



# Abstimmung des Netzausbaubedarfs für das Land Baden-Württemberg

Eine Studie der ef.Ruhr GmbH

## Autoren

Felix Probst, M. Sc.  
Dr.-Ing. Christian Wagner

## Impressum

ef.Ruhr GmbH  
Emil-Figge-Straße 76  
D-44227 Dortmund



## Ansprechpartner:

Felix Probst  
Tel.: +49 151 280 575-39  
Mail: felix.probst@efruhr.de  
Web: www.efruhr.de

# 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-Ener-gien-Anlagen (EE-Anlagen), die Elektrifizierung der Mobilitäts- und Wärme-sektoren sowie die Entwicklung von Transformationstechnologien (Wasser-stoff, Energiespeicher, etc.) notwendig. Für das Bundesland Baden-Würt-temberg hat die ef.Ruhr GmbH im Jahr 2023 eine Studie durchgeführt, um den Bedarf an Netzausbau im Verteilnetz (ohne Hochspannung) bis zum Jahr 2045 abzuschätzen. Das Unternehmen ist im Beratungssektor tätig, verfügt über eine traditionelle Nähe zur Wissenschaft und begleitete zahlrei-che Studien<sup>12</sup>, Gutachten und reale Umsetzungsprojekte bei Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern, Ministerien sowie der Industrie.

Zur Abschätzung des Netzausbaubedarfs hat die ef.Ruhr die Methode der „bilanziellen Betrachtung“ angewendet. Dabei wird die zukünftige Zubauleis-tung auf das Betrachtungsgebiet verteilt und die notwendige Netzinfrastruk-tur bestimmt. Als Ergebnis resultiert eine Anzahl an zusätzlichen Leitungski-lometern und Transformatoren, welche entsprechend bepreist eine indikative Abschätzung der Netzausbaukosten ermöglicht.

Für das Bundesland Baden-Württemberg wurde innerhalb der Studie ein **Netzausbaubedarf von ca. 50 Mrd.€** ermittelt. Dieser verteilt sich ausgehend von der Niederspannung bis zur Umspannung der Hoch- in die Mit-telspannung und betrifft damit, über ländliche Gemeinden bis hin zu Metro-polen, das gesamte Bundesland.

---

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

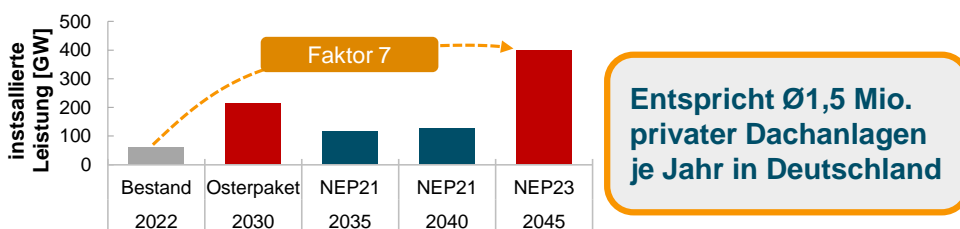
2 Verteilnetzstudie Nordrhein-Westfalen 2021  
[https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/210609\\_nrw\\_verteilnetzstudie\\_fi-nal.pdf](https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/210609_nrw_verteilnetzstudie_fi-nal.pdf)

## 2 Motivation und Hintergrund

Die Bundesregierung hat im April 2023 mit dem „Osterpaket“<sup>3</sup> eine energiepolitische Novelle veröffentlicht, welche die Ausbauziele für das Jahr 2030 und fortfolgende Zieljahre drastisch erhöht hat, um die Klimaneutralität für Deutschland bis zum Jahr erreichbar 2045 zu machen. Begleitet wurde das Osterpaket durch maßgebliche Änderungen in dem Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG, aktueller Stand bei Studiererstellung ist EEG23), dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) sowie weiteren Gesetzen und Verordnungen im Energierecht. Die politischen Ausbauziele werden innerhalb des Netzentwicklungsplans (Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023, zweiter Entwurf, kurz NEP23) von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern in einen Szenariorahmen gefasst<sup>4</sup> 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 alle Bundesländer und damit auch Baden-Württemberg abgeleitet.

