

# Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom

## Studie

im Auftrag von

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

6. Dezember 2024

# Prognose und Analyse der Netzentgeltentwicklung Strom

## Studie

im Auftrag von

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

6. Dezember 2024

## Consentec GmbH

Grüner Weg 1

52070 Aachen

Deutschland

Tel. +49 (2 41) 93 83 6-0

E-Mail: [info@consentec.de](mailto:info@consentec.de)

<http://www.consentec.de>

## Frontier Economics Limited

Kranhaus Süd

Im Zollhafen 24

50678 Köln

Deutschland

Tel. +49 (221) 337 13-0

E-Mail: [hallo@frontier-economics.com](mailto:hallo@frontier-economics.com)

<http://www.frontier-economics.com>

## Inhalt

<b>Zusammenfassung</b>	<b>i</b>
<b>1 Hintergrund, Zielsetzung und Prämissen der Studie</b>	<b>1</b>
<b>2 Entwicklung der Abnahmemengen und Netzausbaubedarfe</b>	<b>2</b>
2.1 Entwicklung Versorgungsaufgabe	2
2.2 Netzausbau	3
<b>3 Netzkostenentwicklung</b>	<b>5</b>
<b>4 Netzentgeltentwicklung</b>	<b>10</b>
4.1 Entwicklung der Umlage gemäß § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung	10
4.2 Deutschlandweite Netzentgeltentwicklungen	11
4.3 Regionale Netzentgeltentwicklungen	13
4.4 Netzentgeltbelastung typischer Netznutzer	15
<b>5 Wirkung des PV-Eigenverbrauchs</b>	<b>17</b>
<b>6 Literaturverzeichnis</b>	<b>18</b>



## Zusammenfassung

Die Anforderungen an die Stromnetze werden in den nächsten rund zwei Jahrzehnten nochmals erheblich zunehmen. Zum einen wird durch die zur Erreichung der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 angestrebte Elektrifizierung der Sektoren Verkehr, (Gebäude-)Wärme und Industrie, aber auch durch die zunehmende Digitalisierung der gesamte Strombedarf (nachfolgend auch als Bruttostrombedarf bezeichnet) in Deutschland voraussichtlich auf das Doppelte ansteigen, zum anderen erfordert der Ausstieg aus der fossilen und nuklearen Stromerzeugung einen massiven Ausbau der Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energien (EE).

Um den erheblich steigenden Anforderungen an die Stromnetze, die sich aus der Erreichung der Klimaneutralität ergeben, gerecht zu werden, sind neben den ohnehin anstehenden Erneuerungs- und Instandhaltungsmaßnahmen zügige und umfassende, Ausbau- und Modernisierungsmaßnahmen auf sämtlichen Netzebenen erforderlich. Die vorliegende Analyse untersucht die Entwicklungen der Abnahmemengen und der Netzausbaubedarfe im Übertragungsnetz auf Basis des Szenarios B des Szenariorahmens Strom und der diesbezüglichen Netzentwicklungspläne 2023-2037/2045 der Übertragungsnetzbetreiber.

Um die deutschlandweite Prognose durch regional differenzierte Analysen zu ergänzen, wird das T45-Strom-Szenario der BMWK-Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 (LFSZ) herangezogen. Auf dieser Grundlage werden auch die Netzausbaubedarfe in den Verteilnetzen ermittelt. Unter Berücksichtigung der Netzausbaubedarfe wird abgeleitet, wie sich auf dieser Basis die Netzkosten und Netzentgelte bis 2045 entwickeln werden. Dabei wird grundsätzlich unterstellt, dass die Netzbetreiber in effizienter Weise agieren, die ermittelten Kostenanstiege und die zugrundeliegenden Netzausbaumaßnahmen also unabdingbar mit den erwarteten Anstiegen der Netzbelastung verbunden sind.

Wie die regional differenzierten Betrachtungen zeigen, variiert der erforderliche Netzausbau bzw. Modernisierungsbedarf regional stark. In Regionen mit einem hohen Zubau von EE-Anlagen, insbesondere von Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen, ist vor allem in der Hochspannungsebene ein erheblicher Netzausbau erforderlich. In (ländlichen) Gebieten mit einem hohen Anteil an PV-Dachanlagen, Wärmepumpen und privater Ladeinfrastruktur ist zudem insbesondere in der Niederspannungsebene ein größerer Ausbaubedarf zu verzeichnen. An vergleichsweise wenigen Standorten, dafür dort dann aber aufgrund der enormen Leistungsbedarfe mit erheblichen Auswirkungen auf den Netzausbau und die Netzkosten ist zudem der weitere Ausbau von Rechenzentren zu nennen.

Die Analysen zeigen, dass die jährlichen Netzkosten bis zum Jahr 2045 gegenüber dem Status quo von heute gut 30 Mrd. € pro Jahr auf über 70 Mrd. € pro Jahr um den Faktor 2,3 steigen werden (ohne Kosten für die Offshore Anbindung). Neben gestiegenen Kapitalkosten für die zusätzlichen Netzbetriebsmittel erhöhen sich auch die unmittelbar mit dem Aus- und Umbau der Netze verbundenen Betriebskosten sowie die auch den Betriebskosten zuzuordnenden Kosten für Systemdienstleistungen. Bei Letzteren sind jedoch gegenläufige Effekte zu beobachten: Während die Kosten für das Engpassmanagement perspektivisch im Zuge des voranschreitenden Netzausbaus zurückgehen werden, ist mit einem deutlichen Anstieg der Kosten für Verlustenergie zu rechnen.

Wie eingangs erwähnt, wird langfristig etwa eine Verdoppelung des Bruttostrombedarfs erwartet. Aufgrund der im aktuellen Netzentgeltsystem verankerten Kostenallokationsprinzipien und Sonderregelungen für bestimmte Netznutzergruppen nehmen die Nettoentnahmen, für die letztlich Netzentgelte erhoben (oder entlang derer die Kosten von den höheren zu den

niedrigeren Netzebenen gewälzt werden), allerdings in deutlich geringerem Maße, zu. So wird zwar in der Höchstspannungsebene gegenüber heute eine Verdopplung der netzentgeltspflichtigen Nettoentnahme prognostiziert, in der Niederspannungsebene ist hingegen im deutschlandweiten Durchschnitt ein Anstieg um lediglich etwa 30 % zu erwarten. Der Zuwachs der Nettoentnahmen in der Niederspannungsebene unterliegt zudem signifikanten regionalen Unterschieden, die in erster Linie auf den Umfang der PV-Eigenverbrauchsanwendungen im jeweiligen Netzgebiet zurückzuführen sind.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Netzentgeltsystematik sowie bestehender Sonderregelungen für einzelne Netznutzergruppen entwickeln sich die Netzentgelte je nach Netzebene inflationsbereinigt sehr unterschiedlich. In der Höchstspannungsebene ist mittelfristig bis zum Jahr 2030 ein Anstieg der Netzentgelte um 10 % zu erwarten, während langfristig eine Reduktion um 10 bis 15 % gegenüber dem heutigen Niveau prognostiziert wird. Im Verteilnetz ergibt sich deutschlandweit ein kontinuierlicher Anstieg der Netzentgelte. In den Hoch- und Mittelspannungsebenen wird langfristig ein Anstieg um etwa 30 % prognostiziert, während sich das Entgeltniveau in der Niederspannungsebene voraussichtlich verdoppeln wird.

Eine regional differenzierte Betrachtung zeigt, dass die absolute Spreizung der Netzentgelte zwischen ländlichen und städtischen Verteilnetzbetreibern insbesondere in Nord- und Süddeutschland weiter zunehmen wird. Das 2024 von der Bundesnetzagentur eingeführte Instrument zur Umverteilung der durch die Netzintegration von EE-Anlagen verursachten Mehrkosten wirkt diesem Anstieg zumindest in näherer Zukunft wirkungsvoll entgegen. Des Weiteren ist zu konstatieren, dass dieses Instrument die Umlage gemäß § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) deutlich erhöht, langfristig im Jahr 2045 um ca. 4 ct/kWh. In der Hochspannungsebene zeigen sich je nach Region entweder stabile Netzentgelte oder – in Gebieten mit einer hohen Dichte an PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen – Anstiege um bis zu 40 %. In der Mittelspannungsebene liegen die Entwicklungen je nach Region zwischen einem Anstieg um ca. 35 % und einer Reduktion um ca. 40 %. In der Niederspannungsebene ist durchweg etwa eine Verdopplung der Netzentgelte und zudem eine deutliche Zunahme der bereits bestehenden *absoluten* Netzentgeltspreizung zu erwarten.

Sollte sich der Hochlauf der Verbrauchsmengen bei gleichzeitig zügigem Netzausbau im Vergleich zu den Annahmen des Szenarios B im Szenariorahmen Strom 2023 (das den vorgenannten Entwicklungen zu Grunde liegt) verlangsamen, wird sich das weiter erhöhend auf die Netzentgelte auswirken.

***Betrachtet man die Entwicklung des Systems Stromnetz im Ganzen, so steht der Zunahme der Netzkosten (ohne Offshore-Netzkosten) auf etwas mehr als das Doppelte eine Verdopplung des gesamten Bruttostrombedarfs gegenüber, so dass die spezifischen Kosten des Stromnetzes (pro endverbraucher kWh) nur wenig ansteigen. Bezogen auf die zeitgleiche Jahreshöchstlast ist sogar ein Absinken der spezifischen Jahreskosten (pro Jahreshöchstlast in kW) zu erwarten, da die Jahreshöchstlast stärker steigen wird als der Bruttostrombedarf. Die dennoch prognostizierten erheblichen Steigerungen der kWh-bezogenen Netzentgelte je nach Netzebene sind vor allem auf die aktuelle Netzentgeltsystematik, insbesondere Art und Eigenschaften der Kostenwälzung sowie verschiedene Sonderregelungen zurückzuführen, die dazu führen, dass nur ein Teil des endverbrauchten Stroms zur Refinanzierung der Netzkosten herangezogen wird.***

Da auf eigenerzeugte und -verbrauchte Mengen im heutigen Netzentgeltsystem keine Netzentgelte erhoben werden, erhöht die Netzentgelte in der Niederspannungsebene um ca. 5 bis 10 ct/kWh, wobei der konkrete Wert von der Entwicklung der Eigenverbrauchsmengen abhängt.

Es scheint daher geboten, im Rahmen der anstehenden Netzentgeltreform Wege für eine stärkere Beteiligung von Prosumern an der Netzkostenrefinanzierung zu finden.

Die Sonderregelung für individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV wurde bei der Analyse der Wirkung der Sonderregelungen auf die Höhe der Netzentgelte nicht näher betrachtet, da die entgangenen Erlöse aufgrund reduzierter Netzentgelte für die unter diese Regelung fallenden Netznutzer über eine Umlage refinanziert werden und daher keine direkte Wechselwirkung mit den originären Netzentgelten besteht. Aufgrund steigender Verbrauchsmengen, die unter diese Regelung fallen und aufgrund des Anstiegs der regulären Netzentgelte ist ein Anstieg der Umlage und damit eine Zunahme der Belastung der regulären Netznutzer durch diese Sonderregelung zu erwarten.

