

Regionalszenario 2025

Planungsregion Ost



PLANUNGSREGION
OST



Avacon Netz GmbH
Schillerstraße 3
38350 Helmstedt

Energieversorgung Halle Netz GmbH
Zum Heizkraftwerk 12
06112 Halle (Saale)

inetz GmbH
Straße der Nationen 140
09113 Chemnitz

Netz Leipzig GmbH
Arno-Nitzsche-Straße 35
04277 Leipzig

Netzgesellschaft Potsdam GmbH
Großbeerenstraße 231, Haus 2
14480 Potsdam

SachsenNetze HS.HD GmbH
Friedrich-List-Platz 2
01069 Dresden

Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH
Schmarler Damm 5
18069 Rostock

SWE Netz GmbH
Magdeburger Allee 34
99086 Erfurt

WEMAG Netz GmbH
Obotritenring 40
19053 Schwerin

E.DIS Netz GmbH
Langewahler Straße 60
15517 Fürstenwalde/Spree

Hamburger Energienetze GmbH
Bramfelder Chaussee 130
22177 Hamburg

Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
Industriestraße 10
06184 Kabelsketal

Netze Magdeburg GmbH
Franckestraße 8
39104 Magdeburg

SachsenNetze GmbH
Friedrich-List-Platz 2
01069 Dresden

Stadtwerke Jena Netze GmbH
Rudolstädter Straße 39
07745 Jena

Stromnetz Berlin GmbH
Eichenstraße 3a
12435 Berlin

TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
Schwerborner Straße 30
99087 Erfurt

Impressum/Lizenzhinweis

Titel: Regionalszenario 2025 - Planungsregion Ost

Urheber:

Avacon Netz GmbH · Schillerstraße 3 · 38350 Helmstedt
E.DIS Netz GmbH · Langewahler Straße 60 · 15517 Fürstenwalde/Spree
Energieversorgung Halle Netz GmbH · Zum Heizkraftwerk 12 · 06112 Halle (Saale)
Hamburger Energienetze GmbH · Bramfelder Chaussee 130 · 22177 Hamburg
inetz GmbH · Straße der Nationen 140 · 09113 Chemnitz
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH · Industriestraße 10 · 06184 Kabelsketal
Netz Leipzig GmbH · Arno-Nitzsche-Straße 35 · 04277 Leipzig
Netze Magdeburg GmbH · Franckestraße 8 · 39104 Magdeburg
Netzgesellschaft Potsdam GmbH · Großbeerenstraße 231 · 14480 Potsdam
SachsenNetze GmbH · Friedrich-List-Platz 2 · 01069 Dresden
SachsenNetze HS.HD GmbH · Friedrich-List-Platz 2 · 01069 Dresden
Stadtwerke Jena Netze GmbH · Rudolstädter Straße 39 · 07745 Jena
Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH · Schmarler Damm 5 · 18069 Rostock
Stromnetz Berlin GmbH · Eichenstraße 3A · 12435 Berlin
SWE Netz GmbH (Erfurt) · Magdeburger Allee 34 · 99086 Erfurt
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG · Schwerborner Straße 30 · 99087 Erfurt
WEMAG Netz GmbH · Obotritenring 40 · 19053 Schwerin

Lizenz:

Dieses Werk ist lizenziert unter der **Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY 4.0)**. Eine Nutzung, Bearbeitung, Weitergabe und Veröffentlichung ist unter Angabe der Urheber sowie unter Einhaltung der Lizenzbedingungen zulässig.

Lizenztext: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

Zitierempfehlung:

„Regionalszenario 2025 - Planungsregion Ost“, Gemeinschaftswerk der veröffentlichungspflichtigen Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Ost (Stand 2025), lizenziert unter [CC-BY-4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/).

Regionalszenario 2025

Inhalt

Inhalt	3
Abkürzungsverzeichnis	5
1 Einleitung	6
2 Rahmenbedingungen	7
2.1 Gesetzliche Anforderungen	7
2.2 Verzahnung von Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan	7
2.3 Integration nachgelagerter Verteilnetzbetreiber	8
3 Planungsregion Ost	9
3.1 VNB der Planungsregion	9
3.2 Netzgebiet und allgemeine Spezifika	10
3.3 Netz-Kennzahlen der Planungsregion	11
3.4 ÜNB der Planungsregion	11
3.5 Gemeinschaftliche Zielsetzung	12
4 Elemente des Regionalszenarios	13
4.1 Betrachtungshorizont und Stützjahre	13
4.2 Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch	13
4.3 Datengrundlage zur Regionalisierung	14
4.3.1 Demografie.....	14
4.3.2 Gebäudedatenmodell	15
4.4 Entwicklung der Erzeugung	15
4.4.1 Entwicklung Aufdach-PV-Anlagen	15
4.4.2 Entwicklung Freiflächen-PV-Anlagen.....	19
4.4.3 Entwicklung Windenergieanlagen	23
4.4.4 Entwicklung sonstige regenerative Erzeugung	27
4.5 Entwicklung der Last.....	29
4.5.1 Allgemeine Verbrauchsentwicklung	29
4.5.2 Elektromobilität.....	31
4.5.3 Dezentrale Wärmepumpen und Nahwärmeversorgung	37
4.5.4 Fern- und Prozesswärme	42

4.5.5	Industrie und Großverbraucher	48
4.5.6	Wasserstoffelektrolyse.....	48
4.6	Speicher	52
4.6.1	Großbatteriespeicher	52
4.6.2	Solar-Kleinspeicher und Pumpspeicherkraftwerke.....	56
5	Einordnung des Regionalszenarios	58
5.1	Vergleich mit dem Regionalszenario 2023 der Planungsregion Ost.....	58
5.2	Vergleich mit dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan	60
5.3	Weitere Aspekte	61
6	Zusammenfassung.....	64
7	Abbildungsverzeichnis	66
8	Tabellenverzeichnis	68
9	Literatur.....	69
10	Anhang.....	70
A.1	Bevölkerungsentwicklung	70
A.2	Gebäudedatenmodell	71
A.3	Übersicht Bestand und Prognose auf Netzbetrieberebene.....	74

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis

ARGE FNB Ost	Arbeitsgemeinschaft der ostdeutschen Flächennetzbetreiber
BEV	Battery electric vehicle (batterieelektrisches Fahrzeug)
BHKW	Blockheizkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
E-Kfz	elektrisch betriebenes Kraftfahrzeug (BEV und PHEV)
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe/Handel/Dienstleistung
GWP	Großwärmepumpe
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWP	kommunale Wärmeplanung
Lkw	Lastkraftwagen
LNF	leichte Nutzfahrzeuge
MaStR	Marktstammdatenregister
NAP	Netzausbauplan (der Verteilnetzbetreiber)
NEP	Netzentwicklungsplan (der Übertragungsnetzbetreiber)
NUTS	Nomenclature des unités territoriales statistiques (statistische Hierarchieebene der Europäischen Union)
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle (Fahrzeug mit Hybridantrieb und Anschlussmöglichkeit an eine Ladeeinrichtung)
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement
PR Ost	Planungsregion Ost
PtH	Power-to-Heat (direkte Wärmeerzeugung aus Strom)
PV	Photovoltaik
SNF	Schwere Nutzfahrzeuge
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WindBG	Windenergieflächenbedarfsgesetz
WP	Wärmepumpe
WPG	Wärmeplanungsgesetz

1 Einleitung

Der Gesetzgeber hat mit der Fassung des EnWG vom 19.07.2022, insbesondere mit der Einführung von §14d die Anforderungen an die Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber (VNB) mit mehr als 100.000 Kunden deutlich erweitert und detailliert. Das Verfahren zur Erstellung der Netzausbaupläne sieht zwei Schritte vor:

1. das Regionalszenario für eine Vorschau von 5 und 10 Jahren und für 2045,
2. der eigentliche Netzausplan mit den voraussichtlich notwendigen Ausbaumaßnahmen für die jeweiligen Betrachtungszeitpunkte.

Während das Regionalszenario von den beteiligten VNB der Planungsregion Ost gemeinsam erstellt wurde, wird der Netzausbauplan auf Basis des Regionalszenarios von jedem der beteiligten VNB selbst erarbeitet. Für die Planungsregion Ost wird es daher ein gemeinsames Regionalszenario aber mehrere Netzausbaupläne geben.

Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen mit dem Netzentwicklungsplan und dem dazugehörigen Szenariorahmen ein vergleichbares Dokument. Ziel der beteiligten VNB der Planungsregion Ost war es nicht, die Zahlen des Szenariorahmens lediglich auf die Verteilnetzebene „herunterzubrechen“. Vielmehr basiert das vorliegende Regionalszenario auf einer eigenen Prognose der beteiligten VNB, gestützt auf der detaillierten Kenntnis der Gegebenheiten im eigenen Netzgebiet und der ausgeprägten Kundennähe. Für die Prognosen der Entwicklung von Windenergie, Photovoltaik, strombasierte Wärmelösungen, Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, Großbatteriespeichern, Wasserstoff-Elektrolyse sowie allgemeine Lastentwicklung haben sich die beteiligten VNB Unterstützung durch die Fachexpertise des Fraunhofer IEE Kassel geholt. Hauptaugenmerk des Regionalszenarios ist es, die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung eines CO₂-freien Wirtschaftens bis 2045 für die Planungsregion Ost zu ermöglichen. Die Methodik berücksichtigt dabei die spezifischen Rahmenbedingungen der Planungsregion Ost, die dazu führen, dass die Planungsregion Ost voraussichtlich einen größeren Beitrag zur Erfüllung der klimapolitischen Ziele leisten wird, als es bezogen auf Flächen- oder Bevölkerungsanteil notwendig wäre.

Die dem Regionalszenario zugrunde liegenden Prognosen basieren auf dem derzeitigen Stand der Technologieentwicklung und auf wahrscheinlichen bzw. politisch vorgegebenen Technologiepfaden. Eine Präzisierung ist während der Fortschreibung der Netzausbaupläne und der zugehörigen Regionalszenarien zu erwarten.

2 Rahmenbedingungen

2.1 Gesetzliche Anforderungen

Wie schon einleitend ausgeführt, hat der Gesetzgeber vor dem Hintergrund der anstehenden Umwälzungen in der Energiebranche das EnWG im Jahr 2022 in Teilen überarbeitet und neu gefasst. Dabei sind vor allem die Anforderungen an die Netzausbaupläne der VNB mit mehr als 100.000 Kunden deutlich ausgeweitet worden. Wesentliche Punkte der Fassung sind:

- Pflicht zur Erstellung eines Netzausbauplanes, erstmalig zum 30.04.2024;
- Bildung von Planungsregionen;
- VNB innerhalb einer Planungsregion müssen sich untereinander abstimmen und ein gemeinsames Regionalszenario unter Einbeziehung der/des ÜNB erstellen;
- das Regionalszenario muss spätestens 10 Monate vor dem Netzausbauplan veröffentlicht werden (erstmalig zum 30.06.2023);
- das Regionalszenario schaut jeweils 5 und 10 Jahre voraus und auf das Jahr 2045;
- im Regionalszenario müssen Angaben zu bestehenden und den erwarteten Entwicklungen für Erzeugung und Lasten enthalten sein;
- und Entwicklungen in anderen Sektoren müssen berücksichtigt werden (v.a. Wärme- und Verkehrssektor)

Mit der Novellierung des EnWG im Jahr 2024 wurde der Termin für die Veröffentlichung des Regionalszenarios 2025 unter Berücksichtigung der gesetzlichen Fristen für die Erstellung der Netzentwicklungspläne Strom und Gas auf den 31.12.2025 festgelegt. Der Veröffentlichungstermin für die darauf aufbauenden Netzausbaupläne verschiebt sich dadurch auf den 31.10.2026. Die folgenden Regionalszenarien und Netzausbaupläne sind dann jeweils zwei Jahre später zu veröffentlichen.

2.2 Verzahnung von Netzentwicklungsplan und Netzausbauplan

Auch wenn das Regionalszenario der Planungsregion Ost auf eigenständigen Prognosen beruht, sind die Prognosen aus dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes der ÜNB eine wichtige Eingangs- und Vergleichsgröße für das Regionalszenario. Die Prognose für das Regionalszenario ist hingegen durch eine weitgehende Bottom-up-Sichtweise deutlich detaillierter regionalisiert. VNB haben eine hohe Anzahl an direkt angeschlossenen Netzkunden und sind eng in das regionale Investitionsgeschehen eingebunden. Daher ist das Regionalszenario wiederum eine Eingangs- und Korrekturgröße für den nächsten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplanes.

Rahmenbedingungen

Um eine enge Verzahnung zwischen den beiden Szenarien und Plänen sicherzustellen, wurde ein zeitlicher Versatz im zweijährigen Zyklus eingeplant. Das ist überblicksmäßig im nachstehenden Schema (Abbildung 2-1) dargestellt.

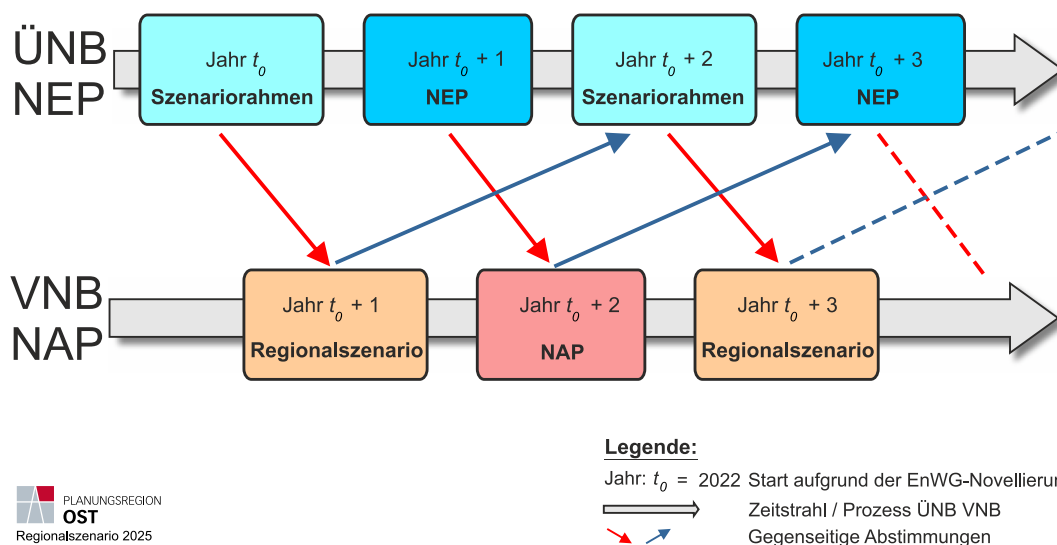


Abbildung 2-1 Verzahnung von Netzausbau- und Netzentwicklungsplan

2.3 Integration nachgelagerter Verteilnetzbetreiber

In der Planungsregion Ost gibt es 125 nicht veröffentlichungspflichtige Verteilnetzbetreiber. Diese haben weniger als 100.000 mittelbar und unmittelbar an ihre Stromnetze angeschlossene Kunden und sind gewöhnlich bei den vorlageverpflichteten Netzbetreibern angeschlossen.

Gemäß § 14d Abs. 9 EnWG sind Betreiber nachgelagerter Verteilnetze, die nicht selbst zur Vorlage eines Netzausbauplans verpflichtet sind, in die Datenerhebung und -bereitstellung gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber einzubeziehen.

Im Juni 2025 wurde an die nachgelagerten Verteilnetzbetreiber ein standardisierter Fragebogen versendet, um eine koordinierte Vorgehensweise über alle Planungsregionen hinweg sicherzustellen.

Die übermittelten Prognosedaten sind in die weitere Bearbeitung des Regionalszenarios eingeflossen und wurden mit den Ergebnissen des Fraunhofer IEE abgeglichen, sodass das Regionalszenario in der gesamten Planungsregion auf konsistenten Annahmen und Methodiken basiert.