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

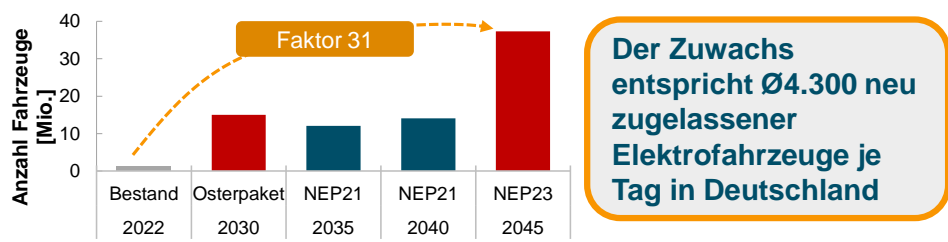


**Abbildung 1:** Vergleich der Zubauleistung zum Bestand - Photovoltaik

<sup>3</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)

<sup>4</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)

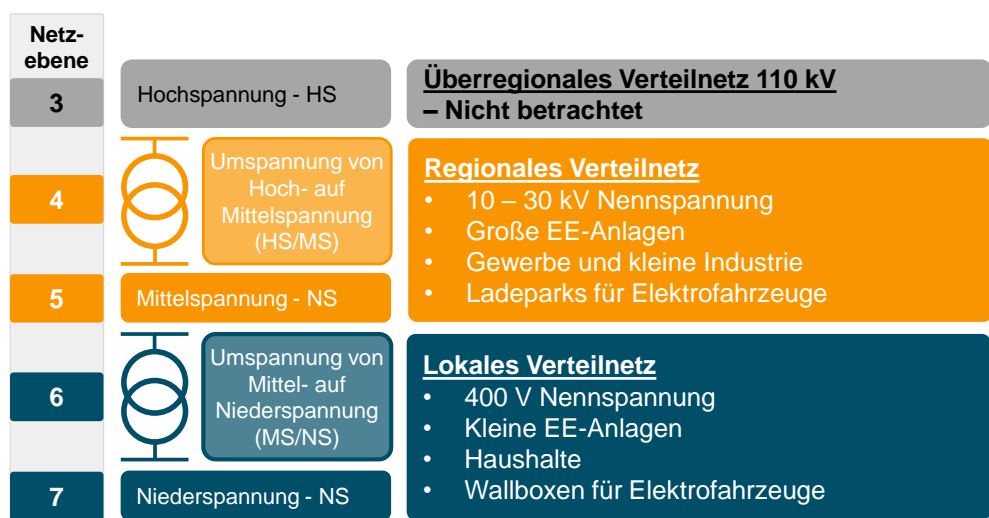
### Elektrofahrzeuge in Deutschland



**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 Verteilnetzes. Daraus entsteht ein **notwendiger Netzausbaubedarf**, da das Verteilnetz ohne weitere Verstärkung nicht dazu in der Lage ist, alle neuen Netznutzer anzuschließen.

Die Überlastungen unterschiedlichster Gebiete des Verteilnetzes sind kein explizit lokales Problem, sondern betreffen alle Strukturklassen (städtisch, halbstädtisch und ländlich) und Netzebenen. Zur Begriffserklärung sind nachfolgend die verschiedenen Netzebenen im Verteilnetz genauer erläutert.