PV-Eigenverbrauch führt nicht nur zu einer signifikanten Erhöhung der regulären Netzentgelte in der Niederspannungsebene, sondern auch zu einer stark ungleich verteilten Belastung der verschiedenen Niederspannungs-Netznutzer. So zahlt ein Haushalt in einem Mehrfamilienhaus mit einem jährlichen Bruttostrombedarf von 3.500 kWh, der vollständig aus dem Netz der allgemeinen Versorgung gedeckt wird, etwa die gleiche Höhe an Netzentgelten wie ein Haushalt in einem Einfamilienhaus mit Wärmepumpe und E-Pkw und einem jährlichen Gesamtbruttostrombedarf von 10.000 kWh, obwohl letztgenannter Verbraucher das Stromnetz stärker belastet, da eine höhere zeitgleiche Bezugsleistung (die für die Netzdimensionierung und damit die Netzkosten entscheidend ist) möglich sein muss als beim erstgenannten Verbraucher. Zur Deckung des Gesamtbruttostrombedarfs werden im Beispielsfall aufgrund des Eigenverbrauchs aus einer PV-Anlage mit stationärem Batteriespeicher nur ca. 7.000 kWh/a aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen, die damit netzentgeltpflichtig sind, von denen ein Teil zudem aufgrund der Sonderregelung gemäß des Moduls 3 der Bundesnetzagentur-Festlegung zu § 14a EnWG zu vergünstigten Konditionen bezogen wird.



## 1 Hintergrund, Zielsetzung und Prämissen der Studie

Insbesondere in der jüngeren Vergangenheit sind die Entgelte für die Nutzung der Stromnetze angestiegen. Verschiedene Entwicklungen tragen dazu bei, dass zumindest in näherer Zukunft aufgrund steigender Netzkosten von weiter steigenden Netzentgelten auszugehen ist. Vor diesem Hintergrund untersucht diese Studie, wie sich die Netzentgelte in Zukunft voraussichtlich entwickeln werden, welche Treiber hierfür maßgeblich sind und wie sich diese Entwicklungen auf die Belastung der verschiedenen Netznutzer auswirken. Neben der deutschlandweiten Entwicklung werden zudem regional differenzierte Typnetzbetreiber untersucht, um die Bandbreite der regional unterschiedlichen Ausgangssituationen und Entwicklungen abdecken und somit aufzeigen zu können, inwieweit je nach Region unterschiedliche Entwicklungen zu erwarten sind. Die betrachteten Typnetzbetreiber umfassen ländliche Netzbetreiber in Nord-Ost-, Mittel- und Süddeutschland sowie kleinstädtische, städtische und großstädtische Verteilnetzbetreiber (VNB) mit und ohne starke industrielle Prägung und dienen der Abbildung der heterogenen Netzbetreiberlandschaft in Deutschland. Die Untersuchung erfolgt für die Stützjahre 2023, 2030, 2037 und 2045.

In den letzten Jahren waren die Entwicklungen in den Stromnetzen vielfach durch den erheblichen Zubau von EE-Anlagen geprägt, deren Integration in das Netz verstärkt Netzausbaumaßnahmen erforderte, was zu einem Anstieg der Netzkosten führte. Für die Zukunft ist neben dem weiteren Ausbau von EE-Anlagen auch mit einem erheblichen Anstieg des Bruttostrombedarfs zu rechnen, insbesondere durch die angestrebte Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme sowie durch die Umstellung industrieller Prozesse auf strombasierte Technologien. Auch die zunehmende Digitalisierung und der weiter steigende Bedarf an Rechenzentren tragen zum Anstieg des Stromverbrauchs bei.

Um sowohl die Versorgungsaufgabe als auch den damit verbundenen Netzausbau abzubilden, greift diese Studie auf bestehende Analysen zurück. Grundlage der ermittelten Versorgungsaufgabe ist das Szenario B des Szenariorahmens Strom für die Netzentwicklungsplanung 2023-2037/2045 der Übertragungsnetzbetreiber, das als Basis für die Prognosen zur Entwicklung des Bruttostrombedarfs sowie des Ausbaus der EE-Anlagen dient [1] [2]. Um die deutschlandweite Prognose durch regional differenzierte Analysen zu ergänzen, wird das T45-Strom-Szenario der BMWK-Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 (LFSZ) herangezogen [3]. Bei Abweichungen zwischen dem Szenariorahmen und den LFSZ werden die Daten der LFSZ an den Szenariorahmen angepasst.

Die Prognosen der Netzausbaubedarfe im Übertragungsnetz basieren auf dem Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045 [4] [5], während die Bedarfe im Verteilnetz auf Grundlage der LFSZ-Daten in Abstimmung mit einem u. a. mit Vertreterinnen und Vertretern von VNB besetzten Begleitkreis ermittelt werden.

Im Rahmen der Studie werden die wesentlichen Prinzipien des heutigen Netzentgeltsystems unverändert auch für die zukünftigen Betrachtungsjahre angewandt. Dies betrifft insbesondere die Wälzung der Kosten nach Nettojahreshöchstlasten und Nettoentnahmemengen. Kosten für Offshore-Leitungen werden in die Analyse nicht mit einbezogen. Abschließend ist zu beachten, dass alle im Folgenden dargestellten Kostengrößen in realen Werten angegeben sind, bezogen auf den Geldwert im Bezugsjahr 2023.

## 2 Entwicklung der Abnahmemengen und Netzausbaubedarfe

### 2.1 Entwicklung Versorgungsaufgabe

Neben den Netzkosten, die in Kapitel 3 detailliert behandelt werden, sind vor allem die Abnahmemengen auf den verschiedenen Netzebenen, auf die reguläre oder verringerte Netzentgelte erhoben oder entlang derer die Kosten von höheren zu niedrigeren Netzebenen gewälzt werden, maßgeblich für die Entwicklung der Netzentgelte. Diese ergeben sich sowohl aus dem Bruttostrombedarf der Letztverbraucher<sup>1</sup> als auch aus der dezentralen Stromeinspeisung. Im Rahmen der Studie wird in Übereinstimmung mit dem Szenariorahmen 2023 der Übertragungsnetzbetreiber eine Verdopplung der Gesamtbruttostromnachfrage bis zum Jahr 2045 zugrunde gelegt (Bild 2.1). Gleichzeitig wird mit einer Vervierfachung der installierten Leistung von EE-Anlagen gerechnet (Bild 2.2).

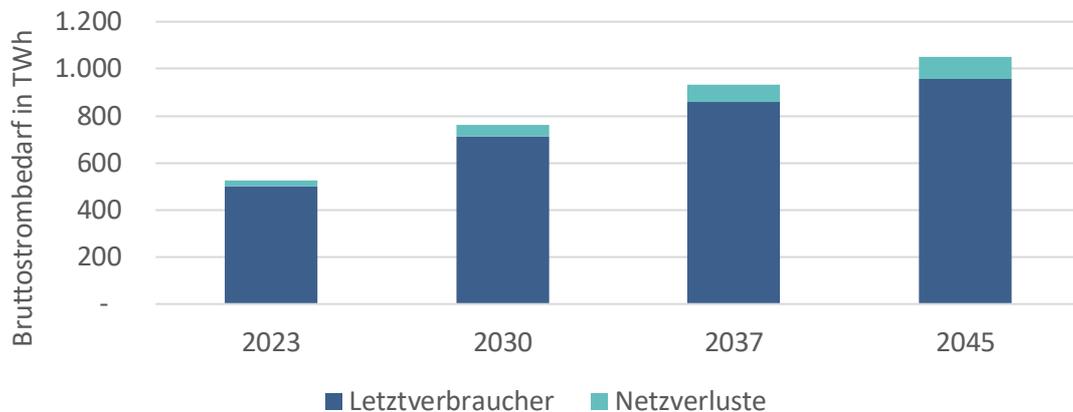


Bild 2.1 Prognostizierter Gesamtbruttostrombedarf in Anlehnung an das Szenario B im Szenariorahmen Strom 2023-2037/2045 [Quelle: eigene Darstellung]

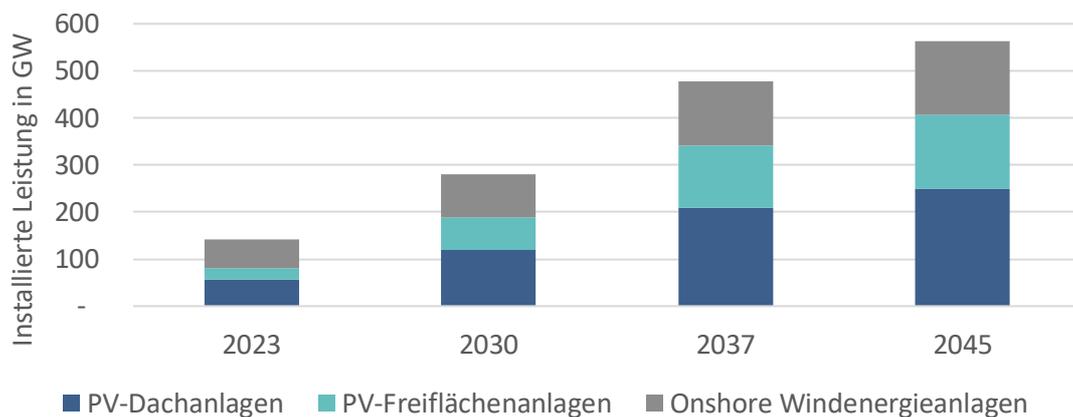


Bild 2.2 Prognostizierte installierte Leistung von EE-Anlagen in Anlehnung an das Szenario B im Szenariorahmen Strom 2023-2037/2045 [Quelle: eigene Darstellung]

<sup>1</sup> Der Bruttostrombedarf der Letztverbraucher bezeichnet die gesamte elektrische Energie, die von Letztverbrauchern benötigt wird. Er umfasst sowohl den Strombezug aus dem öffentlichen Netz als auch die in eigenen Anlagen erzeugte elektrische Energie, die für den Eigenverbrauch genutzt wird. Im Gegensatz dazu bezeichnet der Nettostrombedarf der Letztverbraucher ausschließlich den Strombezug aus dem öffentlichen Netz.

