

FfE Discussion Paper: Analyse der Regionalszenarien und Netzausbaupläne nach § 14d EnWG

Fokus Elektromobilität

Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

**Discussion Paper aus dem Projekt
unIT-e² - Analyse der Regionalszenarien
und Netzausbaupläne nach § 14d EnWG**

Aktualisiert am
12.03.2025

Autor:innen

Nele Maas
Maximilian Hecker
Elisabeth Wendlinger
Andreas Weiß

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

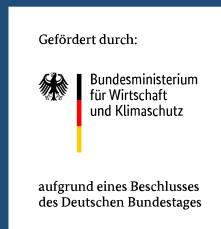
Geschäftsleitung

Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellingner

Bitte zitieren als

FfE (2025): FfE-Discussion Paper: Analyse der Regionalszenarien und Netzausbaupläne nach § 14d EnWG. Fokus Elektromobilität.

Förderkennzeichen 01MV21UN11



Versionsnummer Vorlage: TL20230613

Kurzzusammenfassung

Die Einführung des § 14d EnWG soll mehr Transparenz und Klarheit beim Netzausbau auf der Verteilnetzebene schaffen. In den nun erstmals veröffentlichten Netzausbaupläne wird ein Investitionsbedarf von **über 220 Mrd. € bis 2045** ausgewiesen. Das *Discussion Paper* analysiert die Regionalszenarien und Netzausbauplänen mit Fokus auf die Elektromobilität.

Unsere Erkenntnisse

- 1 Verwendung unterschiedlicher Methodik in den Regionalszenarien**

Die Planungsregionen orientieren sich an verschiedenen Szenarien aus dem Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber oder verwenden eigene Methoden.

Unterschiedliche Einheiten und Regionalisierung sowie fehlende Angaben
 - Zur Bestimmung des Hochlaufs der Elektromobilität werden verschiedene Einheiten verwendet und getroffene Annahmen für ein Umrechnen fehlen.
 - Regionale Auflösung: Daten sind auf Planungsregion-, Netzgebiet- oder Bundeslandebene ausgewiesen.
 - Schwerlastelektrifizierung wird nur teilweise berücksichtigt.
- 3 Verwendete Annahmen in den Netzausbauplänen**

Abweichend vom Regionalszenarien, verwenden einige Verteilnetzbetreiber eigene Annahmen zum Hochlauf der Elektromobilität in ihren Netzausbauplänen.
- 4 Darstellung des Flexibilitätsbedarfs und -dienstleistungen**

Das Thema Flexibilität spielt in den Regionalszenarien und Netzausbauplänen keine bzw. kaum eine Rolle (obwohl nach § 14d EnWG gefordert).

Unsere Vorschläge

- 1 Verwendung einheitlicher Methodik für Vergleichbarkeit**

Die verwendete Methodik sollte über die Planungsregionen hinweg konsistent sein.

Umfängliche Transparenz
 - Verwendung einheitlicher Einheiten über die Planungsregionen hinweg bzw. Angabe der getroffenen Annahmen für deren Umrechnung.
 - Verwendung einer konsistenten regionalen Auflösung: alle Daten sollten auf Ebene der Planungsregionen angegeben werden.
 - Schwerlastverkehr sollte in allen Planungsregionen berücksichtigt werden.
- 3 Regionalszenarien als Basis für die Netzausbauplanung**

Alle Netzbetreiber einer Planungsregion sollten deren Szenario als Basis für die Netzausbauplanung heranziehen, um Vergleichbarkeit und Konsistenz sicherzustellen.
- 4 Konkretisierung auszuweisender Annahmen und Bedarfe von Flexibilität**

Die Regulierungsbehörde sollte konkretisieren in welcher Form der Bedarf, das Potenzial und die Nutzung von Flexibilität in den Regionalszenarien angegeben werden muss und wie dies in den Netzausbauplänen zu berücksichtigen ist.

1 Mehr Konsistenz und Transparenz in der Netzausbauplanung notwendig

Mit der **Einführung des § 14d des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)** wurde ein wichtiger Schritt hin zu mehr Transparenz und Klarheit in der Netzausbauplanung auf Verteilnetzebene gemacht. Nun sind alle **Verteilnetzbetreiber (VNB) mit mindestens 100.000 angeschlossenen Kunden** sowie VNB mit relevanter Abregelung von Wind- und Solaranlagen¹ verpflichtet, alle zwei Jahre einen detaillierten Plan zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau ihres Netzes vorzulegen. Diese Pläne basieren auf **Regionalszenarien**, die einen Entwicklungspfad der Erzeugungskapazität und der Verbrauchssektoren bis zum **Zieljahr 2045** vorgeben. Dafür wurden **sechs Planungsregionen** definiert, für die jeweils ein Regionalszenario erstellt wurde.

Zum Stichtag am 30.04.2024 haben **81 von 800 VNBs** erstmalig ihre Netzausbaupläne (NAPs) veröffentlicht. Die 81 verpflichteten VNB (VVNB) bewirtschaften ca. **80 % des deutschen Verteilnetzes**. Die NAPs decken jedoch in ihrer Kostenabschätzung theoretisch das gesamte deutsche Verteilnetzgebiet ab, da die VVNBs auch die Netzgebiete der nachgelagerten nicht veröffentlichungspflichtigen VNB einbeziehen müssen. Allerdings wird der Investitionsbedarf für die Niederspannungsebene (NS-Ebene) nicht immer ausgewiesen. Insgesamt ergibt sich ein **Investitionsbedarf von 227 Mrd. € bis 2045** (Stand der NAPs im Dezember 2024). Nach einer groben Abschätzung anhand der Stromkreislängen der VVNB mit fehlenden Angaben **könnte der Gesamtinvestitionsbedarf bei ca. 240 Mrd. €** liegen. Durch das Nachliefern bzw.

Aktualisieren von 45 NAPs im Laufe des Jahres stieg der Investitionsbedarf im Vergleich zu den im April veröffentlichten NAPs (damaliger Stand ca. 180 Mrd. € bis 2045) noch einmal deutlich. Abbildung 1 zeigt die Kosten über die angegebenen Jahreszeiträume. Auf die Jahre betrachtet fallen die **meisten Kosten in den Jahren 2023-2028** an. Da die NS-Ebene nur lückenhaft abgebildet wird, ist aus unserer Sicht **keine klare Aussage** darüber möglich, **auf welcher Spannungsebene der größte Investitionsbedarf** besteht.

Zudem zeigt unsere Analyse, dass derzeit noch **Unterschiede** bei der zugrundeliegenden Methodik in den Regionalszenarien, der Verwendung der Regionalszenarien in den NAPs, des veröffentlichten Datenformats, der Auflösung von Daten und der getroffenen Annahmen besteht. Dadurch sind die Ergebnisse der einzelnen NAPs **nur schwer vergleichbar** und die Annahmen in den Regionalszenarien nur bedingt mit denen aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Für die ausgewiesene Höhe des Investitionsbedarfs besteht aus unserer Sicht daher eine große Unsicherheit.

Die von uns identifizierten Unterschiede und Inkonsistenzen zeigen wir im Rahmen dieses *Discussion Papers* am **Beispiel der Elektromobilität** auf. Mit dem *Discussion Paper* möchten wir für eine **einheitlichere Methodik zur Erstellung der Regionalszenarien und NAPs** werben, damit das Ziel von mehr Transparenz und einer verlässlichen, effizienten Netzplanung erreicht wird.

