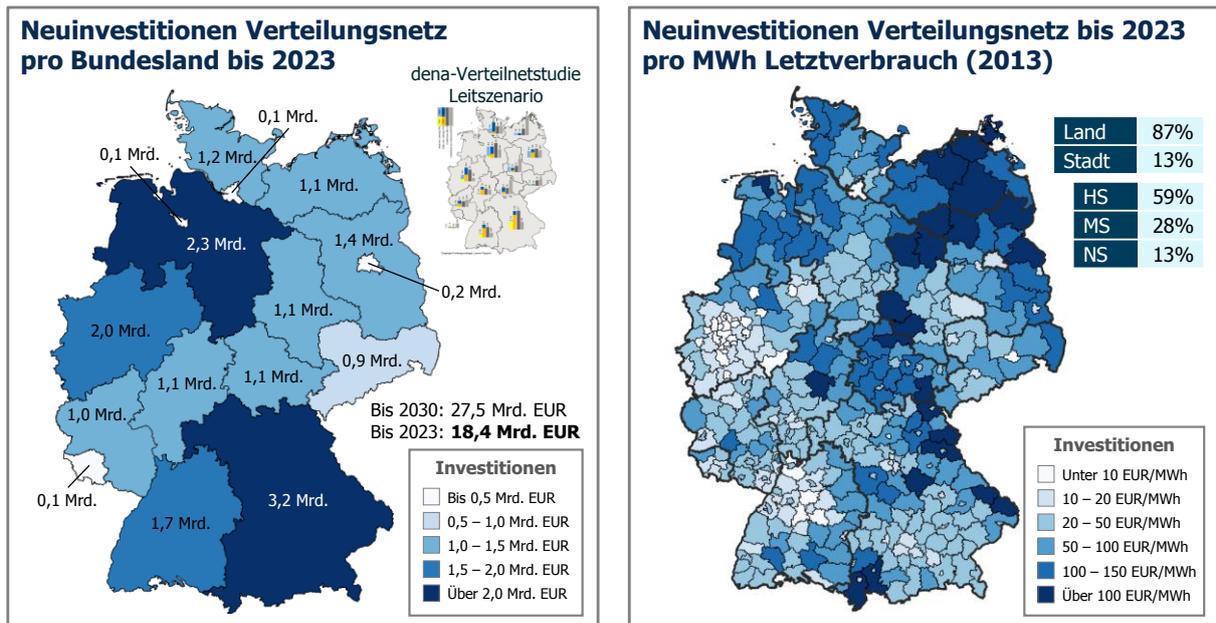
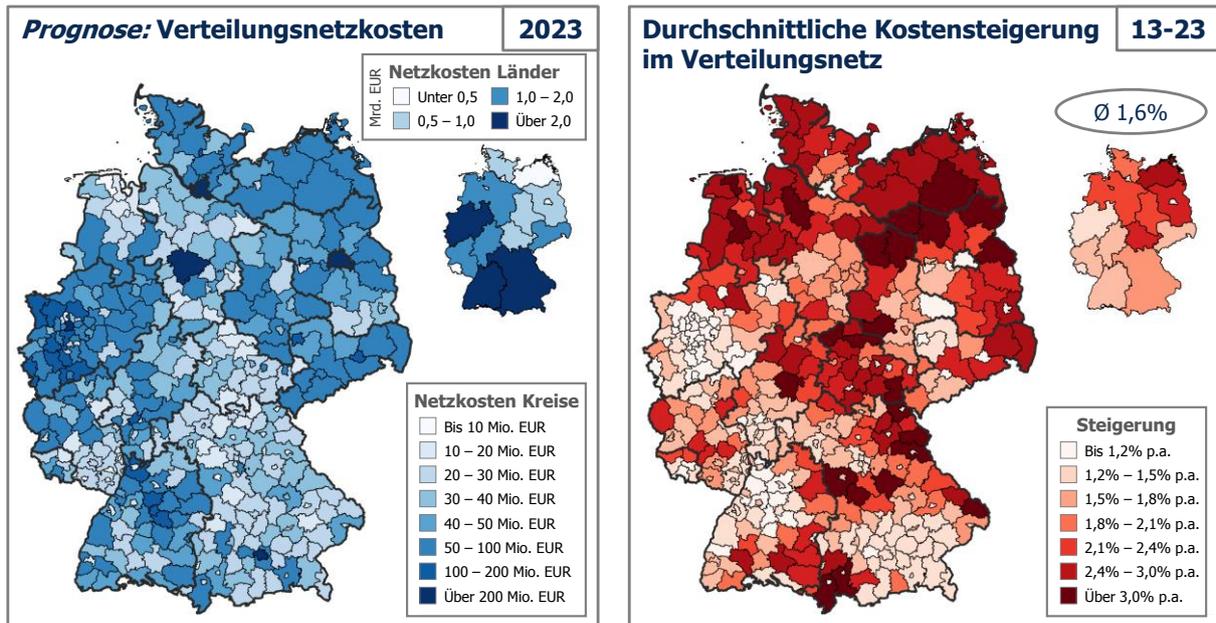


Abbildung 9: Bedarf an Neuinvestitionen in Verteilungsnetze, eigene Darstellung auf Grundlage von Deutsche Energie Agentur (2012)

#### 5.4 Entwicklung der Verteilungsnetzkosten

Auf Basis der beschriebenen Modellrechnung werden die Verteilungsnetzkosten auf Niederspannungsebene (Haushalts- und Gewerbekunden) sowie auf Mittel- und Hochspannungsebene bis 2023 bestimmt. Die prognostizierten Kosten des Jahres 2023 auf Kreisebene sowie die durchschnittliche jährliche Kostensteigerung sind der Abbildung 10 zu entnehmen. Die Verteilungsnetzkosten steigen unter den getroffenen Annahmen von ca. 15,5 Mrd. EUR im Jahr 2013 auf ca. 18,2 Mrd. EUR 2023 mit einer durchschnittlichen jährlichen Steigerungsrate von 1,6%. Hierbei gibt es starke regionale Unterschiede: während in Nordrhein-Westfalen, Hessen, Rheinland-Pfalz, Baden-Württemberg, dem Saarland sowie den Stadtstaaten die Steigerungsrate eher gering ausfällt, steigen die Netzkosten in Mecklenburg-Vorpommern, Thüringen und Brandenburg deutlich stärker.



**Abbildung 10: Kosten 2023 und durchschnittliche jährliche Kostensteigerung Verteilungsnetz, eigene Darstellung**

## 5.5 Einfluss der Anreizregulierung

Die Erlösobergrenzen werden von der Bundesnetzagentur in 5-Jahresintervallen neu bestimmt. Während dieses Zeitabschnitts finden Anpassungen des jeweiligen Wertes statt. Momentan läuft die 2. Regulierungsperiode von 2014 bis 2018. Neben der Bestimmung der Erlösobergrenzen wird auch ein Benchmark zwischen den Netzbetreibern durchgeführt und ein individueller Effizienzwert bestimmt. Die mittels des Benchmarks bestimmten Ineffizienzen müssen dann über die nächsten Jahre abgebaut werden, das heißt die Erlösobergrenze wird nach unten angepasst. Diese Anpassung bezieht sich allerdings nur auf diejenigen Kostenblöcke, die als beeinflussbar klassifiziert sind. Nicht beeinflussbare Kosten sind hingegen nicht der Anpassung unterworfen. Die Einteilung wird auf Basis §11 ARegV vorgenommen, insbesondere genehmigte Investitionsbudgets werden als nicht beeinflussbar betrachtet. Neben dem Abbau von Ineffizienzen gehen auch die Inflationsrate sowie die sektorale Produktivitätssteigerung in die Anpassung der Erlösobergrenzen ein. Da diese Werte a priori nicht bekannt sind, eine Einteilung in beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kosten auf Basis der Modelldaten nicht möglich ist und die aktuellen Effizienzwerte der einzelnen Betreiber bei Fertigstellung der Analyse noch nicht veröffentlicht waren, wird dieser Aspekt nicht betrachtet. Generell ist anzunehmen, dass die oben genannten Aspekte zwar die gesamte Höhe der Netznutzungsentgelte beeinflussen, die Auswirkungen auf die regionalen Unterschiede aber eher gering sind, da nicht davon auszugehen ist, dass ein signifikanter systematischer Unterschied zwischen der Effizienz der einzelnen Netzbetreiber in unterschiedlichen Regionen existiert.

## **6 Auswirkungen des demographischen Wandels auf Stromverbrauch und Netzentgelte**

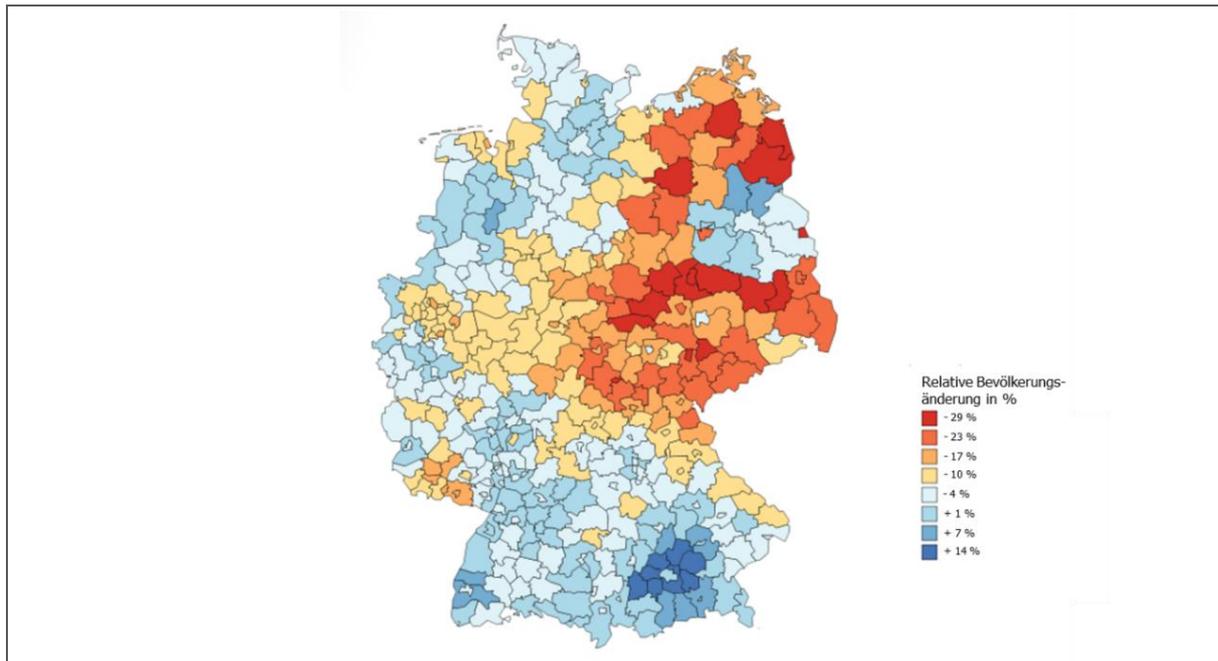
Um eine Abschätzung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Deutschland in Abhängigkeit der demographischen Entwicklung vorzunehmen, wird zunächst die Systematik der Auswirkungen des demographischen Wandels auf die Energieinfrastruktur skizziert.

Die im Wesentlichen leitungsgebundene Energiewirtschaft ist vom demographischen Wandel besonders betroffen. Für Versorgungsunternehmen führt ein Bevölkerungsrückgang unmittelbar zu Absatzeinbußen bei Strom, Gas, Fernwärme und Wasser. Die fixen Kosten für die Vorhaltung, Wartung und Instandhaltung der Infrastruktur zur Erzeugung und für den Transport führen bei einer geringer werdenden Anzahl von Abnehmern zu steigenden Endkundenpreisen. Regionaler Fachkräftemangel dynamisiert zusätzlich den Abwanderungsprozess von gewerblichen und industriellen Abnehmern.

Daraus entsteht ein sich selbst verstärkender Prozess aus steigenden Endkundenpreisen und resultierend sinkender Endkundenanzahl. Weitere Folgen sind die Neudimensionierung der lokalen Infrastrukturen. Hierbei sind nicht nur die Stromnetze betroffen, sondern auch in besonderem Maße die Wärme- und Wassernetze. Neben der systematischen Verzerrung der Entwicklung der Netznutzungsentgelte durch gegenläufige demographische Dynamiken hat der demographische Wandel weitere strukturelle Auswirkungen auf das Energiesystem; die Problemstruktur findet sich auch in nicht-leitungsgebundenen kommunalen Infrastrukturen wie etwa Müllentsorgung & -verwertung sowie dem öffentlichen Personennahverkehr wieder.

### **6.1 Grundlegende demographische Bezugsgrößen**

Abbildung 11 zeigt die relative Bevölkerungsentwicklung auf Kreisebene der Jahre 2009 – 2030. Die vom Wandel betroffenen Gebiete beschränken sich dabei nicht nur auf die strukturschwachen Gebiete in den neuen Bundesländern. Auch große Teile der alten Bundesländer sind auf verschiedene Weisen betroffen, dazu gehört etwa das nordöstliche Bayern, periphere Regionen im Saarland und Rheinland-Pfalz, sowie Teile des Ruhrgebietes. Dagegen steht einigen wenigen Regionen, vorwiegend im Süden und den Ballungszentren im Norden, eine positive Bevölkerungsentwicklung bevor (darunter die „Speckgürtel“ etwa von Hamburg, Berlin und München).



**Abbildung 11: Relative Bevölkerungsentwicklung auf Kreisebene 2009 – 2030, eigene Darstellung basierend auf Bundesamt für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2012)<sup>13</sup>**

Um die für die Entwicklung der Netznutzungsentgelte wesentlichen demographischen Größen zu bestimmen, wird zunächst ein Überblick über die grundlegenden soziostrukturellen Indikatoren gegeben.

### 6.1.1 Siedlungsstruktureller Raumordnungstyp

Die grundlegenden siedlungsstrukturellen Raumordnungstypen (Städtische Arbeitsmarktregionen, Ländliche Arbeitsmarktregionen mit Verdichtungsansätzen, Dünn besiedelte ländliche Arbeitsmarktregionen)<sup>14</sup> der jeweiligen Kreise sind maßgeblich für die Einordnung der typischen Infrastrukturkosten für Energieversorger aufgrund der durchschnittlichen Leitungslänge pro Endkunde. Daher müssen dünn besiedelte ländliche Räume von städtischen Agglomerationsräumen unterschieden werden, um die Auswirkungen der jeweiligen Schrumpfungsprozesse darzustellen. In den überwiegend dünn besiedelten, ländlich strukturierten ostdeutschen Flächenländern sind die systematischen Netzkosten auch aufgrund der größeren Leitungslänge<sup>15</sup> pro Netzanschluss höher.

<sup>13</sup> Die Prognosen des BBSR basieren auf Daten, die vor dem Zensus 2011 erhoben worden sind und gehen daher flächendeckend von einer erhöhten Einwohnerzahl im Jahr 2009 aus. Davon unbeeinflusst ist die Aussagekraft im Hinblick auf die relativen Veränderungen der Einwohnerzahlen.

<sup>14</sup> Vgl. Bundesamt für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2011a):

**Städtische Arbeitsmarktregionen:** Arbeitsmarktregionen mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten von mind. 50% mit einer Einwohnerdichte von mind. 150 Einwohner/km<sup>2</sup> sowie Arbeitsmarktregionen mit einer Einwohnerdichte ohne Groß- und Mittelstädte von mind. 150 Einwohner/km<sup>2</sup>.

**Ländliche Arbeitsmarktregionen mit Verdichtungsansätzen:** Arbeitsmarktregionen mit Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten von mind. 50%, aber Einwohnerdichte unter 150 Einwohner/km<sup>2</sup>; sowie Arbeitsmarktregionen mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten unter 50% mit einer Einwohnerdichte ohne Groß- und Mittelstädte von mind. 100 Einwohner/km<sup>2</sup>.

**Dünn besiedelte ländliche Arbeitsmarktregionen:** Arbeitsmarktregionen mit einem Bevölkerungsanteil in Groß- und Mittelstädten unter 50% mit einer Einwohnerdichte ohne Groß- und Mittelstädte unter 100 Einwohner/km<sup>2</sup>.

<sup>15</sup> (Bundeskartellamt, 2003), „Städtische Versorgungsgebiete weisen gegenüber ländlichen Gebieten eine größere Einwohnerdichte auf, was eine geringere Leitungslänge pro Kunde und somit eine höhere Stromverbrauchsichte

### 6.1.2 Quantitative demographische Effekte

Des Weiteren können die wesentlichen relevanten demographischen Grundeffekte für die Energieinfrastruktur in quantitative und qualitative Auswirkungen unterschieden werden. Die quantitativen Effekte setzen sich aus dem natürlichen Bevölkerungssaldo sowie dem regionalen Wanderungssaldo zusammen und haben unmittelbaren Einfluss auf den regionalen Verbrauch von Haushaltskunden. Im Hinblick auf den Stromverbrauch ist die spezifische Struktur der Haushaltsgrößen auf Kreisebene der maßgeblich Faktor (vgl. Schlömer (2004), Statistisches Landesamt Sachsen (2012) und Statistisches Landesamt Thüringen (2011)).

Für den Stromverbrauch der Haushalte ergeben sich folgende Effekte:

- 1.) Der durchschnittliche Energieverbrauch pro Person sinkt mit jeder zusätzlichen Person pro Haushalt.
- 2.) Es ist eine bundesweite Tendenz zur Verkleinerung der Haushalte zu beobachten, die in den neuen Bundesländern nach 1990 besonders stark ausgeprägt ist. Die Anzahl der 1- und 2- Personen-Haushalte steigt z.B. in Sachsen trotz absolutem Bevölkerungsrückgang (vgl. Abbildung 12).

Haushalte im Freistaat Sachsen 1991, 1995, 2000, 2005 und 2009 bis 2012 nach Haushaltsgröße (in 1 000) - Ergebnisse des Mikrozensus -								
Merkmal	Haushalte							
	1991	1995	2000	2005 <sup>1)</sup>	2009 <sup>1)</sup>	2010 <sup>1)</sup>	2011 <sup>1)</sup>	2012 <sup>1)</sup>
Haushalte mit ... Person(en)								
1	596,1	637,3	720,1	870,0	944,9	949,4	958,3	963,8
2	689,7	680,8	748,3	784,0	808,2	813,0	816,3	823,1
3	388,7	369,1	353,3	313,6	283,4	275,3	264,7	261,0
4	302,9	277,6	225,7	179,7	143,9	141,5	140,5	139,1
5 und mehr	71,0	65,6	52,4	39,0	35,2	34,3	34,9	31,4
<b>Insgesamt</b>	<b>2 048,5</b>	<b>2 030,4</b>	<b>2 099,8</b>	<b>2 186,4</b>	<b>2 215,6</b>	<b>2 213,5</b>	<b>2 214,6</b>	<b>2 218,3</b>
<b>Bevölkerung in Haushalten</b>	<b>4 725,7</b>	<b>4 562,8</b>	<b>4 458,0</b>	<b>4 303,5</b>	<b>4 174,0</b>	<b>4 151,2</b>	<b>4 133,2</b>	<b>4 115,8</b>
Durchschnittliche Haushaltsgröße	2,3	2,3	2,1	2,0	1,9	1,9	1,9	1,9

1) Jahresdurchschnitt

**Abbildung 12: Historische Entwicklung der Haushalte in Sachsen (Statistisches Landesamt des Freistaates Sachsen, 2014)**

### 6.1.3 Qualitative demographische Effekte

Die qualitativen Effekte der Altersstruktur, das heißt die Veränderung der regionalen Zusammensetzung der Altersschichten, führt im Allgemeinen nur zu einer geringen Veränderung des Nutzungsverhalten von technischer (Energieversorgungs-) Infrastruktur; die Stromverbräuche der Haushalte bleiben unabhängig von der Veränderung der regionalen Altersstruktur weitgehend konstant, unterliegen lokal dennoch den Bedingungen des qualitativen demographischen Wandels. Dieser Faktor wurde in der vorliegenden Studie jedoch nicht berücksichtigt; aus der Analyse von altersspezifischen Verbrauchsdaten von

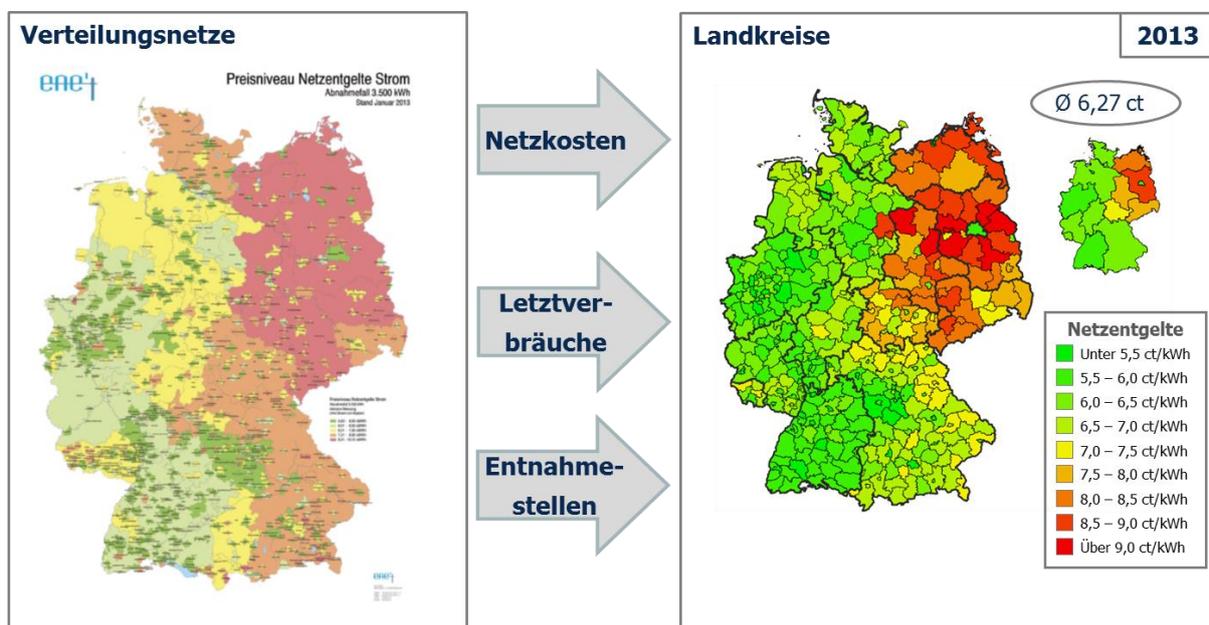
zur Folge hat. Zudem ist aufgrund der kürzeren Leitungslängen pro Abnehmer und wegen des kompakteren Versorgungsgebietes der absolute Betriebs und Unterhaltungsaufwand geringer.“

Privatkunden ließen sich altersbedingte Verbrauchseffekte darstellen. Weiterhin können qualitative demographische Effekte durch Überalterung der Gesellschaft und Fachkräfteabwanderung indirekte Auswirkungen auf den industriellen Stromverbrauch haben.