3 Planungsregion Ost

3.1 VNB der Planungsregion

Zur Planungsregion Ost gehören alle VNB, die Netze innerhalb der Bundesländer Berlin, Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen betreiben. Die Planungsregion Ost lässt sich damit anhand der Grenzen der vorgenannten sieben Bundesländer klar umreißen. Von den zur Planungsregion Ost gehörenden VNB sind folgende zur Vorlage eines Netzausbauplanes verpflichtet:

- Avacon Netz GmbH (betrifft den in Sachsen-Anhalt liegenden Teil des Netzes)
- E.DIS Netz GmbH
- Energieversorgung Halle Netz GmbH
- Hamburger Energienetze GmbH
- inetz GmbH
- Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH
- Netz Leipzig GmbH
- Netze Magdeburg GmbH
- Netzgesellschaft Potsdam GmbH
- SachsenNetze GmbH und SachsenNetze HS.HD GmbH
- Stadtwerke Jena Netze GmbH
- Stadtwerke Rostock Netzgesellschaft mbH
- Stromnetz Berlin GmbH
- SWE Netz GmbH
- TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG
- WEMAG Netz GmbH¹

¹ inkl. Amt Neuhaus in Niedersachsen

Planungsregion Ost

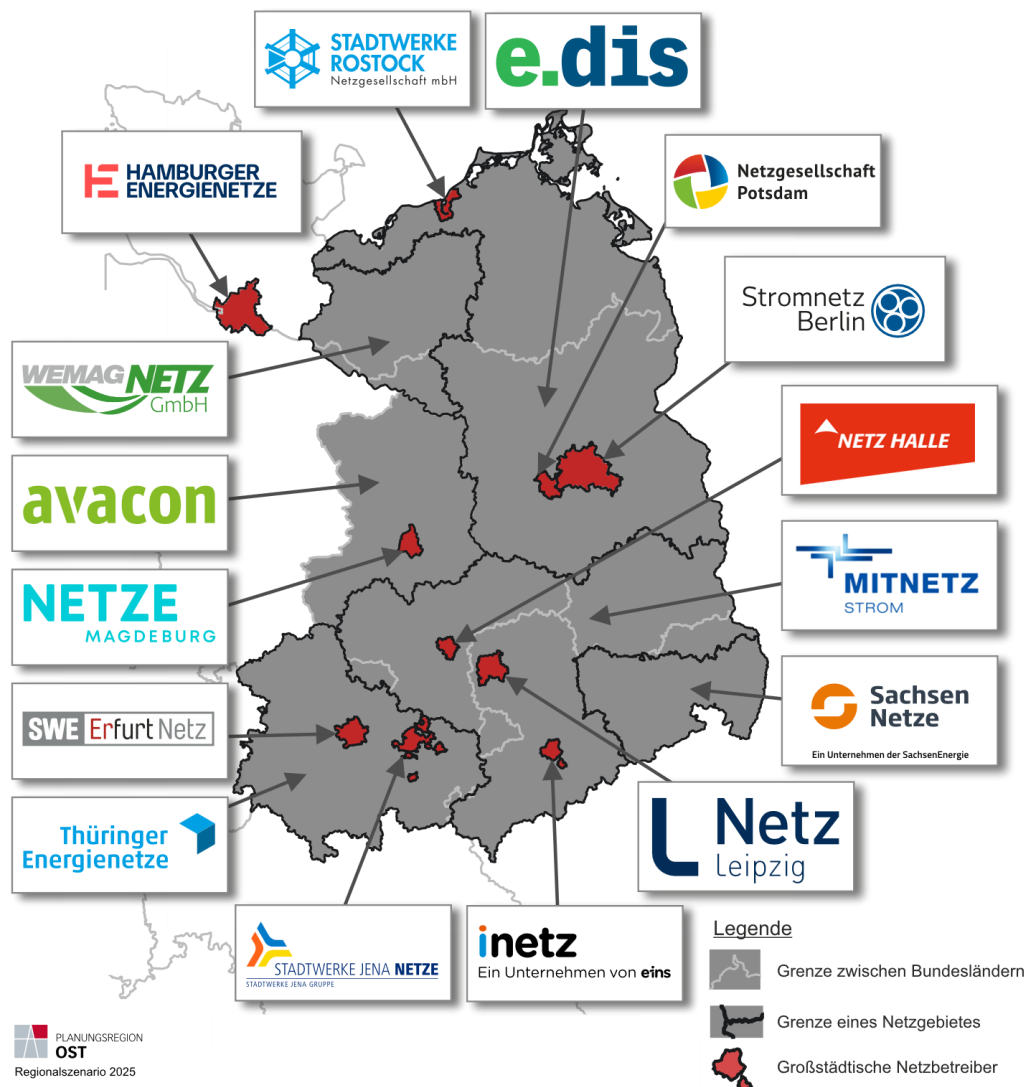


Abbildung 3-1 Die Planungsregion Ost mit den zur Vorlage eines Netzausbauplanes verpflichteten Mitgliedern

3.2 Netzgebiet und allgemeine Spezifika

Das Netzgebiet der Planungsregion Ost ist abseits der größeren Städte geprägt durch eine im bundesdeutschen Vergleich unterdurchschnittliche Bevölkerungs- und Lastdichte. Darüber hinaus gibt es überdurchschnittlich viele Konversionsflächen wie Bergbaurestflächen, ehem. Militärflugplätze, ehem. Truppenübungsplätze und ähnliches. Das hat zur Folge, dass es viel Fläche zur Installation von Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen (Freiflächen-PV-Anlagen) und Windenergieanlagen gibt. Vor allem die Flächenverteilnetzbetreiber waren sehr früh von starkem Zubau an Erzeugungsleistung betroffen und liegen auch heute bundesweit im vorderen Bereich bei den installierten Leistungen.

Planungsregion Ost

Gleichzeitig sind aber auch die beiden größten städtischen Verteilnetzbetreiber Deutschlands in der Planungsregion Ost organisiert. Die Planungsregion Ost steht daher vor der spannenden Aufgabe, die Anforderungen an die Stromnetze der Zukunft sowohl für die urbansten als auch die ländlichsten Gebiete Deutschlands abbilden zu dürfen.

Aus historischen Gründen gibt es eine enge Verbindung zwischen den Hamburger Energienetzen und der Stromnetz Berlin. Beide Netzbetreiber arbeiten schon seit Jahren in der ARGE FNB Ost eng mit den anderen ostdeutschen Flächennetzbetreibern zusammen. Zudem haben die Hamburger Energienetze mit der 50Hertz Transmission GmbH den gleichen vorgelagerten ÜNB wie die anderen ostdeutschen VNB. Daher ist es naheliegend, die Hamburger Energienetze in die Planungsregion Ost zu integrieren, obwohl das Netz der Hamburger Energienetze nicht direkt an die Netze der anderen VNB der Planungsregion Ost angrenzt.

3.3 Netz-Kennzahlen der Planungsregion

Die Planungsregion Ost umfasst ca. 110.000 km² Fläche und hat 18 Mio. Einwohner. Das sind ca. 31 % der Fläche und rund 22 % der Bevölkerung Deutschlands. [1]

Um einen Eindruck von der Größe des für den Netzausbauplan zu bearbeitenden Stromnetzes zu erhalten sind nachstehend einige Kennzahlen zusammengestellt. Nicht enthalten sind Netzkennzahlen der nicht zur Vorlage eines NAP verpflichteten Netzbetreiber, somit jene mit weniger als 100.000 Kunden.

Anzahl Übergabestellen Höchst-/Hochspannung	65
Stromkreislänge Hochspannungsnetz [km]	21.523
Anzahl Umspannwerke Hoch-/Mittelspannung	1.355
davon kundeneigen	583
Stromkreislänge Mittelspannungsnetz [km]	110.028
Anzahl Netzstationen Mittel-/Niederspannung	103.501
davon kundeneigen	28.256

3.4 ÜNB der Planungsregion

Die 50Hertz Transmission GmbH (50Hertz) betreibt das Stromübertragungsnetz im Norden und Osten Deutschlands und baut es für die Energiewende bedarfsgerecht aus. Das Höchstspannungsnetz hat eine Stromkreislänge von über 10.000 Kilometern, die Regelzone umfasst die Bundesländer Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie die Stadtstaaten Berlin und Hamburg. Anteilseigner von 50Hertz sind die börsennotierte belgische Holding Elia Group (80 %) und die

Planungsregion Ost

KfW-Bankengruppe mit 20 %. Als europäischer Übertragungsnetzbetreiber ist 50Hertz Mitglied im europäischen Verband ENTSO-E.

50Hertz erstellt gemeinsam mit den anderen drei deutschen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) mit Regelzonenverantwortung Amprion, TenneT und TransnetBW alle zwei Jahre in einem mehrstufigen Verfahren den Netzentwicklungsplan Strom und übergibt ihn nach einem öffentlichen Konsultationsverfahren der Bundesnetzagentur (BNetzA). Nach der Bestätigung durch die BNetzA kann der Deutsche Bundestag die empfohlenen Ausbaumaßnahmen an der Stromübertragungsnetz-Infrastruktur per Gesetz in den Bundesbedarfsplan übernehmen. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Regionalszenarios ist der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan 2037/2045 (Version 2025) bestätigt.

3.5 Gemeinschaftliche Zielsetzung

Die Bundesregierung hat das Ziel, bis 2045 die Klimaneutralität für Deutschland zu erreichen. Diesem Ziel stellt sich der Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber und stellt dazu drei Zielszenarien für das Jahr 2045 auf. Diese unterscheiden sich im Wesentlichen im Anteil der verschiedenen Primärenergieträger und im Anteil von importierten Energieträgern, nicht jedoch im Ziel der Klimaneutralität für 2045. Im Ergebnis fächert der Szenariorahmen damit ein breites Spektrum an Möglichkeiten auf, wie das Ziel erreicht werden kann.

Das Regionalszenario der VNB ist dem Ziel der Klimaneutralität ebenfalls verpflichtet, allerdings beschränkt auf den Beitrag der Planungsregion und in nur einem Szenario. Um dieses Ziel zu erreichen, haben sich die beteiligten VNB darauf verständigt, die Prognosezahlen des Szenariorahmens der NEP nicht einfach auf die Verteilnetzebenen herunterzubrechen, sondern eine eigenständige Bottom-up-Prognose zu erstellen. Für eine Betrachtung von notwendigen Netzveränderungen in der Mittelspannungsebene sind entsprechende Prognosedaten mindestens auf Ebene der Transformatorenstationen notwendig. Auf dieser Netzebene bestehen große Schwankungsbreiten hinsichtlich der möglichen Entwicklungen, während sich diese auf höheren Netzebenen verringern. Aussagen über Netzveränderungen auf der Mittelspannungsebene sind daher mit erheblich größeren Unsicherheiten behaftet als auf der Hoch- oder sogar Höchstspannungsebene. Darüber hinaus entsteht dadurch ein Gegenpol zur Top-down-Prognose aus dem Szenariorahmen, der es ermöglicht, den Beitrag der Planungsregion Ost im Spektrum der Szenarien des Szenariorahmens der ÜNB zu verorten.

4 Elemente des Regionalszenarios

4.1 Betrachtungshorizont und Stützjahre

Entsprechend der gesetzlichen Aufgabenstellung betrachtet das Regionalszenario das Zieljahr 2045 und zwei Stützjahre mit jeweils 5 und 10 Jahren Vorlauf. Für das im Jahr 2025 zu veröffentlichende Regionalszenario haben sich die Planungsregionen gemeinsam auf 2030 und 2035 als Stützjahre festgelegt.

4.2 Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch

Die Herleitung und Regionalisierung von Erzeugung und Verbrauch wurden für die wesentlichen Treiber der erwarteten Entwicklung (Allgemeine Verbrauchsentwicklung, Photovoltaik, Windenergie, Elektromobilität, Wärmepumpen, Power-to-Heat (PtH), konventionelle Kraftwerke, Wasserstoffelektrolyse und Batteriespeicher) durch das Fraunhofer IEE in enger Abstimmung mit den beteiligten VNB durchgeführt. Alle anderen Themen wurden von den beteiligten VNB eigenständig bearbeitet und regionalisiert. Die Methodik der Regionalisierung ist in den jeweiligen themenbezogenen Kapiteln beschrieben. Sofern möglich und notwendig wurde die Regionalisierung bis auf die Ebene der Transformatorstationen (Umspannung MS/NS) vorgenommen. Zur Wahrung der Übersichtlichkeit sind die Zahlen im vorliegenden Dokument auf Landkreisebene (NUTS-3)² kumuliert dargestellt. Mit Ausnahme der Prognoseergebnisse für Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen sind die Zahlen immer auf die Anschlüsse bei VNB bezogen. Für Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen wird die Differenzierung abhängig von der prognostizierten Einzelanlagengröße erst in den NAP vorgenommen.

Die Netzgebiete der 125 nicht zur Vorlage eines Netzausbauplanes verpflichteten Verteilnetzbetreiber der Planungsregion Ost wurden in die jeweiligen Prognosen mit einbezogen. Das stellt die Anwendung einer einheitlichen Prognosemethodik für die gesamte Planungsregion sicher. Die Detailregionalisierung erfolgt für diese Netzgebiete aggregiert auf die Übergabestellen zum vorgelagerten Netzbetreiber.

Eingang in die jeweiligen Prognosemethodiken findet auch das Szenario B des am 30. April 2025 durch die Bundesnetzagentur genehmigten Szenariorahmens des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (2025) [2]. Hierbei werden zum einen die Mantelzahlen für Deutschland als Orientierung für das Jahr 2045 und zum anderen auch teilweise von

² Zur Vereinfachung sind im vorliegenden Dokument unter dem Begriff Landkreis die NUTS-3-Verwaltungseinheiten Landkreise, kreisfreie Städte und die Bundesländer Berlin und Hamburg subsummiert.

Elemente des Regionalszenarios

den ÜNB bereitgestellte regionalisierte Daten verwendet. Für die gemäß § 14d EnWG zu betrachtenden Stützjahre 2030 und 2035 wird technologiespezifisch je nach erwartbarer Marktentwicklung von den Mantelzahlen abgewichen. Ebenso werden die regionalisierten Daten durch Bottom-up-Betrachtungen ergänzt und angepasst.

4.3 Datengrundlage zur Regionalisierung

Für die Prognose des zukünftigen Energiesystems sind Bevölkerungs- und Siedlungsstrukturen wesentlich. Die demografische Entwicklung ist ein wichtiger Parameter für die Energienutzung und -bereitstellung. Aus der Modellierung dieser demografischen Entwicklung im Netzgebiet der Planungsregion Ost wird die Prognose für das Regionalszenario spezifiziert. Dabei finden Daten aus öffentlichen Quellen sowie für diesen Zweck von Fraunhofer IEE und den beteiligten VNB bereitgestellten Daten Berücksichtigung. In den folgenden Abschnitten werden die Prognosen zur demografischen Entwicklung ausgeführt und ein 3D-Gebäudemodell beschrieben.

4.3.1 Demografie

Für die Prognose des zukünftigen Energiesystems werden die Zusammenhänge

- zwischen Bevölkerungsentwicklung und Lastentwicklung der verschiedenen Sektoren sowie
- zwischen Bevölkerungsentwicklung und der Nutzung von Wohngebäuden und deren Dachflächen mit Erzeugungstechnologien

berücksichtigt. Der Zuwachs und der Rückgang der Bevölkerung ist dabei gekoppelt mit z. B. der Entwicklung genutzter Dachflächen auf Wohngebäuden.

Die Fläche der Planungsregion wird durch ländliche Gebiete mit teilweisen Bevölkerungsrückgang und urbane Großräume, in denen mit dynamischem Bevölkerungswachstum zu rechnen ist, charakterisiert. Um diese heterogene Entwicklung abzubilden, wurden die aktuellen Zahlen der Bertelsmann-Stiftung zur Bevölkerungsprognose als Grundlage in den Modellierungen genutzt [3].

Eingang fand die demografische Entwicklung in den Modellierungen von Aufdach-PV-Anlagen, E-Mobilität und Wärmepumpen sowie bei allgemeinen Betrachtungen zur Lastentwicklung. Die Vorgehensweise wird bei den jeweiligen Technologien näher erläutert.

Die prozentuale Veränderung der Bevölkerungszahlen im Gebiet der Planungsregion Ost sowie im übrigen Deutschland im Zeitraum 2020–2040 ist im Anhang Abbildung 10-1 grafisch dargestellt und veranschaulicht die große Heterogenität innerhalb der Planungsregion Ost.

Elemente des Regionalszenarios

4.3.2 Gebäudedatenmodell

Für die Analyse des Ausbaus von Aufdach- PV-Anlagen, Wärmepumpen und E-Mobilität wurde ein Gebäudemodell mit Parametern zu Bauwerk und Haushalt entwickelt. Damit kann für jedes Gebäude eine individuelle Energiebilanz ermittelt werden, die für die Dimensionierung von Wärmepumpen relevant ist. Daneben können Informationen zur Anschaffung von E-Kfz abgeleitet werden, bei denen sozio-ökonomische Faktoren wie z. B. das Einkommen sowie das Vorhandensein von entsprechendem Parkraum von Bedeutung sind.