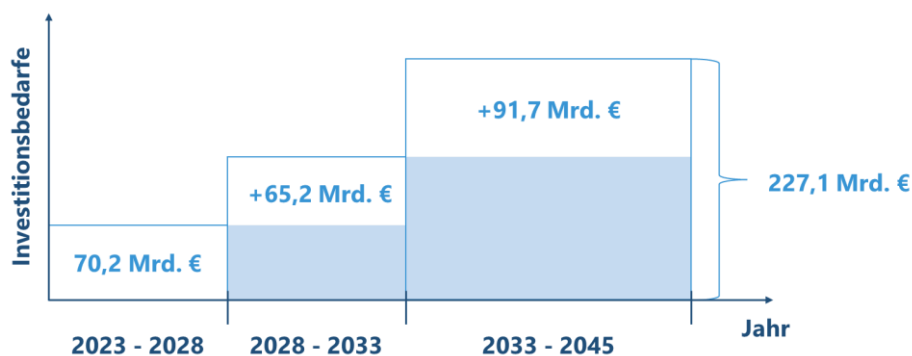


Abbildung 1: Investitionsbedarfe in den ausgewiesenen Zeiträumen der Netzausbaupläne

¹ Abregelung von mehr als 3 % in den vorangegangenen 2 Jahren.

2 Gesetzliche Vorgaben und Unterschiede zum Netzentwicklungsplan

Die im Jahr 2021 geschaffenen Vorgaben zur Ermittlung und Veröffentlichung der Netzausbaupläne für Verteilnetzbetreiber verspricht grundsätzlich mehr Transparenz und Datenpunkte zum erwarteten Netzausbau auf Verteilnetzebene.

Gesetzlicher Rahmen von § 14d EnWG

Die **gesetzliche Grundlage für den NAP** bildet § 14d EnWG, der im Juli 2021 eingeführt wurde. Mit der Einführung wurden die europarechtlichen Vorgaben aus Art. 32 Abs. 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 (sog. EU-Strombinnenmarkt-Richtlinie) umgesetzt [1]. § 14d EnWG nimmt alle VNB mit **mindestens 100.000** unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Kund:innen in die Pflicht, alle zwei Jahre einen NAP der Regulierungsbehörden vorzulegen. Diese Pflicht gilt auch für Netzbetreiber, die in den zwei vorangegangenen Jahren die mögliche Stromerzeugung von Windenergie an Land oder von direkt ans Netz angeschlossenen Photovoltaikanlagen um mehr als 3 Prozent gekürzt haben. Diese Bedingungen treffen auf **rund 80 der über 800 Verteilnetzbetreiber** zu.

Gemäß § 14d EnWG (Stand: 01. Juni 2024) müssen betroffene VNB **alle zwei Jahre einen NAP** für ihr Netzgebiet veröffentlichen. Zur Abstimmung der Netzausbauplanung kommen die VNB in **sechs Planungsregionen** zusammen und veröffentlichen für jede Region alle **zwei Jahre ein Regionalszenario** auf der Website VNBdigital. Die darin enthaltenen Prognosen zu Erzeugung und Verbrauch bilden die Grundlage für die NAPs der einzelnen Netzbetreiber. Im NAP selbst beschreibt der Netzbetreiber die konkreten Maßnahmen, die zur Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes in den nächsten fünf und zehn Jahren notwendig sind. Ausgangspunkt sind Darstellungen des bestehenden Netzes sowie die wahrscheinlichen Anforderungen bis **zum Jahr 2045**, dem Zieljahr der Klimaneutralität Deutschlands.

Das Regionalszenario soll spätestens zehn Monate vor den NAPs der Regulierungsbehörde vorgelegt werden. Nach der Fassung des § 14d EnWG von 2022 sollten die VVNB der Regulierungsbehörde **erstmalig zum 30. April 2024** (und dann alle zwei Jahre) einen NAP vorlegen. Für ein Angleichen mit den veränderten Fristen für die Erstellung des Szenariorahmens und des NEP auf Übertragungsnetzebene, wurden die

Fristen jedoch letztes Jahr noch einmal angepasst. Nach der aktuellen Fassung des § 14d EnWG sollen die VVNB die NAPs nun beginnend **mit dem Jahr 2026 zum 31. Oktober** vorlegen [2]. Ein neues Regionalszenario ist also zum Ende des Jahres 2025 zu erwarten.

Damit auch das Verteilnetz der **nicht-veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber (NVNB) in den NAPs berücksichtigt** wird, haben nach § 14d Abs. 9 EnWG diese die Pflicht planungsrelevante Daten über ihr Verteilnetz dem vorgelagerten veröffentlichungspflichtigen VNB (VVNB) zu übergeben. Dieser wiederum ist verpflichtet die nachgelagerten Netze in seinem NAP zu berücksichtigen. Dadurch decken die NAPs der veröffentlichungspflichtigen VNB das gesamte deutsche Verteilnetz ab.

Vorgaben zu Format und Veröffentlichung

Welche Datenpunkte im Planungsszenario und in dem jeweiligen NAP enthalten sein sollen, ist in § 14d Abs. 3 EnWG vorgegeben. Das Planungsszenario muss Folgendes beinhalten:

- die **erwarteten Ein- und Ausspeisungen**;
- der bereits erfolgte, sowie der zukünftig erwartete **Zubau von Erzeugungskapazitäten und Lasten**;
- die maximal mögliche zuzubauende Leistung von Erzeugungskapazitäten und Lasten;
- Annahmen zur Entwicklung des Verkehrssektor;
- Annahmen zur Entwicklung des Gebäudesektors;
- weitere Annahmen zu anderen Sektoren.

In Abs. 4 Satz 1 ist geregelt welche Angaben im NAP enthalten sein sollen:

- **Netzkarten der Hoch- und Mittelspannungsnetze**, sowie der Umspannwerke auf Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) mit den Engpassregionen;
- eine **detaillierte Darlegung der engpassbehafteten Leitungsabschnitte** und wie geplant sei diese zu beheben;
- die auf das jeweilige Netzgebiet heruntergebrochenen **Daten aus dem Planungsszenario**;

- **Geplante Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen** sowie notwendige Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen;
- der Bedarf an nicht frequenzgebundenen System- und Flexibilitätsdienstleistungen und wie geplant ist diesen zu decken;
- Bedarf an nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen im Sinne des § 14c EnWG sowie die geplante Deckung dieses Bedarfs;
- der Umfang in dem von einer Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 EnWG nach § 14c Abs. 2 EnWG Gebrauch gemacht werden soll.

In Satz 2 wird dabei gefordert, dass aus den Angaben ersichtlich sein sollte:

- wie sich die Kapazität der Assets ändert;
- welche Alternativen geprüft wurden;
- wie hoch der Bedarf an System und Flexibilitätsdienstleistungen nach dem Netzausbau ist;
- welche Kosten erwartet werden.

Satz 3 ermächtigt die Regulierungsbehörde konkrete Vorgaben zum Format der Datenpunkte zu machen, was bisher noch nicht geschehen ist.

Änderungen zum bisherigen Vorgehen

Vor der Gesetzesänderung führten die VNB ihre Bedarfsanalyse und Netzausbauplanung weitestgehend individuell durch. Eine verteilnetzübergreifende Bedarfsanalyse im Umfang der Regionalszenarien wurde bisher nicht durchgeführt. Außerdem mussten die VNB vor der Gesetzesänderung ihre NAPs nicht veröffentlichen. Stattdessen wurden die VNB, welche Hochspannungsnetze (HS-Netze) betreiben (ab 2022 alle VNB über 100.000 Kund:innen) jährlich von der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu deren NAPs (in allen Netzebenen) befragt. Die Ergebnisse der Befragung wurden im „Monitorbericht“ [3] und im „Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilnetze“ [4] von der BNetzA veröffentlicht. Eine lokale Aufschlüsselung der Engpässe und Kosten fand in den Berichten nur im Hochspannungsnetz statt. Die neuen Anforderungen **versprechen also nicht nur mehr Transparenz, sondern auch einen deutlich höheren Detailgrad insbesondere auf MS-Ebene.**

Auch bisher führten die Netzbetreiber eine Netzausbauplanung für die nächsten fünf bzw. zehn Jahre durch. Neu hinzugekommen ist die **Zielnetzplanung bis zum Jahr 2045**, welche die langfristige Perspektive auf die Netzentwicklung manifestiert. Damit hat sich auch die Herangehensweise zur Netzausbauplanung in den unteren Spannungsebenen geändert.