Die kumulierten Auswirkungen der qualitativen Effekte sind jedoch im Hinblick auf den Gesamtstromverbrauch der nächsten zehn Jahre gering und werden daher im Verlauf der vorliegenden Untersuchung nicht weiter verfolgt<sup>16</sup>.

## 6.2 Regionalisierung der Netzdaten

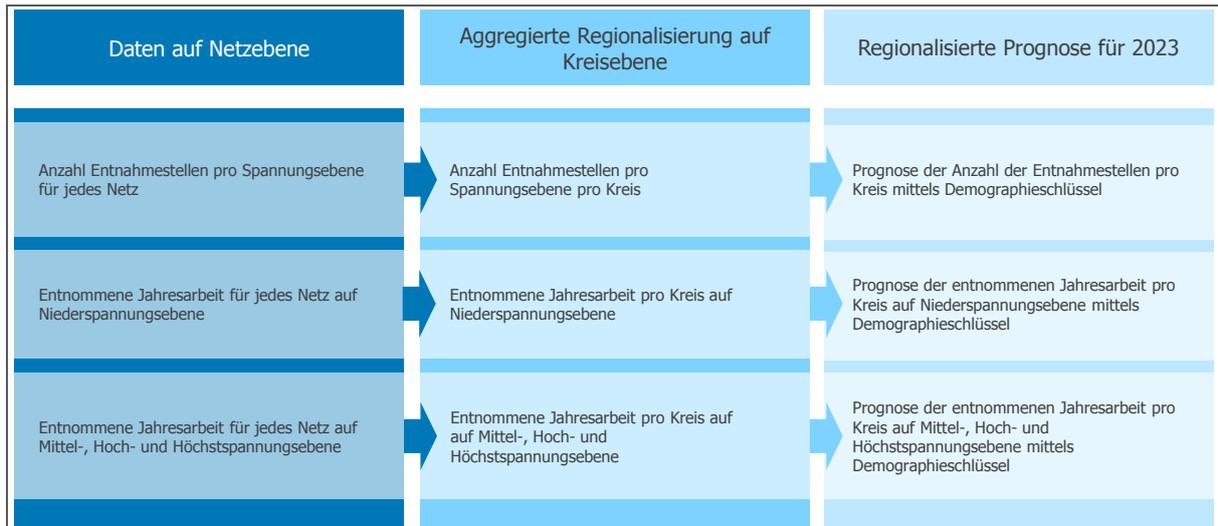
Ein zentrales Element der vorliegenden Studie ist die Frage, wie ausschließlich regional verfügbare Demographie- und Infrastrukturdaten mit Stromverbrauchsdaten aus den verschiedenen Netzebenen verknüpft und vergleichbar gemacht werden können.



**Abbildung 13: Umlage von Kosten und Verbräuchen von der Netz- auf Kreisebene (ene't GmbH, 2013) sowie eigene Darstellung**

Anhand der ene't-Datenbank wird ein Konzept zur Regionalisierung der Netzdaten erstellt. Dazu wird die Anzahl der Entnahmestellen pro Spannungsebene für jedes Netz den jeweiligen Kreisen zugeordnet, um die Anzahl der Entnahmestellen pro Spannungsebene sowie pro Kreis zu ermitteln. In einem strukturanalogem Verfahren wird die entnommene Jahresarbeit für jedes Netz auf Niederspannungsebene (zur Ermittlung der Absatzstruktur auf Haushaltsebene) sowie kumuliert auf Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene (zur Ermittlung der Absatzstruktur auf Industrieebene) der jeweiligen Netze auf Gemeindeebene zugeordnet und auf Kreisebene aggregiert.

<sup>16</sup> Die Auswirkungen der qualitativen Effekte auf andere Bereiche der öffentlichen Versorgung durch Stadtwerke, wie etwa den ÖPNV sind wesentlich gravierender (Stoffels, et al., 2010)



**Abbildung 14: Regionalisierungskonzept Netzdaten, eigene Darstellung**

Anhand der prognostizierten Entnahmen können diese im letzten Schritt mit Hilfe von Annahmen über die demographische Entwicklung auf die einzelnen Regionen umgelegt werden. Somit werden im Rahmen der Ergebnisse der Analyse Netznutzungsentgelte auf Kreisebene unter Berücksichtigung demographischer Aspekte miteinander verglichen.

Auf Grundlage der Datenbasis der vorliegenden Analyse ist es möglich, zusätzliche regionalisierte (Infra-)Strukturdaten zu verknüpfen, um eine noch genauere Auflösung der Auswirkung demographischer Aspekte auf Zusammenhänge der Energieinfrastruktur zu erhalten. Dazu gehören:

- Die Ermittlung und Prognose spezifischer (Haushalts-) Verbräuche pro Alterssegment auf Kreisebene in Abhängigkeit der demographischen Entwicklung.
- Die regionale Energieinfrastruktur hängt im Weiteren entscheidend von der Entwicklung des Gebäudebestands (und Gebäudeleerstands) sowie der Heizungsinfrastruktur ab. Eine weiterführende Analyse kann aus dieser Perspektive auch den Wärmemarkt in Abhängigkeit der demographischen Entwicklung betrachten.
- Die Darstellung von (EEG-) Energieerzeugungsdaten in Abhängigkeit der demographischen Entwicklung zur regionalisierten Darstellung von dezentral divergierender Erzeugung und Verbrauch.

### 6.3 Prognose des regionalen Energieverbrauchs unter Bedingungen des demographischen Wandels

Um eine regionalisierte Prognose der Netznutzungsentgelte für das Jahr 2023 vornehmen zu können, ist eine regionalisierte Prognose der Nachfrage des Jahres 2023, geschlüsselt nach Haushalts- und Gewerbe- sowie Industriekunden auf Kreisebene Voraussetzung. Prognosen des Energieverbrauchs können die Verbrauchsdaten jedoch gewöhnlich nur mit großer Unschärfe bestimmen. Dies liegt vor allem an den zahlreichen, sich wechselseitig bedingenden Einflussgrößen des Stromverbrauchs wie konjunkturellen Faktoren, demographischen und siedlungsstrukturellen Bedingungen, Entwicklung der Haushalte und Haushaltsgrößen, sowie (stark eingeschränkt) der Strompreisentwicklung.

Daher werden Prognosen des Energieverbrauchs gewöhnlich nur Top-down auf Bundesebene bzw. auf Ebene der Übertragungs- und Verteilungsnetze entwickelt (Prognos AG, 2012) (bdew, 2010). Zudem herrscht große Divergenz zwischen den verschiedenen Szenarien innerhalb sowie zwischen verschiedenen Prognosen, abhängig von Prognosemethode und (politischer) Herkunft.

Bottom-up Prognosen des (regionalen) Energieverbrauchs beziehen sich meist auf kleinräumigere Gebiete wie Städte oder Landkreise und sind nur eingeschränkt untereinander vergleichbar, bzw. mit den Verbrauchsdaten auf Netzebene verknüpfbar (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2007).

Um eine Prognose des Energieverbrauchs unter Berücksichtigung der bundesweiten Auswirkungen des demographischen Wandels vorzunehmen, ist eine genuine, regionalisierte Bottom-up Prognose erforderlich. Deren Grundlage sind die auf Netzebene verfügbaren Daten (Entnahmen und Entnahmestellen geschlüsselt nach Spannungsebenen), gleichzeitig müssen die Eingangsgrößen regional vergleichbar und konstant prognostizierbar sein.

### 6.3.1 Prognose des regionalisierten Verbrauchs von Haushalts- und Gewerbekunden bis 2023

Um die regionale Entwicklung der Netznutzungsentgelte in Abhängigkeit der demographischen Entwicklung zu prognostizieren, ist eine Verbrauchsprognose nötig, die die verschiedenen einander nachgelagerten Spannungsebenen unterscheidet. Um die Kosten nach Haushalts- und Gewerbekunden sowie Industriekunden zu unterscheiden, wird angenommen, dass Haushalte und Gewerbe ausschließlich auf Niederspannungsebene entnehmen. Gleichzeitig setzen sich die gesamten Entnahmen auf Niederspannungsebene pro Kreis  $D_{NS(KGS)} = D_{HH(KGS)} + D_{ÖFF(KGS)} + D_{GEW(KGS)}$  aus den Entnahmen der privaten Haushalte  $D_{HH(KGS)}$ , den Entnahmen der öffentlichen Hand  $D_{ÖFF(KGS)}$  (vgl. statistisches Landesamt Sachsen (2012)) sowie den Entnahmen des Handels und des Gewerbes  $D_{GEW(KGS)}$  zusammen.

Der prognostizierte Verbrauch der Haushalte pro Jahr  $D_{HH(KGS)}$  wird anhand der regionalen Entwicklung der Haushaltsgrößen pro Kreis und Jahr (Bundesamt für Bau-, Stadt- und Raumforschung, 2012) und den typischen durchschnittlichen Verbräuchen der jeweiligen Haushaltsgrößen (Tabelle 5), ermittelt.

**Tabelle 5: Typische durchschnittliche Verbräuche der jeweiligen Haushaltsgrößen, eigene Berechnungen auf Basis von bdew (2013)**

Haushaltsgröße	Durchschnittlicher Verbrauch
1-Personen-Haushalte	1.900 kWh
2-Personen-Haushalte	3.280 kWh
3-Personen-Haushalte	3.890 kWh
4-und-mehr-Personen-Haushalte	5.000 kWh

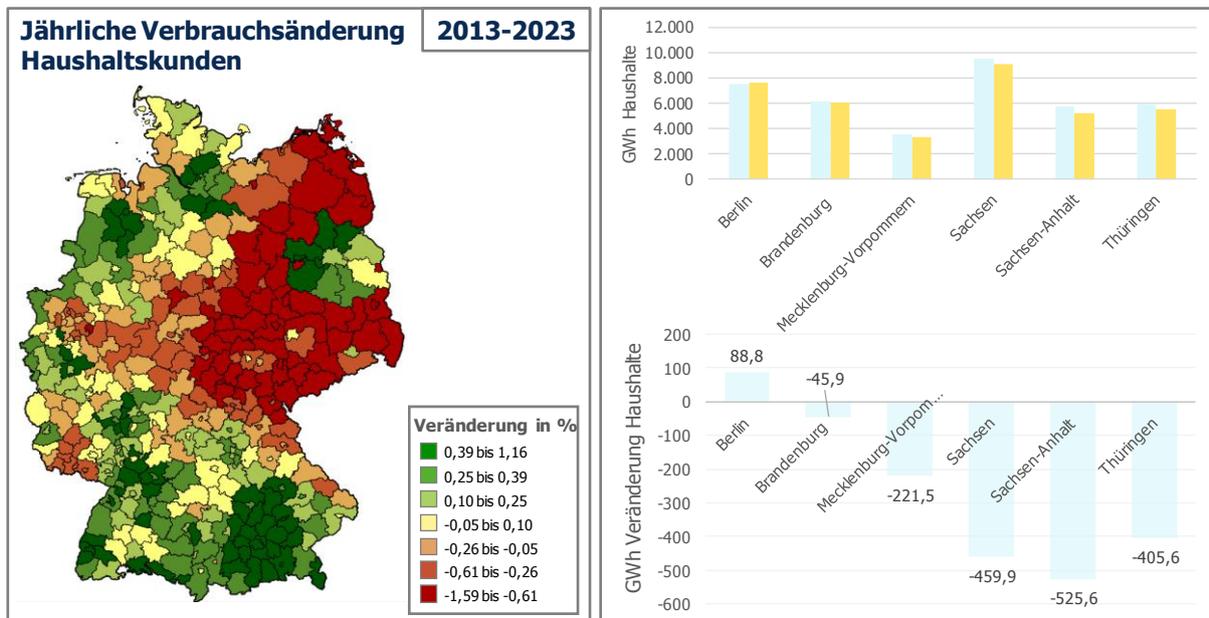
Es wird weiter angenommen, dass der zukünftige aggregierte Anteil der Entnahmen ( $D_{ÖFF(KGS)_{t+1}} + D_{GEW(KGS)_{t+1}}$ ), der nicht über die Haushaltszusammensetzungen prognostizierbar ist, sich proportional

zur jährlichen Veränderung der Entnahmen der Haushalte  $\Delta D_{HH(KGS)_t}$  verhält<sup>17</sup>. Somit ergibt sich  $D_{NS(KGS)_{t+1}}$  folgendermaßen:

$$D_{NS(KGS)_{t+1}} = D_{HH(KGS)_{t+1}} + \left( \frac{D_{HH(KGS)_t}}{D_{HH(KGS)_{t+1}}} \times (D_{ÖFF(KGS)_t} + D_{GEW(KGS)_t}) \right).$$

Die regionale Entwicklung der Gesamtzahl der Haushalte sowie die Struktur der Haushaltsgrößen divergieren stark zueinander. Durch die Bottom-up-Prognose des Energieverbrauchs über die Entwicklung der Haushalte auf Kreisebene wird gleichzeitig die relative demographische Entwicklung auf Kreisebene mit abgebildet. Abbildung 15 stellt den Verbrauch der Haushaltskunden der Jahre 2013 und 2023 gegenüber.

Potenzielle zukünftige Effizienzeffekte im Stromverbrauch der Haushalte werden aufgrund der uneinheitlichen und uneindeutigen regionalen Verteilung dieser Effekte nicht berücksichtigt<sup>18</sup>. Beide Aspekte benötigen eine stärker qualitative Analyse, die im Rahmen der vorliegenden Studie nicht vorgenommen werden kann.



**Abbildung 15: Jährliche Verbrauchsänderung der Haushalts- und Gewerbekunden 2013 bis 2023, absolute Veränderung für die neuen Bundesländer, eigene Darstellung**

<sup>17</sup> Diese Annahme erscheint gerechtfertigt, da die regionalen öffentlichen Entnahmen sowie die Entnahmen von Handel und Gewerbe unmittelbar mit der regionalen Einwohnerzahl zusammenhängen. In schrumpfenden Regionen schrumpft ebenso die öffentliche Infrastruktur, wie etwa Kindergärten. Gleichzeitig schrumpft der lokale Absatz durch Handel und Gewerbe.

<sup>18</sup> Effizienzeffekte hängen von vielen verschiedenen Faktoren wie Siedlungsstruktur, Art der Wärmeversorgung, Alter des Wohngebäudebestandes, qualitative Veränderung der lokalen Altersstruktur, der technischen Ausstattung der Haushalte, langfristigen finanziellen Anreizen und dergleichen mehr ab. Zusätzlich wird die Prognose durch konträre Wirkungen, wie etwa Rebound-Effekte beim Stromverbrauch erschwert.

### 6.3.2 Prognose des regionalisierten Verbrauchs von Industriekunden bis 2023

Für die Vorhersage der zukünftigen regionalen Entnahmen von Industriekunden ergeben sich große systematische Prognoseunsicherheiten aufgrund einer Vielzahl sich wechselseitig beeinflussender Faktoren. Prognosen zum industriellen Verbrauch liegen in der Regel wiederum nur auf Bundesebene, bzw. auf Übertragungsnetzebene vor (Prognos AG, 2012). Gleichzeitig ergibt sich das systematische Problem, dass Verbrauchsprognosen auf Bundesebene zwar die Art der Entnahme nach Kundengruppen schlüsseln, nicht aber nach den Spannungsebenen unterscheiden, auf denen die jeweiligen Entnahmen stattfinden. Somit entsteht in der Prognose gemäß den kumulierten Entnahmen auf Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene eine systematische Zuordnungsunschärfe, deren Wirkung in Gesamtheit jedoch die Aussagekraft der Prognose kaum abschwächt. Die Logik der genuinen Bottom-up Prognose der regionalisierten industriellen Entnahmen kann Verbräuche kreis- und jahresscharf bestimmen und ist so die Voraussetzung für eine regionalisierte Prognose der Netznutzungsentgelte.

In einer kumulierten Betrachtung der regionalisierten industriellen Jahresentnahmen können die Veränderungen der Verbräuche der Regionen zueinander erfasst und strukturell verglichen werden. Der Stromverbrauch der Industrie unterliegt im Wesentlichen konjunkturellen Bedingungen; der Verbrauchseinbruch im Krisenjahr 2009 untermauert dies deutlich (AG Energiebilanzen, 2013) (Prognos AG, 2012). Weiterhin beeinflussen meteorologische Rahmenbedingungen<sup>19</sup> den industriellen Stromverbrauch merklich (z.B. über die Anzahl der Heiz- und Kühltag). Weiterhin spiegeln sich auch langfristige demographische und siedlungsstrukturelle Bedingungen in der Entwicklung der industriellen Verbräuche.

Um die wesentlichen Einflussfaktoren der konjunkturellen sowie demographischen Faktoren abzubilden, erfolgt die Prognose der industriellen Entnahmen zunächst über zwei getrennte Indikatoren, deren Prognosewerte in einem finalen Schritt zusammengeführt werden.

#### 6.3.2.1 Prognose des industriellen Stromverbrauchs auf Kreisebene durch die analytische Fortschreibung der Entnahmen

Um den mittelfristigen Trend des Rückgangs des industriellen Stromverbrauchs auf Regionalebene darstellen zu können, wird eine analytische Fortschreibung der historischen regionalen Verbräuche durchgeführt. Durch diese Art der Prognose werden maßgeblich soziodemographische Aspekte und Tendenzen berücksichtigt, da die tatsächlichen industriellen Verbräuche und deren Entwicklung auch von strukturellen und demographischen Faktoren abhängen.

Gemäß der Annahme, dass die industriellen Verbräuche den kumulierten Entnahmen auf Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene entsprechen, kann anhand der Entnahmen im Jahr 2013  $D_{MHS(KGS)}_t$  sowie den regionalisierten, bekannten bundesweiten industriellen Verbräuchen der vergangenen Jahre

---

<sup>19</sup> Aufgrund des Prognosehorizonts von zehn Jahren wird angenommen, dass die meteorologischen Rahmenbedingungen konstant bleiben.

(Prognos AG, 2012) eine analytische Fortschreibung der industriellen Verbräuche vorgenommen werden.

### 6.3.2.2 Prognose des industriellen Stromverbrauchs auf Kreisebene durch eine Prognose über die regionalen BIPs

Im nächsten Schritt wird die Korrelation aus konjunktureller Entwicklung und industriellem Stromverbrauch prognostisch abgebildet:

Um eine kreisscharfe Prognose des industriellen Stromverbrauchs über die regionalen Konjunkturlagen vornehmen zu können, wird anhand der historischen Entwicklung eine Prognose erarbeitet. Aus der spezifischen Entwicklung des BIP pro Kreis  $BIP_{KGS}$  ergibt sich ein durchschnittliches jährliches Wachstum (CAGR) des  $BIP_{KGS}$  vom Jahr 2000 bis zum Jahr 2023 über alle Kreise von 0,83 %, während die relative konjunkturelle Entwicklung der Kreise zueinander stark abweicht.

Aus dem regionalen  $BIP_{(KGS)_t}$  im Jahr 2013 und der Entnahme  $D_{MHS(KGS)_t}$  wird pro Kreis eine spezifische Stromproduktivität  $P_{(KGS)}$  gebildet. Es wird weiterhin angenommen, dass  $P_{(KGS)_{t+1}}$  jährlich in allen Kreisen um 0,1 % pro Jahr wächst (Prognos AG, 2012).

Der spezifische konjunkturell prognostizierte Stromverbrauch  $D_{MHS(BIP,KGS)_t} = D_{Ges(BIP)_t} - D_{NS(KGS)_t}$  ergibt sich dann aus der Differenz des Gesamtverbrauchs  $D_{Ges(BIP)_t}$  und dem prognostizierten Haushaltsverbrauch  $D_{NS(KGS)_t}$ .

Die Prognose des industriellen Verbrauchs über das BIP kann die konjunkturelle Abhängigkeit des Stromverbrauchs abbilden. Zusätzlich werden demographische Aspekte in dem Sinne abgebildet, dass divergierende regionale demographische und strukturelle Dynamiken in den Regionen durch die unterschiedlichen spezifischen Wachstumsraten der  $BIP_{(KGS)_{1-n}}$ <sup>20</sup> repräsentiert sind.



Abbildung 16: Bottom Up-Prognose des regionalen industriellen Stromverbrauchs, eigene Darstellung

<sup>20</sup> Dabei ist n die Anzahl aller Kreise

### 6.3.2.3 Konsolidierte Prognose des industriellen Stromverbrauchs durch eine Verknüpfung beider Indikatoren

Eine Prognose des industriellen Verbrauchs ausschließlich anhand der analytischen Fortschreibung, sowie ausschließlich anhand der konjunkturellen Entwicklung ist nicht vollständig. Beide Prognosen betonen unterschiedliche und teils konträre Einflussfaktoren des industriellen Stromverbrauchs. Um eine ganzheitliche und konsistente Bottom-up-Prognose zu ermöglichen, wird daher eine paritätische Verknüpfung beider Faktoren gewählt. Abbildung 17 stellt die Unterschiede des Verbrauchs industrieller Abnehmer von 2013 und 2023 dar.

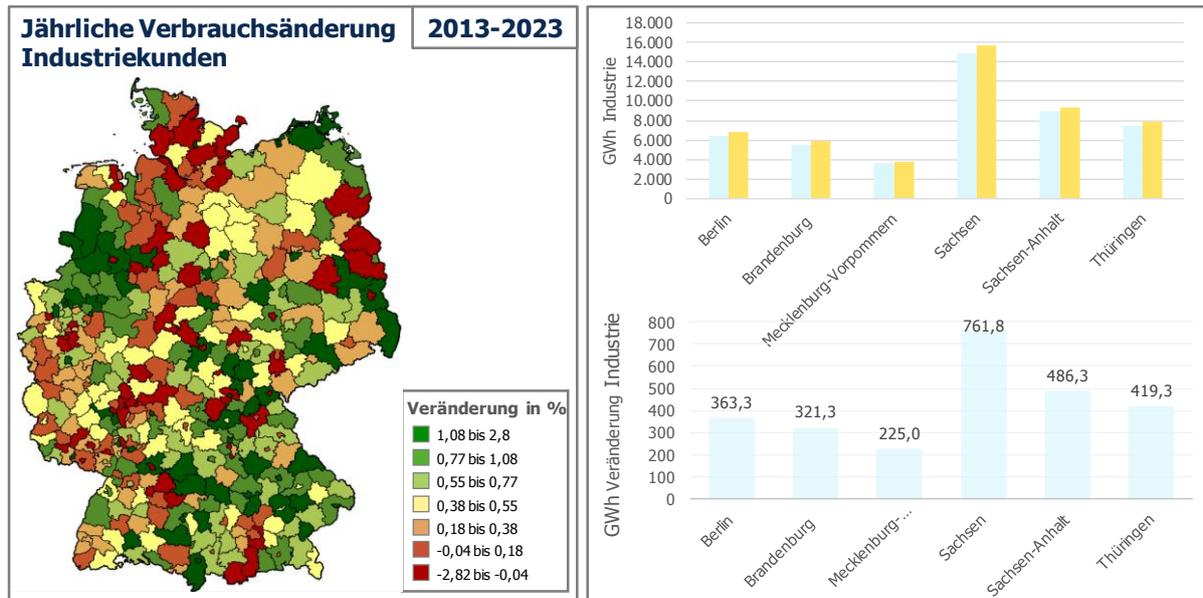


Abbildung 17: Jährliche Verbrauchsänderung der industriellen Abnehmer 2013 bis 2023 und absolute Veränderung für die neuen Bundesländer, eigene Darstellung<sup>21</sup>

<sup>21</sup> Obschon für alle neuen Bundesländer ein Anstieg des industriellen Stromverbrauchs prognostiziert wird, unterscheiden sich die einzelnen Regionen innerhalb der Länder zum Teil deutlich.