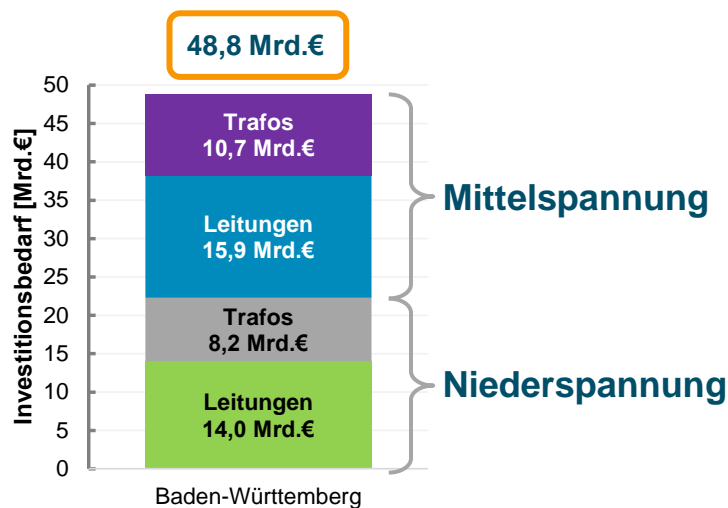
**Abbildung 3:** Netzebenen im Verteilnetz

### 3 Ergebnisse der Studie für Baden-Württemberg und auf kommunaler Ebene

Das Ziel der Studie ist es, die neue energiepolitische Welt im EEG23 sowie aus dem abgeleiteten NEP23 in einen Netzausbaubedarf für das Bundesland Baden-Württemberg und die zugehörigen Gemeinden zu übersetzen. Betrachtet werden hierbei ausschließlich die Netzebenen von der Umspannebene Hoch- in die Mittelspannung (Netzebene 4) bis zur Niederspannung (Netzebene 7). Die Ergebnisse wurden beim Netzausbaugipfel Baden-Württemberg am 15.09.2023 dem Ministerpräsidenten Kretschmann, der Ministerin für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Walker sowie weiteren Vertretern der Politik sowie den Netzbetreibern Baden-Württembergs vorgestellt und diskutiert.

#### 3.1 Netzausbaubedarf für Baden-Württemberg

Über die angewandte Methodik resultiert mit dem Szenariorahmen für das Zieljahr 2045 ein Netzausbaubedarf **von ca. 50 Mrd.€**, welcher sich wie in Abbildung 4 dargestellt auf die Netzebenen verteilt.

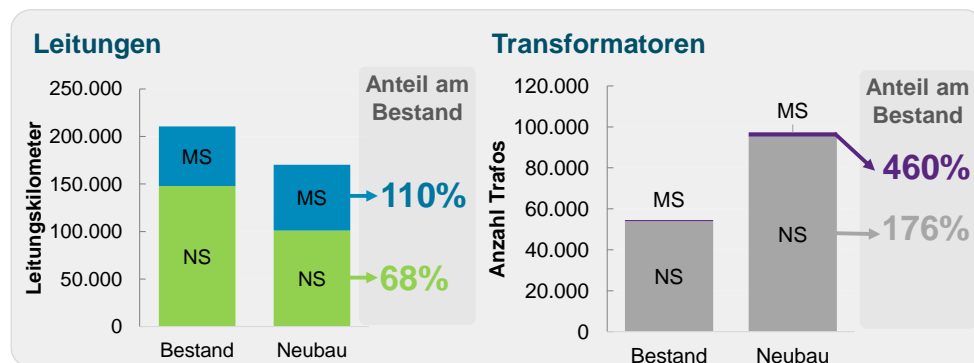


**Abbildung 4:** Netzausbaubedarf für Baden-Württemberg

Zusätzlich zum bloßen Investitionsbedarf können praktische Herausforderungen im Netzausbau wie die Beschaffung der Geldmittel, verfügbares Personal und Betriebsmittel sowie die Anzahl an maximal gleichzeitig laufenden Baustellen den Netzausbau erschweren.