Unter Berücksichtigung des Bruttostrombedarfs von direkt angeschlossenen Letztverbrauchern und der zeitgleichen dezentralen Stromerzeugung durch EE-Anlagen auf den nachgelagerten Netzebenen ergeben sich je nach Netzebene stark unterschiedliche Entwicklungen der Nettoentnahmen, die den regulären Netzentgelten unterliegen. Im Folgenden wird die Entnahmemenge, die den regulären Netzentgelten unterliegt, als netzentgeltspflichtige Abnahmemenge bezeichnet. Hierin sind die Mengen, auf die reduzierte Netzentgelte erhoben werden, anteilig enthalten. Die netzentgeltspflichtigen Abnahmemengen umfassen jeweils die Jahressumme aus Abgaben an direkt an die jeweilige Netzebene angeschlossene Letztverbraucher und Abgaben an nachgelagerte Netzebenen. Mengen, für die nach § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) individuelle Netzentgelte erhoben werden, sind in dieser Darstellung mit inbegriffen, da sie nicht zu einer Reduktion der netzentgeltspflichtigen Abnahmemenge führen. Vielmehr werden die entgangenen Erlöse über die sogenannte 19.2-Umlage refinanziert.

Wie in Bild 2.3 dargestellt, wird in der Höchstspannungsebene (Hös) von einer Verdopplung der netzentgeltspflichtigen Abnahmemenge bis 2045 ausgegangen, während der deutschlandweite Durchschnitt in der Niederspannungsebene (NS) lediglich einen Anstieg um etwa 30 % aufweist. Dabei unterliegt die Nettoentnahme auf der Niederspannungsebene erheblichen regionalen Unterschieden, die vor allem auf das regional unterschiedliche Ausmaß von PV-Eigenverbrauchsanwendungen zurückzuführen sind.

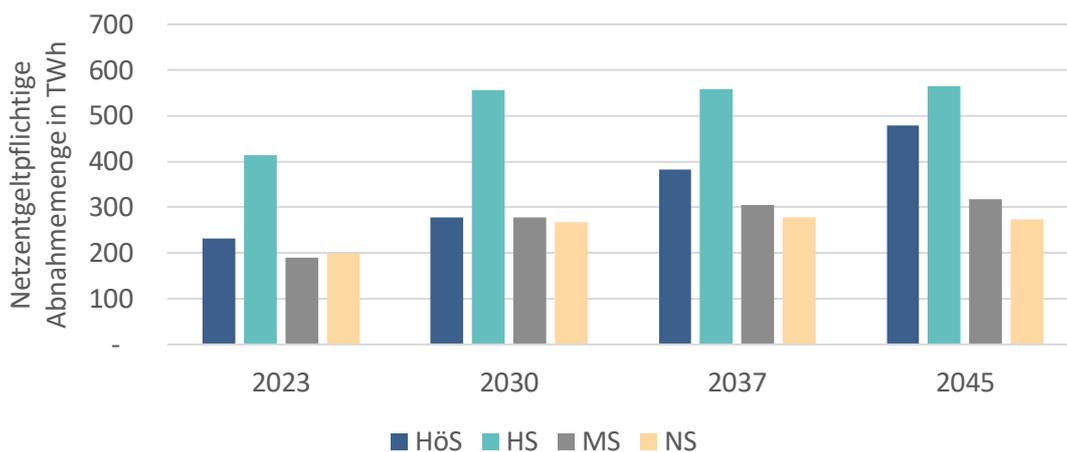
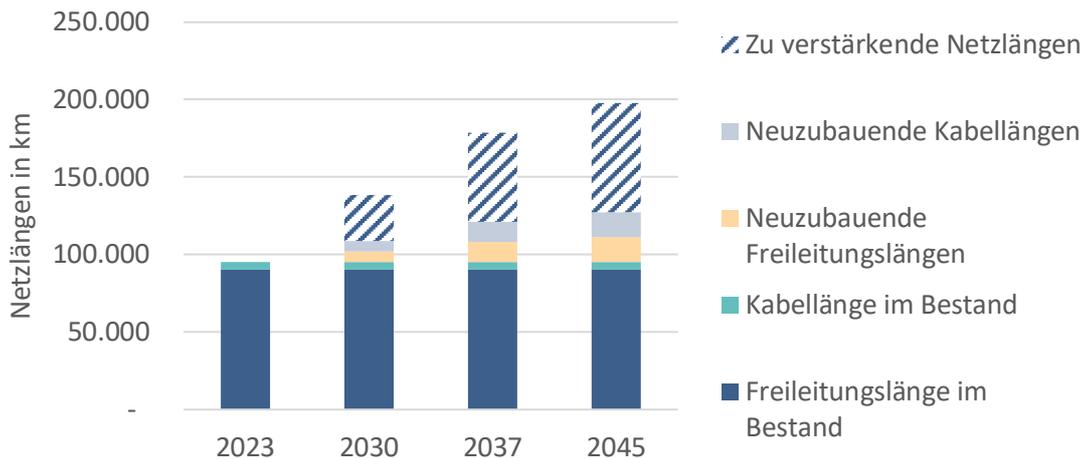


Bild 2.3 Deutschlandweite netzentgeltspflichtige Abnahmemengen je Netzebene unter Berücksichtigung des PV-Eigenverbrauchs [Quelle: eigene Darstellung]

## 2.2 Netzausbau

Die aufgrund der sich verändernden Versorgungsaufgabe erforderlich werdenden Netzausbaumaßnahmen werden exemplarisch anhand der Entwicklung der Netzlänge in der Hochspannungsebene im deutschlandweiten Durchschnitt in Bild 2.4 veranschaulicht.

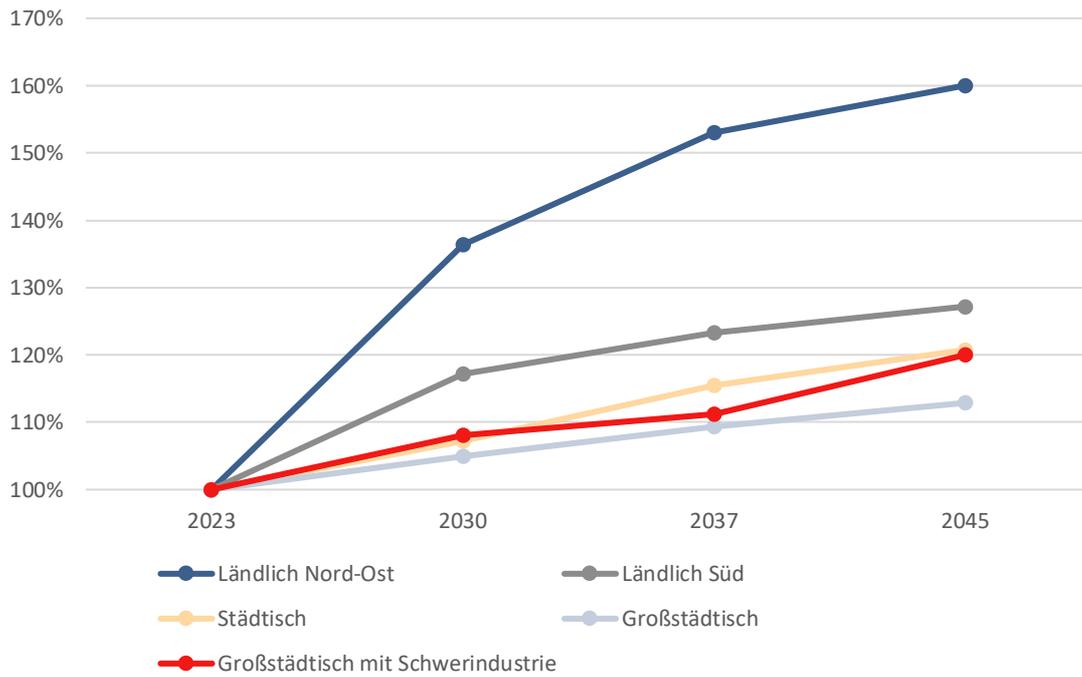


**Bild 2.4** Deutschlandweite Netzausbau- und Modernisierungsmaßnahmen in der Hochspannungsebene in Anlehnung an das T45-Strom Szenario der Langfristszenarien [Quelle: eigene Darstellung].

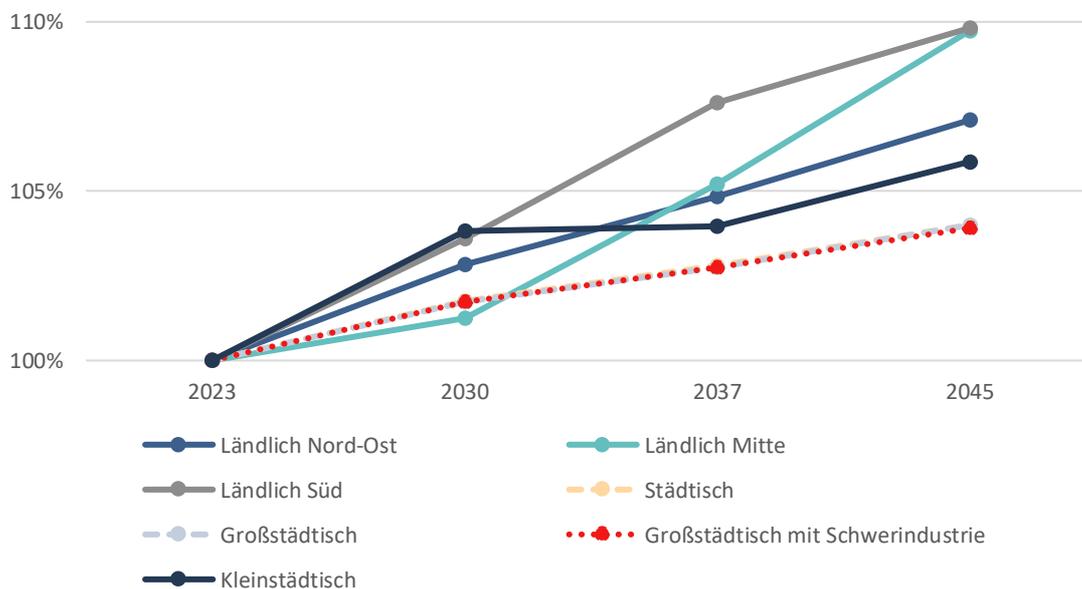
Aufgrund der regional stark unterschiedlichen Versorgungsaufgabeanforderungen variiert auch der Netzausbaubedarf erheblich. In Regionen mit einem hohen Zubau von EE-Anlagen, insbesondere von Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen, ist vor allem in der HS/MS-Umspannungsebene sowie in der Hochspannungsebene ein erheblicher Netzausbau erforderlich. In (ländlichen) Gebieten mit einem hohen Anteil an PV-Dachanlagen, Wärmepumpen und privater Ladeinfrastruktur ist in der der Niederspannungsebene ein größerer Ausbaubedarf zu verzeichnen als in Gebieten mit vorwiegend Groß-Wärmepumpen und öffentlicher Ladeinfrastruktur, die die Netze erst ab der Mittelspannungsebene belasten. In der Mittelspannungsebene sind die regionalen Unterschiede weniger ausgeprägt als in der Hoch- und Niederspannungsebene. Zur Veranschaulichung werden in Bild 2.5 und Bild 2.6 die prozentualen Steigerungen der Netzlängen in der Hoch- bzw. Niederspannungsebene gegenüber dem Status quo dargestellt. Da die betrachteten Typnetzbetreiber deutlich unterschiedliche Gesamtnetzlängen aufweisen, zeigen die Abbildungen die prozentualen Steigerungen. Es ist zudem zu beachten, dass einige Typnetzbetreiber kein Hochspannungsnetz betreiben.