## 7 Abschätzung der Netznutzungsentgelte und ihrer Zusammensetzung

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Modellrechnung vorgestellt und die Einflussparameter auf die betrachteten Größen analysiert.

### 7.1 Prognose der Netznutzungsentgelte nach Kundengruppen

Auf Basis der beschriebenen Modelle für Übertragungsnetzkosten, Verteilungsnetzkosten und demographische Entwicklung wird eine Abschätzung für die Netznutzungsentgelte bis 2023 getroffen. Hierbei werden die Kosten der einzelnen Netzebenen in Abhängigkeit der Entnahmemengen auf den durch die demographische Entwicklung beeinflussten Endverbrauch – wie in Abbildung 8 skizziert – umgelegt. Im Bundesdurchschnitt ergibt sich für Haushaltskunden eine Steigerung von 6,27 ct/kWh auf 7,66 ct/kWh. Hierbei zeigen sich erhebliche Unterschiede zwischen den einzelnen Bundesländern. Während die Entgelte beispielsweise in Baden-Württemberg, Berlin, Bremen oder Nordrhein-Westfalen im Durchschnitt weniger als 7 ct/kWh betragen, steigen sie in Sachsen-Anhalt, Brandenburg oder Mecklenburg-Vorpommern auf über 10 ct/kWh. In Sachsen liegen die prognostizierten Entgelte mit 9,6 ct/kWh höher als im Bundesdurchschnitt. Insgesamt liegen auch auf Basis der vorliegenden Prognose die Entgelte in den östlichen Bundesländern deutlich höher als in den westlichen. Aber auch innerhalb der Bundesländer gibt es bedeutsame Unterschiede, so reicht beispielsweise im Freistaat Bayern die Spanne von unter 6 ct/kWh in den Städten München, Augsburg und Aschaffenburg bis zu 11 ct/kWh in den Landkreisen Tirschenreuth oder Hof. Im Freistaat Sachsen reicht die Spanne von 8,2 ct/kWh in Dresden bis 10,5 ct/kWh im Erzgebirgskreis sowie im Landkreis Mittelsachsen. Generell haben vor allem die Regionen mit einem starken Ausbau erneuerbarer Energien und geringem Stromverbrauch eine hohe Last durch den Netzausbau zu tragen. Auch im Bereich der Industriekunden ist die regionale Entwicklung der Entgelte uneinheitlich. Eine Übersicht ist der Abbildung 18 sowie Abbildung 19 zu entnehmen.

Bei der jährlichen Steigerungsrate<sup>22</sup> ergeben sich erhebliche Unterschiede zwischen den Kundengruppen. Während auf Ebene der Haushalts- und Gewerbekunden eine jährliche Steigerungsrate von 2,0% zu verzeichnen ist, beträgt diese für Industriekunden 4,9%. Dies ist mit den gegenwärtig geringen Netznutzungsentgelten auf Mittel- und Hochspannungsebene sowie den hohen Kostensteigerungen durch den Ausbau der Übertragungsnetze zu erklären. Da diese Netzkosten von allen Endkunden getragen werden müssen, wirkt sich die Kostensteigerung auf Mittel- und Hochspannungsebene prozentual deutlich stärker aus als auf Niederspannungsebene. Dieser Effekt wird verstärkt durch die im Vergleich zur Niederspannung deutlich höheren Investitionen in die oberen Spannungsebenen der Verteilungsnetze.

---

<sup>22</sup> Die jährliche Steigerungsrate oder CAGR (engl. Compound Annual Growth Rate) gibt die durchschnittliche jährliche Steigerung über einen Zeitraum an, d.h. um welchen Prozentsatz die betrachtete Größe durchschnittlich pro Jahr steigt. Bei Betrachtung der Größe *Wert* zwischen den Jahren *t* und *T* beträgt die jährliche Steigerungsrate  $CAGR = \sqrt[T-t]{\frac{Wert_T}{Wert_t}} - 1$ . Es gilt  $Wert_T = Wert_t \cdot (1 + CAGR)^{T-t}$ .

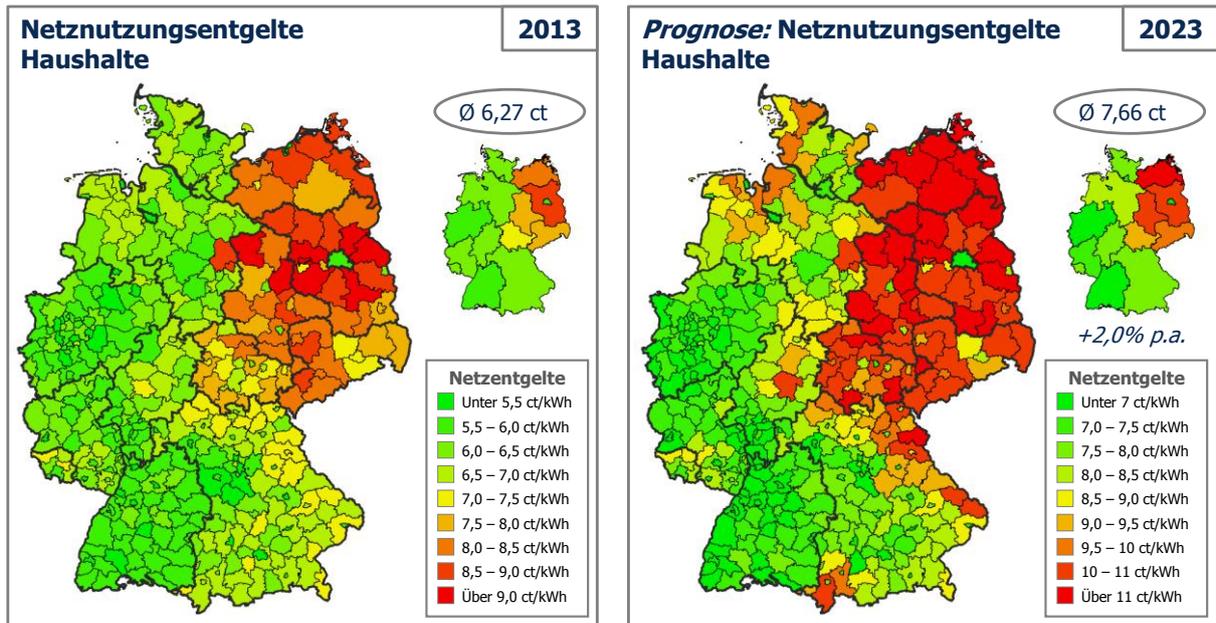


Abbildung 18: Netznutzungsentgelte Haushalts- und Gewerbekunden, 2013 und 2023, eigene Darstellung

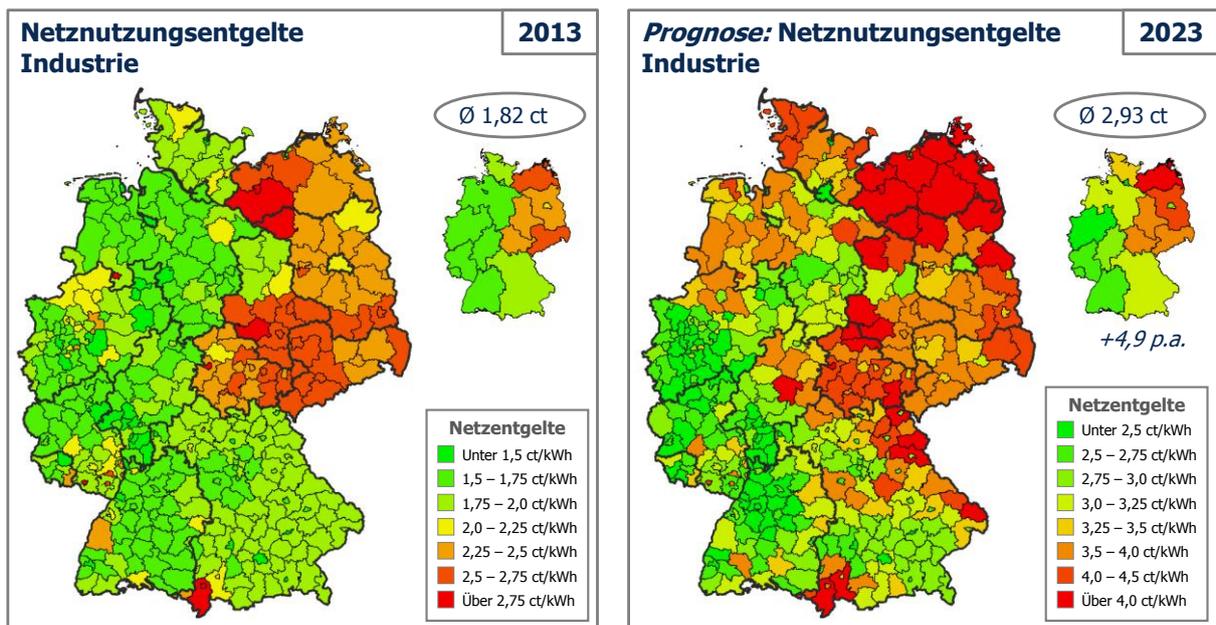
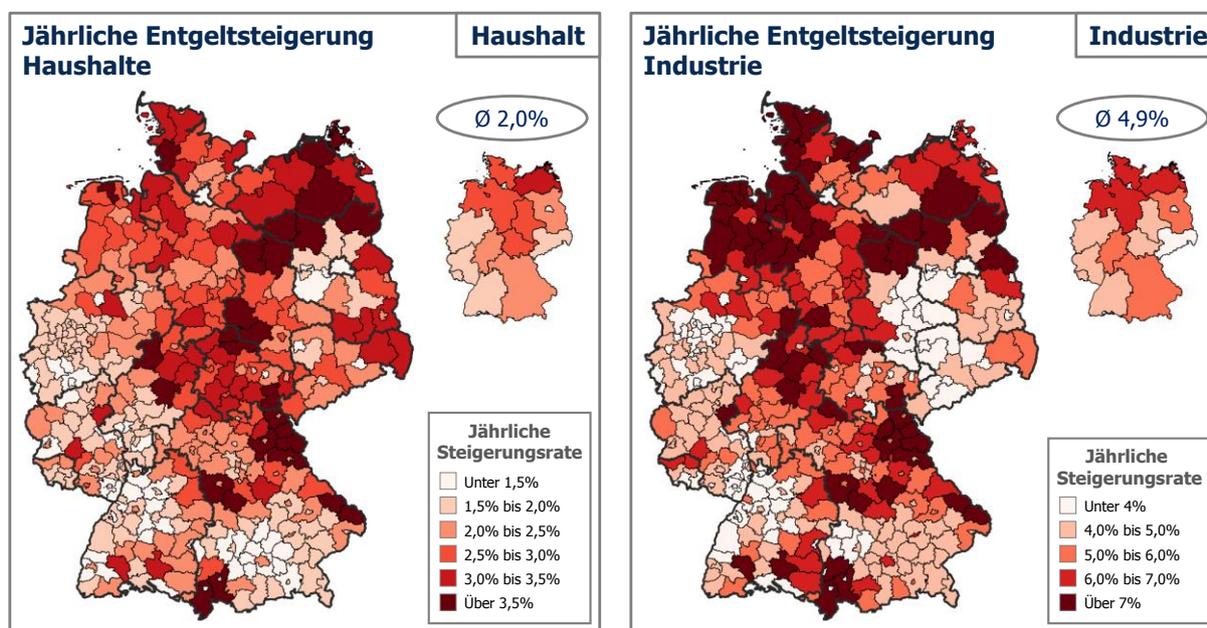


Abbildung 19: Netznutzungsentgelte Industriekunden, 2013 und 2023, eigene Darstellung

Aus Abbildung 20 gehen die regionalen Unterschiede bei den Kostensteigerungen hervor. Zu besonders hohen Steigerungsraten kommt es – vorbehaltlich der tatsächlichen Nutzung – in Gegenden mit hohem Windkraftpotential, vor allem in Norddeutschland, in den Mittelgebirgen und am Alpenrand. Gemittelte Netznutzungsentgelte pro Bundesland und die zugehörigen Steigerungsraten sind in der Tabelle 6 aufgeführt.



**Abbildung 20: Jährliche Steigerung der Netznutzungsentgelte für Haushalts- / Gewerbekunden und Industrie, eigene Darstellung**

**Tabelle 6: Durchschnittliche Netznutzungsentgelte pro Bundesland, in ct/kWh**

[ct/kWh]	Haushalte / Gewerbe			Industrie		
	2013	2023	% p.a.	2013	2023	% p.a.
Baden-Württemberg	5,76	6,84	1,7%	1,67	2,62	4,6%
Bayern	6,23	7,71	2,1%	1,77	3,07	5,7%
Berlin	5,82	6,71	1,4%	2,02	2,77	3,2%
Brandenburg	8,62	11,00	2,5%	2,46	4,21	5,5%
Bremen	5,08	6,63	2,7%	1,48	2,77	6,5%
Hamburg	6,28	7,17	1,3%	1,59	2,34	3,9%
Hessen	6,15	7,51	2,0%	1,62	2,85	5,8%
Mecklenburg-Vorpommern	8,04	11,26	3,4%	2,63	4,70	6,0%
Niedersachsen	6,31	8,16	2,6%	1,66	3,15	6,6%
Nordrhein-Westfalen	5,80	6,90	1,7%	1,65	2,48	4,2%
Rheinland-Pfalz	6,01	7,21	1,8%	1,70	2,62	4,4%
Saarland	6,48	7,84	1,9%	1,70	2,60	4,3%
Sachsen	7,95	9,63	1,9%	2,51	3,55	3,6%
Sachsen-Anhalt	7,93	10,42	2,8%	2,32	3,72	4,8%
Schleswig-Holstein	6,21	7,98	2,5%	1,90	3,48	6,2%
Thüringen	7,23	9,48	2,7%	2,49	3,97	4,8%
<b>Bundesdurchschnitt</b>	<b>6,27</b>	<b>7,66</b>	<b>2,0%</b>	<b>1,82</b>	<b>2,93</b>	<b>4,9%</b>

## 7.2 Einflussfaktoren

Im Folgenden werden die Einflussfaktoren Kostensteigerung im Übertragungs- und Verteilungsnetz sowie demographische Effekte beleuchtet.

### 7.2.1 Übertragungsnetzanteil

Die Kosten des Übertragungsnetzes in Form der Übertragungsnetzentgelte sind für die Verteilungsnetzbetreiber ein durchlaufender Posten und werden letztendlich auf alle Endkunden verteilt. Aus diesem Grund wird pro Regelzone für beide Kundengruppe und alle angeschlossenen Verteilungsnetze dieselbe Übertragungsnetzumlage unterstellt. Diese Umlage steigt im Bundesdurchschnitt von 0,70 ct/kWh im Jahr 2013 auf 1,43 ct/kWh im Jahr 2023. Hierbei ist die Entwicklung in den Regelzonen analog zu Abbildung 6 unterschiedlich. Die höchste Steigerung der Umlage ist in der Regelzone Tennet zu verzeichnen, die geringste in der Regelzone 50Hertz.

Der berechnete Anteil der Übertragungsnetzkosten am Netznutzungsentgelt für Haushalts- und Gewerbekunden beträgt für das Jahr 2013 ca. 11%, für Industriekunden in etwa 39%. Aufgrund des hohen Investitionsbedarfs in die Übertragungsnetzstruktur steigt dieser Anteil bis 2023 auf 19% bzw. 49%.

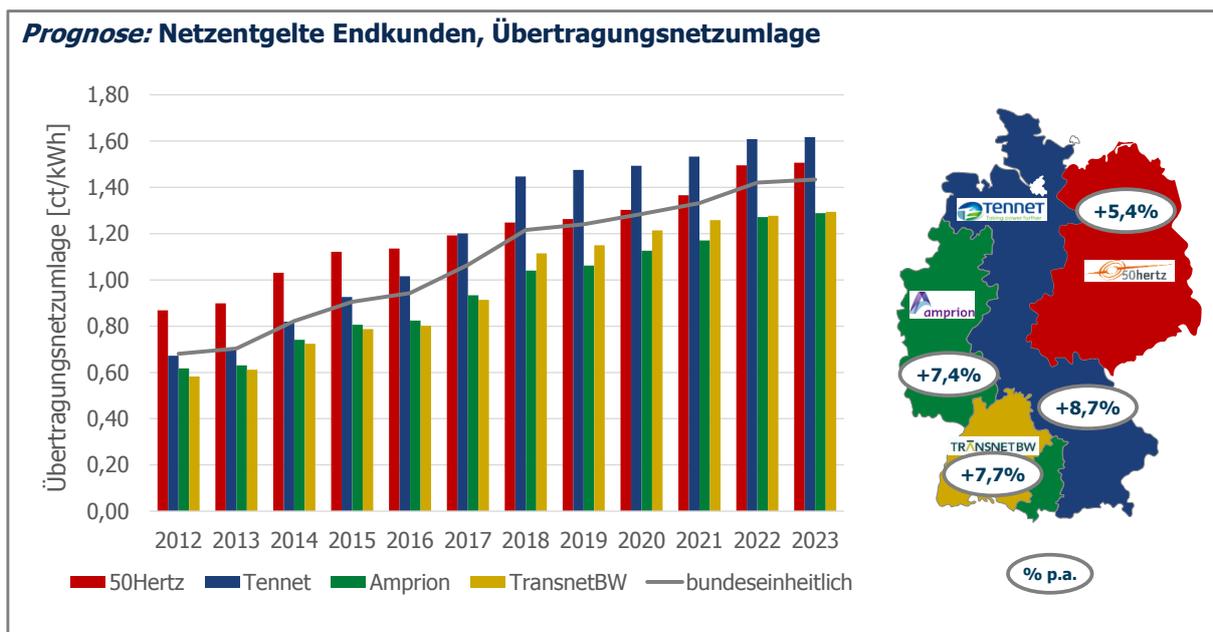
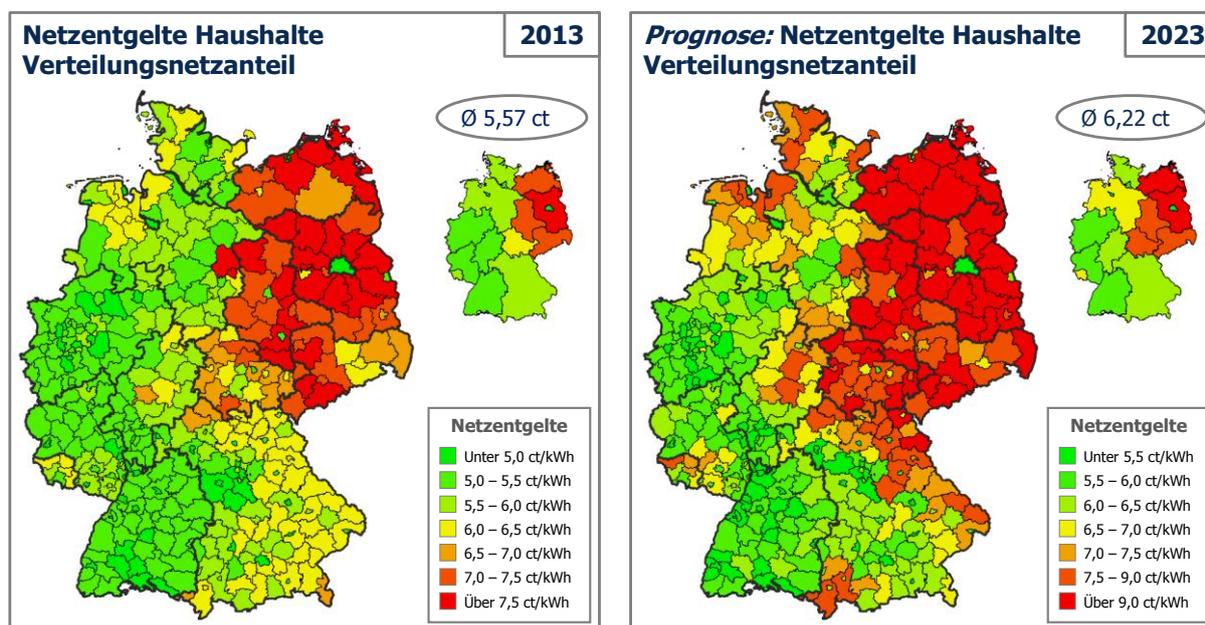


Abbildung 21: Entwicklung der Übertragungsnetzumlage für Endkunden, eigene Darstellung

### 7.2.2 Verteilungsnetzanteil

Die Kosten der Verteilungsnetze werden auf alle Kunden des jeweiligen Versorgungsgebietes je nach ihrer Spannungsebene gewälzt. Da als Bezugs Ebene Landkreise gewählt worden sind, können die tatsächlichen regionalen Unterschiede im Einzelfall sowohl größer ausfallen in den Fällen, in denen ein Landkreis aus mehreren Netzgebieten besteht, als auch geringer in den Fällen, in denen Verteilungsnetze sich über mehrere Landkreise erstrecken und sich Kostenunterschiede ausgleichen.

Die Verteilungsnetzumlage für 2013 und 2023 auf Niederspannungsebene ist der Abbildung 22 zu entnehmen. Verteilungsnetzumlagen auf Mittel- und Hochspannungsebene finden sich im Anhang. Generell fällt der Anstieg der Entgelte auf Verteilungsnetzebene deutlich geringer aus als auf Übertragungsnetzebene, was mit geringeren spezifischen Investitionen zu erklären ist. Allerdings sind auf Verteilungsnetzebene die regionalen Unterschiede zwischen den Netznutzungsentgelten deutlich höher als bei den Übertragungsnetzen. Basierend auf der Prognose liegt die Spannweite für Haushaltskunden für das Jahr 2023 zwischen 3,5 und etwa 12 ct/kWh. In Sachsen liegen die Verteilungsnetzumlagen mit durchschnittlich 8,1 ct/kWh im oberen Bereich. Innerhalb des Freistaats liegt die Landeshauptstadt Dresden mit 6,7 ct/kWh am günstigsten. Die höchsten Umlagen von 9,1-9,3 ct/kWh sind im Erzgebirgskreis sowie in den Landkreisen Zwickau, Görlitz sowie Mittelsachsen zu erwarten.



