



# **Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045**

Eine Kurz-Studie der ef.Ruhr GmbH, im Unterauftrag unterstützt durch das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

## Autoren

ef.Ruhr GmbH:  
Felix Probst, M. Sc.  
Dr. Christian Wagner  
Dr. Marco Greve

EWI gGmbH:  
Amir Ashour Novirdourst, M. Sc.  
Pia Willers, M. Sc.  
Antonie Reinecke, M. Sc.  
Philipp Artur Kienscherf, M. Sc.

## Projektleitung

ef.Ruhr GmbH  
Emil-Figge-Straße 76  
D-44227 Dortmund  
Web: [www.efruhr.de](http://www.efruhr.de)

### **Ansprechpartner:**

Felix Probst  
Mail: [felix.probst@efruhr.de](mailto:felix.probst@efruhr.de)



## Unterauftrag

Energiewirtschaftliches Institut  
an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)  
Vogelsanger Str. 321a  
D- 50827 Köln  
Web: [www.ewi.uni-koeln.de](http://www.ewi.uni-koeln.de)

### **Ansprechpartner:**

Philipp Artur Kienscherf  
Mail: [philipp.kienscherf@ewi.uni-koeln.de](mailto:philipp.kienscherf@ewi.uni-koeln.de)



## Auftraggeber

Netze-Gesellschaft Südwest mbH  
Schelmenwasenstraße 15  
D- 70567 Stuttgart

### **Ansprechpartner:**

Andreas Schick (Geschäftsführer)



# 1 Zusammenfassung der Studie

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2045 klimaneutral zu sein. Hierfür ist ein enormer Ausbau an Erneuerbaren-Energien-Anlagen (EE-Anlagen), die Elektrifizierung der Mobilitäts- und Wärmesektoren sowie die Entwicklung von Transformationstechnologien (Wasserstoff, Energiespeicher, etc.) notwendig. Für das Bundesland Baden-Württemberg sowie für das gesamte Bundesgebiet hat die ef.Ruhr GmbH in Zusammenarbeit mit dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) im Jahr 2024 eine Studie zur Abschätzung der Netzausbaukosten bis zum Jahr 2045 durchgeführt und die daraus resultierende Steigerung der Netzentgelte abgeleitet.

Das Unternehmen ef.Ruhr ist im Beratungssektor tätig, verfügt über eine traditionelle Nähe zur Wissenschaft und begleitete zahlreiche Studien<sup>12</sup>, Gutachten und reale Umsetzungsprojekte bei Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern, Ministerien sowie der Industrie. Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln ist gemeinnützig und versteht sich als Wissensfabrik mit dem Ziel, neues Wissen über zunehmend komplexe Energiemärkte zu schaffen, zu verbreiten und nutzbar zu machen. Zu seinen Auftraggebern gehören neben öffentlichen Institutionen auf Bundes-, Landes- und EU-Ebene auch privatwirtschaftliche Unternehmen wie EVU und Verbände.

Zur Abschätzung des Netzausbaubedarfs im **Verteilnetz** hat die ef.Ruhr die Methode der „bilanziellen Betrachtung“ angewendet. Dabei wird die zukünftige Zubauleistung auf das Betrachtungsgebiet verteilt und die notwendige Netzinfrastruktur bestimmt. Als Ergebnis resultiert eine Anzahl an zusätzlichen Leitungskilometern und Transformatoren, welche entsprechend bepreist eine indikative Abschätzung der Netzausbaukosten ermöglicht. Die Besonderheit hierbei ist, dass die Abschätzung der Netzausbaukosten auf Strukturdaten basiert und keine Leistungsflussrechnung durchgeführt wurde.

---

1 Verteilnetzstudie Baden-Württemberg 2017  
[https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5\\_Energie/Versorgungssicherheit/170413\\_Verteilnetzstudie\\_BW.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf)

2 Verteilnetzstudie Nordrhein-Westfalen 2021  
[https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/210609\\_nrw\\_verteilnetzstudie\\_final.pdf](https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/210609_nrw_verteilnetzstudie_final.pdf)

Im **Übertragungsnetz** wurden die im Netzentwicklungsplan veröffentlichten Netzausbaukosten der Übertragungsnetzbetreiber zu Grunde gelegt<sup>3</sup>.

Für gesamt Deutschland wurde innerhalb der Studie ein **Netzausbaubedarf von ca. 732 Mrd.€** abgeschätzt. Dieser setzt sich zusammen aus der indikativen Abschätzung der Netzausbaukosten für das Verteilnetz (430 Mrd.€) und den im Netzentwicklungsplan angegebenen Kosten für das Übertragungsnetz (301 Mrd.€). Die Abschätzung der Netzausbaukosten im Verteilnetz belaufen sich für das **Land Baden-Württemberg auf 52 Mrd.€**. Eine Differenzierung der Übertragungsnetzskosten auf einzelne Bundesländer ist nicht sachgemäß.

Zur Ermittlung der daraus abgeleiteten Steigerung der Netzentgelte hat das EWI einen Ansatz zur Wälzung der gesamten Kosten der Netzbewirtschaftung, einschließlich der Netzausbaukosten, auf die drei Verbrauchsgruppen *Haushalte, Gewerbe und Industrie* entwickelt und angewendet. Hierbei werden zunächst die jährlichen Vollkosten, bestehend aus Abschreibung, Zins- und Betriebskosten, bestimmt und über die zukünftig erwartete Stromnachfrage der einzelnen Verbrauchsgruppen gewälzt. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Regulatorik zur Wälzung der Netzkosten analog zu Heute weitergeführt wird.

Der Netzausbaubedarf in **Deutschland** zum Jahr 2045 würde im Basisszenario eine **Steigerung der Netzentgelte** von 18,0 Cent/kWh für Haushaltskunden, 15,2 Cent/kWh für Gewerbekunden und 7,0 Cent/kWh für Industriekunden implizieren. In **Baden-Württemberg** beliefen sich die **Steigerung der Netzentgelte** in diesem Szenario auf 15,9 Cent/kWh für Haushaltskunden, 14,0 Cent/kWh für Gewerbekunden und 5,7 Cent/kWh für Industriekunden. Damit würden sich die **Netzentgelte der Haushaltskunden, mit Bezug auf das Jahr 2024, mehr als verdoppeln**.

Alle monetären Bewertungen der Studie sind in Euro mit dem Geldwert des Jahres 2024 ausgewiesen.