Des Weiteren ist bei der Interpretation der Grafiken zu beachten, dass hier exemplarisch die Entwicklung der Netzlängen dargestellt ist. Die Längen, auf denen Netzausbaubedarf entsteht, zum Beispiel in der Form, dass vorhandene Kabel durch Kabel mit größerem Querschnitt ersetzt werden müssen, sind demgegenüber teilweise erheblich höher. Die durch solche Verstärkungen entstehenden Ausbaumaßnahmen sind hier nicht näher dargestellt, gleichwohl sind die damit verbundenen kostensteigernden Effekte im Rahmen der Analysen berücksichtigt. Die Bandbreite der zu verstärkenden Netzlängen liegt in der Hochspannungsebene gemessen am derzeitigen Bestand zwischen 40 % und 100 %. In der Niederspannungsebene sind je nach Region zwischen 20 % und 50 % der Netzlänge zu verstärken.

## Netzkostenentwicklung



**Bild 2.5** Steigerung der Gesamtnetzlänge gegenüber dem Status quo in der Hochspannungsebene für die unterschiedlichen Typnetzbetreiber in Anlehnung an das T45-Strom Szenario der Langfristszenarien. „Kleinstädtisch“ und „Ländlich Mitte“ nicht dargestellt, da sie kein Hochspannungsnetz betreiben [Quelle: eigene Darstellung]



**Bild 2.6** Steigerung der Gesamtnetzlänge gegenüber dem Status quo in der Niederspannungsebene für die unterschiedlichen Typnetzbetreiber in Anlehnung an das T45-Strom Szenario der Langfristszenarien [Quelle: eigene Darstellung]

## 3 Netzkostenentwicklung

Wie zuvor erwähnt, geht das Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045 mit einer zunehmenden Bedeutung des Stromsektors einher, weshalb in den nächsten beiden Dekaden mit einem massiven Ausbau der Stromnetze zu rechnen ist. Perspektivisch wird dies zu einem deutlichen Anstieg der

Netzkosten führen. Bei der vorliegenden Untersuchung wird grundsätzlich unterstellt, dass die Netzbetreiber in effizienter Weise agieren, die ermittelten Kostenanstiege und die zugrundeliegenden Netzausbaumaßnahmen also unabdingbar mit den erwarteten Anstiegen der Netzbelastung verbunden sind.

Auf Basis der Prognosen ist im Basisszenario<sup>2</sup> etwas mehr als eine Verdopplung der Kosten gegenüber dem Status quo zu erwarten. Konkret zeigt die Analyse, wie in Bild 3.1. dargestellt, einen Anstieg der jährlichen Vollkosten von gut 30 Mrd. € im Jahr 2023 auf mehr als 70 Mrd. € im Jahr 2045 (gemessen in 2023er Preisen). Das Jahr 2023 ist Aufsatzpunkt der Modellierung für die nachfolgenden Jahre. Damit sind bereits im Basisjahr die erheblichen Steigerungen der Beschaffungskosten für neue Netzanlagen, die in diesem Jahr zu beobachten waren, berücksichtigt. Gleichzeitig werden im Basisjahr 2023 bei den Beschaffungskosten für Systemdienstleistungen die Effekte der vergleichsweise hohen Energiepreise des Jahres herausgerechnet, um die Modellparametrierung um diese Sondereffekte zu bereinigen.

In den Berechnungen wird auf die für die Netzentgelte relevanten Positionen fokussiert und neben dem Ausbau des Verteilnetzes auch der Ausbau des Übertragungsnetzes an Land berücksichtigt. Die Kosten des Übertragungsnetzausbaus auf See, welche gegenwärtig über die Offshore-Netzzumlage erfasst werden, sind nicht Gegenstand der Betrachtungen. Neben den Erweiterungsinvestitionen, welche den Haupttreiber der Ergebnisse darstellen, werden auch die zunehmend an Bedeutung gewinnenden Ersatzinvestitionen modelliert, da in den nächsten beiden Jahrzehnten vermehrt Netzbetriebsmittel an das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer stoßen werden.<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> Aufgrund von typischerweise in solcher Art von Analysen auftretenden Unsicherheiten hinsichtlich zukünftiger Entwicklungen wurde eine Reihe an Sensitivitätsrechnungen durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Berechnungen bestätigen die nachfolgenden dargestellten Ergebnisse und spannen eine Bandbreite um die Basispezifikation auf.

<sup>3</sup> Eine messerscharfe Trennung zwischen Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen ist nicht immer möglich, da davon auszugehen ist, dass Anlagen zwecks Kapazitätserweiterung oftmals auch schon vor dem Ende ihrer eigentlichen Lebensdauer ersetzt und dabei gleichzeitig vergrößert werden.

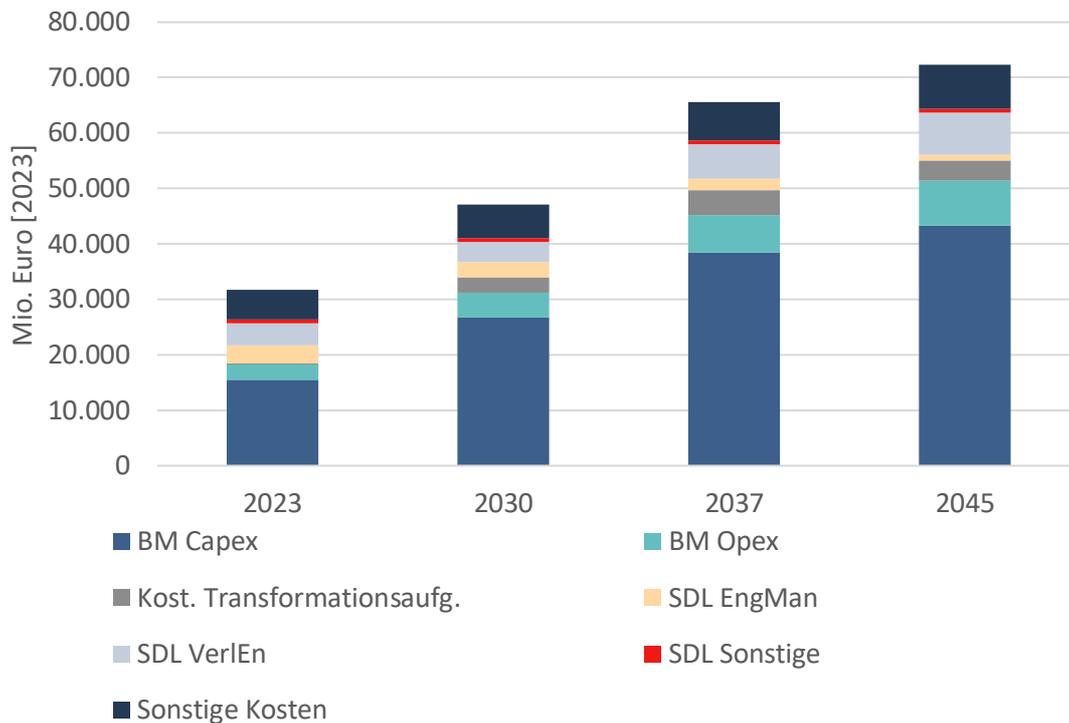


Bild 3.1 Geschätzte jährliche (reale) Netzkosten für die Stromnetzinfrastruktur in Deutschland [Quelle: eigene Darstellung]

Grundsätzlich tragen perspektivisch alle Netzkostenbestandteile zum Netzkostenanstieg bei, wenn auch in unterschiedlicher Intensität. Bei der Modellierung werden drei Blöcke von Netzkosten unterschieden: die Kosten für Netzbetriebsmittel, die Kosten für Systemdienstleistungen sowie die sonstigen Kosten.

Unter die **Kosten für die Netzbetriebsmittel** werden die „klassischen“ Kosten eines Netzbetreibers gefasst, welche unmittelbar mit den Netzanlagen verbunden sind.

- **Kapitalkosten für Betriebsmittel** – Die Kapitalkosten für die Netzbetriebsmittel ergeben sich aus den Betriebsmittelmengen und den entsprechenden Kostensätzen der Betriebsmittel. Erstere sind, wie eingangs erwähnt, für das Übertragungsnetz dem aktuellen Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 und für das Verteilnetz den Langfristszenarien (LFSZ) entnommen. Die Kostensätze stammen von Unternehmensangaben der an dieser Studie im Rahmen des Begleitkreises beteiligten Netzbetreiber, wobei bei den Typnetzbetreibern aufgrund der hohen Spanne der Preise differenzierte Kostensätze für städtische und ländliche Verteilnetzbetreiber angesetzt werden. Die Kosten werden annuitätisch auf Basis eines realen WACC von 3,5 % und unter Verwendung der typischen Nutzungsdauern gemäß StromNEV ermittelt.

Die Kapitalkosten für Betriebsmittel als größte Einzelposition steigen von ca. 15 Mrd. €/a in 2023 auf ca. 43 Mrd. €/a im Jahr 2045. Es zeigt sich, dass der relative Anteil der Kapitalkosten im Zeitverlauf stetig zunimmt und im Jahr 2045 ca. 60 % der Gesamtkosten ausmacht (heute: etwas unter 50%). Alle anderen nachfolgenden Kostenpositionen werden unter die Betriebskosten subsummiert.

- **Betriebskosten für Betriebsmittel** – Unter die unmittelbar mit den Betriebsmitteln verbundenen operativen Kosten fallen insbesondere Aufwendungen für die Wartung und Instandhaltung der Netzanlagen. Diese Größe wird auf Basis gängiger anlagenpezifischer

Betriebskosten-Aufschlagsfaktoren auf die anfallenden Kapitalkosten abgeleitet.<sup>4</sup> Die Betriebskosten für Betriebsmittel im engeren Sinne nehmen deutlich zu und erhöhen sich von ca. 3 Mrd. € im Jahr 2023 auf ca. 8 Mrd. € in 2045.

- **Kosten der Transformationsaufgabe** – Die zusätzlichen Kosten der Transformationsaufgabe im Verteilnetz umfassen Kosten für die deutliche Zunahme der zu integrierenden PV-Anlagen, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. Diese werden approximativ durch eine eigene Kenngröße erfasst: Diese Kosten werden in Orientierung an der Vorgehensweise der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control abgebildet, so dass deren empirisch abgeleiteten Aufschlagsfaktoren verwendet werden.<sup>5</sup> Während die aktuellen Aufwendungen für die Transformationsaufgabe nur einen vergleichsweise geringen Anteil an den Gesamtkosten ausmachen, ist perspektivisch aufgrund des erheblichen Zubaus von PV-Anlagen, Wärmepumpen und E-Mobilität mit einem signifikanten Anstieg auf ca. 3,5 Mrd. € im Jahr 2045 zu rechnen.