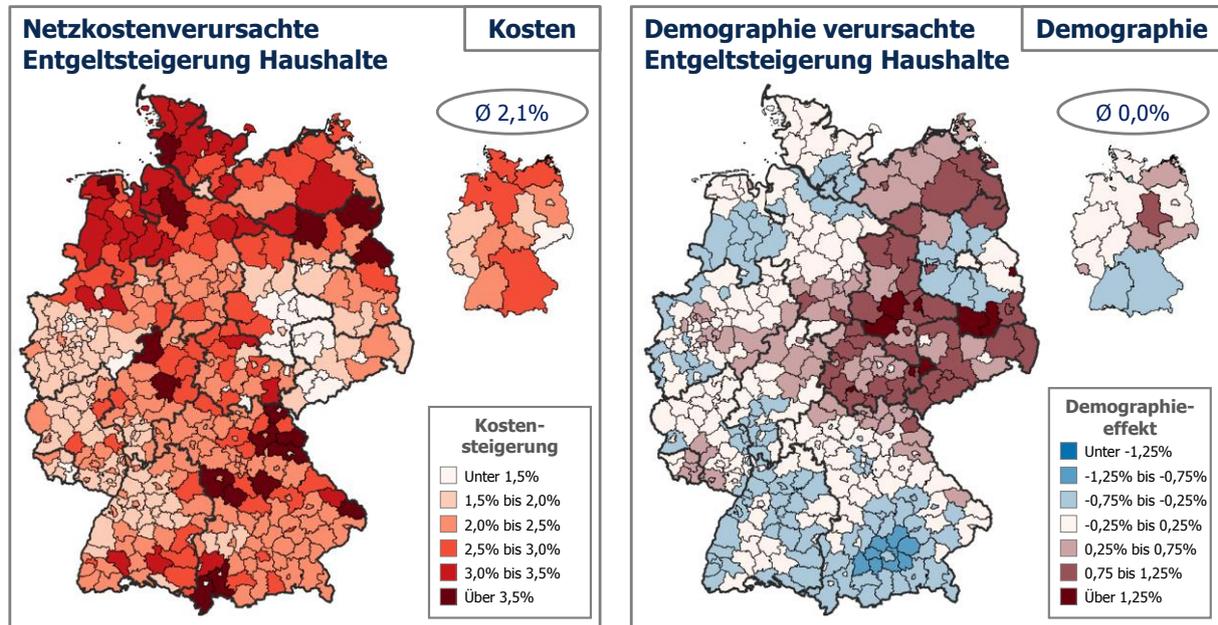
**Abbildung 22: Verteilungsnetzanteil an den Netznutzungsentgelten für Haushalts- und Gewerbekunden, eigene Darstellung**

### 7.3 Einfluss von Kostensteigerungen und demographischen Veränderungen

Die Steigerungen der Netznutzungsentgelte kommen im Wesentlichen durch zwei Effekte zustande: Steigerungen in den Netzkosten und Änderungen in der Nachfrage durch demographische Effekte. Aufgrund der zu tätigen Investitionen steigen die Kosten in allen Regionen. Durch demographische Effekte hingegen kann es sowohl zu Entgeltsteigerungen (bei einem Nettowegzug) als auch zu Entgeltreduzierungen (bei einem Nettozuzug) kommen. Der demographische Effekt kann somit den Kosteneffekt verstärken oder abschwächen. Die zugehörigen Effekte sind der Abbildung 23 zu entnehmen. Zur getrennten Identifikation der beiden Effekte werden im einen Fall die Entnahmen und im anderen Fall die Netzkosten konstant gehalten. Der kombinierte Kosten- und Demographieeffekt wird nicht visualisiert, da er in den meisten Fällen unter 0,2% liegt und damit relativ gering ist.

Mit einer wechselseitigen Verstärkung der beiden Effekte ist vor allem in Mecklenburg-Vorpommern, in Sachsen-Anhalt und in Thüringen zu rechnen. Eine demographiebedingte Abschwächung der Ent-

geltsteigerung ist in Baden-Württemberg, in Oberbayern, im westlichen Niedersachsen, sowie im Einzugsgebiet von Berlin und Hamburg zu erwarten. In den ländlichen Regionen Sachsens ist mit Preissteigerungen aufgrund einer Nettoabwanderung zu rechnen. Bei den Kostensteigerungen hingegen weist der Freistaat mit 1,4% p.a. den niedrigsten Durchschnittswert im Bundesgebiet auf.



**Abbildung 23: Kosten- und Demographieeffekte bei der Entwicklung der Netznutzungsentgelte, Haushalts- und Gewerbekunden, eigene Darstellung**

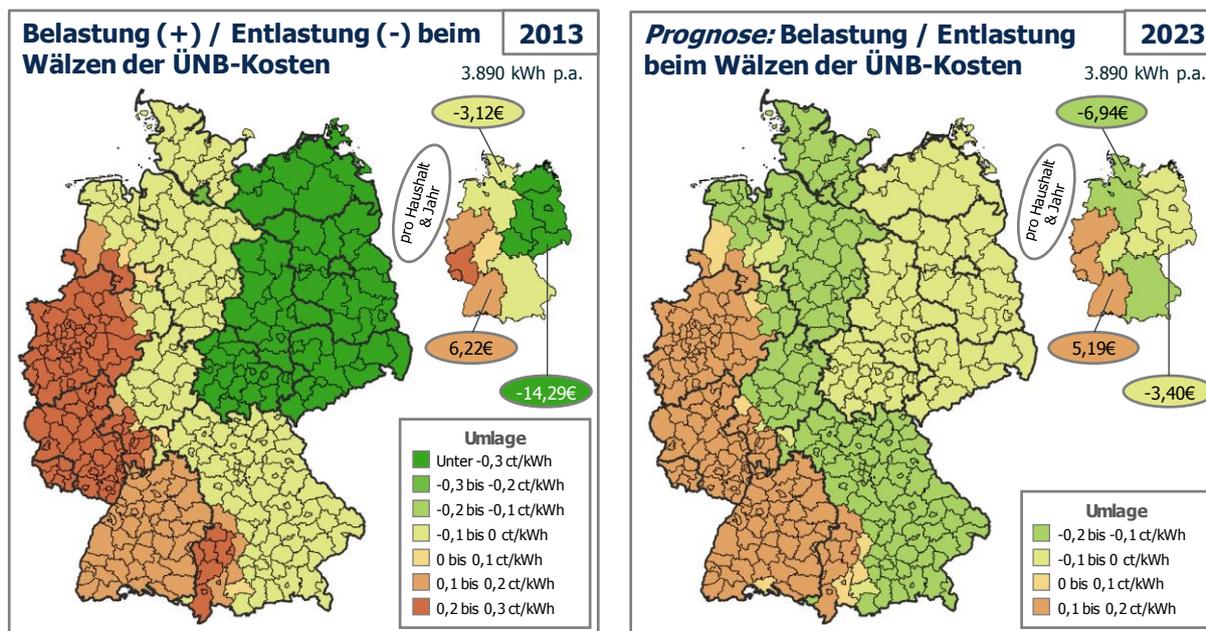
#### 7.4 Entlastungen / Mehrbelastungen bei bundesweitem Wälzen

Wie aus den vorangegangenen Abschnitten hervorgeht, existieren signifikante Unterschiede bei der Höhe der Netznutzungsentgelte zwischen den einzelnen Regionen. Eine Angleichung der Entgelte zwischen den Regionen würde die durch den Netzausbau und -unterhalt entstehenden Kosten auf eine breitere Basis verteilen. Im Folgenden werden die Auswirkungen sowohl eines Wälzens der Übertragungsnetzkosten als auch eines bundeseinheitlichen Netznutzungsentgelts, bestehend aus Übertragungs- und Verteilungsnetzanteilen auf regionaler Ebene diskutiert. Dabei werden für das Jahr 2013 die Übertragungsnetzumlagen des Modells auf die durchschnittlich beobachteten Entgeltsteigerungsraten von 2012 nach 2013 angepasst<sup>23</sup>. Die Werte für 2023 basieren auf den Modellergebnissen.

Abbildung 24 zeigt die Mehrbelastungen (positiv, rot) sowie die Entlastungen (negativ, grün) pro kWh bei Einführung einer bundesweiten Übertragungsnetzumlage. Durch die Umlage der Offshorekosten ist in Zukunft eine stärkere Angleichung der Netznutzungsentgelte auf Übertragungsnetzebene zu erwarten, weshalb sich die Unterschiede zwischen regionalem Wälzen und bundesweiter Umlage auf Übertragungsnetzebene im Bereich von +/- 0,2 ct/kWh belaufen. In den Ovalen ist für 3 Bundesländer

<sup>23</sup> Die am 22. März 2012 in Kraft getretene Novelle der ARegV sieht eine Aufhebung des zweijährigen Zeitverzugs (t-2) bei der Berücksichtigung von Betriebs- und Kapitalkosten für Investitionen vor, weshalb es teilweise zu hohen vorweggenommenen Steigerungsraten bei einzelnen ÜNBs kam. Diese Umstellung stellt im Rahmen der Prognose einen einmaligen Effekt dar. Es ist anzunehmen, dass sich die Auswirkungen in den Folgejahren voraussichtlich deutlich abschwächen.

exemplarisch die jährliche Mehr- bzw. Minderbelastung für einen 3-Personen-Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.890 kWh dargestellt. Für Sachsen würde sich eine Entlastung von 14,29 EUR für 2013 bzw. für 2023 mit abnehmender Tendenz in Höhe von 3,40 EUR ergeben. Die in Sachsen abnehmende Tendenz der Entlastung bei einem Wälzen der ÜNB-Kosten lässt sich einerseits durch die Einmaleffekte durch die in Kraft getretene Novelle der ARegV erklären sowie andererseits durch die sich tendenziell angleichenden Übertragungsnetzentgelte und das bereits existierende Wälzen der Offs-



**Abbildung 24: Mehrbelastungen und Entlastungen durch bundesweites Wälzen der Übertragungsnetzkosten, eigene Darstellung**

hore-Anschlusskosten mit den zukünftig zu erwartenden Angleichungen.

Die Mehr- oder Minderbelastungen bei Einführung eines bundeseinheitlichen Netznutzungsentgelts, bei dem die kompletten Verteilungs- und Übertragungsnetzkosten auf alle Endkunden einer Spannungsebene gleichermaßen gewälzt würden, sind in Abbildung 25 dargestellt. In Bezug auf die Entwicklung von 2013 bis 2023 ist festzustellen, dass die Unterschiede in der Belastung der Endkunden zunehmen. Auch zeigt sich ein asymmetrisches Bild, was die Verteilung der Höhe der Belastung angeht: einige wenige Landkreise mit überproportional hohen Entlastungen (bspw. Uckermark, Ostprignitz-Ruppin, Altmarkkreis Salzwedel, Prignitz) und entsprechend mit hohen erwarteten Entlastungen von mehr als 5 ct/kWh stehen einer großen Anzahl von Kreisen mit moderater Mehrbelastung von weniger als 2 ct/kWh gegenüber. Die höchsten Mehrbelastungen von bis zu 2,7 ct/kWh sind im Vergleich zu den erwarteten Entlastungen unter den Annahmen des Modells moderat und betreffen die Kreise Düsseldorf, Aschaffenburg und Freiburg im Breisgau. Von einem einheitlichen Entgelt würden in erster Linie Kunden in den neuen Bundesländern, aber auch in Teilen von Bayern, Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Hessen, profitieren.

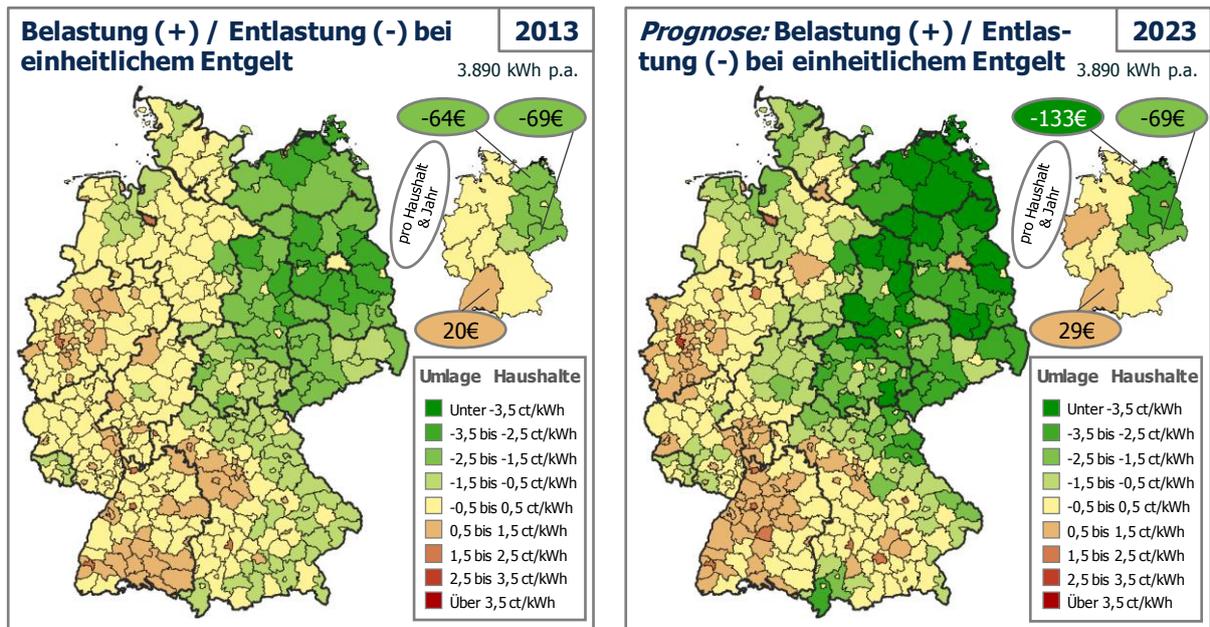


Abbildung 25: Mehrbelastungen und Entlastungen durch ein bundeseinheitliches Netznutzungsentgelt, Haushalts- und Gewerbekunden, eigene Darstellung

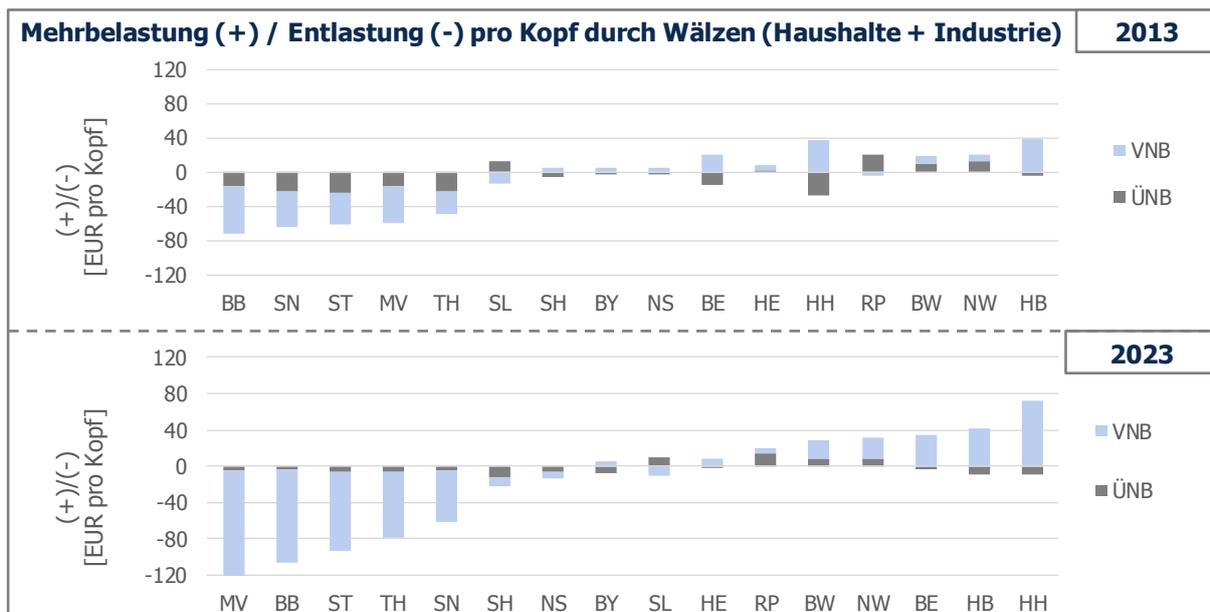


Abbildung 26: Gesamte Mehrbelastungen und Entlastungen für Haushalte, Gewerbe und Industrie durch Wälzen von VNB- bzw. ÜNB-Anteilen am Netznutzungsentgelt pro Einwohner 2013 und 2023, eigene Darstellung

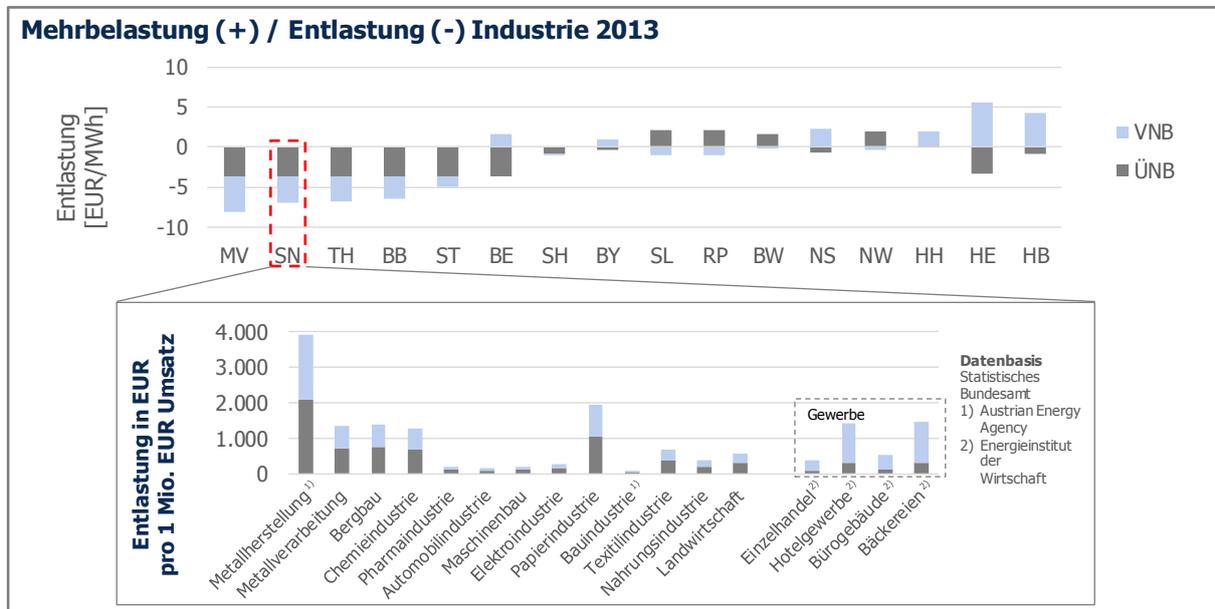
Abbildung 26 zeigt für die Bundesländer die gesamten Mehrbelastungen sowie Entlastungen durch bundesweites Wälzen der ÜNB- sowie VNB-Anteile am Netznutzungsentgelt pro Einwohner und Jahr. Hierbei werden Haushalte, Gewerbe und Industrie gemeinsam betrachtet. Die finanziellen Unterschiede zwischen 2013 und 2023 werden größer, so steigt die potentielle Pro-Kopf-Entlastung in Mecklenburg-Vorpommern von 60 auf 120 EUR, sowie die potentielle Mehrbelastung in Hamburg von 29 auf 62 EUR bei einer Umstellung auf ein bundeseinheitliches Netzentgelt. Auch ist eine Asymmetrie bei der Verteilung von Be- und Entlastungen sichtbar. Für das Jahr 2013 wären in einigen Bundesländer durch

ein Wälzen der ÜNB-Anteile Entlastungen zu erwarten, für 2023 nehmen diese deutlich ab. Diese Abnahme für zukünftige Jahre lässt sich in erster Linie durch die tendenziell sich angleichenden Übertragungsnetzentgelte und das bereits existierende Wälzen der Offshore-Anschlusskosten mit den zukünftig zu erwartenden Angleichungen erklären. Auch würden die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen vom Wälzen der Übertragungsnetzentgelte profitieren, allerdings würde diese Entlastung bei einem bundeseinheitlichen Netzentgelt überkompensiert werden. In Sachsen sinkt die durchschnittliche Entlastung durch vollständiges Wälzen leicht von 65 auf 61 EUR. Diese Tendenz lässt sich durch zwei Effekte erklären: die Angleichung der Übertragungsnetzentgelte mit einer Abnahme der Unterschiede und der vergleichsweise geringe Ausbau der erneuerbaren Energien im Freistaat Sachsen, der entsprechend geringere Investitionen im Vergleich zu anderen Bundesländern nach sich zieht.

Die Mehrbelastungen sowie Entlastungen für Industriekunden des Jahres 2013 sind in Abbildung 27 dargestellt. Hierbei zeigt sich, dass aus einem Wälzen der Übertragungsnetzentgelte für Industriekunden in den östlichen Bundesländern ähnliche Entlastungen zu erwarten sind wie durch ein Wälzen des VNB-Anteils. Für den Freistaat Sachsen sind die Entlastungen in exemplarischen Branchen von Industrie und Gewerbe abgetragen, jeweils bezogen auf einen Jahresumsatz von 1 Million EUR. Die zugrundeliegenden Daten für die Stromintensitäten der einzelnen Branchen stammen vom Statistischen Bundesamt (2012) ergänzt durch die in Abbildung 27 erwähnten Studien. Für den Industriestrompreis wurden durchschnittliche Preise mit mittleren Belastungen durch EEG-Umlage und Stromsteuer herangezogen. Eine Reduktion des Netznutzungsentgelts nach §19 Abs. 2 StromNEV ist in der Analyse allerdings nicht berücksichtigt. Heute bereits nach §19 Abs. 2 StromNEV mit einem individuellen Netzentgelt belegte Unternehmen, wovon vor allem Unternehmen in stromintensiven Branchen Gebrauch machen, würden entsprechend weniger von einer potentiellen Entlastung eines Wälzens profitieren, so dass die in Abbildung 27 aufgezeigten Zahlen die erwarteten Entlastungen tendenziell überschätzen. Die auf den ersten Blick niedrigen potentiellen Entlastungen pro Euro Umsatz kommen durch die jeweils reduzierend wirkende (multiplikative) Verkettung der Einflussfaktoren Stromintensität, Anteil der Netznutzungsentgelte am Strompreis sowie Entlastungspotential durch das Wälzen zustande. Allerdings ist dabei zu beachten, dass die hier dargestellte geringe Entlastung von maximal 0,4% bezogen auf den Umsatz ceteris paribus eine nominal ähnlich hohe Steigerung der Umsatzrendite zur Folge hätte, die in vielen Branchen im einstelligen Prozentbereich liegt.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass ein Wälzen des ÜNB-Netznutzungsentgeltes heute in Sachsen bereits eine nicht vernachlässigbare Entlastung insbesondere für die Industrie mit sich bringen würde. Allerdings zeigen die Modellergebnisse, dass diese Entlastung mit der Zeit tendenziell stark abnimmt (vgl. hierzu auch Abbildung 26). Ein bundeseinheitliches Wälzen der gesamten Netznutzungsentgelte (ÜNB- und VNB-Anteil) hätte im Gegensatz dazu nochmals einen weitaus größeren Entlastungseffekt, der auch in zukünftigen Jahren für Sachsen ungefähr gleich bleibt und in den anderen ostdeutschen Ländern tendenziell zunehmen wird. Allerdings ist anzumerken, dass die Altersstruktur der Verteilungsnetze in der Analyse aufgrund der fehlenden Datenverfügbarkeit nicht berücksichtigt wurde.