Relevant für die Netzbetreiber sind neben den Gesamtkosten die **jährlich zu erwartenden Investitionsbedarfe** für die Netzertüchtigung im gesamten Bundesland. Diese belaufen sich auf ca. **2,2 Mrd. €/a** und entsprechen damit einer Steigerung von 340% im Vergleich zu den Kosten von 2021 (ca. 500 Mio. €)<sup>5</sup>. Eingeordnet auf den Tagesneuwert des Netzes, also den Kosten, für die das gesamte Verteilnetz zum heutigen Zeitpunkt neu beschafft werden müsste, bedeutet dieser Investitionsbedarf, dass jährlich 5,2% des Tagesneuwertes investiert werden müssen.

Weiterführend wird in Abbildung 5 der Ausbau an Betriebsmitteln bis zum Jahr 2045 mit dem heutigen Bestand verglichen. Bezogen auf die Leitungskilometer und Transformatoren in der Nieder- und Mittelspannung kann der Netzausbaubedarf wie folgt eingeordnet werden:



**Abbildung 5:** Einordnung des Zubaus über den Bestand an Betriebsmitteln

Im Vergleich zum Bestand müssen in der **Niederspannung 68 %** und in der **Mittelspannung 110 %** zusätzliche Leitungskilometer zugebaut werden. Das bedeutet, dass die heute installierten Kabel in der Mittelspannung noch mal zusätzlich installiert werden müssen.

Bei den Transformatoren ist in der **Umspannung von der Mittelspannung auf die Niederspannung** ein Zubau von **176 %** des Bestandes, in der **Umspannung von der Hochspannung auf die Mittelspannung sogar 460 %**

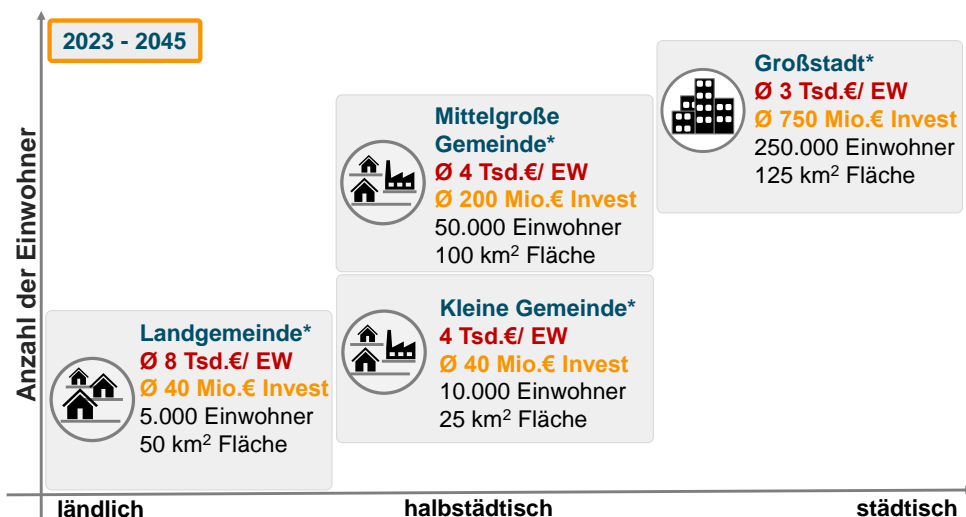
<sup>5</sup>[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=6](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2022.pdf?__blob=publicationFile&v=6) – Seite 32 – 60% der Kosten fallen auf die Netzebene 4 – 7, es bleiben also 5 Mrd. € für Deutschland. Baden-Württemberg trägt erfahrungsgemäß ca. 10% dieser Kosten, also rund 500 Mio. €

bezogen auf den Bestand (Anzahl) notwendig. Das entspricht folglich in der Mittelspannung knapp einer Verfünffachung der heute installierten Leistung. Insgesamt wird über alle Netzebenen eine Transformatorleistung installiert welche dem 17-fachen der heutigen Spitzenlast in Baden-Württemberg entspricht.