**Die Kosten für Systemdienstleistungen** stellen zusammengenommen den zweitgrößten Kostenblock dar. Unter diese Position fallen insbesondere Aufwendungen der Netzbetreiber für spezifische Maßnahmen zur Aufrechterhaltung und Gewährleistung des Netzbetriebes, für die sie eine gesetzliche Verpflichtung haben.

- **Engpassmanagement** – Die Abschätzung der Kosten für das Engpassmanagement im Übertragungsnetz erfolgt über die prognostizierten Redispatchmengen und unter Anwendung eines spezifischen Kostensatzes basierend auf historischen Werten für die Jahre 2017-2021 (d. h. die Sondersituation auf den Großhandelsmärkten für Energie in den Jahren 2022 und 2023 in Folge des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine wird in der Analyse ausgeklammert)<sup>6</sup>. Die Engpassmanagementkosten im Verteilnetz werden über den Ansatz der Spitzenkappung (unter der Annahme, dass 50 % der Kappung im Verteilnetz stattfindet) und unter Verwendung des aktuellen durchschnittlichen Entschädigungssatzes approximiert. Insgesamt nimmt die Bedeutung der Kosten für das Engpassmanagement im Gleichklang mit dem parallel stattfindenden Netzausbau kontinuierlich ab: Betragen die Kosten 2023 noch ca. 3,5 Mrd. €, so werden diese für das Jahr 2045 auf unter 1 Mrd. € geschätzt.
- **Verlustenergie** – Die Prognose der Kosten für Verlustenergie erfolgt auf Basis der bisherigen Vorgehensweise der Bundesnetzagentur. Hierzu werden abgeleitete Verlustenergiemengen aus dem NEP und den LFSZ verwendet und mit den geschätzten Base und Peak Börsenpreisen<sup>7</sup> für die relevanten Stützjahre multipliziert. Es zeigt sich, dass die Kosten für Verlustenergie deutlich von ca. 4 Mrd. € im Jahr 2023 auf über 7,5 Mrd. € im Jahr 2045 ansteigen werden. Haupttreiber dieser Entwicklung ist neben der erhöhten Anlagenanzahl auch eine höhere Auslastung der Netzinfrastruktur.
- **Sonstige Systemdienstleistungen** – Diese Sammelposition setzt sich aus zwei Bestandteilen zusammen. Zum einen sind dies die Kosten für die Vorhaltung der Regelreserve als größte Einzelposition: Vereinfachend wird angenommen, dass das historische Verhältnis der

<sup>4</sup> Die angesetzten anlagenspezifischen Betriebskosten-Aufschlagsfaktoren betragen: für Freileitungen 2 %, für Kabel 0,2 % (jeweils auf allen Netzebenen), für HÖS/HS und HS/MS Umspannwerke 0,5 %, für MS/NS Umspannwerke 2 % und für regelbare Ortsnetztransformatoren 4 %.

<sup>5</sup> Dies sind für Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge 55 €/a pro Zählpunkt und für den Anschluss von PV-Anlagen einmalig 443 €.

<sup>6</sup> Daneben erfolgt für die Jahre 2030 und 2037 die zusätzliche Erfassung steigender Kosten der Netzreserve analog zur geplanten Kraftwerksparkentwicklung.

<sup>7</sup> Diese werden aus dem Frontier Strommarktmodell entnommen.

Kosten zu den geschätzten Stromgroßhandelspreisen vor dem Jahr 2021 beibehalten bleibt (unter der Annahme einer im Zeitverlauf fixen Menge), d. h. dieses Verhältnis wird fortgeschrieben und die Kosten für die Vorhaltung der Regelreserve werden an der erwarteten Entwicklung der Stromgroßhandelspreise orientiert. Zum zweiten werden die Entwicklungen der übrigen Systemdienstleistungen (Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit und Kapazitätsreserve) als skalierte Fortschreibung des aktuellen Niveaus (+ 2 %/a) approximiert. In Summe verbleiben die Kosten für die sonstigen Systemdienstleistungen bis zum Jahr 2045 auf einem annähernd konstanten Niveau von rund 700 Mio. €.<sup>8</sup>

**Sonstige Kosten** umfassen Kostenpositionen wie Gemeinkosten, Kosten der Gebäude, Pensionsrückstellungen, Konzessionsabgabe etc. Unter der Annahme, dass diese in der Vergangenheit etwa rund 20 % der Netzkosten ausgemacht haben (basierend auf einer indikativen Abschätzung auf Basis des Xgen Datensatzes), werden diese bis zum Jahr 2045 mittels einer skalierten Fortschreibung fortgeschrieben (+2 % p.a.). Dabei wird angenommen, dass diese Kosten zwar perspektivisch auch ansteigen werden, jedoch nicht im Gleichklang mit der Entwicklung der Zunahme der Betriebsmittel. Die sonstigen Kosten steigen von gut 5 Mrd. € im Jahr 2023 auf 8 Mrd. € im Jahr 2045 an.

Die korrespondierende Netzkostenentwicklung je Netzebene ist in Bild 3.2 dargestellt, wobei es sich hierbei um die Kosten vor Kostenwälzung handelt. Wie der Grafik zu entnehmen ist, kommt es auf allen Netzebenen bis zum Jahr 2045 zu einem Kostenanstieg. Die Höhe des Kostenanstiegs unterscheidet sich zwischen den einzelnen Netzebenen. Die Kosten in der HöS-Ebene steigen trotz erheblicher Netzausbaukosten „nur“ um den Faktor 1,5, was auf die rückläufigen Kosten für das Engpassmanagement zurückzuführen ist. In den Verteilnetzebenen fällt der relative Kostenanstieg durchweg höher aus, am höchsten in der MS/NS-Ebene mit einem Anstieg um den Faktor 3,7.<sup>9</sup>

---

<sup>8</sup> Den ansteigenden Kosten für die sonstigen Systemdienstleistungspreise stehen leicht rückläufige Kosten für die Vorhaltung der Regelreserve gegenüber: Da die Großhandelspreis 2023 im historischen Vergleich ein vglw. hohes Niveau hatten, werden im Vergleich hierzu in den Folgejahren niedrigere Strompreise und damit geringere Kosten für die Vorhaltung der Reserve erwartet.

<sup>9</sup> Die Kosten in der HöS-Ebene beinhalten neben den Kosten für die Betriebsmittel einen Großteil der SDL-Kosten, konkret die Kosten für Engpassmanagement und Verlustenergie im Übertragungsnetz sowie die Kosten sonstiger Systemdienstleistungen. Die Kosten der Verteilnetzebenen umfassen neben den Kosten für die Betriebsmittel auch die Kosten der Transformationsaufgabe im Verteilnetz und Verlustenergiekosten für die jeweiligen Netzebenen.

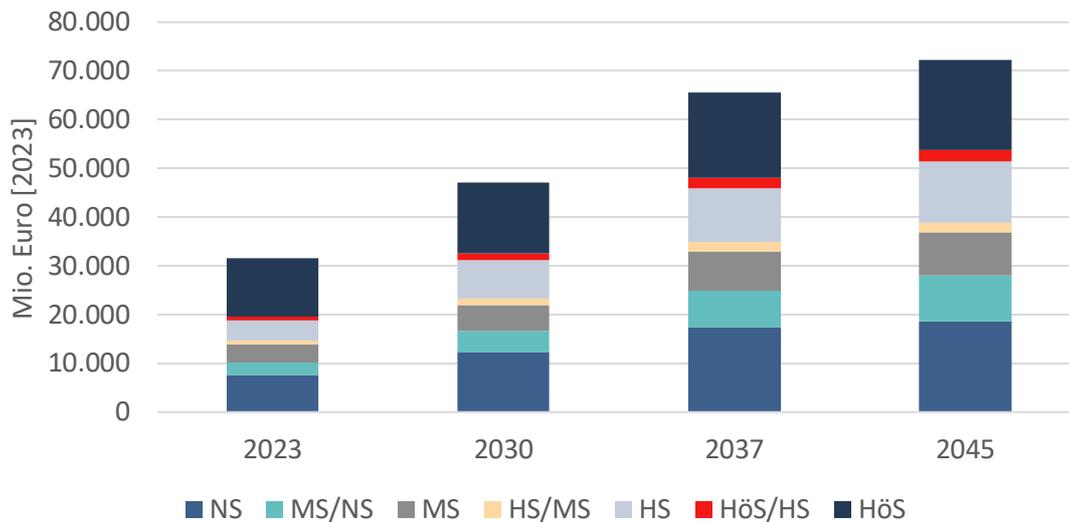


Bild 3.2 Geschätzte jährliche (reale) Netzkosten für die Stromnetzinfrastruktur in Deutschland je Netzebene [Quelle: eigene Darstellung]

## 4 Netzentgeltentwicklung

### 4.1 Entwicklung der Umlage gemäß § 19 Abs. 2 Stromnetzentgeltverordnung

Neben den regulären Netzentgelten, welche in den Abschnitten 4.2 und 4.3 behandelt werden, zahlen Letztverbraucher, die nicht nach § 19 Abs. 2 StromNEV begünstigt sind, die 19.2-Umlage. Diese Umlage setzt sich aus zwei Komponenten zusammen: Zum einen aus dem Anteil, der durch reduzierte Netzentgelte bestimmter Netznutzer entsteht, und zum anderen aus dem Umverteilungsvolumen aufgrund des jüngst eingeführten Instruments zur Umverteilung der EE-bedingten Mehrkosten.

Aus Bild 4.1 geht zunächst die Entwicklung der 19.2-Umlage *aufgrund reduzierter Netzentgelte für Sonderformen der Netznutzung*. Von ca. 0,4 ct/kWh im Jahr 2023 steigt die Umlage langfristig auf ca. 0,8 ct/kWh. In der kurzfristigen Vorausschau zeigt sich allerdings auch ein vorübergehendes Absinken.<sup>10</sup>

<sup>10</sup> Die Sonderregelung nach § 19 Abs. 2 wird anhand des BNetzA-Eckpunktepapiers zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich neu konsultiert und ggf. novelliert [7].