Während zuvor oft pauschale Annahmen wie ein jährlicher Anstieg des Verbrauchs um bspw. 1,5 % angenommen wurden, werden nun **differenzierte Hochlaufprognosen für Erzeugung, Verbrauch und Speicher erstellt**. Dafür müssen sich mehrere VNB zusammenschließen, um gemeinsame Planungsszenarien festzulegen. Dies ermöglicht die Bündelung von Kapazitäten und Kompetenzen und sollte theoretisch auch **zu einer höheren Qualität und Konsistenz**, zumindest innerhalb der Planungsregion, führen.

Unterschiede zum Netzentwicklungsplan

Der NEP der ÜNB unterscheidet sich in mehreren wesentlichen Punkten vom NAP der VNB. Beim NEP wird der zugrunde liegende Szenariorahmen öffentlich konsultiert und durch die BNetzA genehmigt. Auch der NEP selbst wird öffentlich konsultiert und von der BNetzA genehmigt, wobei die Baumaßnahmen dann auch verpflichtend durchzuführen sind. Im Gegensatz dazu wird beim NAP das Regionalszenario zwischen den VNB und den betroffenen ÜNB abgestimmt. Nach Gesetz müssen Netznutzern der MS- und HS-Ebene sowie den ÜNB mindestens die Möglichkeit gegeben werden nach Veröffentlichung Stellung zu nehmen. Eine breite Öffentlichkeitsbeteiligung findet nicht statt. Daneben sind das **Regionalszenario und der NAP selbst nicht genehmigungspflichtig** durch die BNetzA, genauso wenig wie die Baumaßnahmen.

Die Gesetzesbegründung zur Änderung der Frist zur Erstellung der NAPs zeigt, dass der Gesetzgeber davon ausgeht, dass die Regionalszenarien sich am Szenariorahmen der ÜNB [5] orientieren [2]. Vorgeschrieben ist dies allerdings nicht und wurde auch in den ersten Regionalszenarien nicht konsistent von den VNB umgesetzt (siehe Kapitel 3). Die wesentlichen Unterschiede zwischen Szenariorahmen und Regionalszenario sind, dass nach § 12a EnWG im **Szenariorahmen mindestens drei Entwicklungspfade** (Szenarien) für die nächsten zehn und höchstens 15 Jahre abgebildet (und im NEP berechnet) werden müssen. In den **Szenariorahmen 2023 und 2025** wird daher neben dem Zieljahr 2045, als **Stützjahr 2037** ausgewählt [5], während in den **Regionalszenarien 2023** die **Stützjahre 2028 und 2033** abgebildet werden mussten.

3 Besonderheiten der ersten Regional-szenarien und Netzausbaupläne

Die erstmalig veröffentlichten Regionalszenarien und Netzausbaupläne weisen eine Reihe von Unterschieden u. a. bei der zugrundeliegenden Methodik, des Datenformats und der Auflösung der Daten auf.

Regionalszenario 2023: Übersicht und Besonderheiten

Am **30. Juni 2023** wurden die **ersten Regionalszenarien** auf VNBdigital [6] veröffentlicht. Dabei wurde je Planungsregion ein Regionalszenario erstellt. Unterschieden werden die Planungsregionen: Nord, Ost, Mitte, West, Südwest und Bayern. In der Regel gehört ein Netzbetreiber nur einer Planungsregion an. In Einzelfällen kann es vorkommen, dass das Netzgebiet eines Netzbetreibers zwei Planungsregionen zugeordnet wird. Dies betrifft drei Netzbetreiber: Stromnetz Hamburg (in Planungsregion Nord und Ost), Avacon Netz (in Planungsregion Ost und Mitte) und Syna (in Planungsregion Südwest und West).

Ziel der Regionalszenarien ist es für die Planungsregion eine **Prognose zur Entwicklung von Erzeugung, Verbrauch und Speichern** zu erstellen. Dabei zeigen sich eine Reihe von Unterschieden in der Herangehensweise und Darstellung.

Die Unterschiede werden in Tabelle 1 zusammengefasst.

- Methodik zur Herleitung der Prognosen:** Die Regionen Mitte, West, Südwest und Bayern setzen dabei grundsätzlich auf einen „**Top-Down**“-Ansatz, indem die Werte aus dem Szenariorahmen des NEP (2023) regionalisiert werden. Für die Stützjahre 2028 und 2033 wird eine Interpolation vorgenommen. **Mitte, West und Südwest** setzen dabei auf den **Szenariopfad B des NEP (2023)**, während **Bayern den Szenariopfad C** ausgewählt hat. Dieser grundsätzliche Top-Down-Ansatz wird dann noch einmal je nach Netzbetreiber und betrachteter Technologie durch eigene Erkenntnisse (bspw. selbst durchgeführte „Bottom-Up“-Studien) ergänzt. Die **Planungsregion Ost** wählte dagegen direkt einen „**Bottom-Up**“-Ansatz, in dem eigene Prognosen für die Region erstellt werden. Die **Region Nord** geht für die Prognose von einer **Hochlaufkurve aus**, die durch eine Sigmoidkurve beschrieben wird. Die Hochlaufkurve ist VNB-spezifisch, wobei ein einheitlicher Startpunkt gewählt wird.

Tabelle 1: Unterschiede zwischen den Planungsszenarien

Planungsregion	Methodik	Regionalisierung	Einheiten von Erzeugungsanlagen	Einheiten von Lasten
Nord	Eigene Methode mit Sigmoid Funktion	VNB scharf	Inst. Leistung	Spitzenlast
Ost	Bottom-Up	Bundeslandebene, grafisch Landkreisebene	Inst. Leistung	Änderungsrate, inst. Leistung
Mitte	Top Down (Szenario B des NEP)	Auf Region Mitte	Inst. Leistung	Jahresenergieverbrauch
West	Top-Down (Szenario B des NEP)	VNB Ebene - grafisch	Inst. Leistung	Jahresenergieverbrauch
Südwest	Top-Down (Szenario B des NEP) (VVNB) und Bottom-Up (NVNB)	Unvollständige VNB scharfe Regionalisierung	Inst. Leistung	Spitzenlast, Anzahl
Bayern	Top Down (Szenario C des NEP)	VNB scharf	Inst. Leistung	Netzwirksame Leistung, Leistung

- **Regionalisierung:** Die Werte zu Hochlaufzahlen werden in den Regionalszenarien für die Planungsregion in Form von Balkendiagrammen, Tabellen oder grafisch in Karten ausgewiesen. Nicht alle Planungsregionen schlüsseln die Daten regional noch weiter auf. Die Planungsregionen **Nord, Bayern und Südwest² weisen Prognosezahlen je VVNB** aus. Die Planungsregion West visualisiert die regionalen Unterschiede als Änderungsfaktor je VVNB auf einer Karte, die jedoch nicht dazu geeignet ist, die tatsächlichen Werte je VVNB abzulesen. Die Planungsregion **Ost weist Werte auf Bundeslandebene** aus. Planungsregion **Mitte nur für die gesamte Region**.
- **Einheiten:** Gerade auf der Verbrauchsseite variieren die angegebenen Einheiten zu den ausgewiesenen Hochlaufzahlen oder Entwicklungen des Verbrauchs. Zu finden sind **Angaben in installierter Leistung, netzwerkstarker Leistung, jährlichem Verbrauch oder Stückzahlen**. In Kapitel 4 erläutern wir die Schwierigkeiten, die dadurch entstehen am Beispiel der Elektromobilität.