Die das Bauwerk betreffenden Eingangsparameter, die zur Berechnung von Kubatur und Gebäudenutzung benötigt werden, stammen aus einem digitalen Modell des Bundesamtes für Kartographie und Geodäsie [4].

Aus dem Zensus 2022 wurden als wesentliche Informationen für Wohngebäude bestimmt

- die Anzahl der Bewohner je Haushalt,
- das Gebäudealter,
- die Gebäudety-Bauweise.

Eine Übersicht des digitalen Gebäudemodells ist im Anhang Abbildung 10-2 dargestellt.

4.4 Entwicklung der Erzeugung

4.4.1 Entwicklung Aufdach-PV-Anlagen

Unter Aufdach-PV werden alle PV-Anlagen verstanden, die auf baulichen Anlagen errichtet werden. Um die Entwicklung dieser Technologie modellieren zu können, wurde zunächst eine Potenzialanalyse aufgestellt, um das theoretisch installierbare Potenzial an Aufdach-PV-Anlagen zu bestimmen. Im zweiten Schritt erfolgte dann eine zeitabhängige Hochlaufmodellierung vom aktuellen Bestand (Stand 31.12.2024) bis hin zum Ausbauzustand in einem klimaneutralen Energiesystem. Das im ersten Schritt ermittelte, theoretische Potenzial je Gemeinde, diente dabei als obere Begrenzung einer Wachstumsfunktion. Abbildung 4-1 veranschaulicht das methodische Vorgehen.

Elemente des Regionalszenarios

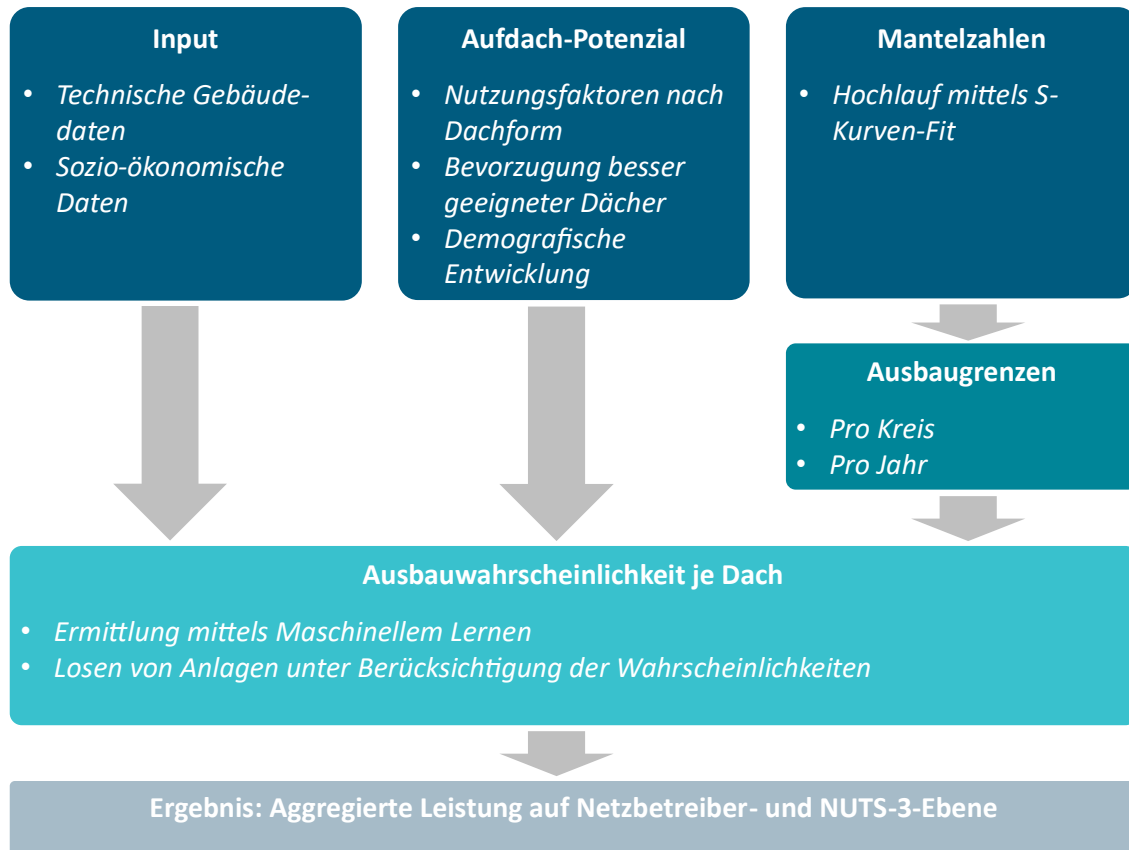


Abbildung 4-1 Methodik Aufdach-Photovoltaik

Das theoretisch installierbare Aufdach-PV-Potenzial wurde sequenziell in folgenden Schritten ermittelt:

- Ermittlung der Dachoberflächen aller Gebäude, sowie deren Typ (Flachdach/Schrägdach), Ausrichtung und Neigung
- Beaufschlagung der einzelnen Dachoberflächen mit Abschlagsfaktoren, zur Berücksichtigung baulicher Gegebenheiten und Verschattungseffekte
- Berechnung der theoretisch installierbaren Modulleistung auf der verbleibenden Dachfläche
- Bewertung der Dachflächen nach Neigung und Ausrichtung
- Bestimmung der Nutzungswahrscheinlichkeit der einzelnen Dachflächen

Die Bestimmung der Dachoberflächen erfolgte mit Hilfe des in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen 3D-Gebäudemodells. Damit konnten für die Dächer aller Gebäude der Dachtyp, die Ausrichtung, die Neigung und Gebäudedefunktion ermittelt werden. Da Gebäudedächer, unabhängig welchen Typs, nicht zu 100 % ihrer Fläche bebaut werden können (z. B. auf

Elemente des Regionalszenarios

Grund von Gauben, Schornsteinen, etc.), wurde deren nutzbare Oberfläche und die Verschattung durch die Beaufschlagung mit verschiedenen Abschlagsfaktoren bestimmt. Auf diese Weise kann das theoretische Flächenpotenzial zur Nutzung für Aufdach-PV-Anlagen bestimmt werden.

Im nächsten Schritt wurde diese verbleibende Fläche genutzt, um daraus die theoretisch installierbare Modulleistung zu bestimmen. Dazu wird eine Modulleistungsdichte von 200 W/m^2 angenommen. Es ist jedoch nicht zu erwarten, dass dieses Potenzial vollständig ausgeschöpft wird. Vielmehr erscheint es plausibel, dass besonders ertragreiche Flächen mit einer höheren Wahrscheinlichkeit genutzt werden als solche mit einem geringen zu erwartenden Ertrag. Um die Potenzialhebung realistischer abbilden zu können, wurden für Schräg- und Flachdächer unterschiedliche Ansätze gewählt. Bei Schrägdächern spielt z. B. deren Nord-Süd-Ausrichtung, sowie deren Höhenwinkel eine maßgebliche Rolle bei der Bestimmung des Ertragspotenzials, da diese maßgeblich die Nutzung der einfallenden Strahlungsmenge beeinflussen.

Dachflächen wurden nach ihrem erwarteten Ertrag in vier Kategorien eingeteilt, von denen die drei besten für die Modellierung weiterverwendet wurden.

Für einzelne Kommunen bestehen detaillierte Solarkataster und Potenzialanalysen, es wird jedoch für die Planungsregion Ost grundsätzlich eine einheitliche Methodik genutzt. Für einzelne Kommunen kann eine unterschiedliche Nutzung des Potenzials auf Basis der hochaufgelösten Solardaten angesetzt werden, sodass sich damit auch die Umsetzung spezieller gesetzlicher Regelungen einzelner Bundesländer abbilden lässt.

In den Szenarien wird kein expliziter Rückbau von bestehenden PV-Anlagen angesetzt. Bei einer angenommenen Lebensdauer von PV-Modulen von 25–35 Jahren ist es wahrscheinlich, dass ein Großteil der in den kommenden Jahren installierten Module bis zum Betrachtungshorizont des Langfristszenarios 2045 noch in Betrieb ist bzw. durch neue Module an gleicher Stelle ersetzt wird.

Der Bestand und seine Veränderungen werden für jedes Jahr seit 2000 aus der Summe der installierten Leistung der jeweiligen Inbetriebnahmejahre und der Leistungen der jeweiligen Aufdach-PV-Anlagen aus den bereinigten Daten des Marktstammdatenregisters (MaStR) ermittelt. Sie bilden die Grundlage für die Anpassungsregression des Wachstumsmodells über eine S-förmige beschränkte Wachstumsfunktion. Dieser Ansatz folgt der Beobachtung, dass der bisherige Hochlauf als Mischung aus vielen verschiedenen Faktoren einen robusten Indikator für den zukünftigen Hochlauf bildet. Beide Verläufe (der historische Hochlauf und die Fortschreibung) sind exemplarisch in Abbildung 4-2 dargestellt.

Elemente des Regionalszenarios

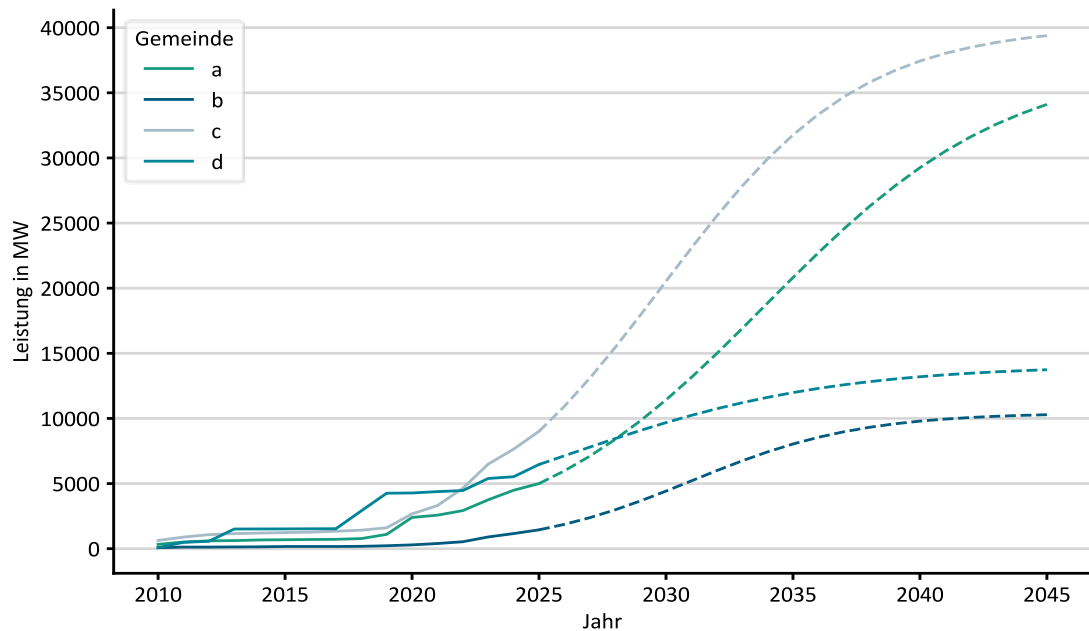


Abbildung 4-2 Verlauf des Bestands (durchgezogen) und des simulierten Zubaus (gestrichelt) für einige Gemeinden

Eine übersichtliche Darstellung der Ergebnisse zeigt Abbildung 4-3. In dieser ist für jedes der Szenariojahre die erwartete installierte Leistungsdichte in kW/ha angegeben. Erwartungsgemäß wird die größte Leistungsdichte in den Ballungsräumen prognostiziert. Die geringsten Werte werden in großen Teilen Mecklenburg-Vorpommerns sowie Teilen Brandenburgs und Sachsen-Anhalts erwartet.

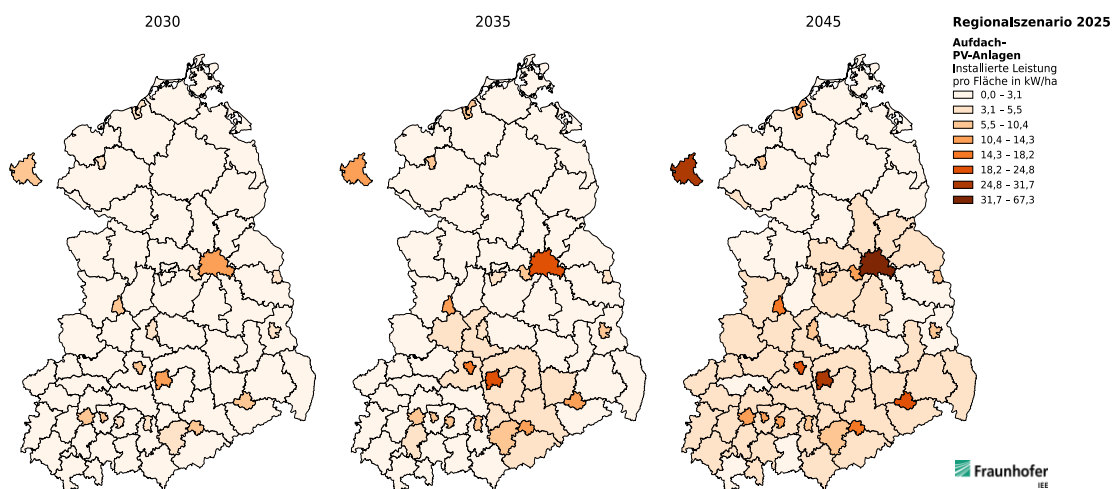


Abbildung 4-3 Ergebnisse der Regionalisierung der Aufdach-PV-Anlagen auf NUTS-3-Ebene

Elemente des Regionalszenarios

Die installierte Leistung im Klimaneutralitätsjahr 2045 bleibt, verglichen mit dem Regionalszenario 2023, auf einem konstanten Wert von 46,9 GW für die gesamte Planungsregion. Änderungen ergeben sich lediglich bei der erwarteten Zubaugeschwindigkeit in den nächsten Jahren. Diese wurde, unter Berücksichtigung der Entwicklung der letzten zwei Jahre, nach oben korrigiert. Grund dafür sind Förderprogramme und gesetzliche Initiativen. Insbesondere für die Bundesländer Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen wurde im Regionalszenario 2025 ein steilerer Anstieg der Wachstumskurve ermittelt.

Tabelle 1 Anlagenbestand Ende 2024 und Prognose Aufdach-PV-Anlagen je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2024	Prognose 2030	Prognose 2035	Prognose 2045
Berlin	330	940	2.080	5.995
Brandenburg	2.826	4.895	6.895	9.210
Hamburg	192	495	1.070	2.300
Mecklenburg-Vorpommern	2.015	2.860	3.730	4.795
Sachsen	2.605	4.675	6.995	10.390
Sachsen-Anhalt	2.515	4.305	5.875	7.770
Thüringen	1.908	3.180	4.580	6.480
Planungsregion Ost	12.391	21.350	31.225	46.940

4.4.2 Entwicklung Freiflächen-PV-Anlagen

Die Photovoltaik ist derzeit und wird auch zukünftig die Technologie mit der höchsten installierten Erzeugungslleistung in der Planungsregion Ost sein. In den letzten Jahren gab es einen signifikanten Anstieg der installierten Anlagen aufgrund sinkender Gesteungskosten und Fördermechanismen, was zu den höchsten Zubauraten führte. Dieser Trend wird sich voraussichtlich in den kommenden Jahren fortsetzen und möglicherweise verstärken, wie die Antragslage bei den Netzbetreibern zeigt.

Die Freiflächen-PV umfasst PV-Anlagen, die nicht auf baulichen Anlagen errichtet werden, sondern über eine Aufständigung direkt auf dem Boden – dies schließt auch Agri-PV (aufgeständert auf landwirtschaftlichen Flächen) mit ein. Freiflächen-PV-Anlagen zeichnen sich durch ihre günstige Preisentwicklung, hohe Flächenverfügbarkeit und geringeren Installationsaufwand im Vergleich zu Aufdach-PV-Anlagen aus. Es gibt einen Trend zu großen PV-Parks außerhalb des EEG, die über Power Purchase Agreements (PPA) betrieben werden sollen.