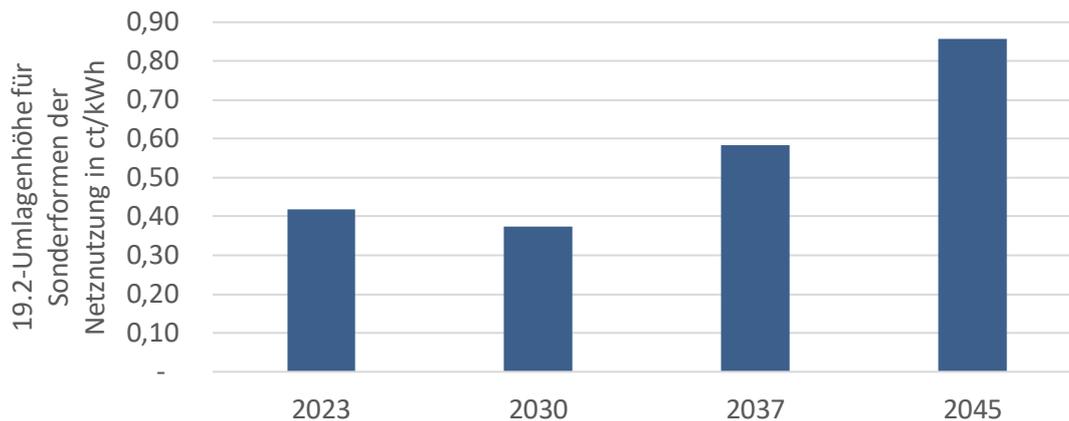


Bild 4.1 Entwicklung der Umlage gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV **aufgrund von Sonderformen der Netznutzung** [Quelle: eigene Darstellung]

Im Gegensatz dazu steigt der Anteil der 19.2-Umlage, der sich aus der *Umverteilung der EE-bedingten Mehrkosten* ergibt, sukzessive an. In Bild 4.2 wird der hypothetische Fall betrachtet, dass dieser Teil der Umlage bereits im Jahr 2023 eingeführt wurde. Die tatsächliche Einführung erfolgt jedoch gemäß der Festlegung der Bundesnetzagentur erst im Jahr 2025 und beträgt rund 0,85 ct/kWh. Ungeachtet dessen steigt dieser Umlageanteil von anfänglich (fiktiv im Jahr 2023) rund 0,5 ct/kWh auf langfristig (im Jahr 2045) etwa 4 ct/kWh an.

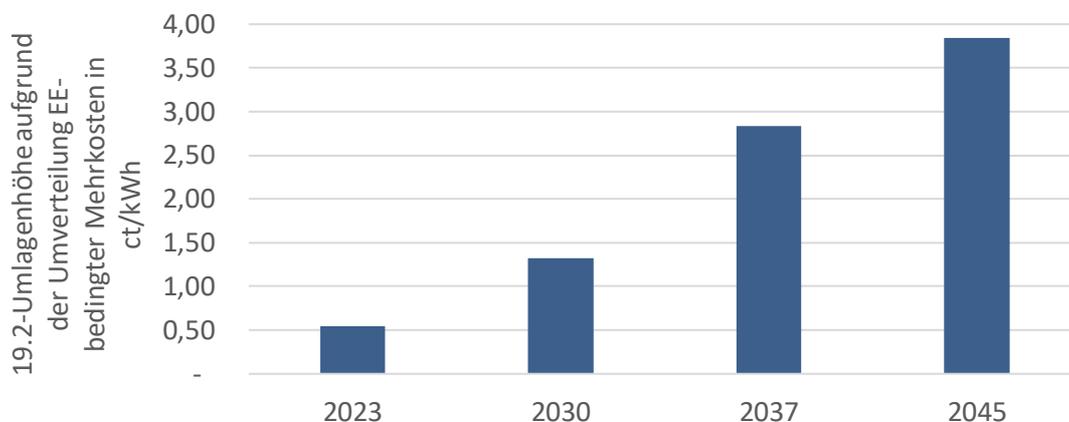


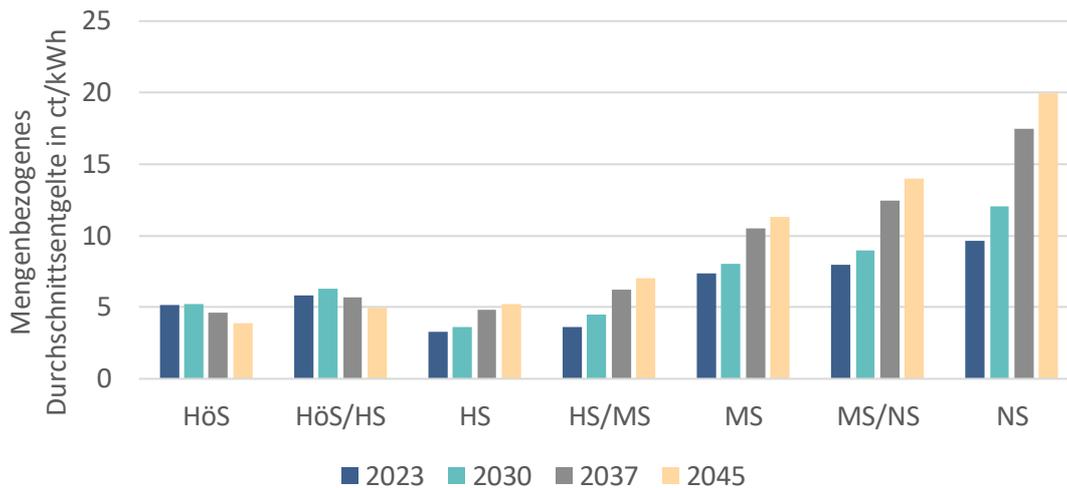
Bild 4.2 Entwicklung der Umlage gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV **aufgrund der Umverteilung EE-bedingter Mehrkosten** [Quelle: eigene Darstellung]

## 4.2 Deutschlandweite Netzentgeltentwicklungen

Die Entwicklung der deutschlandweit durchschnittlichen Netzentgelte ist in Bild 4.3 dargestellt. Als Maß für das Netzentgeltniveau wird das durchschnittliche, mengenbezogene Netzentgelt in ct/kWh herangezogen. Dieses ergibt sich aus dem Verhältnis der Kosten einer Netzebene, inklusive der zugewälzten Kosten vorgelagerter Netzebenen, zu den netzentgeltpflichtigen Abnahmemengen auf der jeweiligen Netzebene. Die dargestellten Entgelte umfassen auch die in Abschnitt 4.1 erläuterte 19.2-Umlage, die aus der Umverteilung der EE-bedingten Mehrkosten resultiert.

Unter Berücksichtigung der aktuellen Netzentgeltssystematik sowie der bestehenden Sonderregelungen entwickeln sich die deutschlandweiten Netzentgelte je nach Netzebene sehr

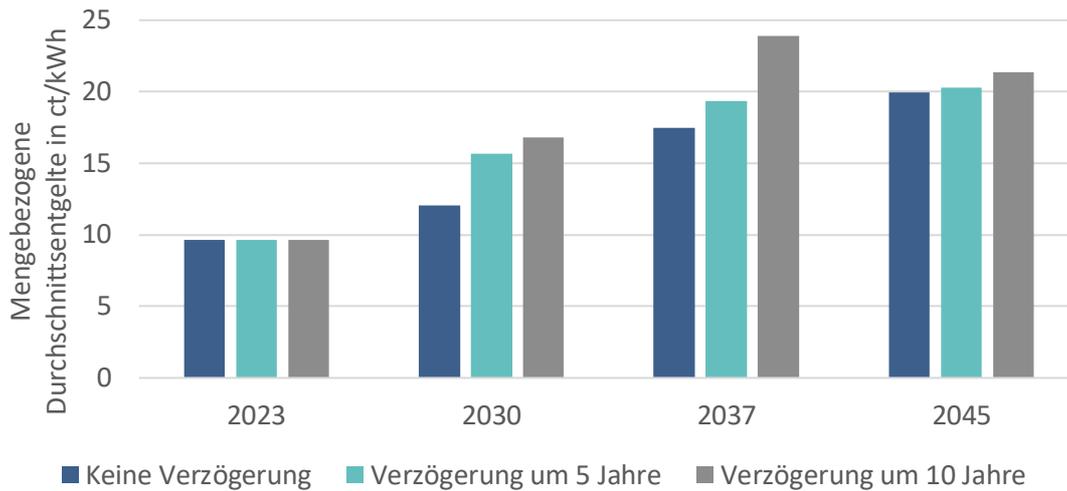
unterschiedlich. In der Höchstspannungsebene wird mittelfristig ein Anstieg der Netzentgelte um 10 % erwartet, während langfristig eine Reduktion um 10 bis 15 % gegenüber dem heutigen Niveau prognostiziert wird. Im Verteilnetz wird deutschlandweit ein kontinuierlicher Anstieg der Netzentgelte erwartet. In den Hoch- und Mittelspannungsebenen ist langfristig ein Anstieg um etwa 30 % zu erwarten, während sich das Entgeltniveau in der Niederspannungsebene voraussichtlich verdoppeln wird. Diese Prognose erfolgt unter der Annahme, dass 30 % der von PV-Dachanlagen erzeugten Energie als Eigenverbrauch genutzt und somit nicht in das Stromnetz eingespeist wird. Sollte der Eigenverbrauchsanteil aufgrund des verstärkten Einsatzes von Batteriespeichern und bidirektionalem Laden von E-PKWs höher liegen und z. B. auf 60 % steigen, steigen die Entgelte in der Niederspannungsebene im Jahr 2045 auf ca. 27 ct/kWh an.



**Bild 4.3** Entwicklung der deutschlandweiten, durchschnittlichen, mengenbezogenen Netzentgelte in den verschiedenen Netzebenen<sup>11</sup>. Die dargestellten Entgelte der Niederspannung beinhalten zuzüglich zu den regulären Entgelten die Umlage gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV, welche sich aus der Umverteilung EE-bedingter Mehrkosten ergibt [Quelle: eigene Darstellung].

Wie im einleitenden Kapitel 1 ausgeführt, basieren die Prognosen auf einer Bruttostrombedarfssteigerung, die sich aus dem Szenario B des Szenariorahmens für die Netzentwicklungsplanung der ÜNB ergibt. Eine Verzögerung des Mengenhochlaufs gegenüber dem Szenariorahmen um 5 oder 10 Jahre bei gleichzeitig zügigem Netzausbau und damit zügig steigenden Netzkosten würde deshalb über alle Netzebenen zu einem signifikanten Anstieg der Netzentgelte führen (vgl. dazu exemplarisch für die Niederspannungsebene Bild 4.4). Wie die Ergebnisse für die Variante „Verzögerung um 10 Jahre“ zeigen, kann eine solche Entwicklung, also ein zügig voranschreitender Netzausbau und damit verbundener Kostenanstieg bei deutlich verzögertem Verbrauchsmengenzuwachs zu einem erheblichen Netzentgeltanstieg und phasenweise sogar zu einem Überschwingen führen. Bis 2037 steigen die Entgelte erheblich an, nach 2037 nehmen die Verbrauchsmengen deutlicher zu als der dann noch verbleibende Netzkostenanstieg, so dass die Entgelte dann wieder sinken.