NAP 2024: Übersicht und Besonderheiten

Basierend auf den Regionalszenarien sollten bis **zum 30. April 2024 81 Netzbetreiber** auf VNBdigital zum ersten Mal ihre NAPs veröffentlichen. Leider gibt es keine Gesamtübersicht zu den VVNB und den veröffentlichten NAPs. Zur Anzeige der NAPs bietet VNBdigital die Möglichkeit einer Postleitzahlsuche oder die Übersicht der VVNB je Planungsregionen zum Durchklicken. Ziel der NAPs ist es die konkreten Maßnahmen, die zur Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes für den festgelegten Zeithorizont zu bestimmen und die damit zusammenhängenden Kosten auszuweisen. Bis zum 30.04.2024 hatten circa **75 % der VVNB** ihre NAPs und die geschätzten auf sie zukommenden Kosten veröffentlicht. Im Laufe des Jahres wurden nach Aufforderung der BNetzA eine Reihe von NAPs aktualisiert.

Die Darstellung der auf die Netzbetreiber zukommenden Kosten bzw. Maßnahmen erfolgt dabei nicht konsistent. Die Unterschiede sind bei einer Gesamtauswertung zu berücksichtigen. In den übersichtlichsten Berichten werden die Kosten über die einzelnen Maßnahmen aggregiert und für die Zeiträume 2023-2028, 2028-2033 und 2033-2045 aufgeteilt nach

Netzebene³ ausgewiesen. Teilweise decken die NAPs jedoch die **Netzebenen nicht immer vollständig** ab. Die Netzebene 2 wird oftmals sowohl von ÜNB als auch von VNB gemeinschaftlich bewirtschaftet. Daher ist der Ausbaubedarf zum Teil schon im NEP enthalten und ist somit nicht oder nur teilweise Inhalt der NAPs. Außerdem ist der Ausbaubedarf in der Netzebene 7 nur teilweise in den ersten Versionen der NAPs enthalten (ca. 20/81 NAPs). Dies kann daran liegen, dass ein Ausweisen der Netzebene 7 nicht explizit im Gesetzestext gefordert wurde.

Weitere Unterschiede zwischen den NAPs sind, dass teilweise die VVNB:

- die **Netzebenen nicht klar differenziert** haben. Z. B. werden die Netzebenen 2 und 4 von mehreren VVNB zusammen betrachtet (RheinNetz [7], Stuttgart Netze [8], SachsenNetze [9], Schleswig-Holstein Netz [10]);
- die **Kosten der geplanten Maßnahmen nicht aggregiert** haben. Dies erschwert die Ermittlung des Gesamtinvestitionsbedarf (Stromnetze Berlin [11], Netze Magdeburg [12]);
- zusätzlich zu oder anstelle der Quantifizierung der Maßnahmen in Anzahl Umspannwerken oder Kilometern auch eine Quantifizierung in veränderter Leistungskapazität angegeben haben (Netz Halle [13], Netze Magdeburg [12], OstthesenNetz [14], AVU Netz [15]);
- für einzelne Zeiträume und Netzebenen keine Kosten angegeben haben (Netz Halle [13], Bielefelder Netz [16], Enervie Vernetzt [17], RheinNetz [7]).

Ein weiterer wichtiger Bestandteil des NAPs sollte sein, dass die VVNB die bereits konkret geplanten Maßnahmen und deren Kosten veröffentlichen. Jedoch sind die **Details (Kosten, Stromkreislängen, veränderte Kapazitäten) von einigen VVNB nur zum Teil, gar nicht** oder geschwärzt **veröffentlicht worden** (z. B. Bielefelder Netz [16], Energienetze Offenbach [18], EWR Netz [19], AVU Netz [15]). Andere VVNB, die konkrete Kosten für Vorhaben ausweisen, veröffentlichen auch schon laufende und bereits abgeschlossene Projekte, was die Zuschreibung der Kosten auf die Planungszeiträume erschwert (z. B. Netze Magdeburg [12], Stadtwerke Bochum Netz [20]).

Im **laufenden Jahr** haben **45 VVNB** (Stand 11.12.2024) **ein oder mehrere Updates** auf

²² Die Planungsregion Südwest schlüsselt zum Teil nur nach VVNB, die ein Hochspannungsnetz betreiben, auf.

³ Netzebene 2: Umspannung von Höchstspannung zu Hochspannung; Netzebene 3: Hochspannung; Netzebene 4: Umspannung von Hochspannung zu Mittelspannung; Netzebene 5: Mittelspannung; Netzebene 6: Umspannung von Mittelspannung zu Niederspannung; Netzebene 7: Niederspannung

VNBdigital hochgeladen. Da die Änderungen nicht kenntlich gemacht wurden, sind diese nur schwer nachvollziehbar. Beispielsweise ist bei einigen VVNB, die ein Update veröffentlicht haben, der Ausbaubedarf unverändert geblieben. Bei anderen VVNB, deren erste Version des NAPs, Lücken aufweist, wurden Daten nachgeliefert. Weitere VVNBs haben die angegebenen Kosten überarbeitet oder Daten zur Netzebene 7 (NS-Ebene) ergänzt. Mit dem Update liegen für die **Netzebene 7 nun Kosten von ca. 50 der 81 VVNB** vor. Es verbleiben fünf VVNB, die keine spezifischen Kosten für ihren Maßnahmenbedarf (ohne Netzebene 7) bis 2045 veröffentlicht haben sowie bzw. drei die nur teilweise Kosten angegeben haben.

Keine Kosten ihres Maßnahmenbedarfs haben die Stadtnetze Münster [21], die Netzgesellschaft Düsseldorf [22] und die Energienetze Mittelrhein [47] veröffentlicht. Nur teilweise Kosten haben WW Netz [23] und MIT.N [24] veröffentlicht.

Ähnlich wie bei den Regionalszenarien **fehlt** auch bei den Netzausbauplänen **ein einheitliches Format** zur Angabe von Daten. Eine **Auswertung** ist damit sehr **aufwändig**. Dies betrifft auch die **Netzkarten**, auf denen die Netzausbaumaßnahmen dargestellt werden. Häufig werden unterschiedliche Legenden und Auflösungen verwendet. Dies wurde auch bereits an anderer Stelle aus wissenschaftlicher Perspektive kritisiert [25] [26].

4 Elektromobilität in den Regionalszenarien und Netzausbauplänen

Im Rahmen des Projekts unIT-e² wurde der angenommene Hochlauf der Elektromobilität in den Regionalszenarien und Netzausbauplänen untersucht. Das Beispiel der Elektromobilität verdeutlicht die Herausforderung einer übergreifenden Auswertung der Netzausbaupläne und einer weiteren Verwendung der Daten aus den Regionalszenarien.

Elektromobilität in den Regionalszenarien

Eine Reihe von Studien hat sich bereits mit den Auswirkungen der Elektromobilität auf den notwendigen Netzausbau auf Verteilnetzebene beschäftigt (u. a. [27] [28]). Entscheidend für die Auswirkungen ist unter anderem die in den Studien getroffenen Annahmen zum Hochlauf der Elektromobilität. Für die Erstellung der NAPs bilden die Annahmen zum Hochlauf in den Regionalszenarien der jeweiligen Planungsregion die Basis. Die grundsätzlichen methodischen Vorgehensweisen zur Bestimmung der Hochlaufkurve einzelner Technologien in den jeweiligen Regionalszenarien ist in Tabelle 1 vermerkt. Danach stützen sich die meisten Planungsregionen auf Szenarien des NEP. Da jedoch teilweise eigene Ansätze gewählt wurden

(bspw. Bottom-Up Bestimmung oder eigene Hochlaufkurve) und die Werte aus dem NEP durch Bottom-Up Analysen einzelner VVNBs ergänzt sowie unterschiedliche Szenarien verwendet wurden, können die Ergebnisse insgesamt von den Werten im NEP abweichen.