## 3.2 Einordnung der Ergebnisse auf kommunaler Ebene

Der **notwendige Netzausbaubedarf** zur Erreichung der Klimaneutralitätsziele **trifft nicht nur die Flächennetzbetreiber, sondern alle Stadtwerke, Kommunen und kleineren Netzbetreiber** in Baden-Württemberg gleichermaßen: Alle Strukturklassen, von der ländlichen Gemeinde, bis hin zur Metropole, auf allen Netzebenen.

Um den Bezug der Netzausbaukosten auf ein individuelles Versorgungsgebiet herzustellen, sind diese in Abbildung 6 als spezifische Kennzahl auf die Anzahl der Einwohner (EW) einer Gemeinde bezogen. Hierbei wurde in den Strukturklassen *städtisch*, *halbstädtisch* und *ländlich* unterschieden. Die dargestellten Gemeinden sind exemplarische Typgemeinden.



**Abbildung 6:** Spezifische Netzausbaukosten bezogen auf die Einwohner

In ländlichen Gemeinden mit einer geringen Einwohnerdichte aber einer hohen Anzahl an großen Erneuerbaren-Energien-Anlagen, sind die spezifi-



schen Netzausbaukosten je Einwohner am höchsten. So sind für eine beispielhafte Gemeinde bis zum Jahr 2045 etwa 8.000 € je Einwohner also insgesamt 40 Mio. € zu investieren, um die Versorgungsaufgabe zu erfüllen. In halbstädtischen Gemeinden (kleine bis mittelgroße Gemeinden), liegen die spezifischen Netzausbaukosten bei 4.000 € je Einwohner, da hier eine höhere Einwohnerdichte vorliegt. Hier werden sowohl große Erneuerbare-Energie-Anlagen ausgebaut als auch eine Vielzahl an Wärmepumpen sowie Elektrofahrzeuge im Zielnetz erwartet. In städtischen Gebieten (>250.000 EW) liegen die spezifischen Netzausbaukosten bei 3.000 € je Einwohner. Der absolute Ausbau für die beispielhafte Gemeinde mit 250.000 Einwohner liegt bei 750 Mio. €. Hier wird der Netzausbau durch die hohe Einwohnerdichte vor allem durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen bestimmt.

Zur Ermöglichung der Klimaneutralität der Bundesrepublik Deutschland, ist der abgeschätzte Netzausbau unumgänglich. **Die Frage ist nicht, ob dieser Netzausbau notwendig ist, sondern wie dieser umgesetzt werden kann.**

Jeder Netzbetreiber, unabhängig von der Größe und Netzstruktur, steht angesichts des Netzausbaubedarfs vor einer immensen Aufgabe. Zur Bewältigung dieser Aufgabe sind rechtzeitig:

- die **finanziellen Mittel** zur Beschaffung der Betriebsmittel bereitzustellen,
- **ausreichend Personal** auf Planungs- und Durchführungsseite zu beschaffen,
- zu ermitteln und optimieren, in **welcher Anzahl gleichzeitig Baumaßnahmen im Netz** durchgeführt werden können,
- **Planungs- sowie Genehmigungszeiträume** als Hemmnis in die Betrachtung zu integrieren und
- **ergänzende und intelligente Planungsoptionen** zu berücksichtigen.

In Zusammenarbeit mit Experten kann der Netzausbaubedarf gemindert oder zeitlich entzerrt werden. Hierfür stellen Beratungsunternehmen wie die ef.Ruhr aber auch große Flächennetzbetreiber eine Reihe von Werkzeugen zur Verfügung. Möglichkeiten sind der Einsatz von Flexibilitäten in der Niederspannung, geregelt über den §14a des Energiewirtschaftsgesetzes, ebenso wie der Einsatz von regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT) zur automatisierten Transformator-Stufung. Diese sind frühzeitig zu initiieren, damit die Wirksamkeit rechtzeitig erreicht und der Netzausbaubedarf entsprechend gemindert, bzw. zeitlich verschoben werden kann.