Da in Westdeutschland der Anteil abgeschriebener Betriebsmittel tendenziell höher ist, da in ostdeutschen Ländern die Netze nach der Wiedervereinigung ertüchtigt wurden, fallen tendenziell mehr Erneuerungsinvestitionen in den alten Bundesländern an. Dies führt dazu, dass die hier skizzierten Entlastungseffekte für die neuen Bundesländer von der Tendenz geringer als aufgezeigt ausfallen würden.

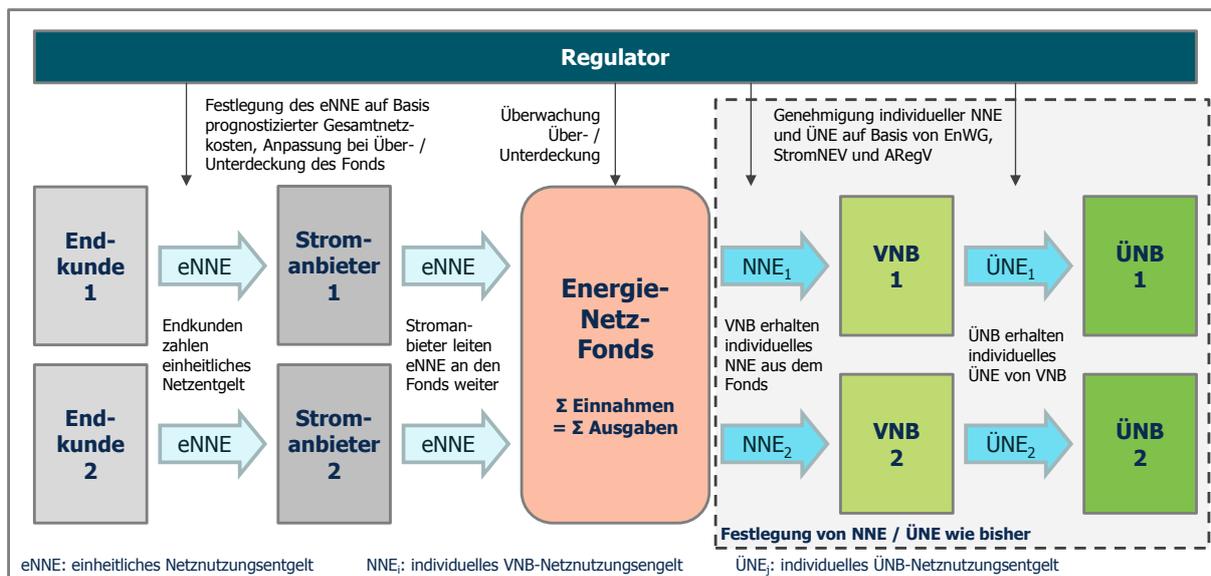


**Abbildung 27: Entlastungen und Mehrbelastungen durch Wälzen von VNB- bzw. ÜNB-Anteilen am Netznutzungsentgelt für Industriekunden, 2013, Entlastungen nach Branche für Sachsen pro Mio. EUR Jahresumsatz, eigene Darstellung basierend auf Statistisches Bundesamt (2012), Austrian Energy Agency (2011) und Energieinstitut der Wirtschaft GmbH (2010)**

## 8 Skizze eines Netzkostenstrukturausgleichs

Die vorangegangenen Kapitel zeigen deutlich auf, dass sowohl der Netzausbau als auch der demographische Wandel zu einer ungleichen Entwicklung der Netznutzungsentgelte führen. Das bestehende Umlagesystem der Netzkosten auf die angeschlossenen Abnehmer und deren Energieverbrauch befördert eine zusätzliche Belastung strukturschwacher Regionen. Dieser hohe Anstieg der Netznutzungsentgelte kann hierbei einen strukturellen Standortnachteil für Industrie, Handel und Gewerbe darstellen und die Diskussion der Unternehmensverlagerung in Regionen mit geringeren Energiekosten befördern.

Gleichzeitig zeigt die Analyse auf, dass ein bundesweites Wälzen aller Netzkosten zu einer entsprechenden Entlastung für Industrie, Handel, Gewerbe und privaten Endverbrauchern in den betroffenen Regionen führen würde. Durch die Einführung eines Netzkostenstrukturausgleichs basierend auf dem Solidaritätsprinzip zwischen den einzelnen Netzgebieten könnte ein solches Wälzen bei gleichzeitiger Beibehaltung der bestehenden wettbewerblichen Anreize realisiert werden. Eine Solidarisierung über die bundesweiten Stromabnehmer wurde bereits für den Anschluss der Hochseewindparks und deren Risikoausgleich mit der Offshore-Haftungsumlage realisiert. Ein umfassender Netzkostenstrukturausgleich kann hierbei als eine konsequente Umsetzung dieses Prinzips angesehen werden, welche die Tatsache berücksichtigt, dass sich strukturelle Nachteile auch beim Ausbau erneuerbarer Energien an Land ergeben und die Netzintegration der Offshore-Windenergie nicht an den Anschlusspunkten der Seekabel endet.



**Abbildung 28: Skizze eines Netzkostenstrukturausgleichs mittels Energienetzfonds, eigene Darstellung**

Abbildung 28 skizziert einen möglichen Mechanismus für die Umsetzung eines Netzkostenstrukturausgleichs mittels der Einführung eines einheitlichen Netznutzungsentgelts für Endkunden. Hierbei bestimmt der Regulator – in diesem Fall die Bundesnetzagentur – auf Basis der den Netzbetreibern genehmigten Erlösobergrenzen und den aggregierten Prognosen der Entnahmen pro Spannungsebene ein bundesweit einheitliches Netznutzungsentgelt, allerdings differenziert für die unterschiedlichen Kundengruppen bzw. Spannungsebenen. Dieses wird von den Stromanbietern in einen Energienetzfonds wei-

tergeleitet. Aus diesem Fonds erhalten die Netzbetreiber individuelle Netznutzungsentgelte. Diese individuellen Entgelte werden dabei wie bisher auf Basis der Erlösobergrenzen von den Netzbetreibern festgelegt und von der Bundesnetzagentur genehmigt. Die Übertragungsnetzbetreiber erhalten ihre Entgelte wie bisher von den Verteilungsnetzbetreibern bzw. für ihre direkten Endkunden aus dem Fonds. Somit werden die Netznutzungsentgelte der Endkunden (bspw. Stahlwerke), die direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind, angeglichen, während eine aktive Angleichung der Weiterverrechnungssätze auf die nachgelagerten Spannungsebenen aufgrund der indirekten Nivellierung mittels der Verteilungsentgelte nicht notwendig ist.

Die Zahlungsströme verändern sich im Vergleich zur gegenwärtigen Situation dabei nur insofern, als dass die Netzbetreiber ihre Entgelte aus dem Fonds erhalten anstatt direkt von den Stromanbietern. Diese wiederum führen die Entgelte an den Fonds ab anstatt direkt an die Netzbetreiber. Da Stromanbieter und Verteilungsnetzbetreiber ggf. zur selben Unternehmensgruppe gehören, ist auch eine Saldierung der Zahlungsströme denkbar. Tritt aufgrund von Abweichungen bei der Prognose eine Über- bzw. Unterdeckung des Fonds am Ende einer Abrechnungsperiode auf, so passt der Regulator die einheitlichen Entgelte (bspw. jährlich) entsprechend an. Der Vorteil des Mechanismus besteht darin, dass sowohl eine regionale Nivellierung der Belastungen durch die Netzkosten stattfindet, als auch die Anreizmechanismen zum effizienten Betrieb und Ausbau der Netze im Rahmen der bestehenden Regulierung erhalten bleiben können. Darüber hinaus bleibt sowohl die generelle Bereitstellung der Netzinfrastruktur durch privatwirtschaftliche Unternehmen als auch das bestehende Verhältnis zwischen Endkunden und Lieferanten unberührt.

Die genaue Ausgestaltung sowie die Identifizierung von Umsetzungshemmnissen und Ausarbeitung von Strategien zu deren Überwindung bedürfen allerdings weiterer Betrachtungen. Auch sollte im gleichen Zuge die Frage gestellt werden, ob die bestehende Systematik der Ermittlung der Netznutzungsentgelte nach Arbeits- und Leistungspreis einer verursachungsgerechten Allokation der Netzkosten bei steigenden Eigenverbräuchen aus dezentralen Erzeugungsanlagen gerecht wird<sup>24</sup>.

---

<sup>24</sup> Durch energie- aber nicht leistungsautarke Stromkunden fallen weiterhin Netzkosten in ähnlicher Höhe an, wobei sich diese Kundengruppe mit hoher Eigenstromerzeugung praktisch aufgrund des Einsparens des Arbeitspreises (oder Teile davon) zu deutlich geringerem Umfang an den Netzkosten beteiligen.

## 9 Quellen

AG Energiebilanzen, 2013. *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012*. [Online]

Verfügbar unter: [http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=ageb\\_jahresbericht2012\\_20130321\\_1.pdf](http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2012_20130321_1.pdf)  
[Zugriff am 12. Februar 2014].

Austrian Energy Agency, 2011. *Energiewirtschaftliche Inputdaten für Klimastrategie 2020 und EU Monitoring Mechanism 2011*, Wien: s.n.

bdew, 2010. *Studiensynopse Energieprognosen*. [Online]

Verfügbar unter:  
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_20100908\\_Studiensynopse\\_Energieprognosen\\_Prognosen\\_zur\\_Entwicklung\\_der\\_Stromversorgung\\_und\\_Einord/\\$file/352\\_Energie-Info\\_Studiensynopse%20Energieprognosen.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_20100908_Studiensynopse_Energieprognosen_Prognosen_zur_Entwicklung_der_Stromversorgung_und_Einord/$file/352_Energie-Info_Studiensynopse%20Energieprognosen.pdf)  
[Zugriff am 12. Februar 2014].

bdew, 2012. *Pressemitteilung: Demographischer Wandel verstärkt Infrastrukturprobleme*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20121107-pi-demografischer-wandel-verstaerkt-infrastrukturprobleme-de>  
[Zugriff am 12. Februar 2014].

bdew, 2013. *Energie-Info: Stromverbrauch im Haushalt*. [Online]

Verfügbar unter:  
[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 12. Februar 2014].

Bundesamt für Bau-, Stadt- und Raumforschung, 2011a. *Laufende Raumbearbeitung - Raumabgrenzungen 1*. [Online]

Verfügbar unter:  
[http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbearbeitung/Raumabgrenzungen/AMR\\_WaSch\\_2011/Arbeitsmarktregionen\\_WaSch.html?nn=443270](http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbearbeitung/Raumabgrenzungen/AMR_WaSch_2011/Arbeitsmarktregionen_WaSch.html?nn=443270)  
[Zugriff am 17. Januar 2014].

Bundesamt für Bau-, Stadt- und Raumforschung, 2011b. *Laufende Raumbearbeitung - Raumabgrenzungen 2*. [Online]

Verfügbar unter:  
[http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbearbeitung/Raumabgrenzungen/AMR\\_Typen\\_2011/Arbeitsmarktregionen\\_Typen.html](http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbearbeitung/Raumabgrenzungen/AMR_Typen_2011/Arbeitsmarktregionen_Typen.html)  
[Zugriff am 17. Januar 2014].

Bundesamt für Bau-, Stadt- und Raumforschung, 2012. *Raumordnungsprognose 2030*. [Online]

Verfügbar unter:  
[http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbearbeitunghttp://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbearbeitung/UeberRaumbearbeitung/Komponenten/Raumordnungsprognose/Downloads/DL\\_uebersicht.html](http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbearbeitunghttp://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Raumbearbeitung/UeberRaumbearbeitung/Komponenten/Raumordnungsprognose/Downloads/DL_uebersicht.html)  
[Zugriff am 17. Januar 2014].

Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung, 2012. *Leistungsfähige Breitbandversorgung für ländliche Räume*. [Online]

Verfügbar unter:  
[http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/AnalysenKompakt/2012/DL\\_4\\_2012.pdf?blob=publicationFile&v=2](http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/AnalysenKompakt/2012/DL_4_2012.pdf?blob=publicationFile&v=2)  
[Zugriff am 12. Februar 2014].

Bundeskartellamt, 2003. *Beschluss in dem Verwaltungsverfahren Stadtwerke Mainz AG*. [Online]

Verfügbar unter: <http://vre-archiv.bdew.de/vre/veroeffentlichungen/03-05-06-Anlage.pdf>  
[Zugriff am 12. Februar 2014].

- Bundesnetzagentur, 2012. *Monitoringbericht 2012*. [Online]  
Verfügbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html)  
[Zugriff am 17. Januar 2014].
- Bundesnetzagentur, 2013a. *Bestätigung der Netzentwicklungspläne*. [Online]  
Verfügbar unter: [http://www.netzausbau.de/DE/BundesweitePlaene/Bravo/NEP-UB\\_Bravo/NEP-UB\\_Bravo-node.html](http://www.netzausbau.de/DE/BundesweitePlaene/Bravo/NEP-UB_Bravo/NEP-UB_Bravo-node.html)  
[Zugriff am 27. Januar 2014].
- Bundesnetzagentur, 2013b. *Monitoringbericht 2013*. [Online]  
Verfügbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1912/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/monitoring-node.html)  
[Zugriff am 17. Januar 2014].
- Consentec, 2012. *Versorgungssicherheit effizient gestalten*. [Online]  
Verfügbar unter: [http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2012/03/Consentec\\_EnBW\\_KapM%C3%A4rkte\\_Ber\\_20120207.pdf](http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2012/03/Consentec_EnBW_KapM%C3%A4rkte_Ber_20120207.pdf)  
[Zugriff am 20. Januar 2014].
- Deutsche Energie Agentur, 2010. *dena-Netzstudie II*. [Online]  
Verfügbar unter: <http://www.dena.de/publikationen/energiesysteme/dena-netzstudie-ii.html>  
[Zugriff am 17. Januar 2014].
- Deutsche Energie Agentur, 2012. *dena-Verteilnetzstudie*. [Online]  
Verfügbar unter: <http://www.dena.de/projekte/energiesysteme/verteilnetzstudie.html>  
[Zugriff am 27. Januar 2014].
- 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]  
Verfügbar unter: [http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resourcen/bilder/portal/portal\\_2012\\_1/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resourcen/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf)  
[Zugriff am 17. Januar 2014].
- eeg-kwk.net, 2013. *EEG/KWK Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. [Online]  
Verfügbar unter: [http://www.eeg-kwk.net/de/file/2012\\_EEG-Jahresabrechnung\\_.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/2012_EEG-Jahresabrechnung_.pdf)  
[Zugriff am 16. Januar 2014].
- Energieinstitut der Wirtschaft GmbH, 2010. *KMU-Initiative zur Energieeffizienzsteigerung - Begleitstudie: Kennwerte zur Energieeffizienz in KMU*, Wien: s.n.
- ene't GmbH, 2011. *Netznutzung Strom Ausgabe 72*. [Online]  
Verfügbar unter: [http://www.enet.eu/tl\\_files/enet/newsletter/netznutzung-strom/newsletter\\_nne\\_072.html](http://www.enet.eu/tl_files/enet/newsletter/netznutzung-strom/newsletter_nne_072.html)  
[Zugriff am 12. Februar 2014].
- ene't GmbH, 2013. *Datenbank Netznutzung Strom Deutschland*, Hückelhoven: s.n.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2007. *Strukturoptimierung in ballungsgebieten - Energiebedarfsprognose für die Stadt München*. [Online]  
Verfügbar unter: [http://www.ffe.de/download/langberichte/Bericht\\_Strukturoptimierung.pdf](http://www.ffe.de/download/langberichte/Bericht_Strukturoptimierung.pdf)  
[Zugriff am 08 Februar 2014].
- Hackhausen, J. & Hagen, J., 2013. Wo Häuser nichts mehr wert sind. *Handelsblatt*, 22. Juli.
- Konstantin, P., 2009. *Praxisbuch Energiewirtschaft*. 2. Hrsg. Berlin: Springer.
- Prognos AG, 2012. *Letztverbrauch bis 2017 - Planungsprämissen für die EEG-Mittelfristprognose*. [Online]

Verfügbar unter: [http://www.eeg-kwk.net/de/file/Letztverbrauch\\_2017\\_121113\\_fuer\\_UeNB\\_Veroeffentlichung.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/Letztverbrauch_2017_121113_fuer_UeNB_Veroeffentlichung.pdf)  
[Zugriff am 12. Februar 2014].

Schlömer, C., 2004. Die privaten Haushalte in den Regionen der Bundesrepublik Deutschland zwischen 1990 und 2020. *Informationen zur Raumentwicklung*, Issue 3.

Springer Gabler Verlag (Hrsg.), 2014. *Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Subadditivität*. [Online] Verfügbar unter: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/135504/subadditivitaet-v4.html>  
[Zugriff am 17. Februar 2014].

Statistisches Bundesamt, 2011. *Varianten der 12. koordinierten Bevölkerungsvorausberechnung*. [Online]

Verfügbar unter:

<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/Bevoelkerungsvorausberechnung/VariantenListe.html>  
[Zugriff am 12. Februar 2014].

Statistisches Bundesamt, 2012. *Energieverwendung*. [Online]

Verfügbar unter:

<https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/Energie/Verwendung/Verwendung.html>  
[Zugriff am 25. März 2014].

Statistisches Landesamt des Freistaates Sachsen, 2014. *Haushalte im Freistaat Sachsen*. [Online]

Verfügbar unter: [http://www.statistik.sachsen.de/download/010\\_GB-Fam/Haushalte\\_tab\\_incl\\_IKT\\_20012014.pdf](http://www.statistik.sachsen.de/download/010_GB-Fam/Haushalte_tab_incl_IKT_20012014.pdf)  
[Zugriff am 13. Februar 2014].

Statistisches Landesamt Sachsen, 2012. *Modellrechnung zur Entwicklung der privaten Haushalte für den Freistaat Sachsen bis 2025*. [Online]

Verfügbar unter: [http://www.statistik.sachsen.de/download/010\\_GB-Fam/A\\_V\\_u\\_12\\_tg\\_PDF\\_T.pdf](http://www.statistik.sachsen.de/download/010_GB-Fam/A_V_u_12_tg_PDF_T.pdf)  
[Zugriff am 12. Februar 2014].

Statistisches Landesamt Thüringen, 2011. *Die Entwicklung der privaten Haushalte in Thüringen bis 2020*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.statistik.thueringen.de/analysen/Aufsatz-04b-2011.pdf>  
[Zugriff am 12. Februar 2014].

Stoffels, M. et al., 2010. *Analyse der technischen und sozialen Infrastruktur des Mittelbereiches Schwedt/Oder*. [Online]

Verfügbar unter: [http://zeno-eberswalde.de/fileadmin/user\\_upload/Studien/Mittelbereich%20Schwedt%20%28Oder%29%20-%20Infrastrukturbedarf.pdf](http://zeno-eberswalde.de/fileadmin/user_upload/Studien/Mittelbereich%20Schwedt%20%28Oder%29%20-%20Infrastrukturbedarf.pdf)  
[Zugriff am 12. Februar 2014].

Übertragungsnetzbetreiber, 2013a. *Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>  
[Zugriff am 17. Januar 2014].

Übertragungsnetzbetreiber, 2013b. *Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, zweiter Entwurf*. [Online]

Verfügbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/offshore-netzentwicklungsplan-2013-zweiter-entwurf>  
[Zugriff am 17. Januar 2014].

Übertragungsnetzbetreiber, 2014. *regelleistung.net*. [Online]

Verfügbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/index>  
[Zugriff am 27. Januar 2014].

Wuppertal Institut für Klima GmbH et al., 2006. *Anforderungen an Nah- und Fernwärmenetze sowie Strategien für Marktakteure in Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020*. [Online]

Verfügbar unter:

[http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/UBA\\_Nahwaerme\\_EB\\_111206.pdf](http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/publications/UBA_Nahwaerme_EB_111206.pdf)

[Zugriff am 12. Februar 2014].

## 10 Anhang

### 10.1 Anlagenklassen und spezifische Daten

**Tabelle 7: Nutzungsdauer, Tagesneuwerte und Betriebs- und Wartungskostensätze pro betrachtete Anlagenklasse, basierend auf StromNEV und Übertragungsnetzbetreiber (2013a & 2013b)**

	Wirtschaftliche Nutzungsdauer [Jahre]	Tagesneuwert [EUR]	O&M (2,5%) [EUR]	O&M (3,8%) [EUR]
<b>Leitungen [pro km und Stromkreis]</b>				
380 kV AC Freileitung	45	700.000	17.500	26.600
380 kV AC Freileitung Erweiterung	45	200.000	5.000	7.600
220 kV AC Freileitung	45	525.000	13.125	19.950
220 kV AC Freileitung Erweiterung	45	150.000	3.750	5.700
380 kV AC Kabel	45	1.400.000	35.000	53.200
220 kV AC Kabel	45	1.050.000	26.250	39.900
150 kV AC Kabel Offshore	45	1.500.000	37.500	57.000
HVDC Freileitung	45	1.400.000	35.000	53.200
HVDC Kabel	45	1.400.000	35.000	53.200
HVDC Umbeseilung AC nach DC	45	200.000	5.000	7.600
<b>Anlagen [pro Anlage]</b>				
Schaltanlage Leitung	40	4.000.000	100.000	152.000
Schaltanlage Kompensation	40	2.000.000	50.000	76.000
<b>Transformatoren [pro MVA / MW]</b>				
HöS/HöS	40	21.667	542	823
HöS/HS	40	21.667	542	823
DC Konverter	40	130.000	3.250	4.940
<b>Kompensationsanlagen [pro Mvar]</b>				
MSCDN	40	14.000	350	532
SVC	40	32.000	800	1.216
Kompensationsspule	40	13.000	325	494
<b>Offshore [pro km / MW]</b>				
Offshore HVDC Kabel	45	2.000.000	50.000	76.000
Offshore DC Station	40	1.000.000	25.000	38.000
Offshore 155 kV AC Kabel	45	1.500.000	37.500	57.000
Offshore 220 kV AC Kabel	45	2.000.000	50.000	76.000
Offshore AC Station	40	200.000	5.000	7.600
<b>Ersatzinvestitionen</b>	42,5	-	0	0

## 10.2 Flächenpotentiale für Windkraft und Photovoltaik

Die hier aufgezeigten Potentiale bezogen auf die Gesamtfläche des Landkreises spiegeln das gesamte wirtschaftliche Potential basierend auf den Stromgestehungskosten wieder, d.h. die gesamte installierbare Leistung, deren Gestehungskosten unter einem Schwellenwert liegen. Der Schwellenwert bei Windkraft wird mit 9,13 ct/kWh festgelegt, was der Anfangsvergütung inkl. Systemdienstleistungsbonus des Jahres 2013 für diese Technologie entspricht. Für Photovoltaik spiegelt der Schwellenwert mit 13,68 ct/kWh den Förderungssatz vom Januar 2014 für Dachanlagen bis 10 kW Peakleistung wieder.