Elemente des Regionalszenarios

Die Modellierung der Freiflächen-PV-Anlagen erfolgt in einem zweistufigen Verfahren, bei dem die zukünftig zu erwartenden Leistungen von der Bundesebene erst auf die Bundesländer heruntergebrochen und anschließend standortscharf verortet werden. Zusammen mit dem Bestand und den reservierten Anlagen bildet dies das zukünftig erwartete Anlagenportfolio ab, wie Abbildung 4-4 veranschaulicht.



Abbildung 4-4 Methodik Freiflächen-Photovoltaik

Für den ersten Schritt werden die bundesweiten Leistungen aus dem Szenario B des Netzentwicklungsplans als Mantelzahlen genutzt und mit einem geeigneten Verfahren auf die Bundesländer verteilt. Dabei wird der zeitliche Verlauf des Bestands auf Bundeslandebene berechnet, danach um die Leistungen der reservierten Anlagen ergänzt und schließlich in Abhängigkeit zur gesamten in Deutschland installierten Leistung gesetzt. Durch diese Methodik kann der Leistungsanteil je Bundesland und Szenariojahr ermittelt werden.

Die als neue Anlagen zu verteilende Leistung ergibt sich aus der Szenarioleistung abzüglich des Bestands und der reservierten Anlagen. Zur Ermittlung der Szenarioleistungen wird einerseits eine Verteilung von Anlagengrößen sowie ein Set an Potenzialflächen benötigt, damit die Größe einer neuen Anlage und ihr Ort bestimmt werden können.

Elemente des Regionalszenarios

Die Größenklassenverteilung wird aus den reservierten Anlagen der VNB abgeleitet, da diese die zukünftige Verteilung der Anlagengrößen besser abbilden als der Bestand. Das Potenzialflächengerüst wird auf Basis einer GIS-Analyse erstellt, bei der Potenzialflächen (u. a. Agrar- und Konversionsflächen) mit Tabuflächen verschnitten und diese Restflächen dann mittels Wetter- und Statistikdaten bewertet werden. Das Prinzip ist in Abbildung 4-5 dargestellt.

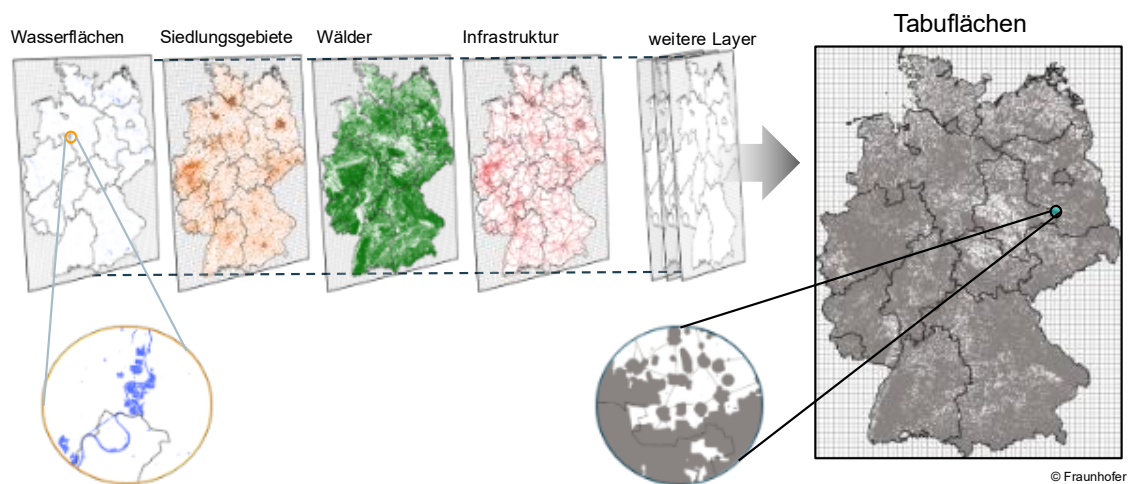


Abbildung 4-5 Beispielhafter Ablauf der GIS-Berechnung für Tabuflächen

Neue Anlagen werden basierend auf der Anlagenverteilung und dem Potenzialflächen-gerüst ausgewählt. Dieser Prozess wird wiederholt, bis die ermittelte Szenarioleistung erreicht ist. Schließlich werden die neuen Anlagen mit dem Bestand und den reservierten Anlagen zum finalen Portfolio zusammengeführt.

Die Abbildung 4-6 zeigt die regionalisierte installierte Gesamtleistung je Landkreis für die Szenariojahre 2030, 2035 und 2045.

Elemente des Regionalszenarios

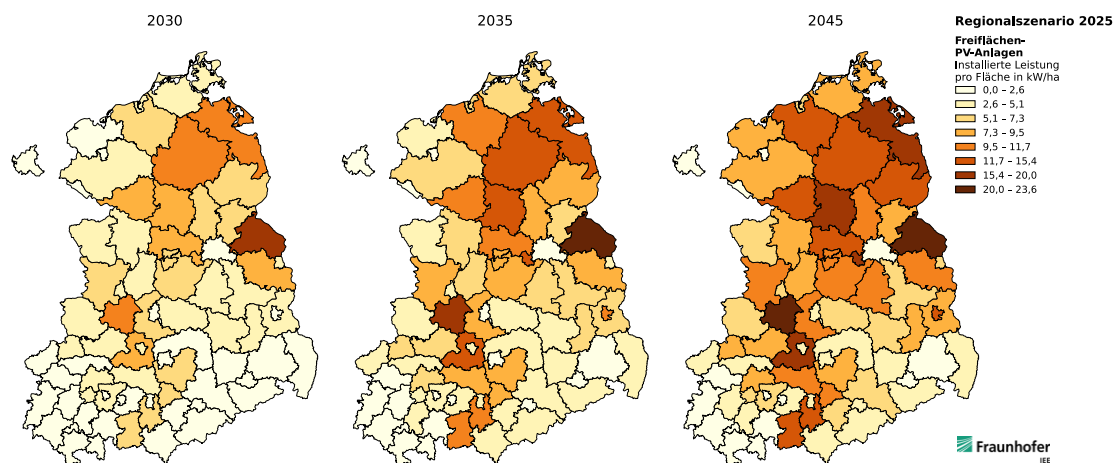


Abbildung 4-6 Ergebnisse der Regionalisierung der Freiflächen-PV-Anlagen auf NUTS-3-Ebene

Gegenüber dem Regionalszenario 2023 verändert sich der Gesamtausbau bis 2045 nur geringfügig. Die Integration der reservierten Anlagen führt zu Verschiebungen innerhalb der Planungsregion. Dadurch werden auch im Vergleich zum Szenario B des NEP ca. 43 GW mehr Freiflächen-PV-Anlagen in der Planungsregion Ost verortet.

Tabelle 2 Anlagenbestand Ende 2024 und Prognose Freiflächen-PV-Anlagen je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2024	Prognose 2030	Prognose 2035	Prognose 2045
Berlin	0	5	20	40
Brandenburg	5.169	19.810	27.240	36.700
Hamburg	<1	20	30	40
Mecklenburg-Vorpommern	2.305	15.600	21.700	29.440
Sachsen	2.074	4.130	6.260	8.360
Sachsen-Anhalt	2.273	9.640	14.950	20.190
Thüringen	924	4.210	6.500	8.770
Planungsregion Ost	12.745	53.415	76.700	103.540

Elemente des Regionalszenarios

4.4.3 Entwicklung Windenergieanlagen

Auch der Ausbau der Windenergie an Land wird mit einem Bottom-up-Modell beschrieben. Dabei ist die zeitliche Entwicklung abhängig davon, welche Flächen für Windenergie verfügbar und wie diese für den Bau von Windenergieanlagen geeignet sind.

Die Methodik zur Erstellung der Prognose für Windenergie an Land ist in Abbildung 4-7 visualisiert.

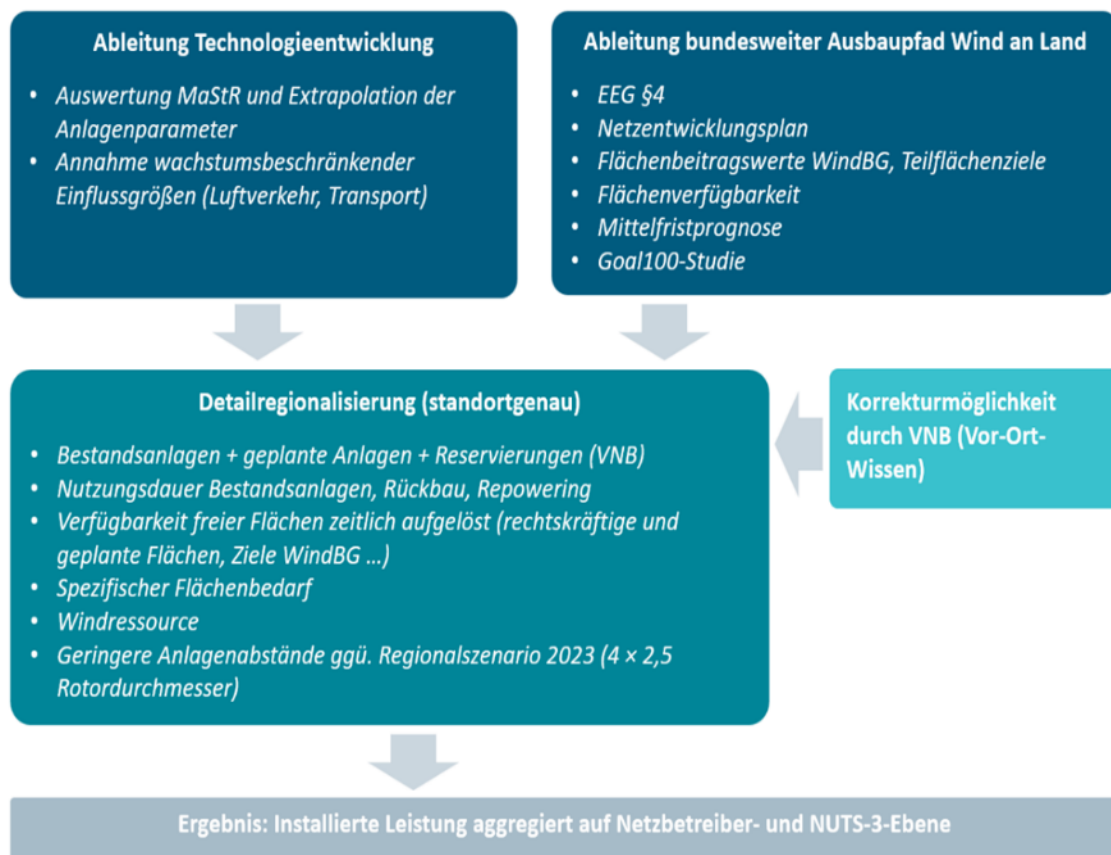


Abbildung 4-7 Methodik Windenergie an Land

Zunächst werden die bundesweiten Ausbauziele bestimmt, danach wird die räumliche Verteilung innerhalb Deutschlands anhand folgender drei Prozessschritte ermittelt:

1. Rückbau alter Anlagen,
2. Repowering (Ersatz alter durch moderne Anlagen) und
3. Neubau auf geeigneten, freien Flächen.

Elemente des Regionalszenarios

Der bundesweite Ausbau der Windenergie orientiert sich an den Zielwerten aus dem EEG sowie am Szenario B des Netzentwicklungsplans [2], wird jedoch mit einem leicht verzögertem Hochlauf angenommen.

Durch das Windenergieflächenbedarfsgesetz (WindBG) ist sichergestellt, dass in den kommenden Jahren ausreichend Flächen für die Nutzung der Windenergie zur Verfügung stehen. Zudem zeigt das MaStR eine Projektpipeline von über 31 GW geplanter Anlagenleistung in Deutschland, was auf einen weiterhin dynamischen Ausbau hinweist.

Bis Ende 2030 wird daher bundesweit mit einer installierten Leistung von rund 110 GW gerechnet – etwas weniger als im EEG-Ausbaupfad, der 115 GW vorsieht (Abbildung 4-8). In den nachfolgenden Jahren (ab 2030) wird ein langsamerer Zubau erwartet:

- bis 2035 eine installierte Leistung von etwa 140 GW (gegenüber 157 GW im EEG-Ausbaupfad),
- bis 2045 ein Anstieg auf rund 160 GW, entsprechend den langfristigen Annahmen des NEP und den EEG-Ausbauzielen.

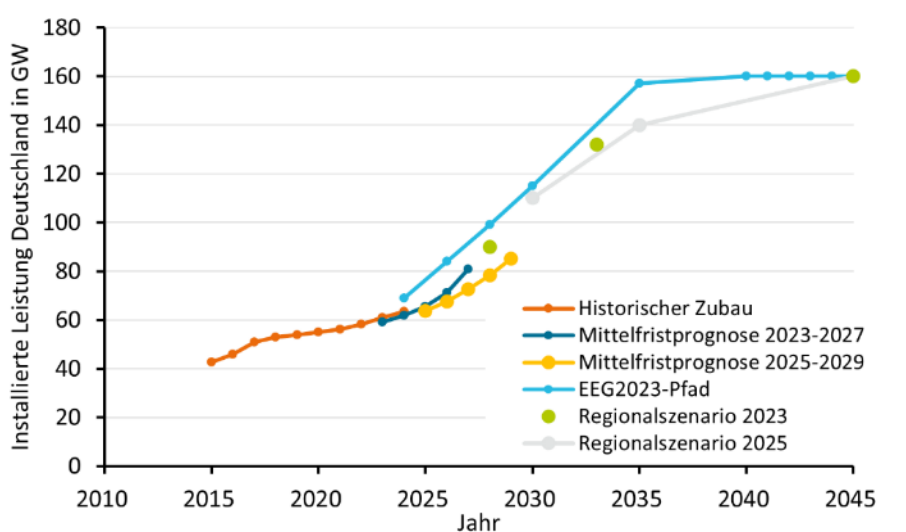


Abbildung 4-8 Historischer Zubau, aktuelle Ausbaupfade sowie Szenarioannahmen für die Regionalszenarien 2023/2025 zur Windenergie an Land

Es wird ein kontinuierlicher technologischer Fortschritt der Windenergieanlagen angenommen, welcher auf den Entwicklungen der letzten Jahre basiert. Es wird mit einem Anstieg des Rotordurchmessers auf bis zu 220 m im Jahr 2045 gerechnet. Damit erhöht sich die durchschnittliche Leistung einer Anlage auf etwa 11,4 MW bei einer Gesamthöhe von rund 300 m.

Elemente des Regionalszenarios

Um künftige Potenziale realistisch abzubilden, wurden vorhandene Flächendaten mit einer Potenzialstudie ergänzt. Die Modellierung berücksichtigt die zeitliche Entwicklung der Flächenkulisse. Es werden die derzeit rechtskräftig ausgewiesenen Flächen und zusätzlich Entwurfsplanungen der Regionalen Planungsverbände berücksichtigt. Zudem fließen die Flächenziele nach dem WindBG sowie bekannte Teilziele der Bundesländer ein.

Im Modell wird für jedes Jahr (2025–2045) berechnet, auf welchen Flächen neue Anlagen entstehen können. Ein gewichtetes Zufallsverfahren auf Basis von Windpotenzial und Konfliktrisiko bestimmt die Prognose für neue Anlagen. Die Ergebnisse eines Jahres bilden die Grundlage für das nächste, sodass ein kontinuierlich wachsender Anlagenbestand entsteht, der die technologische Entwicklung, etwa größere Rotoren und damit größere Abstände, berücksichtigt.

Durch die jährliche Modellierung lässt sich bestimmen, wie sich der Ausbau regional verteilt. Abbildung 4-9 zeigt die Verteilung auf NUTS-3-Ebene, Tabelle 2 die Hochlaufzahlen auf Bundeslandebene Tabelle 3.