---

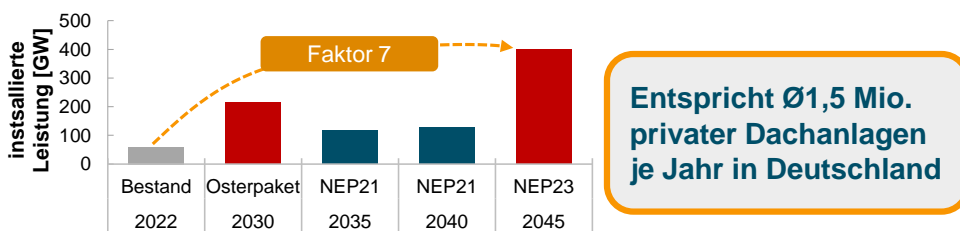
<sup>3</sup>[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP\\_2037\\_2045\\_V2023\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1.pdf)

## 2 Motivation und Hintergrund

Im April 2022 veröffentlichte die Bundesregierung das "Osterpaket"<sup>4</sup>, eine bedeutende energiepolitische Novelle, die die Ausbauziele für das Jahr 2030 und darüber hinaus deutlich erhöhte, um Deutschland bis 2045 klimaneutral zu machen. Das "Osterpaket" wurde von weitreichenden Änderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, Stand bei Studienerstellung: EEG23), im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), im Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) sowie in anderen energierelevanten Gesetzen und Verordnungen begleitet. Die politischen Ausbauziele werden im Netzentwicklungsplan (Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Blick auf 2045, Version 2023, zweiter Entwurf, kurz NEP23) von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern in Szenarien festgelegt und von der Bundesnetzagentur genehmigt.

Dieser gibt für das Stützjahr 2037 und das Zieljahr 2045 in verschiedenen Elektrifizierungs- und Effizienz-Szenarien die installierte Leistung und Energiemengen aller relevanten Energieerzeugungsanlagen sowie Verbraucher an. Die bundespolitischen Ausbauziele werden innerhalb des NEPs für das gesamte Land wie auch alle Bundesländer ausgewiesen. Aus den Vorgaben ergibt sich eine Vervielfachung der heute installierten Leistung. Die folgenden Abbildungen stellen dies für Deutschland, exemplarisch für Photovoltaikanlagen (Abbildung 1) und Elektrofahrzeuge (Abbildung 2) dar.

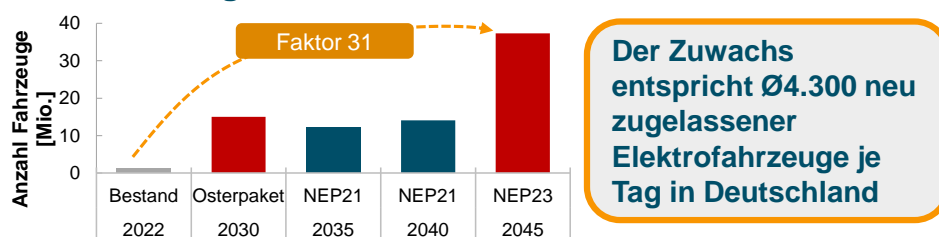
### Photovoltaik in Deutschland



**Abbildung 1:** Vergleich der Zubauleistung zum Bestand - Photovoltaik

<sup>4</sup>[https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406\\_ueberblickspapier\\_osterpaket.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=12](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12)

## Elektrofahrzeuge in Deutschland



**Abbildung 2:** Vergleich der Zubauleistung zum Bestand – Elektrofahrzeuge

Aus dem Zubau an EE-Anlagen und neuen Lasten, wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, resultiert eine Mehrbelastung des Verteil- und Übertragungsnetzes. Daraus entsteht ein notwendiger Netzausbaubedarf zur Ermöglichung des Fortbestandes des sicheren Netzbetriebs.

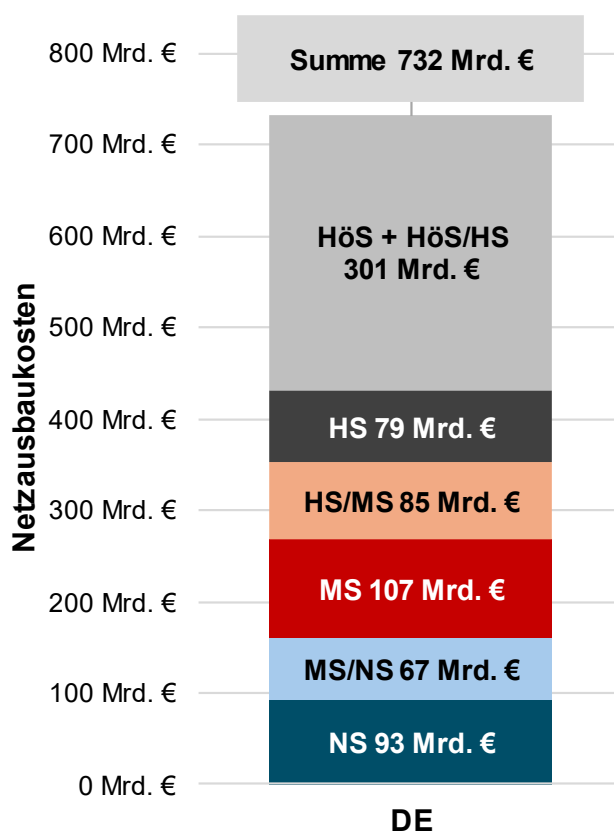
Die Kosten für den **Netzausbaubedarf** werden gemäß der heutigen Regulierungsvorgaben über die Jahre **auf die Netznutzer verteilt**. Diese werden in einem vereinfachten Modell in den Verbrauchsgruppen Haushalte, Gewerbe und Industrie betrachtet. Innerhalb der Studie wird ermittelt, wie sich **die Netzentgelte für die Verbrauchsgruppen, ausgehend vom Jahr 2024, bis zum Zieljahr 2045 über verschiedene Szenarien hinweg entwickeln können**.