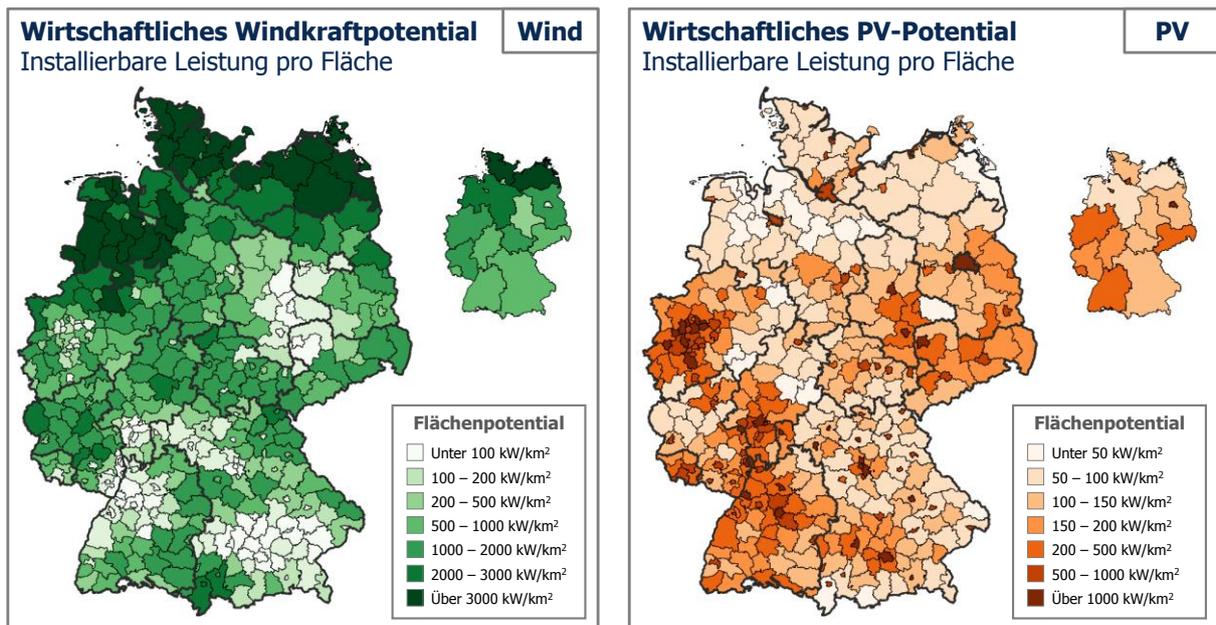


Abbildung 29: Flächenpotentiale für Windkraft und Photovoltaik, basierend auf eigenen Berechnungen

## 10.3 Ergänzende Abbildungen für Industriekunden

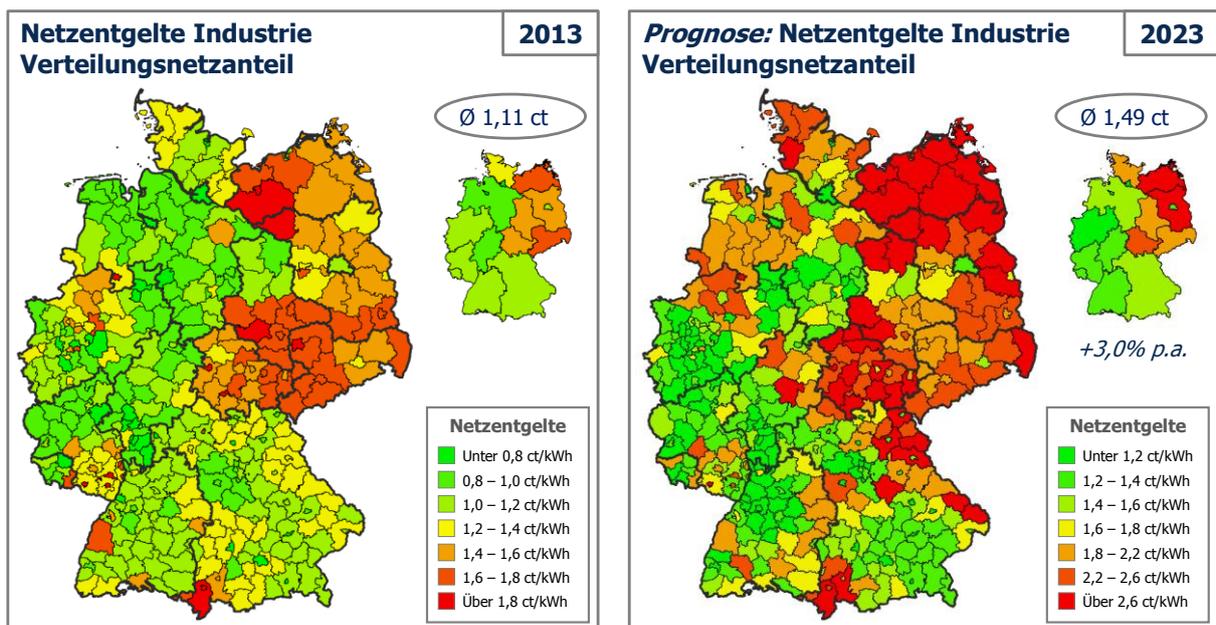


Abbildung 30: Verteilungsnetzanteil an den Netznutzungsentgelten für Industriekunden, eigene Darstellung

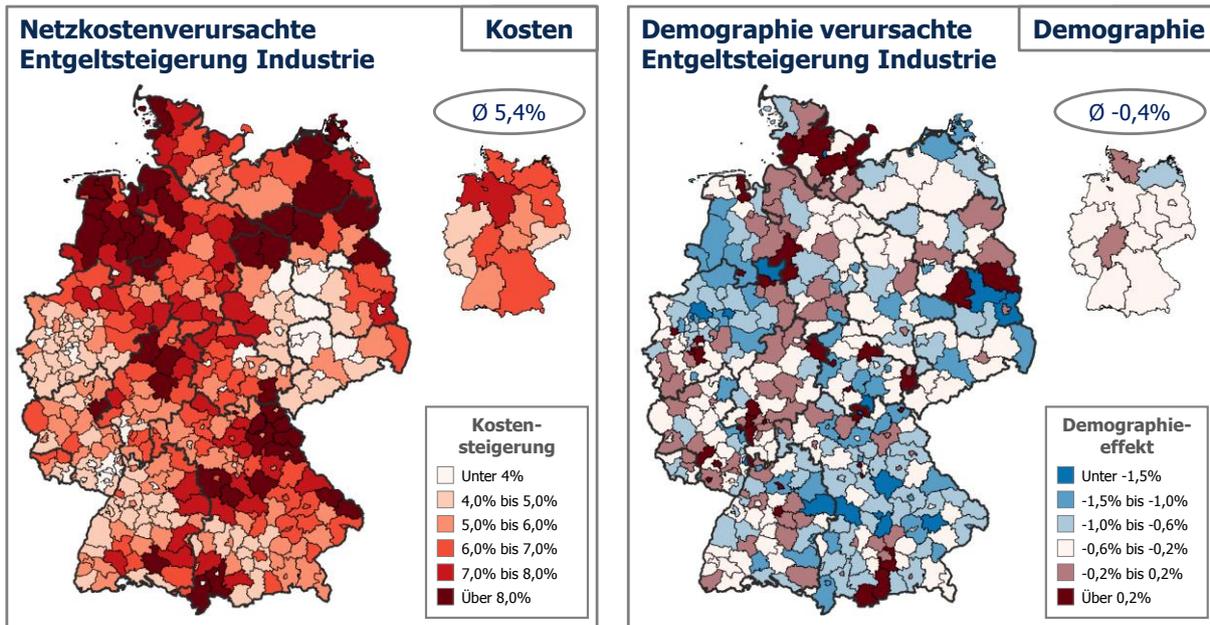


Abbildung 31: Kosten- und Demographieeffekte bei der Entwicklung der Netznutzungsentgelte, Industriekunden, eigene Darstellung

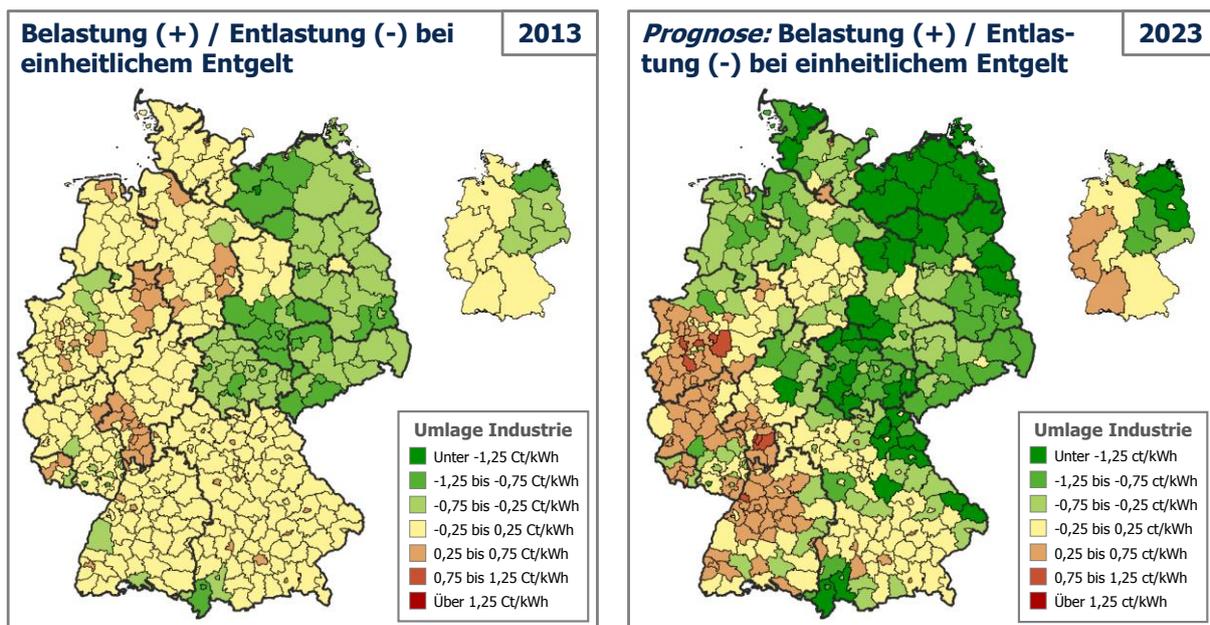


Abbildung 32: Mehrbelastungen und Entlastungen durch ein bundeseinheitliches Netznutzungsentgelt, Industriekunden, eigene Darstellung

## 10.4 Ergebnisse auf Landkreisebene

In Tabelle 8 sind die durchschnittliche jährliche demographische Veränderung von 2013 nach 2023, die Netznutzungsentgelte, deren durchschnittliche jährliche Steigerung, sowie die Be- bzw. Entlastungen (+/-) bei einem bundeseinheitlichen Netznutzungsentgelt im Jahr 2023 auf Landkreisebene dargestellt.

**Tabelle 8: Netznutzungsentgelte und demographische Veränderung auf Landkreisebene**

Landkreis / Bundesland	Demographie [% p.a.]	Haushalt / Gewerbe				Industrie			
		NNE 13 [ct/kWh]	NNE 23 [ct/kWh]	Anstieg [% p.a.]	+/- [ct/kWh]	NNE 13 [ct/kWh]	NNE 23 [ct/kWh]	Anstieg [% p.a.]	+/- [ct/kWh]
<b>Schleswig-Holstein</b>	<b>0,02%</b>	<b>6,21</b>	<b>7,98</b>	<b>2,5%</b>	<b>-0,32</b>	<b>1,90</b>	<b>3,48</b>	<b>6,2%</b>	<b>-0,55</b>
Flensburg	-0,06%	6,49	7,73	1,8%	-0,08	2,34	3,41	3,8%	-0,49
Kiel	-0,11%	5,30	6,53	2,1%	1,12	1,35	2,39	5,9%	0,53
Lübeck	-0,16%	6,41	7,74	1,9%	-0,08	2,05	3,14	4,4%	-0,21
Neumünster	-0,35%	5,74	7,00	2,0%	0,65	1,99	3,00	4,2%	-0,07
Dithmarschen	-0,30%	6,80	9,74	3,7%	-2,08	1,98	4,28	8,0%	-1,35
Herzogtum Lauenburg	0,26%	6,07	7,88	2,6%	-0,22	1,98	3,53	5,9%	-0,60
Nordfriesland	-0,15%	6,39	8,95	3,4%	-1,30	1,96	4,04	7,5%	-1,11
Ostholstein	-0,06%	6,96	9,48	3,1%	-1,82	2,00	4,03	7,3%	-1,11
Pinneberg	0,29%	6,27	7,74	2,1%	-0,08	1,79	3,05	5,5%	-0,13
Plön	0,09%	6,26	8,33	2,9%	-0,67	1,80	3,58	7,1%	-0,66
Rendsburg-Eckernförde	-0,07%	6,19	8,30	3,0%	-0,64	1,87	3,67	7,0%	-0,75
Schleswig-Flensburg	-0,04%	6,97	9,61	3,3%	-1,95	2,01	4,22	7,7%	-1,29
Segeberg	0,31%	6,10	7,72	2,4%	-0,06	1,89	3,35	5,9%	-0,43
Steinburg	-0,25%	6,64	9,02	3,1%	-1,36	1,88	3,76	7,2%	-0,84
Stormarn	0,17%	6,55	8,13	2,2%	-0,47	2,04	3,36	5,1%	-0,43
<b>Hamburg</b>	<b>0,16%</b>	<b>6,28</b>	<b>7,17</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,49</b>	<b>1,59</b>	<b>2,34</b>	<b>3,9%</b>	<b>0,59</b>
<b>Niedersachsen</b>	<b>-0,12%</b>	<b>6,31</b>	<b>8,16</b>	<b>2,6%</b>	<b>-0,50</b>	<b>1,66</b>	<b>3,15</b>	<b>6,6%</b>	<b>-0,22</b>
Braunschweig	-0,07%	6,03	7,60	2,3%	0,05	1,50	2,79	6,4%	0,14
Salzgitter	-0,79%	6,51	8,55	2,8%	-0,89	1,96	3,36	5,5%	-0,43
Wolfsburg	-0,29%	8,54	10,49	2,1%	-2,84	1,50	2,86	6,6%	0,06
Gifhorn	-0,13%	8,52	10,39	2,0%	-2,73	1,51	2,88	6,7%	0,04
Göttingen	-0,39%	6,89	8,84	2,5%	-1,19	1,67	3,02	6,1%	-0,09
Goslar	-0,73%	6,45	8,47	2,8%	-0,81	1,85	3,19	5,6%	-0,27
Helmstedt	-0,63%	6,79	8,84	2,7%	-1,18	1,57	2,86	6,2%	0,06
Northeim	-0,79%	6,43	8,88	3,3%	-1,22	1,60	3,23	7,3%	-0,31
Osterode am Harz	-1,01%	6,56	8,80	3,0%	-1,14	1,71	3,04	5,9%	-0,11
Peine	-0,23%	6,42	8,12	2,4%	-0,46	1,70	2,97	5,7%	-0,04
Wolfenbüttel	-0,44%	6,43	8,30	2,6%	-0,64	1,52	2,81	6,4%	0,11
Region Hannover	-0,08%	5,83	7,24	2,2%	0,42	1,63	2,75	5,4%	0,18
Diepholz	0,09%	6,34	8,50	3,0%	-0,84	1,72	3,64	7,8%	-0,71
Hameln-Pyrmont	-0,52%	6,12	8,01	2,7%	-0,35	1,62	2,94	6,1%	-0,01
Hildesheim	-0,45%	5,92	7,76	2,7%	-0,10	1,75	3,06	5,7%	-0,14
Holzminde	-0,91%	6,55	8,80	3,0%	-1,14	1,50	2,91	6,8%	0,01
Nienburg (Weser)	-0,04%	6,43	8,95	3,4%	-1,30	1,59	3,76	9,0%	-0,83
Schaumburg	-0,36%	6,40	8,15	2,4%	-0,49	1,46	2,73	6,5%	0,20
Celle	-0,28%	5,88	7,56	2,5%	0,10	1,74	3,06	5,8%	-0,13
Cuxhaven	-0,33%	6,91	9,59	3,3%	-1,94	1,62	3,77	8,8%	-0,84
Harburg	0,32%	6,25	7,79	2,2%	-0,13	1,62	2,99	6,3%	-0,07
Lüchow-Dannenberg	-0,36%	6,44	9,08	3,5%	-1,42	1,59	3,65	8,7%	-0,73
Lüneburg	0,24%	6,60	8,24	2,2%	-0,58	1,83	3,24	5,9%	-0,31
Osterholz	0,06%	5,79	7,69	2,9%	-0,03	1,59	3,19	7,2%	-0,26
Rotenburg (Wümme)	-0,02%	6,52	9,11	3,4%	-1,46	1,68	3,89	8,8%	-0,97
Heidekreis	-0,16%	6,21	8,23	2,9%	-0,57	1,62	3,34	7,5%	-0,41
Stade	0,16%	5,82	7,76	2,9%	-0,10	1,54	3,20	7,6%	-0,27
Uelzen	-0,34%	6,15	8,54	3,3%	-0,88	2,14	4,05	6,6%	-1,13
Verden	-0,04%	6,31	8,33	2,8%	-0,67	1,79	3,45	6,8%	-0,53
Delmenhorst	-0,38%	6,91	8,78	2,4%	-1,12	1,62	2,97	6,2%	-0,05
Emden	-0,20%	5,53	7,33	2,9%	0,32	1,68	3,12	6,4%	-0,20
Oldenburg (Oldb)	0,25%	6,91	8,13	1,6%	-0,47	1,62	2,78	5,5%	0,15
Osnabrück (Stadt)	-0,13%	5,08	6,54	2,5%	1,12	2,77	4,05	3,9%	-1,12
Wilhelmshaven	-0,63%	4,93	6,50	2,8%	1,16	1,42	2,61	6,3%	0,31
Ammerland	0,19%	6,91	8,54	2,1%	-0,88	1,62	3,17	6,9%	-0,25
Aurich	-0,11%	6,67	8,87	2,9%	-1,21	1,61	3,35	7,6%	-0,43
Cloppenburg	0,30%	6,91	9,09	2,8%	-1,43	1,62	3,75	8,7%	-0,82
Emsland	0,17%	6,00	8,04	3,0%	-0,38	1,72	3,59	7,6%	-0,67
Friesland	-0,39%	6,91	9,13	2,8%	-1,47	1,62	3,44	7,8%	-0,51
Grafschaft Bentheim	0,22%	6,35	8,06	2,4%	-0,40	1,99	3,53	5,9%	-0,60
Leer	0,01%	6,75	8,91	2,8%	-1,25	1,63	3,38	7,6%	-0,46
Oldenburg	0,17%	6,84	9,01	2,8%	-1,35	1,62	3,68	8,5%	-0,75