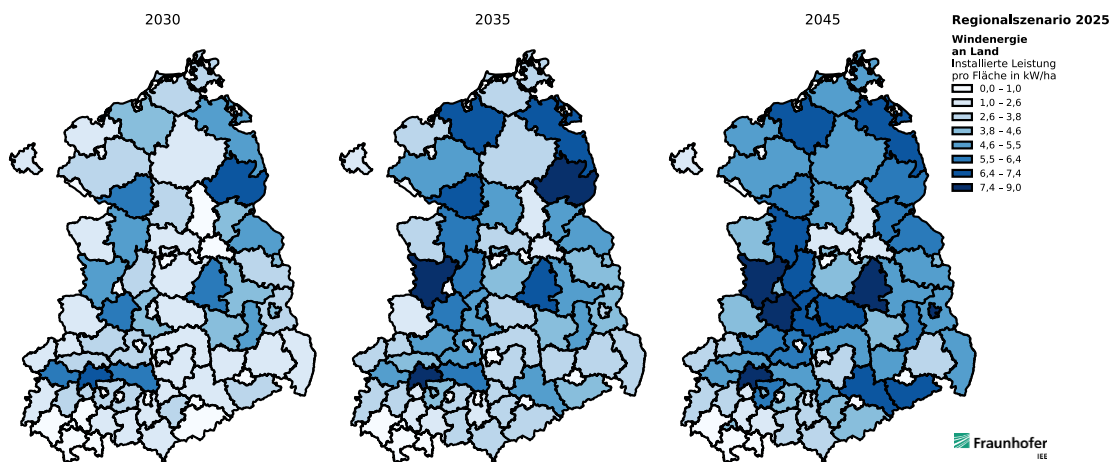


Abbildung 4-9 Regionalisierte Erzeugungsleistung der Windenergie an Land

Elemente des Regionalszenarios

Tabelle 3 Anlagenbestand Ende 2024 und Prognose Windenergie an Land je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2024	Prognose 2030	Prognose 2035	Prognose 2045
Berlin	19	45	125	135
Brandenburg	8.912	12.855	14.550	15.025
Hamburg	124	160	165	155
Mecklenburg-Vorpommern	3.802	7.680	11.060	13.330
Sachsen	1.365	3.630	6.265	8.680
Sachsen-Anhalt	5.510	7.740	10.315	12.990
Thüringen	1.850	3.640	4.860	5.755
Planungsregion Ost	21.582	35.750	47.340	56.070

Vergleich mit Regionalszenario 2023 und Bundeslandzahlen NEP

Für eine Einordnung des Regionalisierungsergebnisses ist ein Vergleich mit dem Regionalszenario 2023 sowie mit der Regionalisierung des Netzentwicklungsplans 2025 der Übertragungsnetzbetreiber hilfreich.

Auf Ebene der Planungsregion Ost ähneln sich die Zubauzahlen der Windenergie trotz der unterschiedlichen methodischen Vorgehensweisen stark. Während im Regionalszenario 2023 ein Ausbau der Windenergie bis 2028 auf 29,7 GW angenommen wurde, beläuft sich dieser Wert für das Jahr 2030 im aktuellen Regionalszenario auf 35,8 GW. Ebenso sind die Werte für 2033 mit 42,5 GW bzw. für 2035 mit 47,3 GW vergleichbar hoch, während für 2045 im Regionalszenario 2025 die Zahlen mit Werten von 56,1 GW etwa 1,5 GW über den Werten des Regionalszenarios 2023 liegen. Es ist daher ein leichter Anstieg des Zubaus Sachsen-Anhalt (+ 3,3 GW) sowie in Mecklenburg-Vorpommern (+ 1 GW) zu beobachten, während auf Thüringen (- 1 GW) und insbesondere Brandenburg (- 2,1 GW) weniger Leistung entfällt.

Im Vergleich zum Netzentwicklungsplan 2025 entfallen auf das Gebiet Planungsregion Ost sehr vergleichbare Leistungen wie im Regionalszenario 2025. Bis zu Jahr 2030 erfolgt der Hochlauf im Regionalszenario etwas schneller, sodass die Leistungen aus dem NEP im Jahr 2032 bereits im Jahr 2030 erreicht werden. Dies lässt sich mit der hohen Zahl geplanter Anlagen im MaStR erklären. Aufgrund des langsameren bundesweiten Hochlaufs (vgl. Abschnitt 2.2.2) entfallen auf die Planungsregion Ost im Regionalszenario im Jahr 2035 etwa 7,6 GW weniger Leistung als im NEP im Jahr 2037, während im Jahr 2045 praktisch identische Leistungen auf das Gebiet der Planungsregion entfallen (56,1 GW im Regionalszenario 2025 vs. 55,7 GW im NEP 2025).

4.4.4 Entwicklung sonstige regenerative Erzeugung

Neben Wind- und PV-Anlagen tragen auch Biomasse, Wasserkraft sowie weitere regenerative Erzeugungsarten wie Klär- und Grubengas oder Geothermie zur Stromerzeugung in der Planungsregion Ost bei. Ihr Beitrag ist jedoch im Vergleich zu Wind- und PV-Anlagen deutlich geringer und unterliegt spezifischen Einschränkungen, sodass für diese Technologien keine signifikante Steigerung der installierten Leistung erwartet wird.

Biomasseanlagen lassen sich in zwei Typen unterteilen: Thermische Verwertung fester Biomassen, bspw. durch die Verbrennung von Holzhackschnitzeln und Vergärung organischer Stoffe, bei der brennbare Gase entstehen, die in Blockheizkraftwerken (BHKW) verstromt werden. Beide Verfahren sind durch begrenzte Ressourcen gekennzeichnet. Während die thermische Nutzung meist auf Restholz zurückgreift, konkurriert die Vergärung mit der landwirtschaftlichen Nutzung der verfügbaren Flächen für Nahrungsmittel und Biokraftstoffe. Zudem ist die Energieausbeute pro Fläche bei Biomasse geringer als etwa bei PV-Anlagen. Für Biomasseanlagen sieht die Bundesregierung im Jahr 2030 bundesweit eine installierte Leistung von 8,4 GW vor (§ 4 Abs. 4 EEG 2023), was etwa dem Erhalt des Status Quo entspricht. Das Szenario B des NEP 2025 geht dagegen für Biomasse-KWK-Anlagen von einem starken Rückgang von 9,1 GW auf langfristig 3 GW aus. Hintergrund sind die begrenzte Wirtschaftlichkeit unflexibler Stromerzeugung, geringe Anlagenauslastung sowie die Fokussierung der Biomassenutzung auf stoffliche Anwendungen und Hochtemperaturprozesse. In den Annahmen des NEP bleibt die Wirkung des Biogaspakets 2025 (EEG 2023) unberücksichtigt. Dieses enthält neue Ausschreibungen und Flexibilisierungsanreize. Für das Regionalszenario wird angenommen, dass das Ausschreibungsvolumen für Biogas mit Vor-Ort-Verstromung vollständig ausgeschöpft wird. Dabei geht die Stromerzeugung zurück, während die elektrische Leistung relativ konstant bleibt. Für Deutschland wird im Jahr 2045 eine installierte Leistung von 7,6 GW aus Biogas und Klärgas erwartet. Die deutschlandweiten Zahlen wurden für die Planungsregion Ost anhand der heutigen Verteilung regionalisiert.

In der Planungsregion Ost beschränkt sich das nutzbare Potenzial von Wasserkraftanlagen weitgehend auf Laufwasserkraftwerke in Mittelgebirgsregionen. Pumpspeicherkraftwerke werden separat im Kapitel „Speicher und Flexibilitäten“ betrachtet. Da das Potenzial als weitgehend ausgeschöpft gilt, wird im Regionalszenario von einer konstanten Nutzung ohne nennenswerten Ausbau ausgegangen.

Sonstige regenerative Erzeugungsarten wie Klärgas, Grubengas oder Geothermie spielen in der Region eine untergeordnete Rolle. Aufgrund ihrer geringen installierten Leistung und fehlender Ausbauprognosen wird auf eine detaillierte Betrachtung dieser verzichtet. Es wird angenommen, dass ein Rückbau bestehender Anlagen nicht erfolgt, so dass die derzeit installierte Leistung bis zum Zieljahr 2045 fortgeschrieben wird.

Elemente des Regionalszenarios

Die Entwicklung der installierten elektrischen Leistung aus Biomasseanlagen und sonstigen Erneuerbaren Energien (Klärschlamm, Klärgas, Geothermie, aber ohne biogenen Anteil Müllheizkraftwerke) je Landkreis ist in Abbildung 4-10 dargestellt.

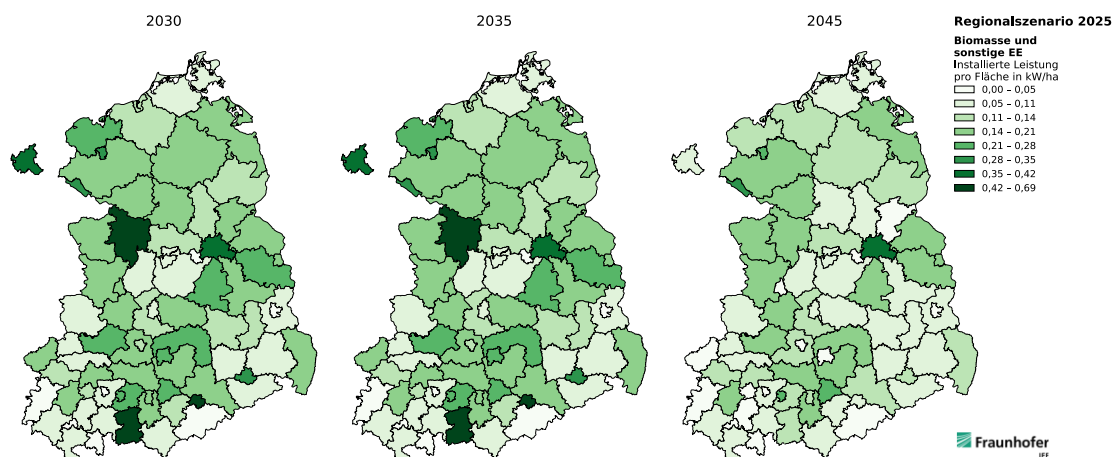


Abbildung 4-10 Regionalisierte installierte Leistung von Biomasseanlagen und sonstiger Erneuerbarer Erzeugung

Tabelle 4 fasst die Entwicklung der Biomasseanlagen und sonstigen Erneuerbaren Energien (Wasser, Klärschlamm, Klärgas, Geothermie, aber ohne biogenen Anteil Müllheizkraftwerke) zusammen.

Tabelle 4 Anlagenbestand Ende 2024 und Prognose Sonstige Erneuerbare Erzeugung je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2024	Prognose 2030	Prognose 2035	Prognose 2045
Berlin	40	35	35	30
Brandenburg	493	470	460	320
Hamburg	34	30	30	5
Mecklenburg-Vorpommern	410	405	395	340
Sachsen	360	350	345	270
Sachsen-Anhalt	509	485	470	320
Thüringen	373	360	350	255
Planungsregion Ost	2.219	2.135	2.085	1.540

Elemente des Regionalszenarios

4.5 Entwicklung der Last

Die sichere Bezugsmöglichkeit der Kunden und Anschlussuchenden mit elektrischer Energie definiert die Versorgungsaufgabe für die Verteilungsnetze.

Neben der Höhe des Stromverbrauchs sind die regionale Verteilung und das Lastprofil im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf ausschlaggebend für die Dimensionierung der Stromnetze.

In diesem Kapitel wird die Lastentwicklung getrennt nach allgemeinem Verbrauch, Elektromobilität, Wärmepumpen, Fernwärme, Industrie/Großverbraucher sowie Wasserstoffelektrolyseuren in den Szenarien der Jahre 2030, 2035 und 2045 beschrieben. Als Netto-Verbrauch enthält dieser keine Netz- und Speicherverluste und keinen Kraftwerkseigenbedarf.

4.5.1 Allgemeine Verbrauchsentwicklung

Die allgemeine Verbrauchsentwicklung umfasst den Stromverbrauch in den Sektoren Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Industriestromverbrauch, wobei zusätzliche Verbräuche, die sich aus der Elektrifizierung im Zuge der Sektorenkopplung (z. B. Wärmepumpen, Elektromobilität) oder auch aus größeren Einzelprojekten (z. B. Rechenzentren) ergeben, hiervon ausgenommen sind. Für die Modellierung wird zunächst der aktuelle Stromverbrauch anhand Veröffentlichungen statistischer Daten für die einzelnen Sektoren für die Bezugsjahre 2022 bzw. 2023 (soweit verfügbar) aufbereitet. Hiervon ausgehend wird die Entwicklung der Stromnachfrage in den Sektoren anhand erwartbarer Veränderungen abgebildet. Ziel ist es hierbei, neben allgemeinen Trends möglichst auch eine räumliche Differenzierung zu berücksichtigen, da zu erwarten ist, dass sich die Regionen der Planungsregion Ost unterschiedlich entwickeln. Bezugsebenen sind Landkreise und kreisfreie Städte (NUTS-3).

Im Unterschied zu anderen betrachteten Technologien können für die Sektoren Haushalt, GHD und Industriestromverbrauch keine installierten Leistungen angegeben werden. Der Bedarf dieser Sektoren bildet heute die Residuallast, die eine weitere Trennung in die Sektoren nur modellhaft erlaubt. Die Prognose für diese Sektoren wird daher als erwartete Änderung in Bezug auf die heutige Residuallast angegeben.

Das methodische Vorgehen für die Ableitung der allgemeinen Verbrauchsentwicklung unterscheidet sich je nach Verbrauchssektor. Im Bereich des Stromverbrauchs der Haushalte werden allgemeine Effizienzfaktoren angewendet, die eine Reduktion des Haushaltsstromverbrauchs aufgrund von Einsparungen und effizienteren Geräten annehmen. Diese orientieren sich an den Annahmen des Netzentwicklungsplans, werden jedoch abgeschwächt, da zusätzlich noch der demografische Wandel als räumlich differenzierter Einflussparameter berücksichtigt wird. Unter Anwendung beider Faktoren führt

Elemente des Regionalszenarios

dies zu einer Reduktion des Haushaltsstromverbrauchs um ca. 27 % bis 2045 gegenüber dem Bezugsjahr 2023.

Die Entwicklung des Industriestromverbrauchs zu prognostizieren, ist mit hohen Unsicherheiten behaftet, da sie stark von der wirtschaftlichen Entwicklung in Deutschland in den kommenden 20 Jahren abhängt und hierüber ebenfalls Unsicherheiten bestehen. Im Rahmen des Regionalszenarios erfolgt eine Orientierung an den Szenariodaten des Fraunhofer ISI aus dem Projekt TransHyDE [6]. Da in diesem Projekt jedoch auch viele Einzelprojekte berücksichtigt wurden, die nicht mehr aktuell sind, eine Differenzierung dieser Projekte anhand der vorliegenden Daten jedoch nicht möglich ist, werden lediglich regionale Entwicklungsklassen aus den Daten gebildet und Trends für die NUTS-3-Gebiete der jeweiligen Klassen abgeleitet. Bei den Änderungsfaktoren überwiegt eine Reduktion des Industriestromverbrauchs, wobei diese Reduktion regional unterschiedlich stark ausgeprägt ist. Während in besonders strukturschwachen Regionen eine Reduktion des Industriestromverbrauchs um 40 % bis 2045 erwartet wird, steigt in wenigen Regionen der Industriestromverbrauch nach den getroffenen Annahmen um bis zu 20 % an.

Die Modellierung des GHD-Sektors orientiert sich an den Effizienzfaktoren aus dem Netzentwicklungsplan, linear interpoliert auf die Betrachtungsjahre des Regionalszenarios 2025. Durch eine Kopplung der Entwicklung des Stromverbrauchs im GHD-Sektor an die Entwicklung des Stromverbrauchs im Industriesektor wird eine zusätzliche, räumlich differenzierte Komponente eingebracht, die jedoch nur geringe Auswirkungen auf die Gesamtsummen hat. Im Zusammenwirken beider Einflussgrößen reduziert sich der Stromverbrauch im GHD-Sektor bis 2030 gegenüber dem Bezugsjahr auf ca. 89 %. Dieser Trend setzt sich mit einer Reduktion auf 82 % bis zum Jahr 2035 und auf ca. 76 % bis zum Jahr 2045 fort.

Die Reduktion der Verbräuche wird als Anhaltspunkt für eine näherungsweise und modellhafte Prognose eines Teils der gesamten Leistungsnachfrage genutzt, indem aktuelle Höchstlastwerte mit den oben ermittelten Faktoren multipliziert werden.

Die erwarteten Änderungen sind regional teilweise sehr unterschiedlich ausgeprägt (Abbildung 4-11).