## 3 Ergebnisse der Studie

Das Ziel der Studie ist es, die neue energiepolitische Welt im EEG23 sowie dem Netzentwicklungsplan NEP23 in eine Versorgungsaufgabe der Verteil- und Übertragungsnetze zu übersetzen. Betrachtet werden hierbei alle Netzebenen, von der Nieder- bis zur Höchstspannung (Netzebene 7 – Netzebene 1). Die Ergebnisse werden genutzt, um hieraus die Steigerung der Netzentgelte für Haushaltskunden, Gewerbekunden sowie die Industrie in Baden-Württemberg sowie gesamt Deutschland abzuleiten. Hierbei handelt es sich um eine erste, indikative Abschätzung, welche der Methodik entsprechend über umfangreiche Freiheitsgrade verfügt.

### 3.1 Netzausbaubedarf für Deutschland und Baden-Württemberg

Über die Methodik des „bilanziellen Ansatzes“ (Vgl. Kapitel 0) zur Abschätzung des Netzausbaubedarfs sowie den Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber resultieren **Netzausbaukosten von 732 Mrd.€** für Deutschland bis zum Jahr 2045. Die Kostenbasis entspricht dem Jahr 2024. Es werden keine Kostensteigerungen und keine Inflation berücksichtigt, die ausgewiesenen Kosten entsprechen dem Wert im Jahr 2024.



**Abbildung 3:** Netzausbaubedarf im Verteil- und Übertragungsnetz in Deutschland zum Zieljahr 2045 (NEP23 Szenario 45B<sup>5</sup>)

<sup>5</sup>[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-12/NEP%20kompakt\\_2037\\_2045\\_V2023\\_2E\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-12/NEP%20kompakt_2037_2045_V2023_2E_1.pdf)

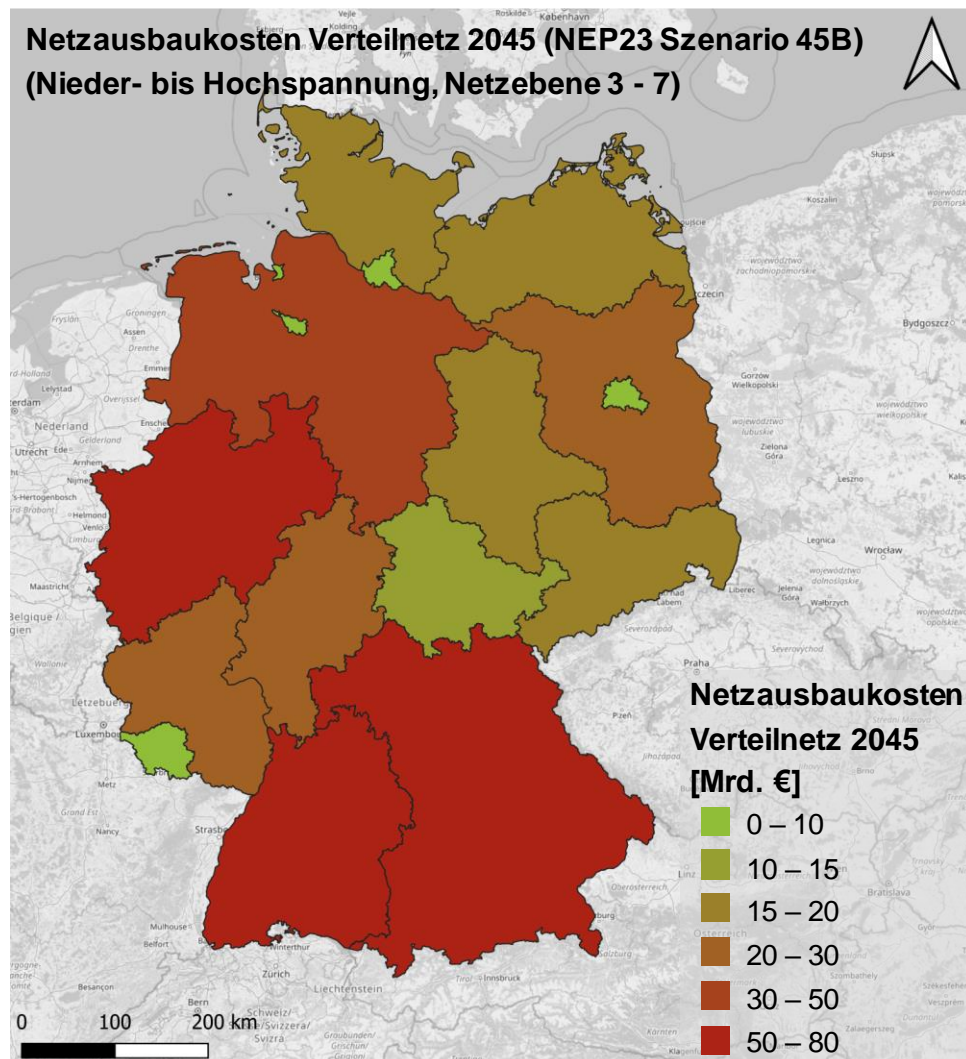
Hierbei betragen die Kosten für das Verteilnetz rund 431 Mrd.€ und für das Übertragungsnetz 301 Mrd.€. Innerhalb des Übertragungsnetzes wird noch zwischen den Netzebenen HöS & HöS/HS (145 Mrd.€) und den Offshore-Maßnahmen (155 Mrd.€) unterschieden. Der Netzausbaubedarf im Verteilnetz entspricht bei gleichbleibender Verteilung über die Jahre einem jährlichen Investitionsbedarf von ~20 Mrd.€/Jahr. Das ist nahezu eine Vervierfachung der Investitionen in das Verteilnetz im Jahr 2022<sup>6</sup>.

Die den Netzausbau treibenden Technologien wie EE-Anlagen und Elektrofahrzeuge sind ungleichmäßig über das Bundesgebiet verteilt. Entsprechend der Einwohnerdichte sowie den Freiflächenpotenzialen sind im Norden und Nord-Osten große EE-Anlagen wie Freiflächen- und Windenergieanlagen verortet, während im Westen und Süden mehr Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und kleine PV-Aufdach-Anlagen zu finden sind. Dies sorgt für eine ungleiche Verteilung des Netzausbaubedarfs über die Bundesländer Deutschlands. Nachfolgende Abbildung zeigt den Netzausbaubedarf im Verteilnetz der deutschen Bundesländer bis zum Jahr 2045.