## 4 Methodik

Im nachfolgenden Kapitel werden die unterschiedlichen Methoden zur Berechnung eines Netzausbaubedarfs erläutert und verglichen und die für die Berechnung ausgewählte bilanzielle Methode bzw. die Managementabschätzung im Detail erklärt.

### 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**. Dieser Ansatz ermöglicht eine Ableitung der Größenordnung des Netzausbaubedarfs, für eine beliebig große Region. Hierbei können schnell Aussagen über Wirkzusammenhänge sowie Planungsoptio-

nen 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.

Aufbauen 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 die Managementabschätzung

Die nachfolgende Abbildung 7 erläutert den Prozess zur Bestimmung des Netzausbaubedarfs über die bilanzielle Methode.

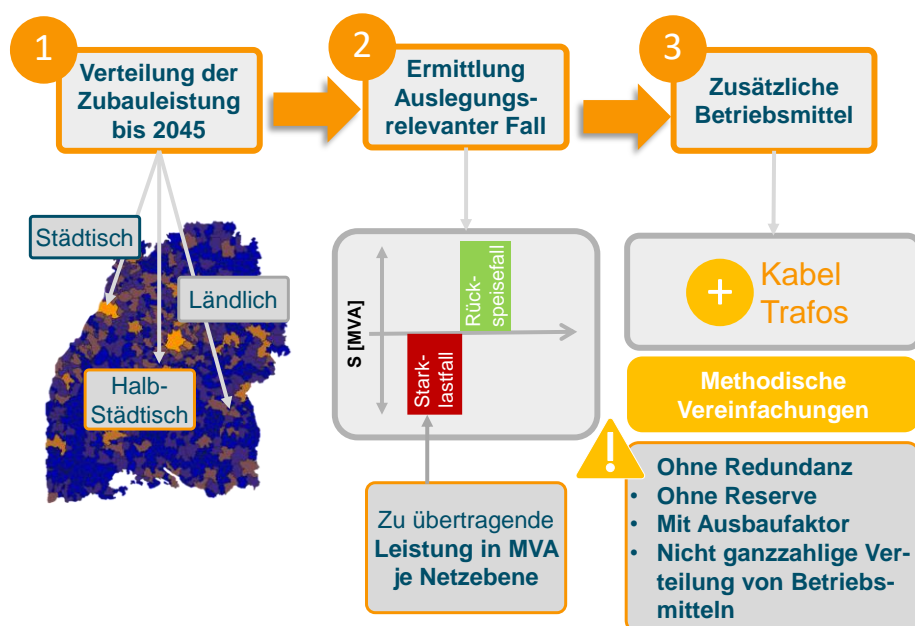


Abbildung 7

Prozess der bilanziellen Methode

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>6</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 Ein-, Zwei- und Mehrfamilienhäusern von der Mantelzahl für Deutschland auf das Bundesland Baden-Württemberg regionalisiert worden.

Als Grundlage für die weitere Berechnung der Versorgungsaufgabe wurde nach durchgeführter Regionalisierung der in Tabelle 1 dargestellter Szenariorahmen angenommen:

<b>Zieljahr 2045</b>	<b>Einheit</b>	<b>Baden-Württemberg</b>
Windenergie (Onshore)	GW	<b>10,07</b>
Photovoltaik Aufdach und Freifläche	GW	<b>54,92</b>
Elektrofahrzeuge (PKW & leichte NFZ)	Mio.	<b>5,11</b>
Wärmepumpen Privat und Gewerblich	Mio.	<b>2,58</b>
Heim- und Großbatteriespeicher	GW	<b>19,52</b>
Rechenzentren	GW	<b>0,59</b>
Power-to-heat (wie Großwärmepumpen)	GW	<b>2,62</b>
Power-to-gas (wie Elektrolyseure)	GW	<b>0,64</b>