Elemente des Regionalszenarios

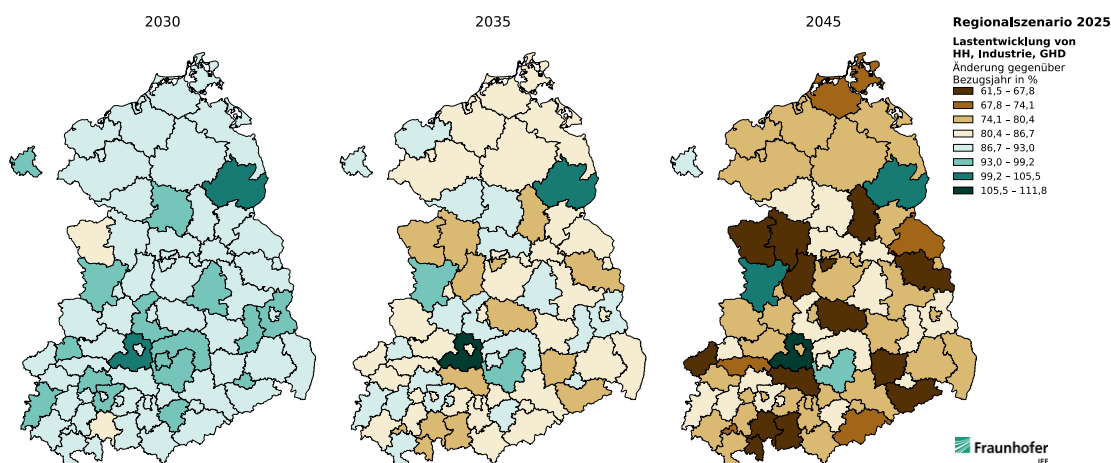


Abbildung 4-11 Regionale Verteilung der erwarteten allgemeinen Lastentwicklung bezogen auf 2022/23

4.5.2 Elektromobilität

Wie bereits beim Regionalszenario 2023 wurden auch für das Regionalszenario 2025 im Bereich Elektromobilität drei Arten von Fahrzeugen (Pkw, leichte und schwere Nutzfahrzeuge) untersucht. Diese wiederum wirken sich unterschiedlich auf im Wesentlichen drei Ladekategorien (E-Pkw, Depotladen und Autobahnladen) aus, welche die Basis für die benötigten Ladeleistung, Ladeenergie und regionale Verortung darstellen. Ebenfalls wie im Jahr 2023 wurde der Bereich ÖPNV bewusst ausgeklammert, da in der Planungsregion dazu keine ausreichende allgemeingültige Datenbasis vorliegt. Sollten sich klare Tendenzen im ÖPNV abzeichnen, werden sie in einem der zukünftigen Regionalszenarien integriert.

Die stetige Aktualisierung und Weiterentwicklung der Prognosen spiegelt sich in der teilweise deutlichen Veränderung der aktuellen Prognosezahlen im Vergleich zu denen von 2023 wider. Neben der Einordnung der Veränderungen findet in diesem Bericht auch ein Vergleich mit dem aktuellen NEP und Prognosen der NLL (2025) statt.

Pkw

Für die Modellierung des Ladeleistungsbedarfs batterieelektrischer Pkw (BEV und PHEV) wurde ein mehrstufiger methodischer Ansatz gemäß Abbildung 4-12 gewählt.

Elemente des Regionalszenarios

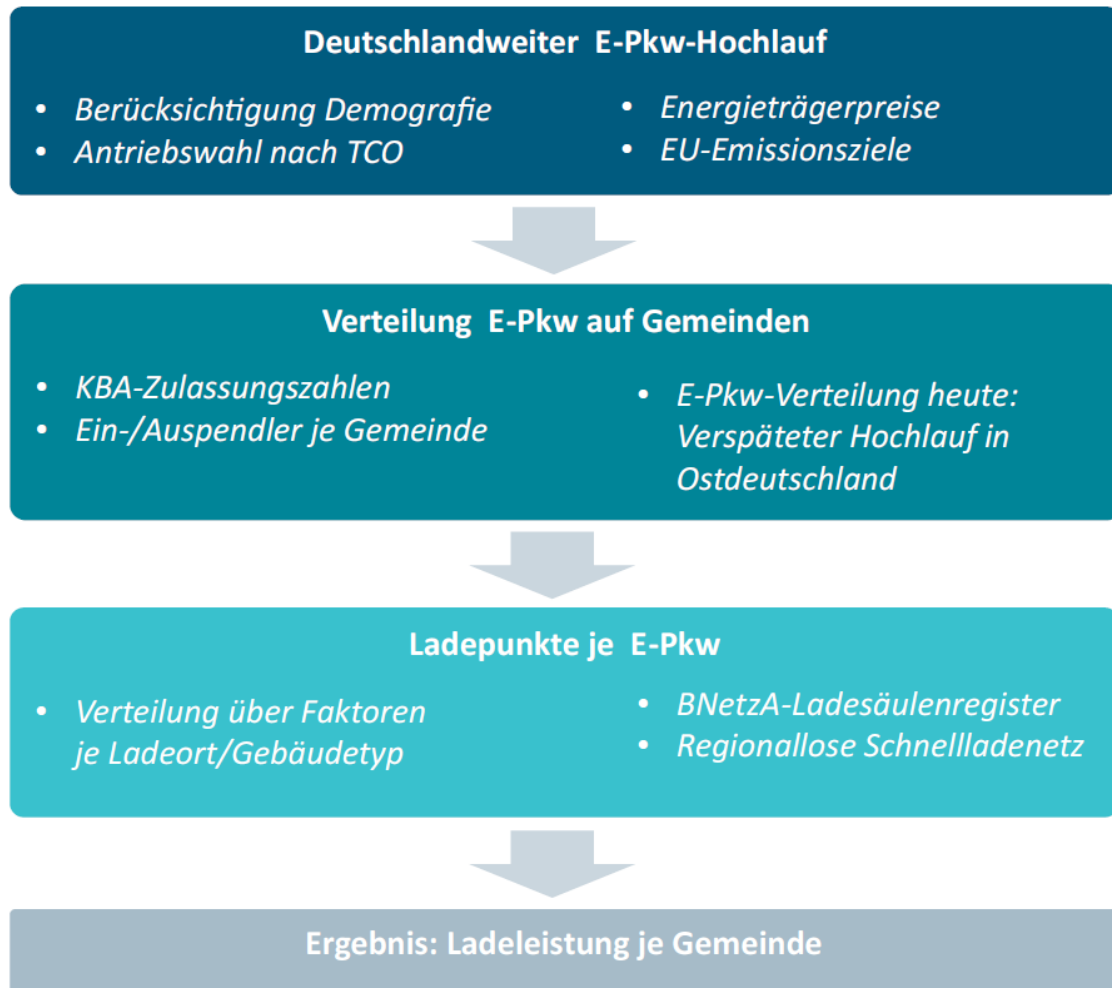


Abbildung 4-12 Methodik zur Modellierung der Ladeinfrastruktur für Pkw

Ausgangspunkt ist eine Gesamtbetriebskostenkalkulation, welche auf nationaler Ebene die Entwicklung der Fahrzeugflotte abbildet. Dabei werden unter anderem Preisentwicklungen relevanter Energieträger, technologische Trends, Kaufkraft sowie regulatorische Rahmenbedingungen berücksichtigt. Auf dieser Basis ergibt sich ein Gesamtbestand von 35,6 Mio. E-Pkw im Jahr 2045, was unter dem im Szenario B des NEP 2025 angenommenen Wert von 40,2 Mio. liegt. Darauf aufbauend fand eine modellierte Regionalisierung und Verteilung der Fahrzeuge und Ladepunkte statt, wobei bei den Ladepunkten zwischen Heim-, Arbeits- und öffentlichem Laden unterschieden wird. Für die Ladeleistungen wurden 11 kW für private Ladepunkte und durchschnittlich 145 kW für Schnellladepunkte angenommen.

In Abbildung 4-13 ist die Zuordnung der installierten Ladeleistung für E-Pkw ohne Autobahnladen auf NUTS-3-Ebene dargestellt.

Elemente des Regionalszenarios

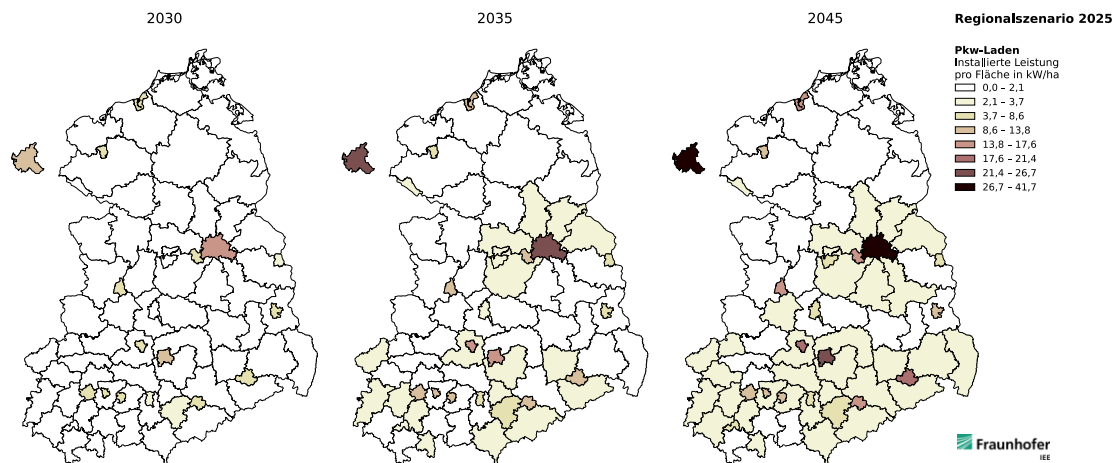


Abbildung 4-13 Regionale Verteilung der installierten Ladeleistung für Pkw

Depotladen

Die Regionalisierung und Ermittlung der Leistungsbedarfe für das Depotladen erfolgen auf Basis der bundesweiten Mantelzahlen zur erforderlichen Ladeleistung für Lkw aus dem Szenario B des NEP 2025, dem Szenario der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL), des georeferenzierten Datensatzes von Logistikimmobilien sowie zusätzlich erfasster geplanter Gewerbegebiete.

Durch die Einbindung konkreter Standortdaten für das Depotladen sowie der Anwendung standortscharfer zeitreihenbasierter Gleichzeitigkeitsfaktoren konnte die räumliche und zeitliche Auflösung der Leistungsabschätzung gegenüber dem vorangegangenen Regionalszenario deutlich verbessert werden.

Auf Basis der verwendeten Datensätze ergibt sich die folgende dargestellte Verteilung der Ladeleistung in Logistikdepots zusammengefasst für LNF und SNF (Abbildung 4-14).

Elemente des Regionalszenarios

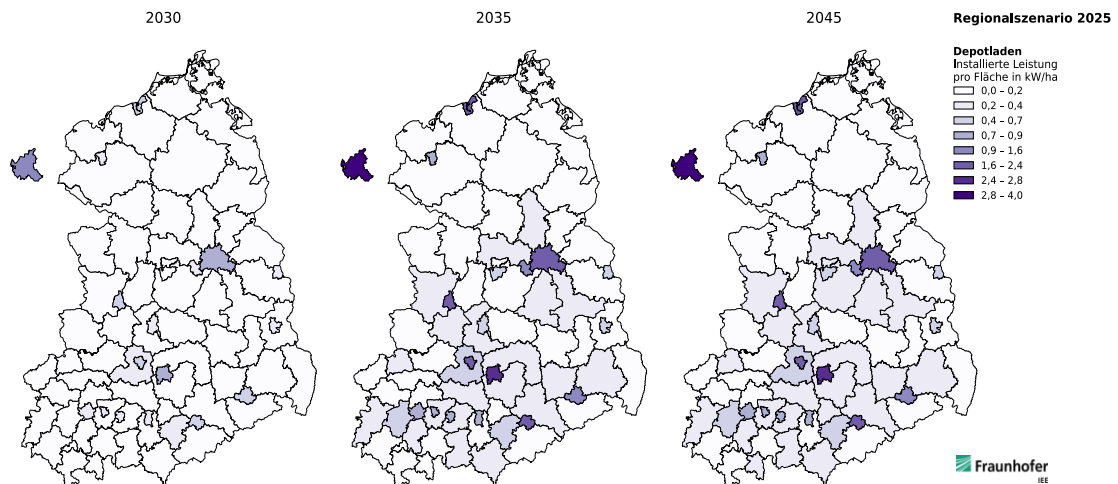


Abbildung 4-14 Regionale Verteilung der installierten Ladeleistung in Logistikdepots

Autobahnladen

Beim Autobahnladen wird neben den zukünftigen Pkw- und Lkw-Zahlen vor allem das Verkehrsaufkommen berücksichtigt. Da inzwischen sowohl das Lkw-Schnellladenetz als auch die Pkw-Autobahnlose [8] veröffentlicht wurden, fließen diese in die gezieltere Priorisierung künftiger Ladeinfrastrukturstandorte mit ein.

Im Rahmen der Modellierung zeigte sich, dass die bisherigen Planungen nicht ausreichen, um den erwarteten Ladebedarf im Jahr 2045 weder für Pkw noch für Lkw vollständig abzudecken. Deshalb wurden zusätzlich bestehende Autobahnraststätten und autobahnahe Autohöfe als weitere zukünftige Ladeorte angesetzt. Das Laden von Pkw und Lkw findet an grundsätzlich an denselben Raststätten bzw. Rastplätzen statt und wirkt additiv. Die Ergebnisse auf NUTS-3-Ebene sind in Abbildung 4-15 dargestellt.

Elemente des Regionalszenarios

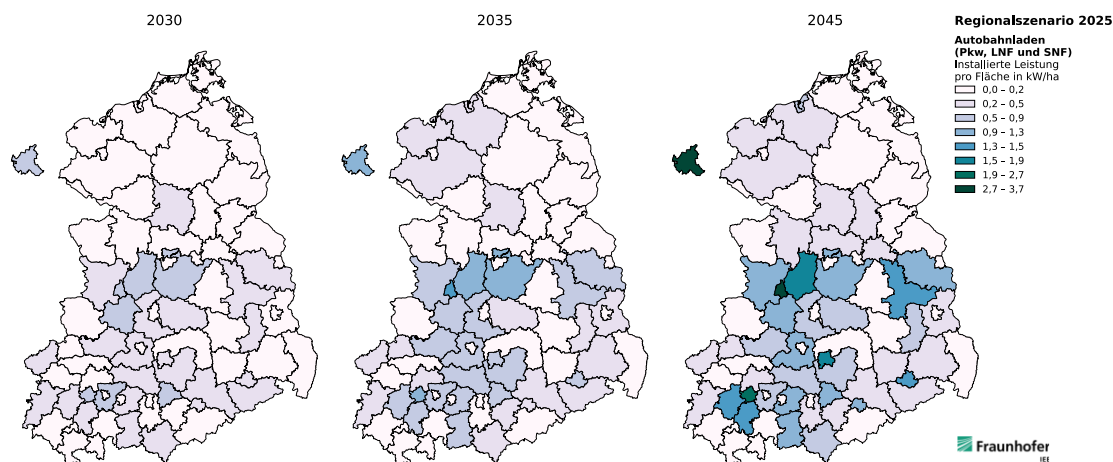


Abbildung 4-15 Regionale Verteilung der installierten Ladeleistung an Autobahnen

Installierte Leistung der Ladeinfrastruktur

Die installierte Leistung der Ladeinfrastruktur als Summe aus Pkw-, Depot- und Autobahnladeeinrichtungen ist in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5 Installierte Leistung von Ladeinfrastruktur je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2024	Prognose 2030	Prognose 2035	Prognose 2045
Berlin	372	1.370	2.505	3.955
Brandenburg	551	3.735	6.375	8.345
Hamburg	270	1.165	2.275	3.535
Mecklenburg-Vorpommern	206	1.840	3.095	4.135
Sachsen	318	3.665	6.260	8.505
Sachsen-Anhalt	555	2.620	4.490	6.130
Thüringen	322	2.585	4.315	5.725
Planungsregion Ost	2.594	16.980	29.315	40.330

Vergleich mit dem Regionalszenario 2023

Im Vergleich zum Regionalszenario 2023 wird in der Planungsregion von einem geringeren Zubau der Ladeleistungen ausgegangen.