---

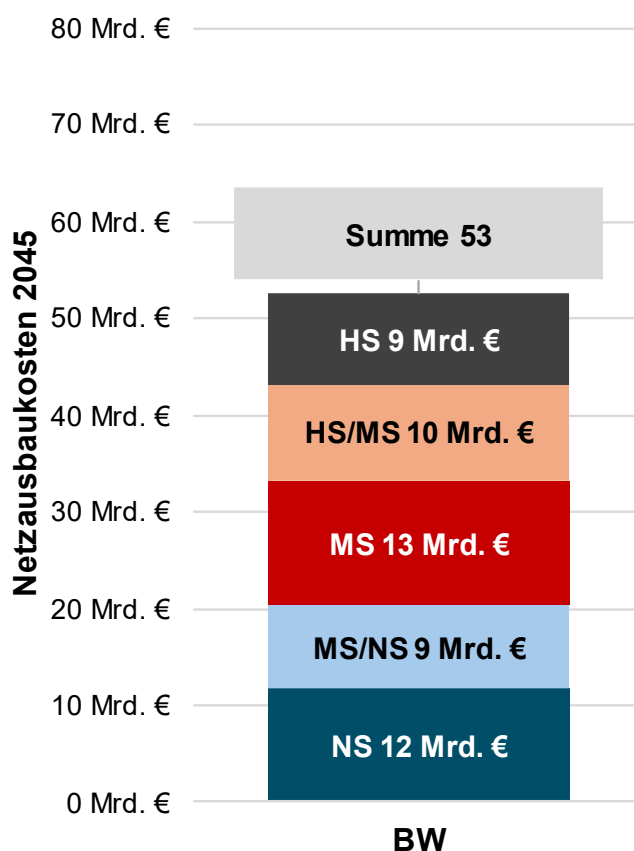
<sup>6</sup><https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf>





**Abbildung 4:** Verteilung des Netzausbaubedarf bis zum Jahr 2045 (NEP23 Szenario 45B) im Verteilnetz über die Bundesländer in Deutschland

Deutlich zu erkennen ist, dass Baden-Württemberg eines der Bundesländer ist, welches im Vergleich über höhere Netzausbaukosten verfügt. Hier kommen hohe Leistungspotenziale für Freiflächen-PV-Anlagen mit einer hohen Einwohnerdichte zusammen. Wichtig zu beachten ist, dass es sich hierbei um die Kosten für den Netzausbau handelt, welcher nicht gleichzustellen ist mit den zu bezahlenden Netzentgelten. Dargestellt sind hierbei lediglich die Kosten für das Verteilnetz, welche in nachfolgender Abbildung noch auf die Netzebenen getrennt werden.



**Abbildung 5:** Netzausbaubedarf im Verteilnetz für das Bundesland Baden-Württemberg zum Zieljahr 2045 (NEP23 Szenario 45B)

Wie auch in der Auswertung für gesamt Deutschland, ist der höchste Anteil an Investitionen mit 13 Mrd.€ in der Mittelspannung. Dies ist zurückzuführen auf die unterliegenden Letztverbraucher der Niederspannung, wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und PV-Aufdachanlagen sowie den in der Mittelspannung in hoher Anzahl angeschlossenen PV-Freiflächen- und Windenergieanlagen. Gerade in ländlichen Regionen dominiert durch die hohe Anzahl an EE-Anlagen der Rückspeisefall (Info hierzu in Abbildung 8) in der Netzauslegung.

### Einordnung der Ergebnisse

Der bilanzielle Ansatz verteilt die Versorgungsaufgabe aus dem Netzentwicklungsplan auf das Verteilnetz von Deutschland. Hierbei wird davon ausgegangen, dass die Netznutzer dahin verteilt werden, wo es für das Netz ideal ist. Zusätzlich können durch die bilanzielle Verteilung auf das gesamte

Land auch nicht ganzzahlige Betriebsmittel verteilt werden. Außerdem sind folgende Unterschiede zusätzlich zu beachten, welche für eine Abweichung zu einer Detailnetz-Studie führen.

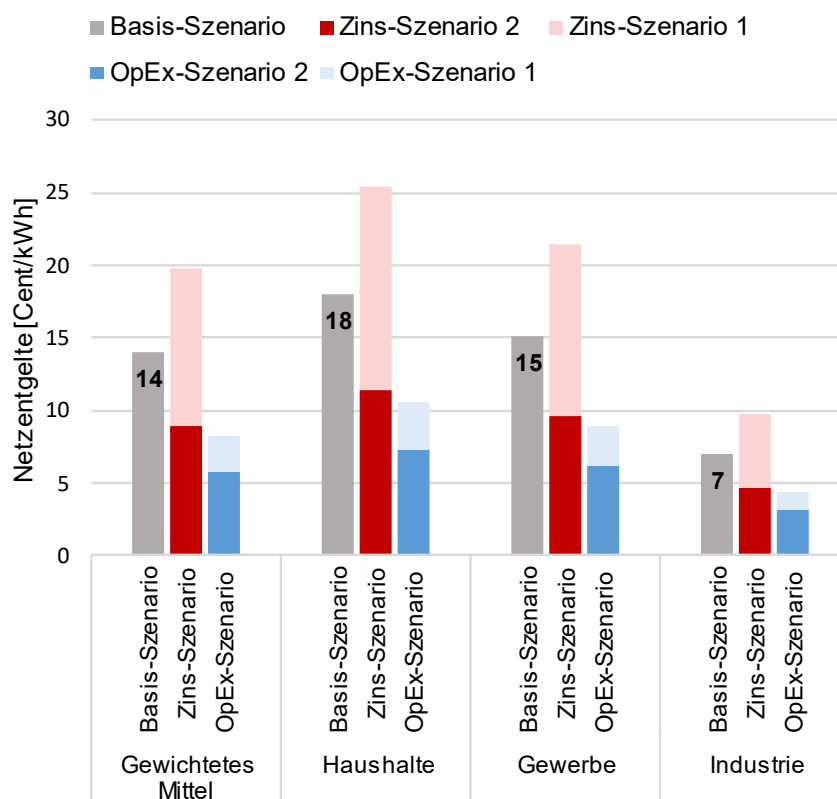
- **Kein Aufbau von Redundanzen.** Im realen Netzausbau wird eine Leitung bei der Überschreitung des individuellen Grenzwertes vollständig oder teilweise verstärkt, bzw. parallel eine weitere Leitung gelegt. Hierdurch sind insgesamt alle Leitungsteile geringer ausgelastet und eine zukünftige Mehrbelastung technisch umsetzbar. So wird bereits eine Redundanz für den erwarteten folgenden Netzausbau aufgebaut. In der bilanziellen Methode werden für das Zielsystem 2045 ausschließlich die notwendigen Betriebsmittel zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe ausgebaut (auch nicht ganzzahlig). Dabei werden bspw. lokale, geografische Einschränkungen vernachlässigt. Die n-1-Sicherheit wird vereinfacht über reduzierte Stromtragfähigkeiten abgebildet.
- **Kein Aufbau einer Netzreserve.** Die vorhandene Netzreserve im Betrachtungsgebiet bleibt bestehen, es wird allerdings keine weitere Netzreserve aufgebaut. Von Netzreserve wird gesprochen, wenn ein Teil der Betriebsmittel bewusst nicht ausgelastet wird, sondern diese Kapazität für eine kurzfristige Reserve im Netz genutzt werden kann. So werden beispielsweise Leitungen bereits bei einer Auslastung von 50-60% ausgebaut und nicht erst bei 100%. Notwendig ist eine solche Netzreserve zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit, also der Versorgungssicherheit im gestörten Netzbetrieb.
- **Anwendung eines Ausbaufaktors.** In der Ausbaulogik wird davon ausgegangen, dass die Netznutzer nicht ausschließlich am Ende des jeweiligen Strangs angeschlossen sondern über diesen verteilt sind. Ist eine Leitung überlastet wird demnach nur ein individuell bestimmter Anteil der Leitung verstärkt. Dieser Anteil liegt abhängig von der Netzebene bei 50%-60%.