**Tabelle 1** Szenariorahmen Baden-Württemberg

<sup>6</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

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 (siehe Planungs- und Betriebsgrundsätze im Anhang), 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)

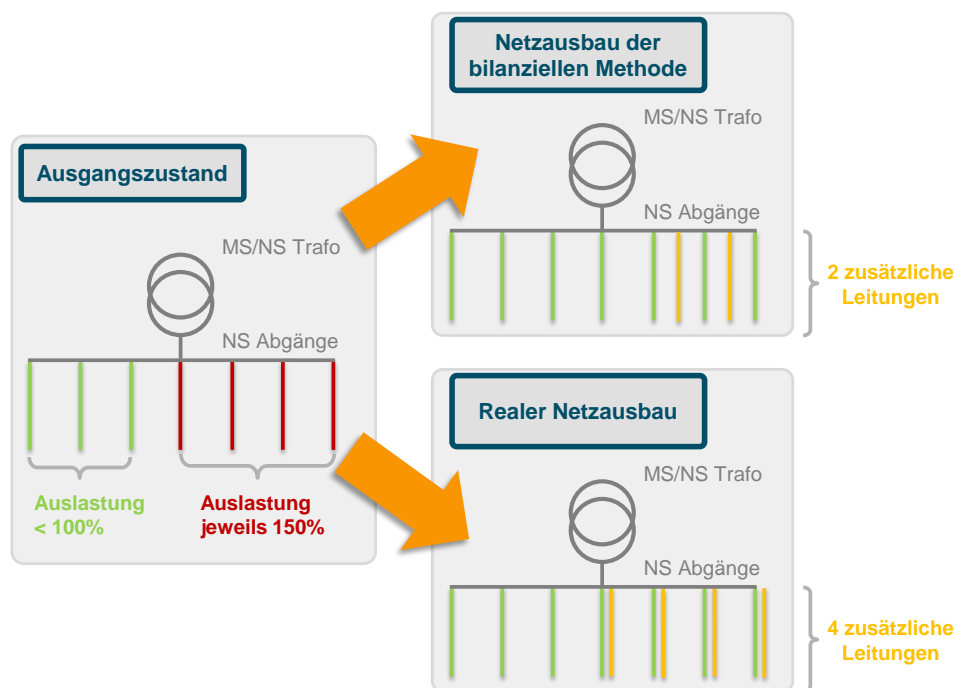
Zu Ermittlung dieser Fälle wird die Erzeugungs- und Bezugsleistung in beiden Fällen mit einer technologiespezifischen Gleichzeitigkeit versehen. Eine Gleichzeitigkeit gibt an, wie viele der Netznutzer maximal gleichzeitig ihre Spitzenlast beziehen können. So liegt beispielsweise die Gleichzeitigkeit 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. (In dieser Studie angenommene Faktoren siehe Planungs- und Betriebsgrundsätze im Anhang)

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, was dazu führt, dass im Modell vereinfacht auch nicht ganzzahlige Betriebsmittel für die Erfüllung der Versorgungssituation ausgebaut werden.

**So fällt der abgeschätzte Netzausbau niedriger als der reale, praxisübliche Netzausbau aus.** Außerdem sind folgende Unterschiede zusätzlich zu beachten, welche das Ergebnis der Abschätzung zur unteren Schranke des tatsächlichen Netzausbaus machen:

- **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.
- **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 am Ende des jeweiligen Strangs angeschlossen 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 realen 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. Dies bedeutet, dass der real zu erwartende Netzausbau ca. doppelt so hoch ausfallen wird, als die Abschätzung, die mit dem bilanziellen Ansatz erfolgt ist. Die nachfolgende Abbildung 10 erläutert die Unterschiede in der Ausbaulogik (Modell vs. Real) visuell.