Der Hochlauf der Elektromobilität erfolgt in der aktuellen Modellierung insgesamt etwas später, dafür jedoch deutlich steiler. Eine höhere Auslastung der Ladeinfrastruktur führt dazu, dass die benötigte Gesamtleistung insgesamt leicht sinkt.

Elemente des Regionalszenarios

Im Ladeverhalten zeigen sich ebenfalls Anpassungen der Annahmen. Das Verhältnis zwischen Heimladepunkten und E-Pkw wurde auf Basis aktueller Literatur leicht erhöht. Für das Laden am Arbeitsplatz wird ein Lademanagement angenommen, das die Auslastung verbessert. Beim öffentlichen Laden verschiebt sich der Schwerpunkt hin zu Schnellladeinfrastruktur (HPC), ebenso wird ein größerer Anteil der Energiemenge über Autobahnladepunkte abgewickelt.

Eine wesentliche Veränderung betrifft die Methodik zur räumlichen Differenzierung des Heimladens. Während im Regionalszenario 2023 pauschale Abschläge für (Groß-) Städte verwendet wurden, die die Unterschiede zwischen städtischen und ländlichen Raumtypen nur unzureichend abbildeten, erfolgt nun eine deutlich präzisere Zuordnung auf Grundlage von Gebäudedaten auf Gemeindeebene. Dadurch können Standorte mit eigenem Stellplatz besser identifiziert werden, was zu einer höheren Anzahl heimladefähiger Fahrzeuge führt. Entsprechend sinkt der Bedarf an öffentlicher Ladeinfrastruktur, insbesondere in Berlin, Hamburg, Sachsen und Mecklenburg-Vorpommern.

Insgesamt führt diese verfeinerte Methodik zu einem stärkeren Rückgang der installierten Leistung in der Planungsregion.

Vergleich mit den NEP-Bundeslandzahlen

Beim Vergleich mit den Bundeslandzahlen des Szenarios B des NEP 2025 zeigt sich, dass die deutschlandweiten Leistungswerte für das Jahr 2037 in einer vergleichbaren Größenordnung mit den Ergebnissen des Stützjahres 2035 des Regionalszenarios liegen. Auf Ebene der Bundesländer ergeben sich jedoch deutliche Abweichungen. Für Berlin wird im NEP eine deutlich höhere Leistung angegeben, während für Brandenburg geringere Werte ausgewiesen werden. Eine Ursache kann eine andere Wichtung von Einwohnerzahl, Gebäudetypen und Raumstrukturen für die räumliche Verteilung darstellen.

Für das Jahr 2045 geht das Szenarios B des NEP 2025 von einer höheren Anzahl an E-Pkw (40,2 Mio. statt 35,6 Mio.) aus, gleichzeitig jedoch von einer geringeren Gesamtleistung. Dies deutet darauf hin, dass im NEP sowohl eine höhere Auslastung der Ladeinfrastruktur als auch geringere installierte Leistungen in den Bereichen Depot- und Autobahnladen angenommen werden.

Vergleich mit der NLL-Prognose

Ein anderes Bild ergibt sich beim Vergleich mit den Prognosezahlen der NLL, die auf Bundeslandebene aggregiert wurden. Für sämtliche Bundesländer der Planungsregion und alle Stützjahre liegen die prognostizierten Ladeleistungen deutlich über den Werten des Regionalszenarios. Dies lässt darauf schließen, dass in den NLL-Prognosen von einer geringeren Auslastung der Ladeinfrastruktur ausgegangen wird – sowohl im Ver-

Elemente des Regionalszenarios

gleich zum Regionalszenario 2025 als auch zu den Annahmen des NEP. Die Abweichungen fallen insbesondere in der Planungsregion stark aus, was unter anderem auf die fehlende Berücksichtigung demografischer Entwicklungen und der noch unberücksichtigten Streichung der Kaufprämie für E-Pkw in der NLL-Prognose zurückzuführen ist.

4.5.3 Dezentrale Wärmepumpen und Nahwärmeversorgung

Zukünftig werden strombasierte Wärmelösungen zu den bedeutenden Verbrauchern zählen, deshalb widmet sich dieser Abschnitt dem Verfahren zur Ermittlung der installierten Leistung von dezentralen Wärmepumpen (WP). Für die Entwicklung der Szenarien kommen Luft-, Wasser- und Erdsonden-WP mit und ohne Kombination einer Lüftungsanlage zum Einsatz.

Die Gebäudewärmeversorgung unterliegt zunehmend regulatorischen Anforderungen, die bei der Modellierung zu berücksichtigen sind. Maßgeblich sind hierbei die Investitionsförderungen und EE-Anteilsvorgaben des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) für Gebäudeeigentümer sowie die kommunale Wärmeplanung mit ihren infrastrukturellen Zielvorgaben. Eine Reform des GEG befand sich zum Zeitpunkt der Modellierung (Stand: August 2025) in der energiepolitischen Diskussion. Grundsätzlich werden daraus jedoch nur begrenzte Auswirkungen auf die Marktentwicklung erwartet. Bereits das aktuelle GEG ermöglicht eine gewisse Technologieoffenheit, etwa durch die Zulassung von Gaskesseln und die bilanzielle Beimischung von Biomethan oder Wasserstoff, beispielsweise in Erwartung eines zukünftigen Anschlusses an ein Fernwärmenetz.

Die Vorgaben zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 sind hingegen deutlich ambitionierter als die Anforderungen des GEG selbst. Deshalb wurde im Rahmen der Modellierung angenommen, dass bis zum Stützjahr 2035 eine Entwicklung entsprechend der derzeit gültigen gesetzlichen Rahmenbedingungen des GEG erfolgt. Zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 muss nach 2035 eine deutliche schnellere Transformation des Wärmesektors erfolgen. Im Modell bedeutet dies, dass der schrittweise Umbau der Gasfernleitungsnetze hin zu einer Wasserstoffversorgung dazu führt, dass künftig lediglich Wasserstoffkessel, nicht jedoch Methanheizungen, eine technische Option darstellen.

Die Bestimmung der quartiersbezogenen Stromlasten stützt sich im Wesentlichen auf folgende Aspekte:

- eine Bottom-up-Analyse der individuellen Investitionsentscheidungen von Gebäudeeigentümern hinsichtlich Hüllensanierung und Heizsystemtausch unter Berücksichtigung gebäudespezifischer Möglichkeiten und eigentümerspezifischer Präferenzen,
- die Einbeziehung von Vorgaben aus kommunaler Wärmeplanung (indikativ) bzw. des Versorgers (verbindlich) oder die pauschale Wärmeplanungsmethodik des Fraunhofer IEE (wirtschaftlich),

Elemente des Regionalszenarios

- Beeinflussungen von Gebäuden untereinander, sowie der solare Eintrag, sodass die individuellen Gebäudeoberflächen, deren unterschiedliche Ausrichtung und Neigung sowie angrenzende Wandflächen zum Nachbargebäude einbezogen wurden,
- die Abbildung realer Gleichzeitigkeiten von Wärmepumpen auf Grundlage empirischer Messreihen.

Technologisch wird zwischen Luft-Wärmepumpen, die eine hohe Netzbelastung verursachen, und Erdsonden- bzw. Erdkollektor-Wärmepumpen, die eine deutlich geringere Belastung aufweisen, unterschieden.

Im Bereich der Nahwärmeversorgung erfolgt die Differenzierung je nach örtlichen Bohrmöglichkeiten (Wasserschutzgebiete) zwischen Systemen mit Luft-Wärmepumpe und Heizstab (hohe Netzbelastung), Luft-Wärmepumpe und Pelletkessel oder Erdsondenfeldern mit Abwärmenutzung bzw. Brunnen (geringe Netzbelastung).

Bestehende Blockheizkraftwerke (BHKW) verlieren – sowohl in der Objektversorgung als auch in der Nahwärme – zunehmend an Bedeutung und gelten langfristig als wirtschaftlich nicht tragfähig. Darüber hinaus beeinflusst der Ausbau der Fernwärme in den Kommunen maßgeblich die zukünftige Nachfrageentwicklung und damit indirekt auch die KWK-Stromerzeugung sowie die Stromlasten der zentralen Fernwärmeversorgung.

Im Ergebnis zeigt sich, dass Erd- und insbesondere Luft-Wärmepumpen bereits im Zeitraum bis 2035 im Anlagenbestand zunehmend an Bedeutung gewinnen und die neu installierten Heizsysteme dominieren (Abbildung 4-16). Dies gilt auch unter Fortführung der aktuellen gesetzlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wenn auch nicht in derselben Geschwindigkeit wie im Regionalszenario 2023, das u. a. Austauschpflichten aufgrund sukzessiv abnehmender zulässiger Anlagennutzungsdauern enthielt.

Ab 2035 ist ein beschleunigter Austausch von Gas- und Ölheizkesseln erkennbar, der mit höheren Investitions- und Fördervolumina einhergeht und zusätzlich durch die Umdichtung des Gasfernleitungsnetzes auf Wasserstoff begünstigt wird. Bis 2045 werden die Klimaschutzziele im Szenario erreicht und stehen im Einklang mit den Langfristszenarien, die dem NEP zugrunde liegen. Der verbleibende Restanteil an Heizkesseln im Jahr 2045 kann durch den Einsatz synthetischer, erneuerbarer Brennstoffe gedeckt werden.

Der Biomasseanteil wurde im Szenario über Mengenbudgets begrenzt, die in etwa den Vorgaben der NEP-Szenarien entsprechen und herunterskaliert auf den Anteil der beheizten Nutzflächen in der Planungsregion Ost.

Die Fernwärme weist in der Planungsregion Ost bereits heute einen im bundesweiten Vergleich hohen Anteil auf, der bis 2045 weiter ausgebaut wird. Der Ausbau neuer Nahwärmenetze und die daraus resultierenden Großwärmepumpen-Leistungen sind gering.

Elemente des Regionalszenarios

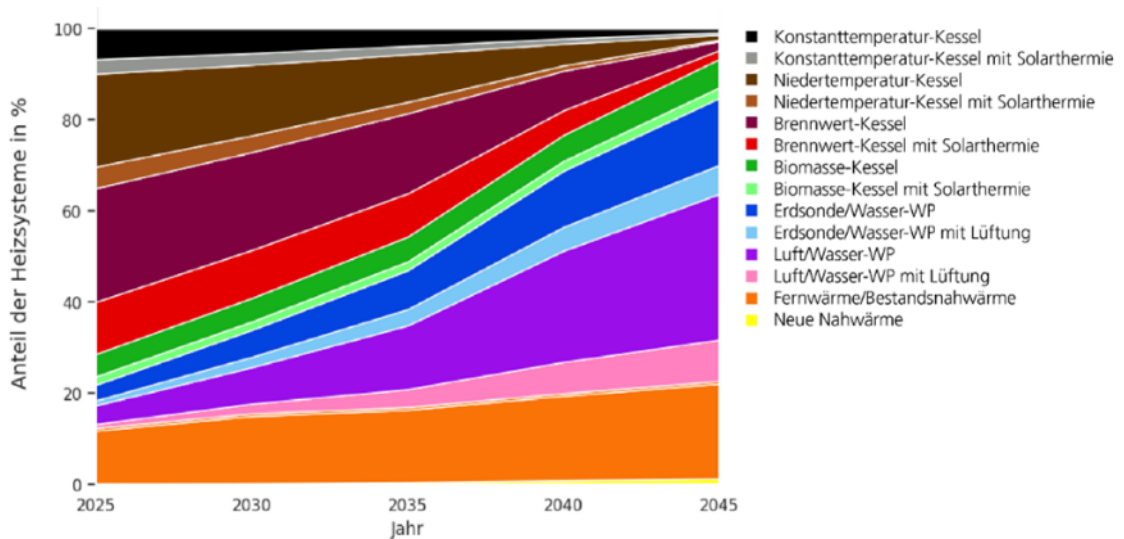


Abbildung 4-16 Prognostizierte Entwicklung des Heizungsmarktes in der Planungsregion Ost

Der Markthochlauf wird durch die benannten und durch weitere Faktoren aus dem Modell AgentHomeID des Fraunhofer IEE prognostiziert. Die ermittelten Werte der Technologien (Erdsonden-WP und Luft-Wasser-WP ohne Heizstab) sind in Tabelle 6 zusammengefasst. Die Verteilung der Leistung auf die Landkreise ist in der Abbildung 4-17 zu sehen.

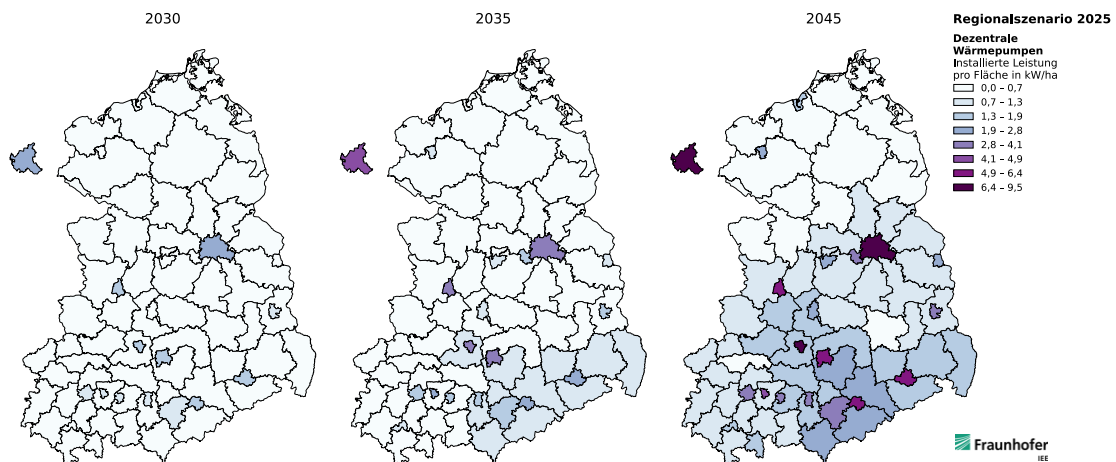


Abbildung 4-17 Regionale Verteilung der Prognose der installierten elektrischen Leistung von dezentralen Wärmepumpen (ohne Heizstab)

Elemente des Regionalszenarios

Tabelle 6 Prognose installierte Leistung und Anzahl von Wärmepumpen (ohne Berücksichtigung von Heizstäben) je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Prognose 2030		Prognose 2035		Prognose 2045	
	P / MW	Anzahl	P / MW	Anzahl	P / MW	Anzahl
Berlin	200	43.135	360	72.215	745	141.315
Brandenburg	725	147.885	1.130	236.885	2.515	515.740
Hamburg	180	37.605	340	70.980	700	141.860
Mecklenburg-Vorpommern	390	77.555	625	128.540	1.335	265.955
Sachsen	1.200	197.880	1.920	323.470	3.880	623.335
Sachsen-Anhalt	750	119.710	1.180	195.095	2.600	424.535
Thüringen	615	100.445	940	160.055	2.055	345.300
Planungsregion Ost	4.060	724.215	6.495	1.187.240	13.830	2.458.040

In Abbildung 4-18 sind die aggregierten Leistungen der Nahwärmenetze auf NUTS3-Ebene dargestellt, in Tabelle 7 nach Bundesländern.