So entsteht eine Differenz zwischen dem errechneten Netzausbaubedarf und dem technisch erwartbaren Netzausbau. Durch die Kenntnisse aus einer Vielzahl von Detailanalysen und Zielnetzstudien verfügt die ef.Ruhr über die notwendige Erfahrung zur Bewertung des Faktors der Unterschätzung. Dieser kann in der vorliegenden Studie mit ~2 angenommen werden. Dieser ist in den gezeigten Ergebnissen bereits berücksichtigt.

Die Ergebnisse können durch den Blick auf das gesamte Land insbesondere lokal sehr deutlich abweichen.

### 3.2 Netzentgelte für Deutschland und Baden-Württemberg

Basierend auf den abgeschätzten Netzausbaukosten sowie Annahmen hinsichtlich der Entwicklung von Betriebskosten und Kapitalmarktparametern wird nachfolgend die Entwicklung der Netzentgelte abgeleitet. Dabei wird ein zu heute analoger Wälzungsmechanismus angenommen. Über die Methode des vom EWI entwickelten Modells werden die Vollkosten, also Kapital- und Betriebskosten, des Netzbetriebs in Deutschland, abhängig von Verbrauchsprofil und Netzanschlussebene, auf den Endverbrauch gewälzt. In Anlehnung an diese Bestimmung der Netzentgelte wurde in dieser Analyse mittels eines vereinfachten Modells des EWI auf Basis der von der ef.Ruhr berechneten Netzausbaukosten die mögliche Steigerung der Netzentgelte bis zum Jahr 2045 indikativ berechnet. Aufgrund der zahlreichen Unsicherheiten in der Entwicklung von Kostenkomponenten der Netzbewirtschaftung wurden entlang der Dimensionen Kapital- und Betriebskosten Sensitivitäten untersucht. In **Abbildung 6** wird die Spanne der Ergebnisse über verschiedene Szenarien hinweg gezeigt.

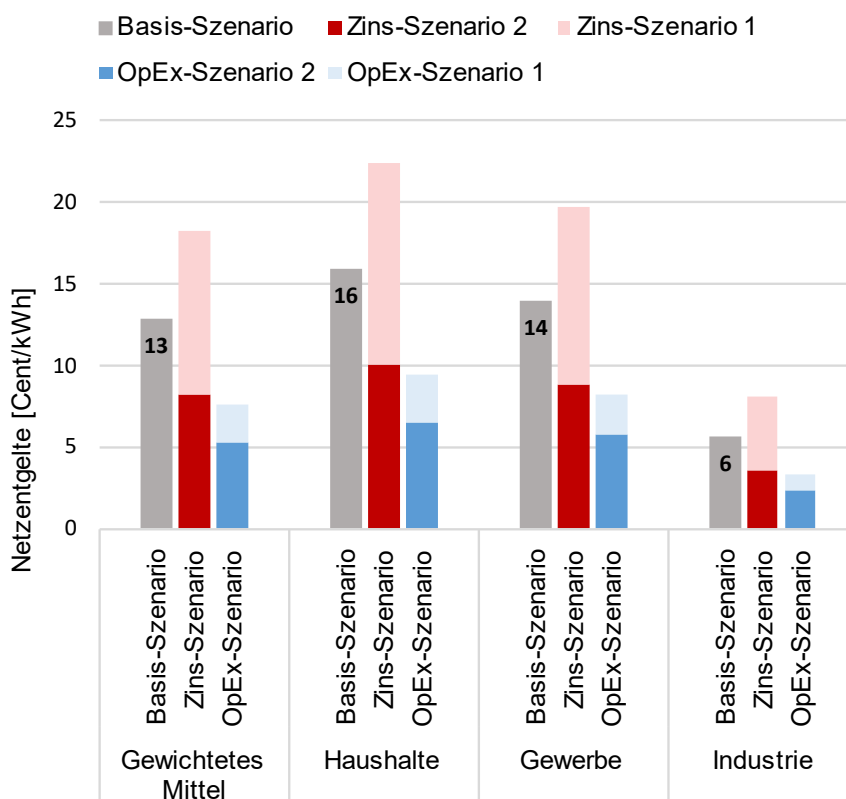


**Abbildung 6:** Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte in Deutschland im Jahr 2045 gegenüber 2023 über verschiedene Szenarien

Ausgehend von der heute angelegten Kapitalverzinsung wurden eine Niedrig- und eine Hochzinssensitivität untersucht. Darüber hinaus gehen die OpEx-Szenarien von sinkenden relativen Betriebskosten (gegenüber dem Kapitalstock) im Vergleich zu heute aus. Die getroffenen Annahmen in den verschiedenen Szenarien sind in Kapitel 4.3. detailliert erläutert. Die projizierten Netzausbaukosten in Deutschland zum Jahr 2045 würden im Basis-Szenario eine Steigerung der Netzentgelte von 14,0 Cent/kWh im gewichteten Mittel<sup>7</sup>, 18,0 Cent/kWh für Haushaltskunden, 15,2 Cent/kWh für Gewerbekunden und 7,0 Cent/kWh für Industriekunden implizieren.