<sup>11</sup> Bei Variationen der Netzkostentreiber (vgl. Kapitel 3) ergibt sich, dass die Prognoseergebnisse robust sind.



*Bild 4.4 Entwicklung der deutschlandweiten, durchschnittlichen, mengenbezogenen Netzentgelte in der Niederspannungsebene bei einem Mengenhochlauf gemäß Szenariorahmen sowie bei 5 und 10 Jahren Verzögerung [Quelle: eigene Darstellung].*

### 4.3 Regionale Netzentgeltentwicklungen

Eine regionale Differenzierung der Netzentgeltprognose zeigt, dass die absolute Spreizung der Netzentgelte zwischen ländlichen und städtischen VNB insbesondere in Nord- und Süddeutschland weiter zunehmen wird. Das Instrument zur Umverteilung der durch erneuerbare Energien verursachten Mehrkosten wirkt diesem Anstieg zwar entgegen, jedoch nicht vollständig. Insbesondere schwächt sich die Wirkung dieses Instruments in der längerfristigen Vorausschau ab.

Bei einem Vergleich der nachfolgend dargestellten regional differenzierten Ergebnisse mit den im vorhergehenden Abschnitt dargestellten deutschlandweiten Durchschnittsentwicklungen ist zu beachten, dass die dargestellten Typnetzbetreiber die Netzbetreiberlandschaft nicht vollumfänglich abbilden können, sondern einen Ausschnitt darstellen. Insbesondere der Netzbetreibertyp „Ländlich Nord-Ost“ steht für eine Vielzahl weiterer VNB mit sehr stark von Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen geprägten Versorgungsgebieten bei demgegenüber vergleichsweise (sehr) niedrigen Lasten. Dies erklärt, dass die deutschlandweiten Durchschnittsentwicklungen je nach Netzebene näher am Typnetzbetreiber „Ländlich Nord-Ost“ als am Durchschnitt aller betrachteten Typnetzbetreiber liegen.

In der Hochspannungsebene zeigen sich je nach Region entweder stabile Netzentgelte oder Anstiege um bis zu 40 % in Gebieten mit einer hohen Dichte an PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen (Bild 4.5). In der Mittelspannungsebene liegt die Bandbreite der Entwicklungen je nach Region zwischen einem Anstieg um ca. 35 % und einer Reduktion um ca. 40 %. (Bild 4.6). In der Niederspannungsebene fallen die regionalen Unterschiede geringer aus, jedoch ist auch hier eine deutliche Zunahme der bereits bestehenden absoluten Netzentgeltspreizung zu erwarten (Bild 4.7).

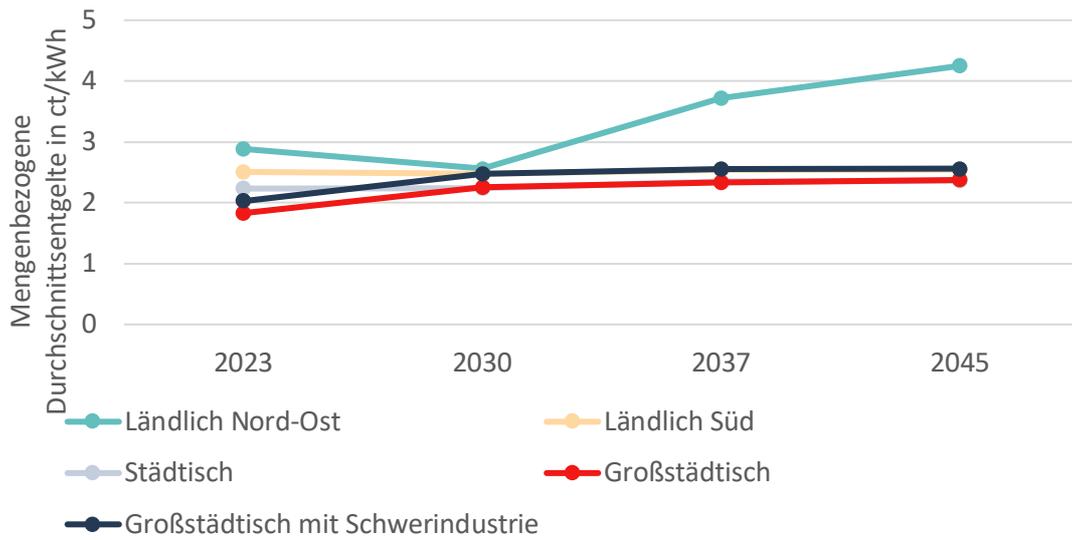


Bild 4.5 Entwicklung der nach Typnetzbetreibern differenzierten, durchschnittlichen, mengenbezogenen Netzentgelte in der **Hochspannungsebene**. „Kleinstädtisch“ und „Ländlich Mitte“ nicht dargestellt, da sie kein Hochspannungsnetz betreiben [Quelle: eigene Darstellung]

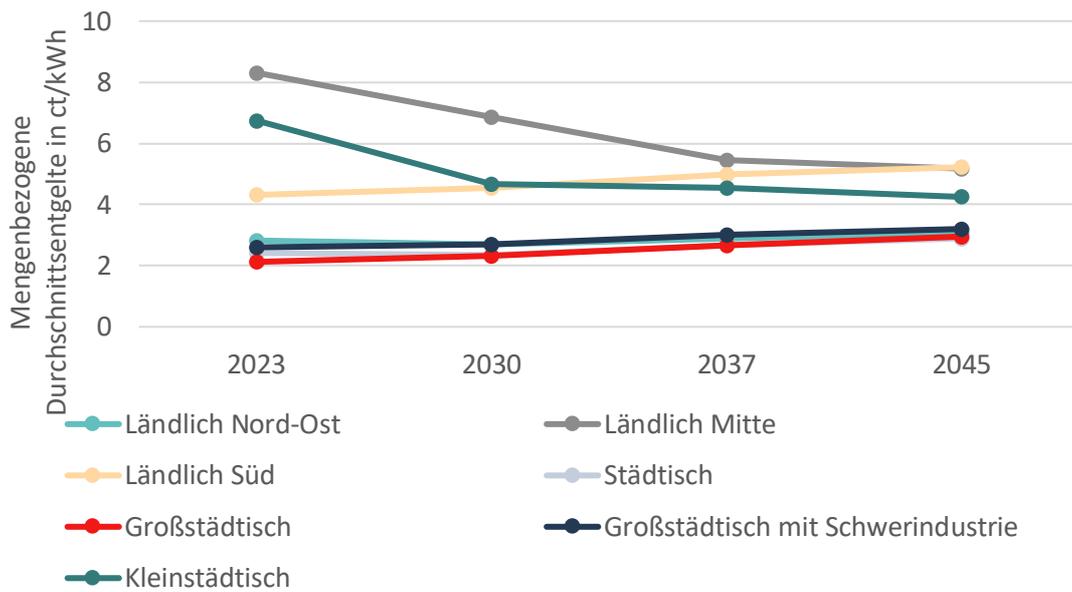


Bild 4.6 Entwicklung der nach Typnetzbetreibern differenzierten, durchschnittlichen, mengenbezogenen Netzentgelte in der **Mittelspannungsebene** [Quelle: eigene Darstellung]

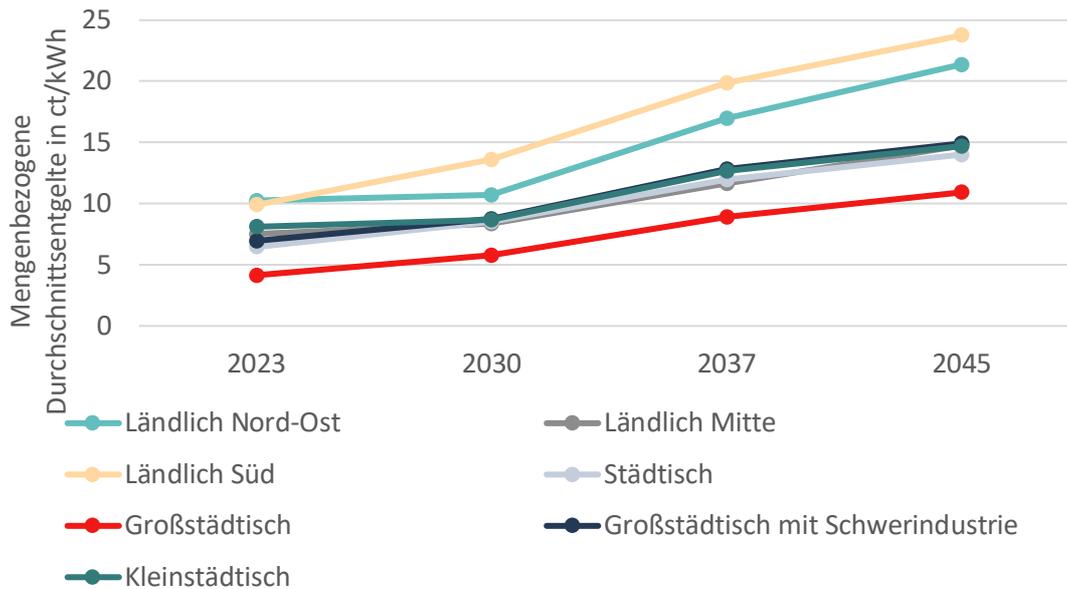
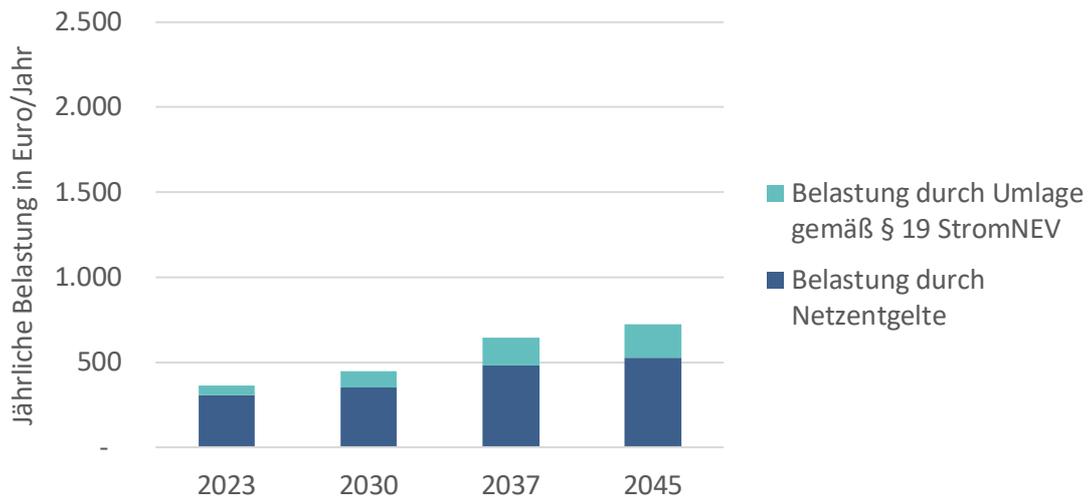


Bild 4.7 Entwicklung der nach Typnetzbetreibern differenzierten, durchschnittlichen, mengenbezogenen Netzentgelte in der **Niederspannungsebene**. Die dargestellten Entgelte beinhalten zusätzlich zu den regulären Entgelten die Umlage gemäß § 19 Abs. 2 StromNEV [Quelle: eigene Darstellung].