Für eine übergreifende Auswertung stellt sich als Herausforderung dar, dass

- der **Hochlauf in unterschiedlichen Einheiten** angegeben wird (siehe Erläuterung in Kapitel 3) und für ein Umrechnen Angaben zu getroffenen Annahmen fehlen;
- **Unterschiede in der Abbildung und Berücksichtigung von Fahrzeugtypen** besteht und
- angegebene Werte teilweise für **die unterschiedlichen Fahrzeugtypen nicht aufgeschlüsselt** werden.

Die Unterschiede sind in Tabelle 2 dargestellt. Dabei bedeutet ein „Nein“, dass die Planungsregion den Fahrzeugtypen explizit bzw. bewusst nicht betrachtet hat (bspw. weil die Entwicklung als zu unsicher empfunden wurde oder keine zusätzlichen Belastungen

Tabelle 2: Darstellung der Elektromobilität in den Regionalszenarien

	Nord	Ost	Mitte	West	Südwest	Bayern
Einheit	Netzlast in MW	Installierte Leistung in MW	Energieverbrauch in TWh	Energieverbrauch in TWh	Anzahl E-PkW	Netzwirksame Leistung in MW
Abbildung Fahrzeugtypen						
- E-PKW	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
- Plug-in Hybride	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja	Ja
- Leichte Nutzfahrzeuge	Flottenladen	Ja	Ja	Ja	k. A.	k. A.
- Schwere Nutzfahrzeuge	k. A.	Ja	Ja	Ja	Nein	k. A.
- Oberl.-LkW	k. A.	Ja	Ja	Ja	Nein	k. A.
-Schienenverkehr	Ja (Nahverkehr)	k. A.	Ja	Ja	k. A.	Nein
-Busverkehr	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein

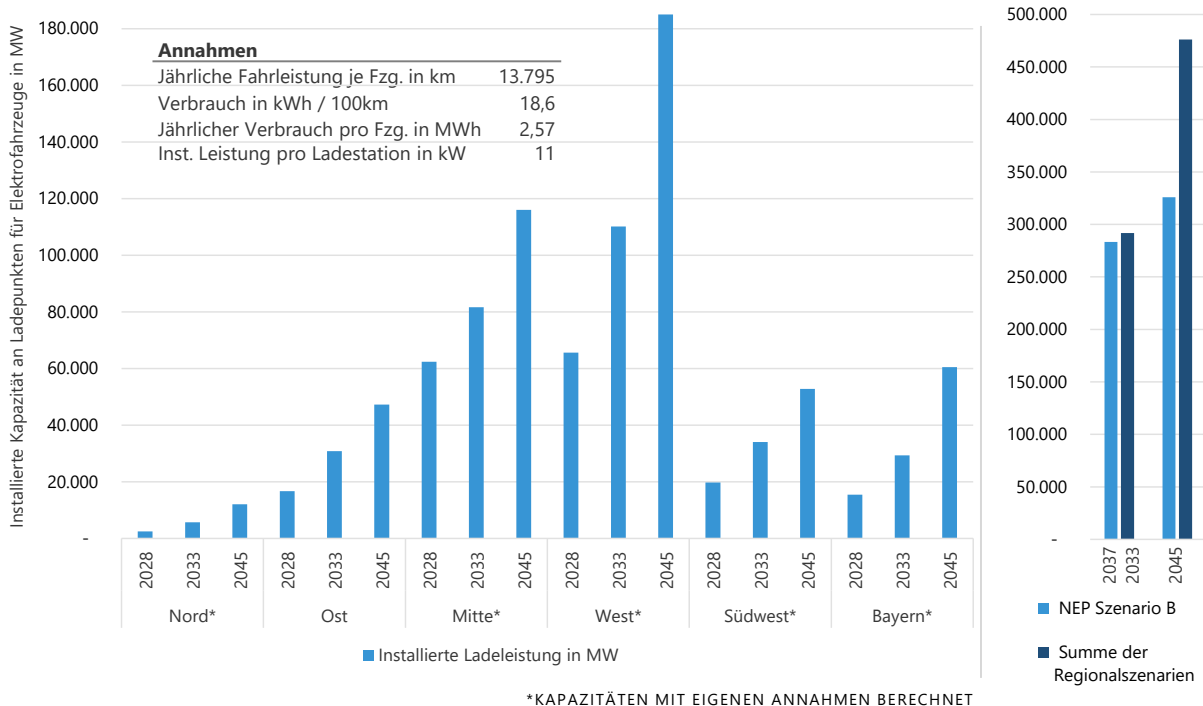


Abbildung 2: Installierte Kapazitäten für Ladepunkte für Elektrofahrzeuge in den einzelnen Planungsregionen und Vergleich der aufsummierten Werte mit denen des Entwurfs zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan [5], Annahmen aus [46]

erwartet werden). Eine vergleichende Darstellung der angenommenen Werte zum Hochlauf der Elektromobilität in den Regionalszenarien ist durch die Inkonsistenzen nur im Rahmen einer groben Abschätzung möglich. Für **Abbildung 2** wurden die Werte der Regionalszenarien aufgrund fehlender Angaben mit Hilfe von Annahmen umgerechnet (ausgenommen die Planungsregion Ost). Außerdem findet in den Regionalszenarien Ost, West und Mitte keine Differenzierung zwischen privaten Fahrzeugen und Nutzfahrzeugen statt. Die drei Planungsregionen beziehen daneben noch den Schienenverkehr mit ein. Die Daten sind daher **nur bedingt untereinander und mit den Annahmen aus dem NEP vergleichbar**. Dies zeigt sich insbesondere im Unterschied der Prognosen für die installierte Leistung für Ladepunkte im Jahr 2045: während sich aus den Verbrauchsdaten für Elektrofahrzeuge im NEP Szenario B eine installierte Leistung von 325 GW ergibt, erreicht die Summe der Regionalszenarien für dieses Jahr eine installierte Leistung von 476 GW.

Grundsätzlich zeigt sich, dass die Planungsregionen von **unterschiedlichen Hochlauf-Geschwindigkeiten** ausgehen. Im Vergleich mit den aktuellen Zahlen zeigt sich der **größte Zuwachs in den Jahren 2022 bis 2028** (in Bayern wird bspw. von einem Anstieg um das 15-fache der installierten Leistung an Elektrofahrzeugen bis 2028 ausgegangen).

Elektromobilität in den Netzausbauplänen

Für die Erstellung der NAPs benötigen die Netzbetreiber auf ihre Netzregion disaggregierte Werte des Hochlaufs. Daher wurden in allen Planungsregionen außer Mitte, Ost und West, die Werte bereits in den Regionalszenarien je VVNB angegeben. Aus den NAPs lässt sich entnehmen, dass einige Netzbetreiber noch detailliertere Daten erhalten haben, die über die veröffentlichten Werte in den Regionalszenarien hinausgehen [29]. Falls dies nicht der Fall war, mussten die VVNB die erhaltenen Hochlaufdaten weiter disaggregieren oder die Daten um eigene Annahmen ergänzen (z. B. [30]). Im Ergebnis führt dies zu **weiteren Inkonsistenzen bei den Hochlaufdaten auch innerhalb der Planungsregionen**.