Osnabrück (Land)	0,14%	6,03	7,70	2,5%	-0,04	1,89	3,40	6,1%	-0,47
Vechta	0,42%	6,62	8,44	2,5%	-0,78	1,65	3,42	7,6%	-0,50
Wesermarsch	-0,40%	6,91	9,53	3,3%	-1,87	1,62	3,77	8,8%	-0,85
Wittmund	-0,27%	6,76	9,69	3,7%	-2,03	1,54	4,02	10,0%	-1,09
<b>Bremen</b>	<b>-0,10%</b>	<b>5,08</b>	<b>6,63</b>	<b>2,7%</b>	<b>1,03</b>	<b>1,48</b>	<b>2,77</b>	<b>6,5%</b>	<b>0,16</b>
Bremen	-0,03%	4,63	6,18	2,9%	1,48	1,45	2,77	6,6%	0,16
Bremerhaven	-0,43%	7,39	9,06	2,0%	-1,40	1,60	2,76	5,6%	0,16
<b>Nordrhein-Westfalen</b>	<b>-0,17%</b>	<b>5,80</b>	<b>6,90</b>	<b>1,7%</b>	<b>0,76</b>	<b>1,65</b>	<b>2,48</b>	<b>4,2%</b>	<b>0,44</b>
Düsseldorf	0,27%	4,03	4,77	1,7%	2,89	1,39	2,11	4,2%	0,82
Duisburg	-0,45%	5,42	6,46	1,8%	1,20	1,72	2,47	3,7%	0,46
Essen	-0,30%	6,00	6,98	1,5%	0,68	1,60	2,29	3,7%	0,63
Krefeld	-0,28%	6,00	7,10	1,7%	0,56	1,80	2,63	3,9%	0,29
Mönchengladbach	-0,27%	5,65	6,70	1,7%	0,96	1,88	2,68	3,6%	0,25
Mülheim an der Ruhr	-0,37%	6,00	7,02	1,6%	0,64	1,60	2,29	3,7%	0,63
Oberhausen	-0,29%	5,43	6,44	1,7%	1,22	1,55	2,32	4,1%	0,61
Remscheid	-0,70%	6,52	7,88	1,9%	-0,22	2,40	3,31	3,3%	-0,39
Solingen	-0,32%	5,89	6,95	1,7%	0,71	2,04	2,83	3,3%	0,09
Wuppertal	-0,39%	5,46	6,53	1,8%	1,13	1,27	2,02	4,8%	0,90
Kleve	0,11%	5,93	6,95	1,6%	0,71	1,62	2,51	4,5%	0,41
Mettmann	-0,32%	5,65	6,69	1,7%	0,97	1,66	2,39	3,7%	0,54
Rhein-Kreis Neuss	-0,12%	6,00	7,07	1,7%	0,58	1,67	2,48	4,0%	0,45
Viersen	-0,18%	5,86	7,05	1,9%	0,61	1,78	2,68	4,2%	0,24
Wesel	-0,31%	6,00	7,08	1,7%	0,57	1,65	2,40	3,9%	0,52
Bonn	0,10%	5,72	6,48	1,3%	1,17	1,92	2,60	3,1%	0,32
Köln	0,28%	5,46	6,22	1,3%	1,44	1,22	1,95	4,8%	0,97
Leverkusen	-0,09%	5,50	6,56	1,8%	1,10	2,03	2,93	3,7%	-0,01
Städteregion Aachen	0,09%	6,06	6,98	1,4%	0,68	1,77	2,55	3,7%	0,38
Düren	0,00%	5,95	7,06	1,7%	0,60	1,66	2,58	4,5%	0,34
Rhein-Erft-Kreis	0,13%	5,94	6,83	1,4%	0,82	1,64	2,41	3,9%	0,51
Euskirchen	0,03%	6,00	6,97	1,5%	0,69	1,63	2,44	4,1%	0,48
Heinsberg	0,10%	5,67	6,90	2,0%	0,76	1,87	2,94	4,6%	-0,01
Oberbergischer Kreis	-0,28%	5,92	7,10	1,8%	0,56	1,61	2,48	4,4%	0,44
Rheinisch-Bergischer Kreis	-0,16%	5,76	6,81	1,7%	0,85	1,60	2,41	4,2%	0,51
Rhein-Sieg-Kreis	0,29%	5,90	6,68	1,2%	0,98	1,68	2,41	3,7%	0,51
Bottrop	-0,52%	5,90	6,98	1,7%	0,67	2,05	2,80	3,2%	0,13
Gelsenkirchen	-0,64%	5,90	7,06	1,8%	0,60	2,05	2,81	3,2%	0,11
Münster	0,18%	5,69	6,43	1,2%	1,23	2,05	2,75	3,0%	0,17
Borken	0,12%	6,11	7,56	2,1%	0,10	2,02	3,33	5,1%	-0,41
Coesfeld	-0,01%	5,63	7,42	2,8%	0,24	2,07	3,72	6,0%	-0,79
Recklinghausen	-0,57%	5,91	7,13	1,9%	0,53	1,85	2,65	3,7%	0,28
Steinfurt	-0,09%	5,93	7,53	2,4%	0,13	2,10	3,51	5,3%	-0,59
Warendorf	-0,23%	5,43	7,39	3,1%	0,27	1,86	3,57	6,8%	-0,65
Bielefeld	-0,06%	5,13	6,25	2,0%	1,41	1,48	2,47	5,2%	0,46
Gütersloh	0,03%	5,96	7,26	2,0%	0,40	1,82	3,01	5,1%	-0,09
Herford	-0,31%	6,56	7,96	2,0%	-0,30	1,48	2,56	5,7%	0,36
Höxter	-0,57%	6,46	8,57	2,9%	-0,91	1,57	3,22	7,4%	-0,30
Lippe	-0,44%	6,04	7,53	2,2%	0,13	1,54	2,69	5,8%	0,23
Minden-Lübbecke	-0,36%	6,34	7,91	2,2%	-0,25	1,53	2,76	6,1%	0,16
Paderborn	-0,02%	6,47	7,91	2,0%	-0,26	1,50	2,78	6,4%	0,14
Bochum	-0,35%	5,94	7,00	1,7%	0,66	2,05	2,84	3,3%	0,08
Dortmund	-0,20%	5,71	6,65	1,5%	1,01	1,98	2,72	3,2%	0,21
Hagen	-0,74%	5,48	6,71	2,0%	0,95	1,28	2,01	4,6%	0,91
Hamm	-0,29%	5,67	6,63	1,6%	1,03	1,63	2,33	3,6%	0,59
Herne	-0,53%	5,70	6,81	1,8%	0,85	1,99	2,75	3,3%	0,17
Ennepe-Ruhr-Kreis	-0,55%	6,15	7,42	1,9%	0,24	1,80	2,62	3,8%	0,31
Hochsauerlandkreis	-0,57%	5,99	7,50	2,3%	0,16	1,82	2,91	4,8%	0,01
Märkischer Kreis	-0,57%	5,50	6,77	2,1%	0,89	1,33	2,16	5,0%	0,76
Olpe	-0,32%	5,99	7,07	1,7%	0,59	2,02	2,85	3,5%	0,07
Siegen-Wittgenstein	-0,50%	6,00	7,09	1,7%	0,57	1,62	2,35	3,8%	0,58
Soest	-0,25%	5,80	7,31	2,3%	0,35	1,91	3,15	5,1%	-0,23
Unna	-0,22%	6,25	7,37	1,7%	0,29	2,27	3,13	3,3%	-0,20
<b>Hessen</b>	<b>-0,07%</b>	<b>6,15</b>	<b>7,51</b>	<b>2,0%</b>	<b>0,15</b>	<b>1,62</b>	<b>2,85</b>	<b>5,8%</b>	<b>0,08</b>
Darmstadt	-0,08%	5,96	7,05	1,7%	0,61	1,12	1,99	5,9%	0,94
Frankfurt am Main	0,06%	5,84	6,92	1,7%	0,74	1,46	2,47	5,4%	0,45
Offenbach am Main	0,12%	5,56	6,59	1,7%	1,07	1,51	2,41	4,8%	0,51
Wiesbaden	0,17%	5,89	6,79	1,4%	0,87	1,72	2,54	3,9%	0,39
Bergstraße	0,03%	5,80	6,82	1,6%	0,84	1,50	2,35	4,6%	0,57
Darmstadt-Dieburg	0,19%	5,96	6,89	1,5%	0,77	1,13	1,95	5,6%	0,98
Groß-Gerau	0,24%	5,82	6,77	1,5%	0,89	1,91	2,76	3,8%	0,16
Hochtaunuskreis	0,24%	6,05	7,15	1,7%	0,51	1,31	2,29	5,7%	0,64
Main-Kinzig-Kreis	0,04%	6,53	7,95	2,0%	-0,29	1,66	2,86	5,6%	0,07
Main-Taunus-Kreis	0,32%	6,05	7,01	1,5%	0,65	1,31	2,18	5,3%	0,74
Odenwaldkreis	-0,16%	6,13	7,43	1,9%	0,23	1,34	2,34	5,7%	0,59

Offenbach	0,17%	5,65	6,61	1,6%	1,05	1,55	2,36	4,3%	0,56
Rheingau-Taunus-Kreis	0,01%	5,97	7,27	2,0%	0,39	1,44	2,55	5,9%	0,37
Wetteraukreis	0,17%	6,49	7,79	1,8%	-0,13	1,84	2,99	5,0%	-0,07
Gießen	-0,11%	7,35	8,92	2,0%	-1,26	1,68	2,91	5,7%	0,01
Lahn-Dill-Kreis	-0,36%	6,14	7,77	2,4%	-0,12	1,64	2,86	5,7%	0,06
Limburg-Weilburg	-0,20%	5,65	7,22	2,5%	0,44	1,51	2,80	6,4%	0,12
Marburg-Biedenkopf	-0,26%	6,62	8,35	2,4%	-0,69	1,70	3,09	6,1%	-0,17
Vogelsbergkreis	-0,62%	6,76	10,00	4,0%	-2,34	1,87	4,59	9,4%	-1,67
Kassel (Stadt)	-0,50%	6,58	8,08	2,1%	-0,42	1,82	2,89	4,8%	0,03
Fulda	-0,28%	6,45	8,35	2,6%	-0,69	1,96	3,57	6,2%	-0,64
Hersfeld-Rotenburg	-0,69%	6,26	8,48	3,1%	-0,82	1,77	3,38	6,7%	-0,46
Kassel (Land)	-0,38%	6,77	8,75	2,6%	-1,09	1,68	3,21	6,7%	-0,28
Schwalm-Eder-Kreis	-0,56%	6,64	9,20	3,3%	-1,54	1,69	3,70	8,1%	-0,78
Waldeck-Frankenberg	-0,51%	5,74	8,35	3,8%	-0,69	1,78	3,97	8,3%	-1,04
Werra-Meißner-Kreis	-0,77%	6,58	8,97	3,2%	-1,31	1,70	3,44	7,3%	-0,52
<b>Rheinland-Pfalz</b>	<b>-0,09%</b>	<b>6,01</b>	<b>7,21</b>	<b>1,8%</b>	<b>0,44</b>	<b>1,70</b>	<b>2,62</b>	<b>4,4%</b>	<b>0,31</b>
Koblenz	-0,13%	5,94	7,13	1,8%	0,53	1,70	2,66	4,6%	0,26
Ahrweiler	-0,01%	6,00	6,95	1,5%	0,71	1,60	2,37	4,0%	0,55
Altenkirchen (Westerwald)	-0,37%	6,00	7,13	1,7%	0,53	1,60	2,38	4,1%	0,54
Bad Kreuznach	-0,07%	6,03	7,15	1,7%	0,51	1,64	2,52	4,4%	0,41
Birkenfeld	-0,49%	6,00	8,23	3,2%	-0,57	2,08	3,84	6,3%	-0,92
Cochem-Zell	-0,29%	5,94	7,24	2,0%	0,42	1,60	2,56	4,8%	0,36
Mayen-Koblenz	-0,06%	6,00	7,04	1,6%	0,62	1,60	2,44	4,3%	0,48
Neuwied	-0,15%	6,14	7,35	1,8%	0,31	1,59	2,53	4,7%	0,39
Rhein-Hunsrück-Kreis	-0,22%	6,00	7,25	1,9%	0,41	1,60	2,57	4,8%	0,36
Rhein-Lahn-Kreis	-0,36%	6,04	8,12	3,0%	-0,47	1,34	3,02	8,5%	-0,10
Westerwaldkreis	-0,19%	5,97	7,28	2,0%	0,38	1,71	2,70	4,7%	0,22
Trier	0,02%	4,96	6,07	2,0%	1,59	1,64	2,58	4,7%	0,34
Berncastel-Wittlich	-0,19%	6,00	7,18	1,8%	0,48	1,60	2,47	4,4%	0,46
Eifelkreis Bitburg-Prüm	-0,11%	6,00	7,46	2,2%	0,20	1,60	2,79	5,7%	0,13
Vulkaneifel	-0,37%	6,00	7,36	2,1%	0,30	1,60	2,59	4,9%	0,33
Trier-Saarburg	0,24%	6,00	6,96	1,5%	0,70	1,60	2,45	4,3%	0,48
Frankenthal (Pfalz)	-0,06%	6,39	7,55	1,7%	0,11	2,39	3,36	3,5%	-0,43
Kaiserslautern (Stadt)	-0,19%	5,66	6,96	2,1%	0,70	2,15	3,20	4,0%	-0,27
Landau in der Pfalz	0,07%	6,34	7,51	1,7%	0,14	2,59	3,55	3,2%	-0,63
Ludwigshafen am Rhein	0,11%	6,27	7,52	1,8%	0,14	2,28	3,38	4,0%	-0,46
Mainz	0,18%	6,12	7,22	1,7%	0,44	1,65	2,64	4,8%	0,29
Neustadt an der Weinstraße	-0,08%	5,91	7,15	1,9%	0,51	2,56	3,63	3,6%	-0,70
Pirmasens	-0,76%	5,44	6,99	2,5%	0,67	2,93	4,17	3,6%	-1,24
Speyer	0,04%	5,86	6,99	1,8%	0,67	2,42	3,39	3,4%	-0,47
Worms	0,05%	5,61	6,73	1,8%	0,93	2,15	3,13	3,8%	-0,21
Zweibrücken	-0,55%	5,94	7,32	2,1%	0,34	1,92	2,93	4,3%	0,00
Alzey-Worms	0,06%	5,57	6,96	2,3%	0,70	2,05	3,26	4,7%	-0,33
Bad Dürkheim	-0,02%	6,14	7,23	1,7%	0,42	2,01	2,87	3,6%	0,05
Donnersbergkreis	-0,24%	6,60	8,26	2,3%	-0,60	1,91	3,22	5,3%	-0,29
Germersheim	0,18%	6,31	7,29	1,4%	0,37	1,89	2,63	3,3%	0,29
Kaiserslautern (Land)	-0,18%	6,52	7,91	2,0%	-0,26	1,87	2,87	4,4%	0,05
Kusel	-0,67%	6,57	8,51	2,6%	-0,85	1,87	3,22	5,6%	-0,30
Südliche Weinstraße	0,02%	6,54	7,59	1,5%	0,07	1,88	2,67	3,5%	0,26
Rhein-Pfalz-Kreis	0,04%	6,12	7,11	1,5%	0,55	1,91	2,68	3,4%	0,24
Mainz-Bingen	0,27%	5,70	6,58	1,5%	1,08	1,76	2,56	3,8%	0,36
Südwestpfalz	-0,69%	6,47	8,12	2,3%	-0,46	1,87	2,89	4,4%	0,03
<b>Baden-Württemberg</b>	<b>0,12%</b>	<b>5,76</b>	<b>6,84</b>	<b>1,7%</b>	<b>0,82</b>	<b>1,67</b>	<b>2,62</b>	<b>4,6%</b>	<b>0,30</b>
Stuttgart	0,20%	6,04	7,04	1,5%	0,62	1,64	2,54	4,5%	0,38
Böblingen	0,14%	5,85	6,72	1,4%	0,93	1,68	2,44	3,8%	0,49
Esslingen	0,22%	6,01	6,88	1,4%	0,78	1,67	2,45	3,9%	0,48
Göppingen	-0,12%	5,94	7,08	1,8%	0,58	1,69	2,58	4,3%	0,34
Ludwigsburg	0,27%	5,89	6,70	1,3%	0,96	1,64	2,40	3,9%	0,52
Rems-Murr-Kreis	0,12%	5,70	6,67	1,6%	0,99	1,62	2,46	4,2%	0,47
Heilbronn (Stadt)	0,15%	5,14	6,26	2,0%	1,40	1,68	2,70	4,8%	0,22
Heilbronn (Land)	0,18%	6,01	6,82	1,3%	0,84	1,63	2,34	3,7%	0,59
Hohenlohekreis	0,07%	6,01	7,09	1,7%	0,57	1,65	2,58	4,6%	0,34
Schwäbisch Hall	0,12%	5,98	7,70	2,6%	-0,04	1,89	3,50	6,3%	-0,57
Main-Tauber-Kreis	-0,32%	5,71	7,35	2,5%	0,31	1,72	3,03	5,8%	-0,11
Heidenheim	-0,39%	5,98	7,57	2,4%	0,09	2,04	3,29	4,9%	-0,37
Ostalbkreis	-0,16%	5,73	7,23	2,4%	0,43	1,85	3,13	5,4%	-0,21
Baden-Baden	0,27%	5,72	6,63	1,5%	1,03	2,05	2,91	3,6%	0,01
Karlsruhe (Stadt)	0,11%	5,21	6,26	1,9%	1,40	1,15	2,05	6,0%	0,87
Karlsruhe (Land)	0,31%	5,92	6,71	1,3%	0,94	1,69	2,44	3,7%	0,49
Rastatt	0,13%	5,75	6,70	1,5%	0,96	1,75	2,55	3,8%	0,37
Heidelberg	-0,03%	4,60	5,69	2,1%	1,97	2,02	2,97	4,0%	-0,05
Mannheim	0,03%	5,53	6,64	1,8%	1,02	1,48	2,42	5,0%	0,50
Neckar-Odenwald-Kreis	-0,10%	5,92	7,25	2,0%	0,41	1,67	2,76	5,1%	0,16

Rhein-Neckar-Kreis	0,23%	5,91	6,76	1,3%	0,90	1,65	2,42	3,9%	0,50
Pforzheim	0,01%	4,62	5,64	2,0%	2,02	1,56	2,44	4,6%	0,48
Calw	-0,03%	6,02	7,07	1,6%	0,59	1,62	2,46	4,3%	0,46
Enzkreis	0,04%	6,00	6,96	1,5%	0,69	1,67	2,46	4,0%	0,46
Freudenstadt	0,04%	5,95	7,07	1,7%	0,59	1,66	2,59	4,6%	0,33
Freiburg im Breisgau	0,22%	4,20	5,19	2,1%	2,47	1,48	2,40	5,0%	0,52
Breisgau-Hochschwarzwald	0,54%	5,71	6,61	1,5%	1,05	1,67	2,62	4,6%	0,30
Emmendingen	0,42%	5,84	6,58	1,2%	1,08	1,65	2,42	3,9%	0,51
Ortenaukreis	0,15%	5,94	6,95	1,6%	0,71	2,28	3,16	3,3%	-0,23
Rottweil	-0,17%	5,60	7,09	2,4%	0,57	1,65	2,87	5,7%	0,05
Schwarzwald-Baar-Kreis	-0,17%	5,43	7,50	3,3%	0,16	1,76	3,56	7,3%	-0,64
Tuttlingen	0,01%	5,54	6,72	2,0%	0,94	1,63	2,62	4,9%	0,30
Konstanz	0,25%	5,57	6,53	1,6%	1,13	2,15	3,05	3,6%	-0,13
Lörrach	0,16%	5,77	6,84	1,7%	0,82	1,83	2,79	4,3%	0,14
Waldshut	0,01%	5,83	7,18	2,1%	0,48	1,89	3,08	5,0%	-0,16
Reutlingen	0,09%	5,85	7,22	2,1%	0,44	1,69	2,93	5,6%	0,00
Tübingen	0,30%	5,29	6,08	1,4%	1,58	1,68	2,43	3,7%	0,49
Zollernalbkreis	-0,21%	5,71	7,01	2,1%	0,65	1,71	2,75	4,8%	0,17
Ulm	0,01%	5,75	6,71	1,6%	0,95	1,80	2,61	3,8%	0,31
Alb-Donau-Kreis	0,13%	5,81	7,41	2,5%	0,24	1,73	3,19	6,3%	-0,27
Biberach	0,16%	5,76	7,22	2,3%	0,44	1,64	2,97	6,1%	-0,05
Bodenseekreis	0,39%	5,53	6,31	1,3%	1,35	1,74	2,52	3,8%	0,40
Ravensburg	0,15%	5,70	7,09	2,2%	0,56	1,63	2,94	6,1%	-0,02
Sigmaringen	-0,16%	5,68	7,73	3,1%	-0,07	1,68	3,49	7,6%	-0,57
<b>Bayern</b>	<b>0,12%</b>	<b>6,23</b>	<b>7,71</b>	<b>2,1%</b>	<b>-0,05</b>	<b>1,77</b>	<b>3,07</b>	<b>5,7%</b>	<b>-0,14</b>
Ingolstadt	0,16%	6,33	7,49	1,7%	0,17	1,86	2,90	4,5%	0,03
München (Stadt)	0,29%	4,81	5,95	2,2%	1,71	1,32	2,41	6,2%	0,52
Rosenheim (Stadt)	0,18%	5,81	6,99	1,9%	0,67	1,49	2,60	5,8%	0,32
Altötting	-0,04%	7,01	8,35	1,8%	-0,69	1,86	2,92	4,6%	0,00
Berchtesgadener Land	0,22%	7,37	8,59	1,6%	-0,93	1,88	2,98	4,7%	-0,06
Bad Tölz-Wolfratshausen	0,52%	7,00	8,14	1,5%	-0,49	1,91	3,08	4,9%	-0,16
Dachau	0,79%	6,69	7,58	1,3%	0,08	1,81	2,85	4,7%	0,07
Ebersberg	0,87%	6,94	7,75	1,1%	-0,10	1,91	2,91	4,3%	0,01
Eichstätt	0,35%	6,39	7,96	2,2%	-0,30	1,83	3,30	6,1%	-0,38
Erding	0,83%	6,23	7,16	1,4%	0,50	1,81	2,84	4,6%	0,08
Freising	0,74%	6,22	7,20	1,5%	0,46	1,79	2,84	4,7%	0,08
Fürstenfeldbruck	0,71%	6,41	7,33	1,4%	0,32	1,86	2,88	4,5%	0,05
Garmisch-Partenkirchen	0,16%	6,67	8,04	1,9%	-0,38	1,96	3,20	5,0%	-0,27
Landsberg am Lech	0,73%	6,06	6,98	1,4%	0,68	1,65	2,64	4,8%	0,28
Miesbach	0,57%	6,49	7,88	2,0%	-0,22	1,89	3,30	5,7%	-0,38
Mühlldorf a. Inn	0,24%	6,87	8,04	1,6%	-0,39	1,78	2,84	4,8%	0,09
München (Land)	1,01%	6,89	7,74	1,2%	-0,08	1,95	3,02	4,5%	-0,10
Neuburg-Schrobenhausen	0,31%	6,70	7,89	1,6%	-0,23	1,93	2,97	4,4%	-0,05
Pfaffenhofen a.d. Ilm	0,52%	7,12	8,13	1,3%	-0,47	1,97	2,96	4,2%	-0,04
Rosenheim (Land)	0,48%	6,95	8,00	1,4%	-0,34	1,84	2,91	4,7%	0,02
Starnberg	0,75%	7,10	8,07	1,3%	-0,41	1,95	3,03	4,5%	-0,11
Traunstein	0,09%	6,77	8,08	1,8%	-0,42	1,84	2,95	4,9%	-0,03
Weilheim-Schongau	0,33%	6,84	8,68	2,4%	-1,02	1,96	3,66	6,5%	-0,74
Landshut (Stadt)	0,31%	5,04	6,16	2,0%	1,50	1,35	2,43	6,1%	0,49
Passau (Stadt)	-0,12%	5,98	7,26	2,0%	0,40	1,83	2,90	4,7%	0,02
Straubing	0,11%	6,51	7,74	1,7%	-0,09	1,55	2,68	5,6%	0,24
Deggendorf	0,10%	6,66	8,05	1,9%	-0,39	1,93	3,11	4,9%	-0,19
Freyung-Grafenau	-0,44%	6,91	10,13	3,9%	-2,47	1,84	4,60	9,6%	-1,68
Kelheim	0,23%	6,90	8,23	1,8%	-0,58	1,87	3,01	4,9%	-0,09
Landshut (Land)	0,42%	6,71	7,82	1,5%	-0,16	1,85	2,88	4,5%	0,04
Passau (Land)	-0,07%	7,15	8,82	2,1%	-1,16	1,93	3,31	5,6%	-0,39
Regen	-0,46%	7,02	10,09	3,7%	-2,44	1,91	4,48	8,9%	-1,56
Rottal-Inn	0,05%	6,93	8,22	1,7%	-0,56	1,86	2,93	4,6%	-0,01
Straubing-Bogen	0,05%	7,18	8,90	2,2%	-1,24	1,88	3,33	5,9%	-0,41
Dingolfing-Landau	0,02%	6,91	8,24	1,8%	-0,58	1,91	2,96	4,5%	-0,04
Amberg	-0,19%	5,91	7,29	2,1%	0,37	1,76	2,91	5,1%	0,01
Regensburg (Stadt)	0,20%	4,99	6,11	2,0%	1,55	1,72	2,76	4,8%	0,16
Weiden i.d. OPf.	-0,37%	7,12	8,69	2,0%	-1,03	1,97	3,16	4,9%	-0,24
Amberg-Weizbach	-0,45%	7,10	9,21	2,6%	-1,55	1,97	3,58	6,1%	-0,65
Cham	-0,30%	7,00	9,09	2,7%	-1,43	1,91	3,55	6,4%	-0,63
Neumarkt i.d. OPf.	0,06%	6,77	9,49	3,4%	-1,83	1,88	4,33	8,7%	-1,41
Neustadt a.d. Waldnaab	-0,46%	7,12	10,58	4,0%	-2,92	1,97	4,90	9,5%	-1,97
Regensburg (Land)	0,34%	6,22	7,55	2,0%	0,11	1,82	3,05	5,3%	-0,13
Schwandorf	-0,15%	7,17	9,01	2,3%	-1,36	1,96	3,43	5,7%	-0,51
Tirschenreuth	-0,68%	7,12	11,10	4,5%	-3,45	1,92	5,27	10,6%	-2,35
Bamberg (Stadt)	0,06%	5,51	6,71	2,0%	0,94	1,44	2,54	5,8%	0,39
Bayreuth (Stadt)	-0,44%	6,07	7,61	2,3%	0,05	1,69	2,85	5,4%	0,08
Coburg (Stadt)	-0,54%	6,81	8,29	2,0%	-0,63	1,64	2,66	5,0%	0,26