<sup>7</sup> Das gewichtete Mittel der Netzentgeltsteigerung wurde auf Grundlage des relativen Anteils der Netzkosten nach Verbrauchsgruppen berechnet.

In Baden-Württemberg fiel die Steigerung der Netzentgelte in diesem Szenario auf 12,9 Cent/kWh im gewichteten Mittel, 15,9 Cent/kWh für Haushaltskunden, 14,0 Cent/kWh für Gewerbekunden und 5,7 Cent/kWh für Industriekunden etwas geringer aus (siehe Abbildung 7).



**Abbildung 7:** Möglicher Anstieg der Netznutzungsentgelte in Baden-Württemberg im Jahr 2045 gegenüber 2023 über verschiedene Szenarien

### Einordnung der Ergebnisse

Die Ermittlung der Vollkosten auf Basis der Investitionsvolumina ist deutlich getrieben von den Annahmen hinsichtlich der Betriebskosten- und Zinsentwicklung. Insbesondere die Entwicklung der Betriebskosten ist dabei in hohem Maße ungewiss. Im Basis-Szenario wird von einem im Vergleich zu heute gleichbleibenden Verhältnis von Kapital und Betriebskosten ausgegangen. Es ist jedoch denkbar und durch den regulatorischen Rahmen vorgesehen, dass die zukünftigen Betriebskosten einen im Vergleich zu heute geringeren Anteil an den Kapitalkosten der zukünftigen Netzbewirtschaftung ausmachen werden, z.B. aufgrund der hohen Investitionen und der damit einhergehend sinkenden Overheadkosten

und Skaleneffekte. Dies ist in den OpEx-Szenarien durch sinkende Betriebskosten abgebildet.

Ein wichtiger Treiber der Betriebskosten sind die Kosten des Engpassmanagements (EPM), also die des Redispatches, die derzeit einen großen Teil der Betriebskosten der Netzbetreiber ausmachen. Zuletzt sind diese Kosten, auch aufgrund der letztjährigen Energiekrisen, deutlich angestiegen. Es ist ein langfristiger Trend zu erhöhtem Bedarf an Engpassmanagement vorhanden.

Der Netzentwicklungsplan antizipiert im Vergleich wieder deutlich rückgängige Bedarfe für das EPM. Dies geht insbesondere auf den Netzausbau zurück, der eine bessere Integration von Energieerzeugungsanlagen ermöglichen soll. Sollte sich der Netzausbau demnach im Umfang wie im Netzentwicklungsplan und in dieser Analyse antizipiert realisieren, ist ein relativer Rückgang der Netzbetriebskosten im Vergleich zu heute denkbar. Dies ist durch zwei Sensitivitäten berücksichtigt, die beide gegenüber dem Basisszenario einen Betriebskostenrückgang untersuchen. In diesen Szenarien könnte sich die Entwicklung der Netzentgelte am unteren Ende der angegebenen Spanne befinden.

Die Auswirkungen weiterer Elemente der Betriebskosten von Netzbetreibern, beispielsweise durch die Digitalisierung des Netzbetriebs, sind in ihrer Wirkung ungewiss. Einerseits sind Effizienzsteigerungen in Prozessen denkbar, die auch durch die Anreizregulierung induziert werden sollen. Andererseits können diese Prozessumstellungen zumindest zunächst mit Mehrkosten für Netzbetreiber einhergehen.

Auch die Kapitalkosten des zukünftigen Netzbetriebs sind unsicher, daher wurden in dieser Analyse unterschiedliche gewichtete Kapitalkosten betrachtet. Die Hochzinssensitivität resultiert dabei in den höchsten Vollkosten und Steigerungen der Netzentgelte. Innerhalb der untersuchten Szenarien ist dabei anzumerken, dass die Auswirkung der Betriebskostensensitivität ausgeprägter als die der Kapitalkostensensitivität ist. Sollte also der Anstieg der Netzbetriebskosten gemessen am erhöhten Netzausbaubedarf reduziert werden können, könnte dies spürbar zur Begrenzung des Anstiegs der Netznutzungsentgelte beitragen.

Die Netznutzungsentgelte sind nur ein Teil des Endkundenstrompreises, der sich über diese hinausgehend auch durch Beschaffungs- und Vertriebskosten und staatlich induzierte Abgaben bzw. Umlagen zusammensetzt. Zuletzt

entsprechen die Netznutzungsentgelte für Haushaltskunden etwa einem Drittel des Endkundenpreises. Insbesondere die zukünftigen Strombeschaffungskosten unterliegen einer großen Unsicherheit. Die in dieser Studie berechnete mögliche Steigerung der Netznutzungsentgelte kann demnach nicht unmittelbar als Steigerung des Endkundenpreises interpretiert werden.

## 4 Methodik

Im nachfolgenden Kapitel werden die unterschiedlichen Methoden zur Berechnung des Netzausbaubedarfs im Verteilnetz erläutert und verglichen und die für die Berechnung ausgewählte bilanzielle Methode bzw. die Managementabschätzung im Detail erklärt. Ebenfalls wird die Methode der Ableitung der Netzentgelte, ausgehend vom Netzausbaubedarf, erläutert.

### 4.1 Möglichkeiten zur Netzausbauberechnung

Ist eine Einschätzung des Netzausbaubedarfs für eine zukünftige Versorgungsaufgabe notwendig, so sind unterschiedliche Ebenen und Methoden denkbar. Die Wahl der „richtigen“ Methode ist davon abhängig, wofür das Ergebnis genutzt werden soll, d. h. welcher Detailgrad erforderlich ist, sowie der Verfügbarkeit von Daten, Ressourcen und Zeit. Für die Auswertung des Netzausbaubedarfs für das Land Baden-Württemberg sind unter anderem folgende Ansätze möglich.

Eine **Detailanalyse** untersucht die konkreten lokalen Einflüsse bis auf Hausanschluss-Ebene. Die Bewertung ermöglicht einen Maßnahmenplan mit intelligenten Planungsoptionen, Regelungskonzepten und Flexibilitätsoptionen, basierend auf einer Zeitreihenanalyse. Geeignet ist diese Methode, wenn Detailfragen für einzelne, lokal beschränkte Netze beantwortet werden müssen und relevante Netzdaten in einem übergabefähigen Format bereitgestellt werden.