Für die **Netzberechnung** benötigen die Netzbetreiber Annahmen zur **Entwicklung der netzwerkstarken Last von Elektrofahrzeugen je Netzebene**. Diese bestimmt sich aus der installierten Leistung an Elektrofahrzeugen und der Annahme von Gleichzeitigkeitsfaktoren. Der Gleichzeitigkeitsfaktor gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der alle Verbraucher einen Anlagentyp durchschnittlich zur gleichen Zeit mit voller Leistung betreiben [31]. **Gleichzeitigkeitsfaktoren** variieren von Netzebene zu Netzebene: auf höherer Netzebenen mit steigender Anzahl an Verbrauchern vergrößert sich der Gleichzeitigkeitsfaktor. Das heißt in der Netzebene 7 (Niederspannungsnetz) ist er am höchsten und in Netzebene 1 (Höchstspannungs-

netz) am niedrigsten. Daneben sollten die Gleichzeitigkeitsfaktoren im Zeitverlauf variieren (also mit zunehmender Durchdringung und Diversität an Betriebsweisen von Ladesteuerungen sinken).

Zum Umrechnen der Werte aus den Regionalszenarien haben bzw. mussten einzelne Netzbetreiber (insbesondere der Planungsregionen Südwest, Mitte und West) **eigene Annahmen zur erwarteten Ladeleistung pro Elektrofahrzeug und Gleichzeitigkeitsfaktoren** treffen. In den NAPs, in denen die Annahmen offengelegt sind, zeigt sich, dass diese zumeist von einer installierten Ladeleistung von 11 kW pro E-PKW ausgegangen sind (FairNetz [32], Überlandwerk Mittelbaden [33], badenovaNetz [34]). Einzelne VVNB wie die enercity Netz [35] nehmen andere Ladeleistungen wie z. B. einen Wert von 10 kW über alle Fahrzeugklassen an. Deutlich **heterogener** sind dagegen die in den NAPs verwendeten **Gleichzeitigkeitsfaktoren** (siehe **Error! Reference source not found.**). Dabei ist anzumerken, dass nur wenige Netzbetreiber ihre verwendeten Gleichzeitigkeitsfaktoren überhaupt veröffentlichen und noch weniger diese je Netzebene oder Jahr differenzieren. Dies kann notwendig werden, da sowohl je Netzebene als auch je nach Jahr mehr oder weniger Fahrzeuge gleichzeitig betrachtet werden können.

Tabelle 3: Auswahl verschiedener Gleichzeitigkeitsfaktoren aus den NAPs

VNB	Gleichzeitigkeitsfaktor	Bezogen auf:
enercity Netz GmbH [35]	Ca. 0,1	HS-Ebene
	Ca. 0,7-013	MS Ebene (Unterscheidung zwischen Jahreszeit und Jahr)
WEMAG Netz GmbH (wurden für alle VNB der PR Ost verwendet) [36]	0,6-0,8	Normalladen Tagsüber
	0,95	Schnellladen
Westfalen Weser Netz GmbH [23]	0,19	Ladesäule Privat
	1	Ladesäule öffentlich
Netze BW [37]	Ca. 0,15	HS-Ebene
FairNetzGmbH [32]	0,16	HS/MS-Ebene
Bielefelder Netz [16]	0,012	2045

Die Kombination aus unterschiedlichen installierten Leistungen pro Elektrofahrzeug und verschiedenen Gleichzeitigkeitsfaktoren führt dazu, dass im Ergebnis die **VVNB von sehr unterschiedlichen netz wirksamen Lasten pro Elektrofahrzeug ausgehen**. Die von den VVNB oder den Planungsregionen veröffentlichten Daten ermöglichen in Teilen die Berechnung der netz wirksamen Last pro Fahrzeug. Die ermittelten Werte für netz wirksame Last pro Fahrzeug sind in **Error! Reference source not found.** dargestellt.

Tabelle 4: Verschiedene Netz wirksame Lasten pro Fahrzeug in den NAPs

	Netz wirksame Last / Fahrzeug	Netzebene
PR Bayern 2045 [38]	4,7 kW/E-PKW	HS-Ebene
PR Nord 2022 [39]	1,3 kW/E-PKW	k. A.
enercity Netz GmbH [35]	Ca. 1 kW/E-Fahrzeug	HS-Ebene
Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH [30]	2,5 kW/E-PKW	HöS/HS-Ebene
MVV Netze GmbH [40]	1,6 kW/E-PKW	HS-Ebene

Thema Flexibilität

Der Hochlauf von Elektrofahrzeugen und die Fragen zu möglichen Auswirkungen auf die Stromnetze ist eng mit dem Thema Flexibilität verbunden. Nach § 14d Abs. 4 Nr. 6 EnWG sollten VVNB in den NAPs „den **Bedarf an nicht frequenzgebundenen Systemdienstleistungen und Flexibilitätsdienstleistungen** im Sinne des § 14c sowie die geplante Deckung dieses Bedarfs [...]“ angeben. Das Thema wird in den Regionalszenarien nur oberflächlich adressiert. In **keinem Regionalszenario wird der Bedarf** explizit beziffert. In den meisten Fällen wird der Aspekt nur erläutert und festgestellt, dass Flexibilität künftig eine Rolle spielen würde.

Die Region Mitte Bayern verweist für flexible Lasten auf Haushaltsebene darauf, dass es keinen rechtlichen Rahmen für deren Nutzung derzeit gäbe - ähnlich die Planungsregion Mitte. Die Planungsregion Mitte macht auch deutlich, dass es aus ihrer Sicht keine belastbaren Annahmen auf Verteilnetzebene zum industriellen Demand Side Management gäbe. In der Planungsregion West wird im Regionalszenario flexible Nachfrage nicht thematisiert. Einzig die

Planungsregion Ost und Südwest beziffern das Potenzial von industriellem Demand Side Management.

Besonderheiten in den Planungsregionen

Zur weitergehenden Information sind im folgenden Abschnitt Besonderheiten innerhalb der einzelnen Planungsregionen im Hinblick auf die Abbildung der Elektromobilität beschrieben.

Nord [39]

Die Planungsregion Nord hat im Regionalszenario den Hochlauf der Elektromobilität als Netzlast (vermutlich netzirksame Last gemeint) und für die einzelnen Netzbetreiber differenziert ausgewiesen. Dadurch wurden in den NAPs nur in Einzelfällen weiterführende Berechnungen zur Ermittlung der Netzbelastung durch die Elektromobilität durchgeführt. Innerhalb der Planungsregion ergibt sich damit eine gute Vergleichbarkeit zur Abbildung der Elektromobilität in den NAPs. Während die Zahlen im Regionalszenario explizit auch Flottenladen abbilden, bleibt es unklar, inwiefern der Schwerlastverkehr im Rahmen der Elektromobilität betrachtet wurde.

Ost [41]

Das Regionalszenario der Planungsregion Ost hat durch die durchgeführte Bottom-Up-Analyse (beauftragt wurde das Fraunhofer IEE) einen vergleichbar hohen Detailgrad (bspw. Stückzahlen an E-PKW für ganz Deutschland, Hochlauf in installierter Leistung). Allerdings werden im Regionalszenario keine Daten zum Elektromobilitätshochlaufes je VVNB ausgewiesen. Für die Erstellung der NAPs haben die meisten VVNBs, über das Regionalszenario hinaus, mit dem Fraunhofer IEE kooperiert, sodass nahezu alle VVNBs der Planungsregion die gleiche detailgetreue Datengrundlage erhalten haben. So haben nur manche VVNBs die Daten des Fraunhofers IEE weiter angepasst. Damit besteht auch innerhalb der Planungsregion Ost eine gute Vergleichbarkeit zur Abbildung der Elektromobilität in den NAPs.