Hof (Stadt)	-0,71%	6,49	8,22	2,4%	-0,56	1,66	2,88	5,7%	0,04
Bamberg (Land)	-0,08%	7,00	8,83	2,3%	-1,17	1,92	3,47	6,1%	-0,55
Bayreuth (Land)	-0,36%	6,89	9,85	3,6%	-2,19	1,88	4,41	8,9%	-1,48
Coburg (Land)	-0,63%	6,95	8,99	2,6%	-1,33	1,85	3,29	5,9%	-0,36
Forchheim	0,01%	6,66	8,31	2,2%	-0,65	1,73	3,15	6,2%	-0,23
Hof (Land)	-0,91%	7,14	10,95	4,4%	-3,29	1,86	4,87	10,1%	-1,94
Kronach	-0,82%	7,14	9,19	2,6%	-1,53	1,97	3,37	5,5%	-0,44
Kulmbach	-0,66%	7,12	9,97	3,4%	-2,31	1,97	4,19	7,8%	-1,26
Lichtenfels	-0,52%	7,12	9,32	2,7%	-1,66	1,97	3,60	6,2%	-0,68
Wunsiedel i. Fichtelgebirge	-1,13%	6,30	9,06	3,7%	-1,40	1,94	3,94	7,4%	-1,02
Ansbach (Stadt)	-0,20%	5,67	7,00	2,1%	0,66	1,55	2,67	5,6%	0,25
Erlangen	0,07%	5,30	6,47	2,0%	1,19	1,69	2,73	4,9%	0,19
Fürth (Stadt)	0,11%	6,54	7,85	1,8%	-0,19	1,66	2,82	5,5%	0,10
Nürnberg	0,15%	5,19	6,38	2,1%	1,28	1,75	2,84	5,0%	0,08
Schwabach	0,05%	6,45	7,79	1,9%	-0,13	1,56	2,74	5,8%	0,19
Ansbach (Land)	-0,20%	5,49	7,96	3,8%	-0,30	1,69	3,82	8,5%	-0,90
Erlangen-Höchststadt	0,17%	6,32	7,53	1,8%	0,12	1,75	2,80	4,8%	0,13
Fürth (Land)	0,23%	5,55	6,74	1,9%	0,92	1,69	2,72	4,9%	0,20
Nürnberger Land	-0,08%	5,85	7,33	2,3%	0,33	1,72	2,91	5,4%	0,01
Neustadt a.d. Aisch-Bad Windsheim	-0,06%	5,73	7,12	2,2%	0,54	1,67	2,78	5,2%	0,15
Roth	-0,05%	5,30	6,92	2,7%	0,74	1,66	3,01	6,1%	-0,08
Weißenburg-Gunzenhausen	-0,29%	5,30	7,65	3,7%	0,01	1,68	3,64	8,0%	-0,71
Aschaffenburg (Stadt)	-0,12%	4,11	5,12	2,2%	2,54	1,34	2,19	5,0%	0,74
Schweinfurt (Stadt)	-0,45%	6,25	7,66	2,1%	0,00	2,35	3,43	3,8%	-0,51
Würzburg (Stadt)	-0,07%	5,43	6,78	2,2%	0,88	2,06	3,22	4,6%	-0,29
Aschaffenburg (Land)	-0,14%	6,07	7,36	1,9%	0,30	1,69	2,74	5,0%	0,18
Bad Kissingen	-0,51%	7,27	9,49	2,7%	-1,83	1,86	3,51	6,6%	-0,59
Rhön-Grabfeld	-0,73%	7,20	9,84	3,2%	-2,18	1,95	3,91	7,2%	-0,98
Haßberge	-0,33%	7,07	8,75	2,2%	-1,09	1,91	3,14	5,1%	-0,22
Kitzingen	0,00%	6,26	7,68	2,1%	-0,02	1,75	2,87	5,1%	0,05
Miltenberg	-0,26%	6,63	8,24	2,2%	-0,58	1,84	3,05	5,2%	-0,12
Main-Spessart	-0,31%	6,64	8,26	2,2%	-0,60	1,79	2,96	5,2%	-0,04
Schweinfurt (Land)	-0,43%	6,68	8,33	2,2%	-0,67	1,85	3,02	5,0%	-0,10
Würzburg (Land)	0,03%	5,73	7,00	2,0%	0,66	1,97	3,05	4,4%	-0,13
Augsburg (Stadt)	0,06%	4,70	5,69	1,9%	1,97	1,38	2,24	5,0%	0,68
Kaufbeuren	-0,19%	6,25	7,49	1,8%	0,17	2,21	3,18	3,7%	-0,26
Kempton (Allgäu)	-0,06%	6,76	7,70	1,3%	-0,04	2,94	3,71	2,4%	-0,79
Memmingen	-0,10%	6,55	7,64	1,5%	0,02	1,87	2,74	3,9%	0,18
Aichach-Friedberg	0,32%	6,73	7,73	1,4%	-0,07	1,90	2,80	4,0%	0,12
Augsburg (Land)	0,14%	6,55	7,59	1,5%	0,07	1,87	2,71	3,8%	0,22
Dillingen a.d. Donau	-0,02%	6,36	7,63	1,8%	0,03	1,94	2,81	3,8%	0,11
Günzburg	-0,02%	6,58	7,72	1,6%	-0,06	1,90	2,75	3,8%	0,18
Neu-Ulm	0,30%	6,11	7,06	1,5%	0,60	1,75	2,59	4,0%	0,33
Lindau (Bodensee)	0,25%	7,23	9,18	2,4%	-1,53	2,31	4,12	6,0%	-1,19
Ostallgäu	0,19%	6,64	9,85	4,0%	-2,19	2,10	5,16	9,4%	-2,23
Unterallgäu	0,06%	6,43	8,51	2,8%	-0,85	1,90	3,75	7,0%	-0,82
Donau-Ries	-0,13%	6,23	7,77	2,2%	-0,12	1,93	3,09	4,8%	-0,17
Oberallgäu	0,07%	6,83	10,16	4,1%	-2,50	2,81	5,99	7,9%	-3,07
<b>Saarland</b>	<b>-0,48%</b>	<b>6,48</b>	<b>7,84</b>	<b>1,9%</b>	<b>-0,18</b>	<b>1,70</b>	<b>2,60</b>	<b>4,3%</b>	<b>0,33</b>
Regionalverband Saarbrücken	-0,43%	5,89	7,04	1,8%	0,62	1,59	2,34	3,9%	0,58
Merzig-Wadern	-0,19%	7,05	8,81	2,3%	-1,15	1,77	3,22	6,1%	-0,30
Neunkirchen	-0,69%	7,02	8,48	1,9%	-0,82	1,76	2,60	4,0%	0,32
Saarlouis	-0,43%	6,47	7,73	1,8%	-0,07	1,52	2,36	4,5%	0,57
Saarpfalz-Kreis	-0,59%	6,82	8,22	1,9%	-0,56	2,36	3,27	3,3%	-0,35
St. Wendel	-0,61%	6,85	8,62	2,3%	-0,96	1,38	2,56	6,3%	0,36
<b>Berlin</b>	<b>0,09%</b>	<b>5,82</b>	<b>6,71</b>	<b>1,4%</b>	<b>0,95</b>	<b>2,02</b>	<b>2,77</b>	<b>3,2%</b>	<b>0,15</b>
<b>Brandenburg</b>	<b>-0,24%</b>	<b>8,62</b>	<b>11,00</b>	<b>2,5%</b>	<b>-3,34</b>	<b>2,46</b>	<b>4,21</b>	<b>5,5%</b>	<b>-1,29</b>
Brandenburg an der Havel	-0,95%	7,03	8,56	2,0%	-0,90	2,66	3,53	2,9%	-0,61
Cottbus	-1,19%	7,79	9,58	2,1%	-1,92	2,56	3,49	3,2%	-0,57
Frankfurt (Oder)	-1,35%	6,33	8,02	2,4%	-0,37	2,29	3,18	3,3%	-0,26
Potsdam	0,42%	7,98	8,60	0,8%	-0,95	2,50	3,18	2,5%	-0,26
Barnim	0,49%	9,27	10,89	1,6%	-3,23	2,41	3,88	4,9%	-0,96
Dahme-Spreewald	0,10%	9,11	10,95	1,9%	-3,29	2,41	3,73	4,4%	-0,81
Elbe-Elster	-1,46%	8,29	11,41	3,2%	-3,75	2,56	3,89	4,3%	-0,97
Havelland	0,37%	9,52	11,20	1,6%	-3,54	2,30	3,72	4,9%	-0,79
Märkisch-Oderland	0,09%	9,03	12,52	3,3%	-4,86	2,34	5,32	8,6%	-2,40
Oberhavel	0,45%	8,76	10,50	1,8%	-2,84	2,39	3,98	5,2%	-1,05
Oberspreewald-Lausitz	-1,71%	8,37	11,78	3,5%	-4,12	2,59	4,10	4,7%	-1,17
Oder-Spree	-0,13%	8,99	11,66	2,6%	-4,01	2,30	4,31	6,5%	-1,38
Ostprignitz-Ruppin	-0,80%	8,82	13,26	4,2%	-5,60	2,40	5,79	9,2%	-2,86
Potsdam-Mittelmark	0,43%	9,52	10,70	1,2%	-3,04	2,30	3,31	3,7%	-0,38
Prignitz	-1,32%	8,50	13,05	4,4%	-5,40	3,01	6,26	7,6%	-3,34

Spree-Neiße	-1,20%	7,98	10,91	3,2%	-3,25	2,58	4,10	4,7%	-1,18
Teltow-Fläming	0,24%	8,87	10,89	2,1%	-3,24	2,38	3,97	5,2%	-1,05
Uckermark	-1,32%	8,29	14,30	5,6%	-6,64	2,23	6,81	11,8%	-3,89
<b>Mecklenburg-Vorpommern</b>	<b>-0,76%</b>	<b>8,04</b>	<b>11,26</b>	<b>3,4%</b>	<b>-3,60</b>	<b>2,63</b>	<b>4,70</b>	<b>6,0%</b>	<b>-1,78</b>
Rostock (Stadt)	-0,60%	5,47	8,13	4,0%	-0,47	1,91	3,85	7,2%	-0,93
Schwerin	-0,94%	7,37	10,25	3,4%	-2,59	3,09	5,02	5,0%	-2,10
Mecklenburgische Seenplatte	-1,21%	7,78	11,79	4,2%	-4,13	2,31	4,97	8,0%	-2,05
Rostock (Land)	-0,41%	8,99	12,19	3,1%	-4,53	2,64	4,82	6,2%	-1,89
Vorpommern-Rügen	-0,86%	8,80	12,44	3,5%	-4,78	2,44	4,73	6,9%	-1,81
Nordwestmecklenburg	-0,38%	8,37	11,16	2,9%	-3,50	2,69	4,64	5,6%	-1,71
Vorpommern-Greifswald	-0,88%	8,59	11,76	3,2%	-4,10	2,43	4,55	6,5%	-1,62
Ludwigslust-Parchim	-0,71%	8,13	10,94	3,0%	-3,28	3,02	4,80	4,8%	-1,88
<b>Sachsen</b>	<b>-0,67%</b>	<b>7,95</b>	<b>9,63</b>	<b>1,9%</b>	<b>-1,97</b>	<b>2,51</b>	<b>3,55</b>	<b>3,6%</b>	<b>-0,63</b>
Chemnitz	-0,98%	8,16	9,84	1,9%	-2,18	2,58	3,44	2,9%	-0,51
Erzgebirgskreis	-1,13%	8,50	10,68	2,3%	-3,02	2,68	3,80	3,5%	-0,88
Mittelsachsen	-1,12%	8,22	10,82	2,8%	-3,16	2,55	3,99	4,6%	-1,07
Vogtlandkreis	-1,06%	8,16	10,48	2,5%	-2,83	2,58	3,93	4,3%	-1,00
Zwickau	-1,04%	8,54	10,67	2,3%	-3,01	2,52	3,58	3,6%	-0,65
Dresden	0,17%	7,33	8,21	1,1%	-0,55	2,28	3,03	2,9%	-0,11
Bautzen	-1,07%	7,73	10,52	3,1%	-2,87	2,42	4,11	5,4%	-1,18
Görlitz	-1,26%	7,88	10,77	3,2%	-3,11	2,51	4,15	5,2%	-1,23
Meißen	-0,67%	7,01	8,79	2,3%	-1,13	2,49	3,49	3,5%	-0,57
Sächsische Schweiz-Osterzgebirge	-0,46%	7,26	9,29	2,5%	-1,63	2,44	3,79	4,5%	-0,86
Leipzig	0,00%	8,08	9,03	1,1%	-1,37	2,71	3,44	2,4%	-0,52
Leipzig	-0,56%	8,61	10,32	1,8%	-2,67	2,55	3,38	2,8%	-0,46
Nordsachsen	-0,82%	8,16	10,10	2,2%	-2,44	2,70	3,66	3,1%	-0,74
<b>Sachsen-Anhalt</b>	<b>-1,07%</b>	<b>7,93</b>	<b>10,42</b>	<b>2,8%</b>	<b>-2,77</b>	<b>2,32</b>	<b>3,72</b>	<b>4,8%</b>	<b>-0,79</b>
Dessau-Roßlau	-1,35%	7,95	10,15	2,5%	-2,50	2,58	3,65	3,5%	-0,72
Halle (Saale)	-0,94%	6,32	8,20	2,6%	-0,54	2,58	3,82	4,0%	-0,89
Magdeburg	-0,66%	6,21	7,83	2,3%	-0,17	2,09	3,08	3,9%	-0,16
Altmarkkreis Salzwedel	-0,99%	9,01	13,08	3,8%	-5,42	1,90	4,54	9,1%	-1,62
Anhalt-Bitterfeld	-1,39%	8,96	11,65	2,7%	-3,99	2,53	3,57	3,5%	-0,65
Börde	-0,74%	7,98	10,21	2,5%	-2,55	1,98	3,18	4,9%	-0,26
Burgenlandkreis	-1,18%	8,45	10,87	2,5%	-3,21	2,62	3,81	3,8%	-0,88
Harz	-1,05%	8,03	11,46	3,6%	-3,81	2,64	5,04	6,7%	-2,12
Jerichower Land	-0,90%	9,46	12,09	2,5%	-4,43	2,00	2,95	3,9%	-0,02
Mansfeld-Südharz	-1,45%	7,94	11,89	4,1%	-4,23	2,80	5,37	6,7%	-2,45
Saalekreis	-0,82%	8,42	10,44	2,2%	-2,78	2,60	3,58	3,2%	-0,65
Salzlandkreis	-1,37%	8,37	10,75	2,5%	-3,09	2,66	3,68	3,3%	-0,75
Stendal	-1,19%	8,27	12,14	3,9%	-4,48	1,87	4,25	8,6%	-1,32
Wittenberg	-1,32%	8,26	10,25	2,2%	-2,60	2,70	3,55	2,8%	-0,63
<b>Thüringen</b>	<b>-0,86%</b>	<b>7,23</b>	<b>9,48</b>	<b>2,7%</b>	<b>-1,82</b>	<b>2,49</b>	<b>3,97</b>	<b>4,8%</b>	<b>-1,05</b>
Erfurt	-0,38%	6,66	8,19	2,1%	-0,53	2,39	3,47	3,8%	-0,54
Gera	-1,35%	7,19	9,17	2,5%	-1,51	2,44	3,45	3,5%	-0,53
Jena	-0,17%	6,98	8,10	1,5%	-0,44	2,61	3,43	2,7%	-0,50
Suhl	-1,65%	6,51	8,64	2,9%	-0,98	2,73	3,92	3,7%	-1,00
Weimar	-0,06%	6,28	7,36	1,6%	0,30	2,42	3,29	3,1%	-0,36
Eisenach	-0,66%	7,36	9,55	2,6%	-1,89	2,90	4,52	4,5%	-1,59
Eichsfeld	-0,84%	7,67	10,63	3,3%	-2,97	2,41	4,41	6,2%	-1,49
Nordhausen	-0,94%	6,90	9,94	3,7%	-2,28	2,50	4,54	6,2%	-1,62
Wartburgkreis	-0,99%	7,89	10,58	3,0%	-2,92	2,47	4,08	5,1%	-1,15
Unstrut-Hainich-Kreis	-0,85%	7,45	10,33	3,3%	-2,67	2,19	3,97	6,1%	-1,04
Kyffhäuserkreis	-1,30%	8,20	12,39	4,2%	-4,73	2,44	4,96	7,3%	-2,03
Schmalkalden-Meiningen	-0,96%	7,52	10,26	3,2%	-2,60	2,49	4,20	5,4%	-1,28
Gotha	-0,78%	7,19	10,02	3,4%	-2,36	2,50	4,37	5,8%	-1,45
Sömmerda	-0,85%	8,23	10,76	2,7%	-3,10	2,53	3,79	4,1%	-0,86
Hildburghausen	-0,94%	7,92	11,00	3,3%	-3,35	2,46	4,44	6,1%	-1,52
Ilm-Kreis	-0,74%	6,76	9,14	3,1%	-1,48	2,58	4,11	4,7%	-1,18
Weimarer Land	-0,54%	7,59	10,12	2,9%	-2,46	2,49	4,14	5,2%	-1,22
Sonneberg	-1,19%	7,58	9,74	2,5%	-2,08	2,49	3,52	3,5%	-0,60
Saalfeld-Rudolstadt	-1,23%	7,03	9,85	3,4%	-2,19	2,46	4,15	5,4%	-1,22
Saale-Holzland-Kreis	-0,45%	7,47	9,51	2,5%	-1,86	2,54	3,79	4,1%	-0,87
Saale-Orla-Kreis	-1,11%	7,57	11,48	4,2%	-3,82	2,50	5,22	7,6%	-2,29
Greiz	-1,27%	7,62	10,71	3,5%	-3,05	2,52	4,29	5,4%	-1,37
Altenburger Land	-1,46%	8,30	11,08	2,9%	-3,42	2,58	3,71	3,7%	-0,79
<b>Deutschland gesamt</b>	<b>-0,13%</b>	<b>6,27</b>	<b>7,66</b>	<b>2,0%</b>	<b>-</b>	<b>1,82</b>	<b>2,93</b>	<b>4,9%</b>	<b>-</b>



## **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>



## **Kurzfassung**

Zur Umsetzung der Energiewende ist in den kommenden Jahren ein substantieller Netzausbau notwendig, der jedoch regional unterschiedlich stark ausfallen wird. Nach gegenwärtiger Gesetzeslage werden die folglich sehr unterschiedlich hohen Netzkosten von den Endkunden des jeweiligen Netzgebietes über die Netznutzungsentgelte getragen. Mittels eines detaillierten Modells der Kostenbestandteile der Netzkosten in den einzelnen Regionen wurden unter Berücksichtigung des erwarteten Netzausbaus sowie der demographischen Entwicklung die Netznutzungsentgelte, geschlüsselt nach den Kundengruppen Haushalt und Gewerbe sowie Industrie bis zum Jahr 2023 prognostiziert.

Die anschließende Analyse eines bundesweiten Wälzens von Übertragungs- und Verteilungsnetzbestandteilen der Entgelte kommt zu dem Ergebnis, dass in Zukunft neben den ostdeutschen Flächenländern auch die Küstenländer Schleswig-Holstein und Niedersachsen sowie Teile Bayerns von einem bundeseinheitlichen Entgelt profitieren würden. Dabei stellt sich eine asymmetrische Verteilung von Be- und Entlastungen dar. Den zum Teil erheblichen jährlichen Entlastungen von bis zu 130 EUR pro 3-Personenhaushalt stehen in den süd- und westdeutschen Flächenländern vergleichsweise geringe Mehrbelastungen von maximal 30 EUR gegenüber. Gleichzeitig zeigt die Analyse, dass ein alleiniges Wälzen der Übertragungsnetzkosten zum heutigen Stand für Industriekunden in Ostdeutschland zwar merkliche Entlastungen mit sich bringen würde, diese aber zukünftig abnehmen und im Haushaltskundenbereich sehr gering ausfallen.

Insgesamt lässt sich aus den Ergebnissen der Analyse schlussfolgern, dass die regionale Ungleichverteilung der Netzkosten tendenziell zunimmt und es Regionen in Deutschland gibt, in denen hohe Netzausbaukosten, eine negative demographische Entwicklung und eine geringe Kaufkraft zusammentreffen und so Privathaushalte sowie Industriebetriebe stark belasten.

## **Zu den Autoren**

Fabian Hinz, Dipl.-Wi.-Ing., Studium des Wirtschaftsingenieurwesens 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

Daniel Iglhaut, M.A., M.Sc., Studium der Politikwissenschaft an der LMU München, sowie European Economic Integration an der Universität Leipzig. Seit 2013 Referent für das Kompetenzfeld Markt und Regulierung bei der Energieforen Leipzig GmbH

Tobias Frevel, Dipl. Betriebswirt (BA), Studium der Betriebswirtschaftslehre an der BA Stuttgart. 1998-2009 verschiedene Leitungspositionen bei der Siemens AG, seit 2010 geschäftsführender Gesellschafter der Energieforen Leipzig GmbH

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