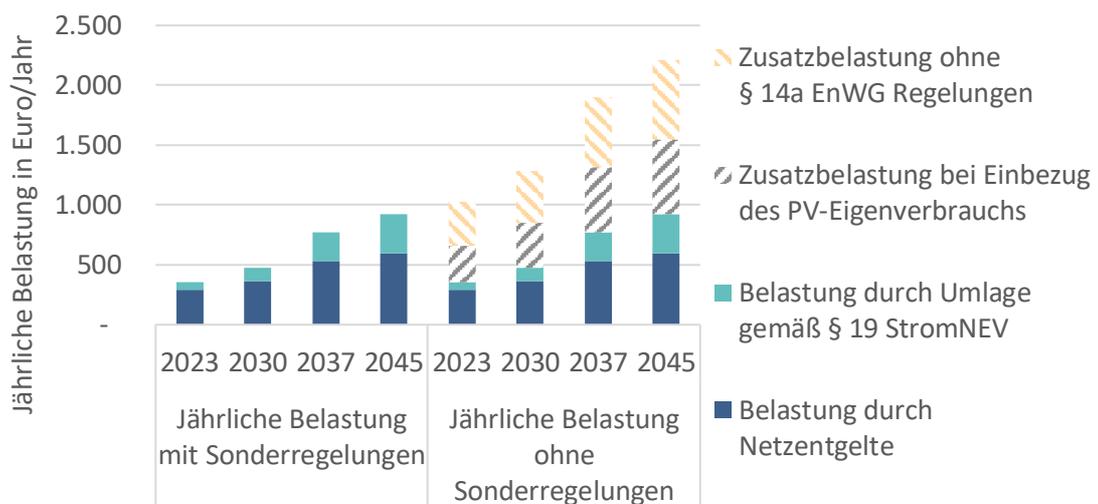
#### 4.4 Netzentgeltbelastung typischer Netznutzer

Auf Basis der in Kapitel 4.2 dargestellten deutschlandweiten Netzentgelte ergeben sich für verschiedene typische Netznutzer unterschiedliche jährliche Belastungen durch Netzentgelte. Für einen typischen Haushaltskunden in einem Mehrfamilienhaus, der weder über eine eigene PV-Anlage noch über steuerbare Verbrauchseinrichtungen wie eine Wärmepumpe oder eine Wallbox verfügt und einen jährlichen Bruttostrombedarf von 3.500 kWh hat, ist ein Anstieg der jährlichen Belastung durch Netzentgelte für das Jahr 2045 auf etwas mehr als 550 Euro pro Jahr zu erwarten (Bild 4.8). Zusätzlich zu der Belastung durch die eigentlichen Netzentgelte ist in der Grafik die Belastung dargestellt, die sich aus der Umlage nach §19 Abs. 2 StromNEV ergibt, hier in Höhe von gut 150 Euro pro Jahr. Diese wird hier deshalb mit dargestellt, da über das Instrument zur Umverteilung EE-bedingter Netzkosten eine unmittelbare Wechselwirkung mit der Höhe der Netzentgelte besteht.



**Bild 4.8** Jährliche Netzentgeltbelastung eines typischen Haushaltskunden in einem Mehrfamilienhaus (Bruttostrombedarf in Höhe von 3.500 kWh/Jahr) [Quelle: eigene Darstellung]

Im Gegensatz dazu zeigt Bild 4.9 die zu erwartende Belastung eines typischen Haushaltskunden in einem Einfamilienhaus, der eine PV-Anlage, eine Wärmepumpe sowie eine Wallbox installiert hat. Der Bruttostrombedarf dieses Haushalts beläuft sich auf 10.000 kWh pro Jahr. Durch die PV-Anlage verringert sich der Nettostrombedarf auf 7.000 kWh pro Jahr. Zudem werden Vergünstigungen, die sich aus § 14a EnWG für steuerbare Verbrauchseinrichtungen ergeben, in Anspruch genommen, von denen wiederum 3.000 kWh pro Jahr durch die zeitvariablen Netzentgelte in Niedertarif-Zeitfenstern gedeckt werden (entsprechend den Vorgaben der Bundesnetzagentur zur Umsetzung von § 14a EnWG, Festlegung BK8-22/010-A, Modul 3 [6]). Zusätzlich erhält der Netznutzer eine jährliche Pauschalkompensation in Höhe von 100 Euro/Jahr gemäß Modul 1 derselben Festlegung. Modul 1 der Festlegung BK8-22/010-A etabliert als Grundmodul ab dem 01.01.2024 eine pauschale jährliche Netzentgeltreduzierung für Betreiber steuerbarer Verbrauchseinrichtungen [6].



**Bild 4.9** Jährliche Netzentgeltbelastung eines typischen Haushaltskunden in einem Einfamilienhaus, in dem eine PV-Anlage, eine Wärmepumpe und eine Wallbox installiert sind (Bruttostrombedarf in Höhe von 10.000 kWh/Jahr) [Quelle: eigene Darstellung]

Aufgrund der Sonderregelungen gemäß § 14a EnWG und der impliziten Netzentgeltbefreiung des PV-Eigenverbrauchs zahlen beide Haushaltskunden – trotz des unterschiedlichen Bruttostrombedarfs – etwa die gleiche Summe an Netzentgelten pro Jahr und dies, obwohl der Haushalt mit Wärmepumpe und E-Fahrzeug mit der heutigen Netzentgeltsystematik das Netz aufgrund höherer Anforderungen an den Leistungsbezug stärker belasten würde.

## 5 Wirkung des PV-Eigenverbrauchs

Im aktuellen Netzentgeltsystem sind von Seiten des Gesetzgebers und der Regulierungsbehörde verschiedene Regelungen implementiert, die das Entgeltniveau einzelner Netznutzergruppen und damit aber auch der Gesamtheit aller übrigen Netznutzer beeinflussen. Zu den wesentlichen Regelungen zählt die implizite Befreiung des PV-Eigenverbrauchs (PV-EV) durch den starken Fokus auf die Bepreisung der aus dem Netz entnommenen Mengen (Arbeit). Dieses Kostenallokationsprinzip führt teils zu erheblichen Erhöhungen der regulären Entgelte für Netznutzer, die ihren gesamten Verbrauch aus dem Netz beziehen (vgl. linke Säule in Bild 5.1).

Aus der mittleren Säule in Bild 5.1 ist ersichtlich, dass eine Einbeziehung des gesamten PV-Eigenverbrauchs in die netzentgeltspflichtige Abnahmemenge das Niederspannungsnetzentgelt im Jahr 2045 auf ca. 16 ct/kWh absenken würde, also um 4 ct/kWh gegenüber dem Basisszenario mit einem Entgelt von ca. 20 ct/kWh. Diese Wirkungen des PV-Eigenverbrauchs ergeben sich unter der Annahme, dass 30 % des erzeugten Stroms im Eigenverbrauch genutzt wird.

Sollte der Eigenverbrauchsanteil auf 60 % ansteigen (z. B. durch zunehmenden Einsatz größerer stationärer Speicher und/oder bidirektionales Laden von E-Autos) und die implizite Netzentgeltbefreiung des PV-Eigenverbrauchs bestehen bleiben, würde sich im Jahr 2045 ein reguläres NS-Entgelt in Höhe von ca. 27 ct/kWh ergeben (vgl. rechte Säule in Bild 5.1). Es scheint daher geboten, im Rahmen der anstehenden Netzentgeltreform Wege für eine stärkere Beteiligung von Prosumern an der Netzkostenrefinanzierung zu finden.

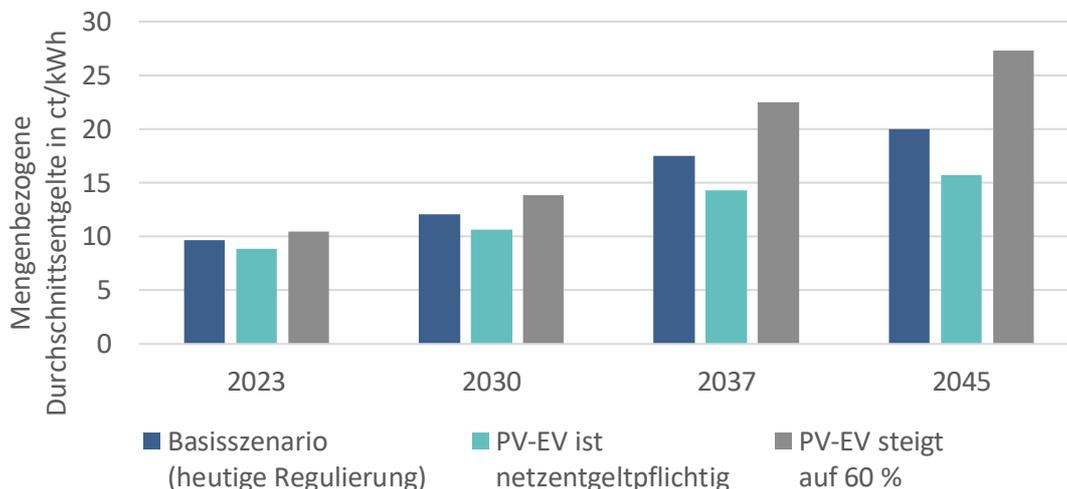


Bild 5.1 Entwicklung der deutschlandweiten, durchschnittlichen, mengenbezogenen Netzentgelte in der **Niederspannungsebene** bei Nicht-Berücksichtigung der impliziten Netzentgeltbefreiungen des PV-Eigenverbrauchs und bei Anstieg des PV-Eigenverbrauchsanteils von 30 % auf 60 % der erzeugten Energiemenge [Quelle: eigene Darstellung]

## 6 Literaturverzeichnis

- [1] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023 – Entwurf der ÜNB,“ Januar 2022.
- [2] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037 / 2045,“ Juli 2022.
- [3] Consentec GmbH; Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung IS; ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg; Technische Universität Berlin, „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. T45 Szenarien,“ 2022-2024.
- [4] 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TenneT TSO GmbH; TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,“ Juni 2023.
- [5] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Bestätigung des Netzentwicklungsplans Strom für die Zieljahre 2037 / 2045,“ März 2024.
- [6] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „BK8-22/010-A. Festlegung von Netzentgelten für steuerbarere Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG,“ 23.11.2023.
- [7] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, „Eckpunkte zur Fortentwicklung der Industrienetzentgelte im Elektrizitätsbereich,“ 24.07.2024.