Mitte [42]

Die Planungsregion Mitte hat den Elektromobilitätshochlauf in Verbrauchswerten angegeben und diese nicht auf die VVNB disaggregiert. Zur Ermittlung der netzirksamen Last und Regionalisierung der Daten haben viele Netzbetreiber eigene Annahmen getroffen. Dies führt dazu, dass die VVNB eigene Methoden gewählt haben, um die netzirksame Last durch Elektromobilität in ihrer Netzregion zu bestimmen. Die Herangehensweise ist aus den NAPs häufig nicht vollständig nachvollziehbar. Damit wird die Elektromobilität innerhalb der Planungsregion Mitte nicht konsistent abgebildet.

West [43]

In der Planungsregion West zeigt sich eine ähnliche Gemengelage, wie in der Planungsregion Mitte. Der Hochlauf der Elektromobilität wurde ebenfalls in Verbrauchsdaten angegeben ohne weitere Angaben zur Umrechnung im Regionalszenario. Außerdem sind die Werte, welche die VVNB erhalten haben, nicht oder nur unzureichend regionalisiert (Quelle: E-Netz Südhessen [44]). Als Konsequenz haben einige VNBs den Hochlauf nur zum Teil oder gar nicht auf dem Regionalszenario aufgebaut. Dies führt zu einer hohen Heterogenität bezüglich der Abbildung der Elektromobilität innerhalb der Planungsregion und zu einer geringen Vergleichbarkeit.

Südwest [45]

Die Planungsregion Südwest hat den Hochlauf in Anzahl E-PKW bestimmt. Dieser wurde auch auf die VVNB aufgeteilt, eine weitere Regionalisierung wurde nicht vorgenommen. Dadurch haben die VVNB zum Teil eigene unterschiedliche Regionalisierungen verwendet (Stadtwerke Karlsruhe [30] hat eine eigene Studie herangezogen, FairNetz [32] Daten der Netze BW). Auffällig ist außerdem, dass der größte VVNB der Planungsregion (Netze BW) von einer ca. 10 % höheren Anzahl Elektrofahrzeuge für die gesamte Planungsregion 2045 ausgeht als das Planungsszenario [37]. Dadurch, dass in der Projektregion keine einheitlichen Ladeleistungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren festgelegt wurden, haben die VVNB jeweils selbst die installierte Ladeleistung und Gleichzeitigkeitsfaktoren bestimmt. Dies hat zur Folge, dass jeder VVNB eine andere netzirksame Last pro Elektrofahrzeug annimmt und die NAPs untereinander in der Hinsicht nur schwer vergleichbar und von unterschiedlicher Qualität sind. Nutzfahrzeuge und Schwerlastverkehr wird nicht betrachtet.

Bayern [38]

Bayern gibt im Regionalszenario die Werte für den Elektromobilitätshochlauf in „Netzirksame Leistung“ auf HS-Ebene für jeden VVNB an. Dies erübrigt den VNB weitere Umrechnungen. Daher wird der Hochlauf der Elektromobilität in den NAPs nicht nochmals gesondert betrachtet. Allerdings werden im Regionalszenario keine Nutzfahrzeuge oder Elektrifizierung des Schwerlastverkehrs betrachtet. Bei elektrischen Bussen wird davon ausgegangen, dass diese keine Auswirkungen auf netzauslegungsrelevante Leistungsspitzen haben, da diese nur nachts laden würden.

5 Fazit und Ausblick

Die Einführung des § 14d EnWG ist ein **erster Schritt zu mehr Transparenz und Klarheit** zur Netzausbau-planung auf Verteilnetzebene. Die Ergebnisse der ersten Veröffentlichungsrunde der NAPs zeigen einen **erheblichen Handlungsbedarf** in den kommenden Jahren auf. Um den ausgewiesenen Investitionsbedarf nachvollziehen zu können, haben wir die Annahmen der VVNB untersucht. Dafür haben wir die NAPs und die zugrundeliegenden Regionalszenarien analysiert.

In diesem *Discussion Paper* haben wir am Beispiel der Elektromobilität aufgezeigt, dass **erhebliche Unterschiede in der Methodik**, den **Datenformaten** und der **Datenauflösung** zwischen den Planungsregionen und VVNB bestehen. Beispielsweise werden in manchen Planungsregionen bestimmte Fahrzeugtypen nicht berücksichtigt oder die Annahmen zur netzwerk-samen Ladeleistung variieren stark (ohne dass dies durch geo- und demografische Unterschiede erklär-bar wäre). Diese Inkonsistenzen **erschweren eine ver-gleichende Auswertung**, die **Ableitung verlässli-cher Aussagen** zum Investitionsbedarf und die **Weitverwendung** der Dokumente.

§ 14d EnWG sieht die Möglichkeit vor, dass die Regu-lierungsbehörde nähere Vorgaben zu den Inhalten und dem Format der Regionalszenarien und NAPs macht. Für die kommenden Runden sollte eine **ein-heitlichere Methodik** zur Erstellung der Regionalsze-narien und NAPs entwickelt (und ggfs. vorgegeben) werden. Diese sollte eine einheitliche Herangehens-weise bei:

- der **Ableitung der Hochlaufkurven**,
- der **Datenformate** inkl. Angabe von Einheiten; Regionalisierung und Auflösung der Daten (bspw. Unterscheidung zwischen privaten Elekt-rofahrzeugen und Nutzfahrzeugen),
- der **Verwendung der Regionalszenarien** zur Er-stellung der NAPs umfassen.

Auch bei **zentralen Annahmen**, wie beispielsweise zu Gleichzeitigkeiten oder Kostenparametern, sind mehr **Konsistenz und Transparenz** wünschenswert. Damit ließe sich die Vergleichbarkeit und die Qualität der Daten respektive die **Verlässlichkeit der Ergebnisse**

erhöhen. Gleichzeitig könnten durch **einheitlichere Standards Effizienzen gehoben werden**. Denn mit besser ausgearbeiteten Regionalszenarien könnte sich der Aufwand der VVNB bei der Erstellung der NAPs reduzieren. Zudem würde dies die Auswertung durch die BNetzA mit Sicherheit erleichtern.

Zudem möchten wir anregen, dass die **Elektrifizie-rung des Schwerlastverkehrs** von allen Planungsre-gionen und VVNBs **berücksichtigt** wird. Hierfür soll-ten sich mindestens die festgelegten Standorte für das Lastkraftwagen-Schnellladenetz in der Planung wiederfinden. Die Umsetzung der notwendigen Netz-anschlüsse für das Schnellladenetz werden vermutlich mehrere Jahre benötigen, daher ist eine frühzeitige Berücksichtigung des Themas besonders wichtig.

Ein bislang **ungeklärtes Thema** ist die **Berücksichti-gung des Flexibilitätsbedarfs** sowie potenzieller **Fle-xibilitätsdienstleistungen** in der Netzplanung. Da das Thema in den Regionalszenarien und NAPs in der ersten Runde kaum behandelt wurde, besteht offen-bar bei den Netzbetreibern **Unsicherheit** darüber, welche Informationen konkret ausgewiesen werden können und sollten. In einigen Regionalszenarien wird zum Thema verbrauchsseitiger Flexibilität zudem kon-kret geschrieben, dass es eine zu hohe Unsicherheit diesbezüglich gäbe und dieser Aspekt daher nicht be-rücksichtigt wurde. Da ein Ausweisen der Bedarfe an Flexibilität und Nutzung von Flexibilitätsdienstleistun-gen gesetzlich in § 14d EnWG vorgeschrieben ist, sollte die Regulierungsbehörde vorgeben, wie dem nachgekommen werden sollte.

Insgesamt sollte **das Ziel und die Verbindlichkeit** der Regionalszenarien und NAPs geschärft werden. Die Notwendigkeit einer konsolidierten Planung von Netzausbaumaßnahmen und Ausweisung von Investi-tionsbedarfen ist in Anbetracht der kurzen Zeitleiste für deren Umsetzung durchaus gegeben. Allerdings können nur konsistente Annahmen und ein nachvoll-ziehbares Vorgehen für deren Ermittlung als Grund-lage für weitere Planungen herangezogen werden. In der aktuellen Form schaffen die Berichte noch keine eindeutige Klarheit zum tatsächlichen Investitionsbe-darf auf Verteilnetzebene.