**Abbildung 8** Erläuterung der Ausbaumethode des bilanziellen Ansatzes

Im Ausgangszustand des schematischen Niederspannungsnetzes, sind 4 der insgesamt 7 Abgänge jeweils zu 50% überlastet. Im realen Netzausbau werden nun 4 Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen durchgeführt, um eine Belastung aller – häufig geografisch an verschiedenen Orten liegenden – Betriebsmittel unterhalb der vorgeschriebenen Grenze zu erreichen. In der bilanziellen Methode wird ausschließlich zur Erfüllung der Versorgungsaufgabe ausgebaut, also für 4 jeweils zu 50% überlastete Leitungen werden nur 2 neue jeweils zu 100% ausgelastete zusätzlich Leitungen errichtet. So werden im realen Netzausbau doppelt so viele Leitungen ausgebaut, welche im Gegensatz zur bilanziellen Methode allerdings über eine Reserve von zwei vollausgelasteten Leitungen verfügen. Der bilanzielle Ansatz unterstellt folglich, dass eine perfekte Verteilung der zusätzlichen Anschlussleistung im Verteilnetz erfolgen kann, was real nicht gegeben ist.

Die methodische Unterschätzung des realen Netzausbaubedarfs wird nachfolgend mit dem Faktor 2 auf die „Basis-Variante“ ausgeglichen.

### Monetäre Bewertung

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>7</sup>.

Die Kostenbasis entspricht dem Jahr 2023. Es werden keine Kostensteigerungen und keine Inflation berücksichtigt, die ausgewiesenen Kosten entsprechen dem Barwert im Jahr 2023.

---

<sup>7</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.



## 5 Anhang

Nachfolgende Tabelle gibt die Zuordnung der Anlagenleistung und Gleichzeitigkeit je Technologie und Netzebene an.

Technologie		Zuordnung Anlagenleistung auf Spannungsebenen				Gleichzeitigkeit der einzelnen Treiber			
		NS	MS/NS	MS	HS/MS	NS	MS/NS	MS	HS/MS
Windenergie (Onshore)	[%]	0%	0%	35%	25%	100%	100%	100%	100%
Photovoltaik Dach und Freifläche	[%]	40%	0%	35%	15%	100%	100%	100%	100%
Elektrofahrzeuge (PKW)	[%]	100%	0%	0%	0%	40%	25%	25%	15%
EV HPC	[%]	0%	10%	80%	10%	100%	100%	100%	100%
Wärmepumpen Privat und Gewerblich	[%]	90%	0%	10%	0%	100%	78%	78%	78%
Heim- und Großbatteriespeicher	[%]	0%	0%	50%	0%	100%	100%	100%	100%
Rechenzentren	[%]	0%	0%	0%	50%	100%	100%	100%	100%
Power-to-Heat (wie Großwärmepumpen)	[%]	0%	0%	33%	33%	100%	100%	100%	100%
Power-to-Gas (wie Elektrolyseure)	[%]	0%	0%	25%	50%	100%	100%	100%	100%

Nachfolgende Tabelle gibt die Faktoren zu den auslegungsrelevanten Fällen je Technologie und Netzebene an.

Technologie		Starklastfall Faktor				Rückspeisefall Faktor			
		NS	MS/NS	MS	HS/MS	NS	MS/NS	MS	HS/MS
Windenergie (Onshore)	[%]	0%	0%	0%	0%	95%	95%	95%	95%
Photovoltaik Dach und Freifläche	[%]	0%	0%	0%	0%	75%	75%	75%	75%
Elektrofahrzeuge (PKW)	[%]	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%
EV HPC	[%]	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%
Wärmepumpen Privat und Gewerblich	[%]	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%
Heim- und Großbatteriespeicher	[%]	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Rechenzentren	[%]	100%	100%	100%	100%	-70%	-70%	-70%	-70%
Power-to-Heat (wie Großwärmepumpen)	[%]	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%
Power-to-Gas (wie Elektrolyseure)	[%]	100%	100%	100%	100%	-70%	-70%	-70%	-70%