Eine **Zielnetzstudie** ist für ein größeres Betrachtungsgebiet geeignet, da hier Aussagen über den Netzausbaubedarf eines gesamten Netzgebiets oder gar eines Bundeslandes getätigt werden. Grundlage hierfür ist die Übertragung einer Versorgungsaufgabe auf Detailnetze, gefolgt von Lastflussberechnungen. Mithilfe der Methode kann eine Großzahl von Netzen, Szenarien und Varianten berechnet werden.



Die Bereitstellung von rechenfähigen Netzmodellen ist hierfür unbedingt notwendig. Dieser Ansatz wurde von der ef.Ruhr bspw. in der Verteilnetzstudie für das Bundesland Baden-Württemberg im Jahr 2017 verfolgt.

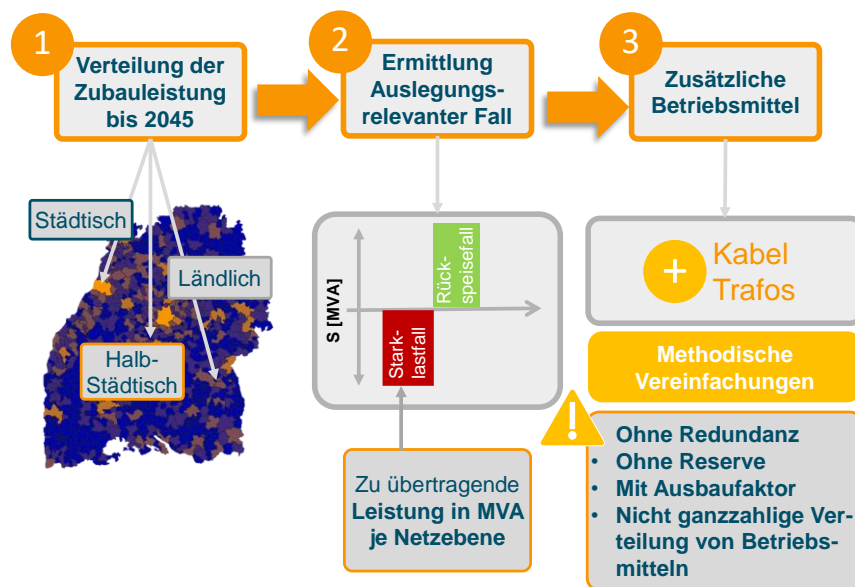
Die kurzfristige Abschätzung des Netzausbaubedarfs erfolgt mithilfe der **Managementabschätzung (oder „bilanzieller Ansatz“)**. Dieser Ansatz ermöglicht eine Ableitung der Größenordnung des Netzausbaubedarfs, für eine beliebig große Region. Hierbei können schnell Aussagen über Wirkzusammenhänge sowie Planungsoptionen und Flexibilität getätigt werden. Im Unterschied zu den vorherigen Methoden ist hierfür **keine Übergabe von Netzdaten erforderlich**, es genügt der heutige Bestand an Betriebsmitteln. Entsprechend sind in kurzer Bearbeitungszeit Aussagen möglich.

Aufbauend kann der Netzausbau, der tatsächlich zu bewältigen ist, bestimmt werden. Restriktionen wie Kapitalbeschaffung, gleichzeitig laufende Baustellen und Personal wirken sich mindernd auf den umsetzbaren Netzausbau aus und werden mit dem treiberorientierten Ausbau verglichen. Anhand der Ergebnisse kann bewertet werden, welche Stellschrauben zu verändern sind, um möglichst ressourcen- und kosteneffizient auszubauen.

Im vorliegenden Vorhaben wurde von der Übergabe der sehr umfangreichen Netzdaten verschiedenster Akteure abgesehen und auf Grund des begrenzten Bearbeitungszeitraums von der ef.Ruhr die Entscheidung getroffen den **Netzausbaubedarf über die Managementabschätzung**, also einen bilanziellen Ansatz zu ermitteln. Der bilanzielle Ansatz liefert dabei Ergebnisse in der Güte, die für eine solche Abschätzung notwendig sind.

## 4.2 Prozess der Netzausbauberechnung über den bilanziellen Ansatz

Die nachfolgende Abbildung 8 erläutert den Prozess zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs über die bilanzielle Methode.



**Abbildung 8:** Prozess des bilanziellen Ansatzes

Um den Netzausbaubedarf abzuleiten, erfolgt als erster Schritt die Regionalisierung der Versorgungsaufgabe. Hierfür wird ein Szenariorahmen zugrunde gelegt, welcher zunächst auf das Bundesland und anschließend auf die Gemeinden heruntergebrochen wird. Ausgewählt wurde hierfür das Szenario 2045B aus dem zweiten Entwurf des NEP23<sup>8</sup>. Dieses Szenario impliziert die Klimaneutralität in Deutschland und berücksichtigt die hierfür notwendige installierte Leistung von EE-Anlagen sowie die Anzahl von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. Ein Teil der relevanten Technologien wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen sind bereits innerhalb des NEP23 auf die Ebene der Bundesländer regionalisiert worden. Für weitere Technologien wie beispielsweise Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen hat ef.Ruhr individuelle Methodiken zur Regionalisierung entwickelt. So sind Elektrofahrzeuge über den heutigen PKW-Bestand und Wärmepumpen über die Anzahl von

<sup>8</sup>[https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/NEP%20kompakt\\_2037\\_2045\\_V2023\\_2E\\_1.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-06/NEP%20kompakt_2037_2045_V2023_2E_1.pdf) – Seite 11

Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern von der Mantelzahl für Deutschland auf alle Bundesländer verteilt.