Abkürzungsverzeichnis

BNetzA	Bundesnetzagentur
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HS	Hochspannung
MS	Mittelspannung
NAP	Netzausbauplan
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
NVNB	nicht-veröffentlichungspflichtiger Verteilnetzbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
VVNB	veröffentlichungspflichtige Verteilnetzbetreiber

Literaturverzeichnis

- [1] Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) - (Bundestags-Drucksache 19/31009). Berlin: Deutscher Bundestag, 2021.
- [2] Entwurf eines Dritten Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2024.
- [3] Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2023. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2023.
- [4] Bericht zum Zustand und Ausbau der Verteilernetze 2022. Bonn: BNetzA, 2023.
- [5] Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 - Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: 50Hertz Transmission GmbH, 2024.
- [6] VNBdigital - das Netzportal Ihrer Verteilernetzbetreiber. In <https://www.vnbdigital.de/>. (Abruf am 2025-01-13); Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2025.
- [7] Netzausbauplan - nach den Anforderungen des § 14d EnWG. Köln: RheinNetz GmbH, 2024.
- [8] Netzausbauplan 2024 - gem. § 14d EnWG veröffentlicht auf VNBdigital.de. Stuttgart: Stuttgart Netze GmbH, 2024.
- [9] Netzausbauplan 2024 nach § 14d Energiewirtschaftsgesetz. Dresden: SachsenNetze GmbH, 2024.
- [10] Netzbericht nach § 14d Abs. 4 EnWG - Der Netzausbauplan der Schleswig-Holstein Netz AG. Quickborn: Schleswig-Holstein Netz AG, 2024.
- [11] Netzausbauplan 2024 nach §14d EnWG. Berlin: Stromnetz Berlin GmbH, 2024.
- [12] Netzausbauplan gemäß § 14d EnWG der Netze Magdeburg GmbH. Magdeburg: Netze Magdeburg GmbH, 2024.
- [13] Netzausbauplan 2024 nach §14d EnWG - im Versorgungsgebiet der Energieversorgung Halle Netz GmbH. Halle (Saale): Energieversorgung Halle Netz GmbH, 2024.
- [14] Netzbericht nach § 14d Abs. 4 EnWG - Netzausbauplan der OstthessenNetz GmbH. Fulda: OstthessenNetz GmbH, 2024.
- [15] Netzausbauplan gemäß §14d EnWG 2024. Gevelsberg: AVU Netz GmbH, 2024.
- [16] Netzausbauplan gemäß §14d EnWG. Bielefeld: Bielefelder Netz GmbH, 2024.
- [17] Bericht zum Netzausbauplan nach §14d EnWG der ENERVIE Vernetzt GmbH. Lüdenscheid: ENERVIE Vernetzt GmbH, 2024.
- [18] Schröder, Daniel: Netzausbaubericht gemäß § 14d Energiewirtschaftsgesetz. Offenbach: Energienetze Offenbach GmbH, 2024.
- [19] Netzausbauplan gem. §14d EnWG. Erfurt: EWR Netz GmbH, 2024.
- [20] Netzausbauplan Bericht nach § 14d EnWG. Bochum: Stadtwerke Bochum Netz GmbH, 2024.
- [21] Bericht/Veröffentlichung gemäß §14 Abs. 2 EnWG i.V.m. § 14d EnWG über das Verteilernetz der Stadtnetze Münster GmbH. Münster: Stadtnetze Münster GmbH, 2024.
- [22] Bericht zur Netzausbauplanung gemäß § 14d EnWG. Düsseldorf: Netzgesellschaft Düsseldorf mbH, 2024.
- [23] Bericht gem. § 14d EnWG für das Jahr 2024 - Netzausbauplanungsbericht des Stromnetzes der Westfalen Weser Netz GmbH. Paderborn: Westfalen Weser Netz GmbH, 2024.
- [24] Bericht gem. § 14d Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) über den Netzzustand und die Umsetzung der Netzausbauplanung. Gießen: Mittelhessen Netz GmbH, 2024.
- [25] Cussmann, Ilka: Netzpläne im PDF-Format sind eine Enttäuschung. In <https://www.energate-messenger.de/news/244966/netzplaene-im-pdf-format-sind-eine-enttaeuschung>. (Abruf am 2025-01-13); Essen: energate GmbH, 2024.
- [26] Netzdaten besser nutzbar machen: Drei Maßnahmen zur Verbesserung der Daten auf VNBdigital. Berlin: Reiner Lemoine Institut, 2024.
- [27] M. Müller: Netzintegration dezentraler Flexibilitätsoptionen mit Fokus auf ausgewählte Anwendungsfälle für bidirektionale Elektrofahrzeuge. Herausgegeben durch TU München (TUM), geprüft von Wagner, Ulrich und Witzmann, Rolf: München, 2023. <https://mediatum.ub.tum.de/1686443>
- [28] Agora Energiewende und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2023): Haushaltsnahe Flexibilitäten nutzen. Wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Co. die Stromkosten für alle senken können.
- [29] Netzausbauplan 2024 nach §14d EnWG. Erfurt: TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, 2024.

- [30] Dreher, Tobias: Netzausbauplan der Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH. Karlsruhe: Stadtwerke Karlsruhe Netzservice GmbH, 2024.
- [31] EnArgus - Wiki. In: <https://www.enargus.de/wiki/> (Abruf am 2025-01-21); Jülich: Projektträger Jülich, Forschungszentrum Jülich, 2025.
- [32] NETZAUSBAUPLAN 2024 der FairNetz GmbH. Reutlingen: FairNetz GmbH, 2024.
- [33] Netzausbauplan gemäß § 14d des EnWG. Lahr/Schwarzwald: Überlandwerk Mittelbaden GmbH & Co. KG, 2024.
- [34] Netzausbauplan 2024 – Ausbau des elektrischen Verteilnetzes der badenovaNETZE. Freiburg im Breisgau: badenovaNETZE GmbH, 2024.
- [35] Netzausbauplan 2024. Hannover: enercity Netz GmbH, 2024.
- [36] NETZAUSBAUPLAN 2024 der WEMAG Netz GmbH - Informationen zum Zustand und Ausbau des Netzes gemäß § 14 Abs. 2 i. V. m. § 14d EnWG. Schwerin: WEMAG Netz GmbH, 2024.
- [37] Netzausbauplan 2024 - Ausbau des elektrischen Verteilnetzes der Netze BW GmbH. Stuttgart: Netze BW, 2024.
- [38] Regionalszenario 2023. Online: Planungsregion Bayern, 2023.
- [39] Regionalszenario 2023. Online: Planungsregion Nord, 2023.
- [40] Netzausbaubericht gemäß § 14d Energiewirtschaftsgesetz. Mannheim: MVV Netze GmbH, 2024.
- [41] Regionalszenario 2023. Online: Planungsregion Ost, 2023.
- [42] Regionalszenario 2023. Online: Planungsregion Mitte, 2023.
- [43] Regionalszenario 2023. Online: Planungsregion West, 2023.
- [44] NETZAUSBAUPLAN 2024 - Bericht gemäß § 14d EnWG der e-netz Südhessen AG. Darmstadt: e-netz Südhessen AG, 2024.
- [45] Regionalszenario 2023. Online: Planungsregion Südwest, 2023.
- [46] Pichlmaier, Simon: Ecological Assessment of Scenarios for the Energy Supply of the German Transport Sector. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München (TUM): München, 2022.
- [47] Netzausbauplan nach § 14d EnWG. Koblenz: Energienetze Mittelrhein GmbH & Co.KG, 2024.