Ausgehend vom Szenariorahmen wird die Bestandsleistung und das Ausbauziel auf die Siedlungsstrukturen *städtisch*, *halbstädtisch* und *ländlich* sowie auf alle Netzebenen des Verteilnetzes verteilt. Genutzt werden hierfür Verteilungsfaktoren, welche auf Durchschnittswerten für das deutsche Verteilnetz basieren. Basierend darauf kann für jede Netzebene die Zubauleistung bestimmt werden. Zur Ermittlung der zusätzlichen Netzbelastung werden sogenannte auslegungsrelevante Fälle genutzt, die in der Netzplanung Anwendung finden. Hierbei handelt es sich um zwei Worst-Case-Szenarien, die für das Verteilnetz nachstehendes implizieren:

- **Starklast- (SL)** oder auch Hochlastfall: Alle Verbraucher beziehen hohe Leistung, während die EE-Anlagen keinen Ertrag erbringen. (Bsp. Kalte Dunkelflaute)
- **Rückspeise- (RS)** oder auch Einspeisefall: Alle Erzeuger insb. EE-Anlagen speisen mit hoher Leistung ein, während nur ein geringer Leistungsbezug vorliegt. (Bsp. sonniger und windiger Sonntag/Pfingstmontag)

Zu Ermittlung dieser Fälle wird die Erzeugungs- und Bezugsleistung in beiden Fällen mit einer technologiespezifischen Gleichzeitigkeit versehen. Eine Gleichzeitigkeit gibt an, wie viele der Netznutzer maximal gleichzeitig ihre Spitzenlast beziehen können. So liegt beispielsweise die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen in der Niederspannung noch bei ca. 40% und in der Umspannebene von der Hoch- auf die Mittelspannung nur noch bei ca. 20%, da die Gleichzeitigkeit mit der Anzahl der angeschlossenen Elektrofahrzeuge sinkt. Auf der Erzeugungsseite gibt es auch entsprechende Gleichzeitigkeiten. So kann beobachtet werden, dass im Rückspeisefall lediglich 75% der installierten Photovoltaikleistung gleichzeitig erbracht wird.

Aus der Zuordnung der Zubauleistung auf Strukturklassen und Netzebenen sowie dem nachfolgenden Bezug auf die Faktoren der netzauslegungsrelevanten Fälle, resultiert die zusätzliche Netzbelastung (in kVA) für das Betrachtungsgebiet. Ausgehend von dieser Mehrbelastung wird die Anzahl der individuellen Betriebsmittel bestimmt, welche zur Übertragung der zusätzlichen Leistung notwendig sind. Dies geschieht bilanziell für das gesamte Netzgebiet, bzw. Land.

In einem letzten Schritt werden die zusätzlich notwendigen Betriebsmittel mit spezifischen Kosten versehen. Grundlage hierfür sind die marktüblichen Preise für die ausgewählten Betriebsmittel der verschiedenen Netzebenen<sup>9</sup>.

### 4.3 Methode zur Bestimmung der Netzentgelte

Bei der Methode zur Bestimmung der Netzentgelte handelt es sich um eine Wälzung der gesamten Netzkosten auf die jeweiligen Verbrauchsgruppen, die auf Basis der Vollkosten erfolgt. Dazu müssen in einem ersten Schritt die zukünftigen Vollkosten bestimmt werden, die sich aus den jährlichen Kapital- und Betriebskosten zusammensetzen. Die Berechnung der Kapitalkosten basiert auf einer vereinfachten Annualisierungsmethode, die von der jährlichen Entwicklung des Kapitalstocks abstrahiert. Dabei wird eine Abschreibungsdauer von 40 Jahren, eine zu 40 % auf Eigenkapital und zu 60 % auf Fremdkapital verteilte Kapitalstruktur und eine Verzinsungsrate von 5,5 % (WACC) der jährlichen Kapitalkosten angenommen. Zur Bestimmung der Vollkosten werden die Betriebskosten auf die Kapitalkosten aufgeschlagen. Betriebskosten setzen sich unter anderem aus Kosten für Wartung und Instandhaltung und Kosten für Systemdienstleistungen (insb. Kosten für Engpassmanagement) zusammen. Zur Kalibrierung des Basis-Szenarios wird ein Verhältnis zwischen Betriebs- und Kapitalkosten von etwa 2:1 angenommen. Das Verhältnis ist konsistent mit der Annahme über die Kostenstruktur der Verteilnetzbetreiber aus der dena-Leitstudie und stimmt in etwa mit historischen Werten überein.

In einem zweiten Schritt werden die gesamten Kosten der Netzbewirtschaftung auf die Stromnachfrage der Verbrauchsgruppen gewälzt. Um die Netznutzungsentgelte zu berechnen, werden Annahmen über den zukünftigen Stromverbrauch sowie über die Verteilung der Netzkosten nach den drei Verbrauchsgruppen Haushalte, Gewerbe und Industrie getroffen. Zur Wälzung der Netzbewirtschaftungskosten auf die Verbrauchsgruppen wird von einer hypothetischen Aufteilung der Netzkosten für das Jahr 2045 ausgegangen.

---

<sup>9</sup> Die Kosten einzelner Netzbetreiber können stark variieren. Zudem wurden ausschließlich Kosten für Primärtechnik, nicht für Sekundärtechnik angesetzt. Auch wurden potenzielle Kosten von ggf. noch zu beschaffenden Grundstücken für zusätzliche Ortsnetzstationen oder Umspannwerke nicht berücksichtigt.

Der Grund dafür ist, dass sich der zukünftige Stromverbrauch bis 2045 je nach Verbrauchsgruppen stark verändern kann.

Da Unsicherheiten über die zukünftige Entwicklung der Verzinsungsraten und der Kostenstruktur bestehen, werden entsprechende Sensitivitäten berücksichtigt. Bezüglich der Verzinsungsraten wird von einer Hochzins- und einer Niedrigzinssensitivität ausgegangen. Die Hochzinssensitivität berücksichtigt einen etwaigen Zinsanstieg um 2,5 Prozentpunkte, sodass sich ein WACC von 8 % ergibt (Zins-Szenario 1). Analog dazu spiegelt die Niedrigzinssensitivität einen WACC von 3 % wider (Zins-Szenario 2). In Hinblick auf die Betriebskosten erlaubt die Sensitivität eine Aufweichung des zuvor angenommenen 2:1-Verhältnisses von Betriebs- zu Kapitalkosten. Hierfür wird einerseits eine hälftige Aufteilung von Betriebs- und Kapitalkosten (Betriebskosten-Szenario 1) und andererseits eine Betrachtung mit 65 % Kapitalkosten und 35 % Betriebskosten gewählt. Mögliche Gründe für eine rückläufige Entwicklung der Betriebskosten sind Effizienzgewinne, Skaleneffekte, regulatorischer Druck in der Anreizregulierung sowie sinkende Bedarfe für Redispatch und Einspeisemanagement durch Netzausbau und Anpassungen des Marktdesigns.