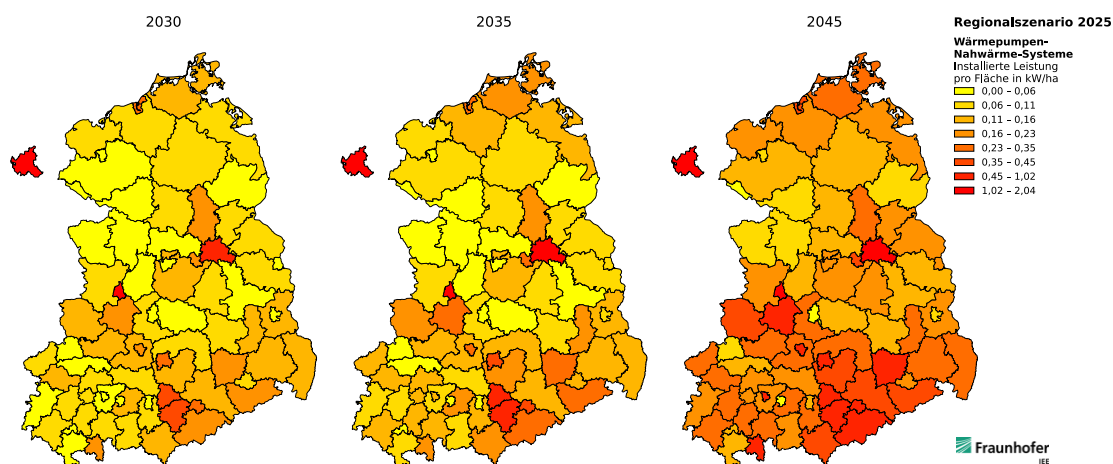


Abbildung 4-18 Prognose der installierten Leistung (elektrisch) von Nahwärmesystemen der Planungsregion Ost auf Landkreisebene (NUTS3) (ohne KWK – diese ist im Kapitel Fernwärme beschrieben)

Elemente des Regionalszenarios

Tabelle 7 Prognose der installierten elektrischen Leistung in Nahwärmenetzen (ohne KWK) je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Prognose 2030	Prognose 2035	Prognose 2045
Berlin	90	100	180
Brandenburg	330	360	585
Hamburg	30	35	60
Mecklenburg-Vorpommern	225	240	375
Sachsen	415	480	880
Sachsen-Anhalt	365	415	755
Thüringen	225	265	500
Planungsregion Ost	1.680	1.895	3.335

Unterschiede zum Regionalszenario 2023

Die Regionalszenarien 2023 und 2025 zeigen signifikante Unterschiede in der Entwicklung und Verteilung von Heizsystemen. Begründet sind diese durch aktualisierte Daten, veränderte regulatorische Rahmenbedingungen und weiterentwickelte Modellierungsansätze.

Im aktuellen Regionalszenario wird ein begrenztes Biomasse-, Biomethan- und Wasserstoffpotenzial angenommen, was zu einer Reduktion von Pellet-Systemen um etwa 10 % führt. Diese Systeme werden durch Wärmepumpen und Wärmenetze ersetzt. Zudem entfiel in den gesetzlichen Regelungen ein zwingendes Enddatum für die Umstellung, so dass Bestandsanlagen weiter betrieben werden können.

Die regionalen Unterschiede sind besonders in städtischen Gebieten wie Berlin und Hamburg sichtbar, wo der Fernwärmeanteil stärker steigt als in Flächenbundesländern. Die Begrenzung des erdgekoppelten Wärmepumpenpotenzials durch Grünflächenanforderungen wirkt sich vor allem in urbanen Gebieten aus, während in Flächenbundesländern die Wärmepumpe die Hauptalternative bleibt.

Durch eine verbesserte Datengrundlage im Nichtwohngebäudesektor können genauere Abschätzungen vorgenommen werden. Im Regionalszenario 2023 wurden bei den Angaben zu installierten Leistungen für Trinkwasserwärme und Wärmepumpen, Heizstäbe berücksichtigt.

Die Prognose des Regionalszenarios 2023 basierte auf DIN-Normen mit hohen Heizleistungen und Gleichzeitigkeiten. Die verbesserte Modellierung zeigt jedoch eine Überdimensionierung dieser Systeme im letzten Szenario, da die tatsächlichen Gleichzeitigkeiten geringer sind als ursprünglich angenommen. Im Regionalszenario 2025 ergibt sich dadurch eine realistischere Berücksichtigung dezentraler Wärmepumpen.

Elemente des Regionalszenarios

4.5.4 Fern- und Prozesswärme

Die Transformation der Industrie- und Fernwärmeversorgung hat starke Rückwirkungen auf das Stromverteilnetz. Während heute Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) gerade in Städten das Netz entlasten können, steigt zukünftig der Stromverbrauch durch die Elektrifizierung der zentralen, heute noch oftmals gasbasierten Wärmeversorgung an. Die Transformation hängt ab von den regionalen Versorgungspotenzialen. Für das Stromnetz resultierende Gleichzeitigkeiten und Betriebsmittelauslastungen weisen eine hohe Wechselwirkung mit dem von Wind- und Solarstrom dominierten Strommarkt auf. Diese Wechselwirkungen sind netzrelevant, indem beispielsweise elektrische Wärmeerzeuger bei hohem Aufkommen erneuerbarer Einspeisung Wärmespeicher füllen oder KWK-Anlagen in kalten Dunkelflauten zeitgleich zur Stromnachfrage dezentraler Wärmepumpen Strom erzeugen. Beide Einflüsse – regional spezifische Wärmeversorgung und marktliche Wechselwirkungen – werden in der gewählten Methodik (siehe dazu Abbildung 4-19 und Abbildung 4-20) in den Szenariostützjahren abgebildet.

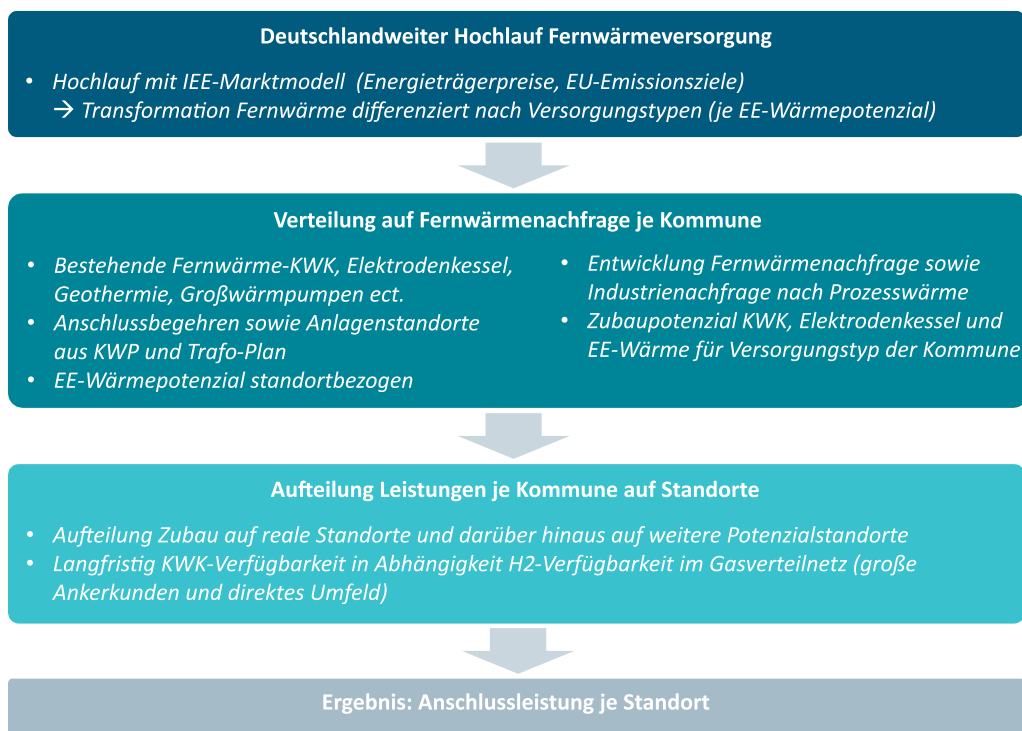


Abbildung 4-19 Methodik der Fernwärmeversorgungsprognose

Elemente des Regionalszenarios



Abbildung 4-20 Methodik der Industrierwärmeversorgungsprognose

Orientiert an den Prämissen von Szenario B des NEP 2025 werden die Einbindung der Versorgungsstrukturen in den europäischen Strommarkt und der Markthochlauf (also die Entwicklung der installierten Leistungen) für die Szenariojahre 2030, 2035 und 2045 abgebildet. Je nach Anwendungsfall reagieren Versorgungssysteme auf schwankende Strompreise unter Berücksichtigung hybrider Versorgungsoptionen und Wärmespeicher. Damit ergeben sich wirtschaftlich installierbare Leistungen und Einsatzzeitreihen, die den konkret bestehenden und neuen Anlagenstandorten zugeordnet werden.

Die räumliche Nähe zum Wasserstoffnetz ist entscheidend für die Wahrscheinlichkeit, ob ein Industriestandort zukünftig mit Elektrodenkesseln und Biomasseheizwerken Dampf erzeugt oder mittels Wasserstoff-KWK und Wasserstoff-Heizwerken. Und es ist auch entscheidend, ob eine Fernwärme-KWK langfristig mit Wasserstoff versorgt werden kann.

Elemente des Regionalszenarios

Die in Abbildung 4-21 dargestellte Prognose des Endenergiebedarfs der Industrie in Deutschland weist bis zum Jahr 2045 nur eine geringe Abnahme gegenüber heute aus. Im Fokus der Sektorenkopplung liegt dabei die Entwicklung von Dampf und Heißwasser (Industrieprozesswärme).

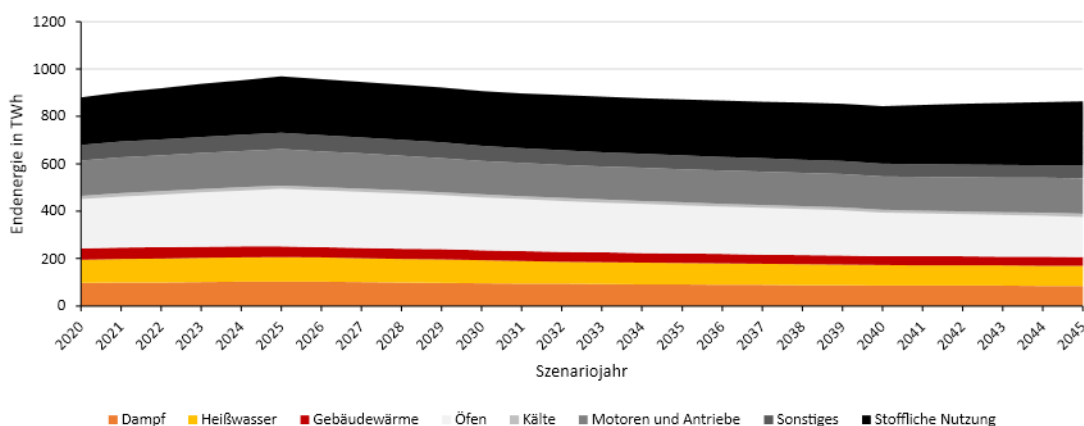


Abbildung 4-21 Prognose des Endenergiebedarfs der Industrie in Deutschland

Durch den geringeren Anteil der Planungsregion Ost am Endenergieverbrauch der Industrie in Deutschland (derzeit ca. 21 % der Prozesswärme für Dampf und Heißwasser, 2045 ca. 18 %) ist der Leistungszuwachs durch Elektrodenkessel und Großwärmepumpen vergleichsweise moderat bzw. stellt eine standortspezifische Herausforderung dar.

Die installierten Leistungen von Industrie-KWK steigen zwischenzeitlich um 60 % gegenüber dem heutigen Bestand von 1,8 GW an. Dabei werden aber nur große Industriestandorte mit Wasserstoff-Versorgungsoption ausgebaut, während andere Standorte ohne Wasserstoff langfristig wegfallen. In Summe werden in 2045 15 % mehr gegenüber der heutigen Industrie-KWK-Leistung erwartet, allerdings mit einer räumlichen Konzentration. Die entsprechende Entwicklung der installierten elektrischen P_{th}-Leistung je Landkreis ist in Abbildung 4-22 und die KWK-Leistung in Abbildung 4-23 dargestellt.

Elemente des Regionalszenarios

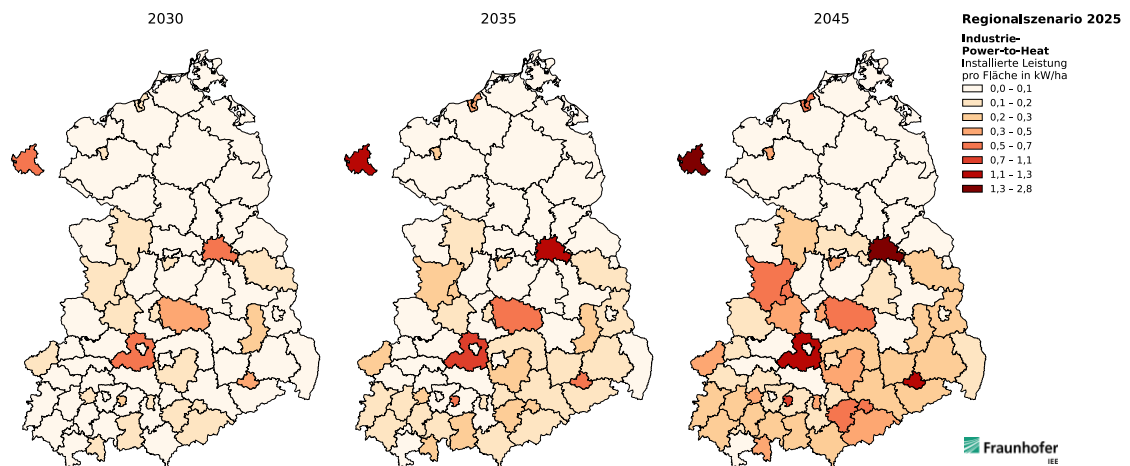


Abbildung 4-22 Regionale Verteilung der installierten PtH-Leistung in der Industrie

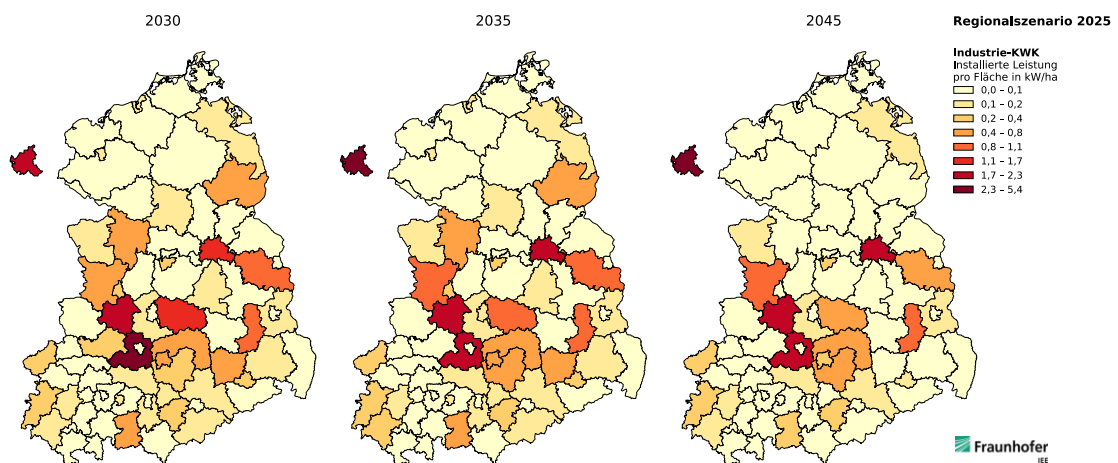


Abbildung 4-23 Regionale Verteilung der installierten Industrie-KWK-Leistung

Der Anteil der Fernwärmeversorgung ist dagegen in der Planungsregion Ost im Vergleich zum bundesdeutschen Durchschnitt relativ hoch (19–21 % der Wohngebäude in Stadtstaaten und 7–14 % in Flächenländern der Planungsregion gegenüber 6,7 % im deutschen Mittel). In der Planungsregion Ost steigt der Fernwärmeverbrauch von heute über 25 TWh auf über 35 TWh im Jahr 2045. Der Ausbau der Fernwärmenetze überkompensiert die Einsparungen durch die Gebäudesanierung. Während heute in der Fernwärme die installierte KWK-Leistung der Planungsregion noch den Großteil dieser Wärme erzeugt, nimmt die Stromerzeugung durch die deutlich reduzierten Einsatzzeiten

Elemente des Regionalszenarios

am Strommarkt stark ab. Die Entwicklung der installierten elektrischen KWK-Leistung je Landkreis ist in Abbildung 4-24 dargestellt.

Kompensiert wird die Wärmeerzeugung durch einen Zuwachs an Großwärmepumpen, welche potenzialabhängig in den Wärmenetzgebieten verteilt sind. Elektrodenkessel weisen an den KWK-Standorten hohe Leistungsbedarfe bei geringen Einsatzzeiten auf. Ihr Leistungsbedarf ist i.d.R. geringer als die KWK-Anschlussleistungen. Die installierte elektrische PtH-Leistung (Großwärmepumpen und Elektrodenkessel) je Landkreis ist in Abbildung 4-25 dargestellt.

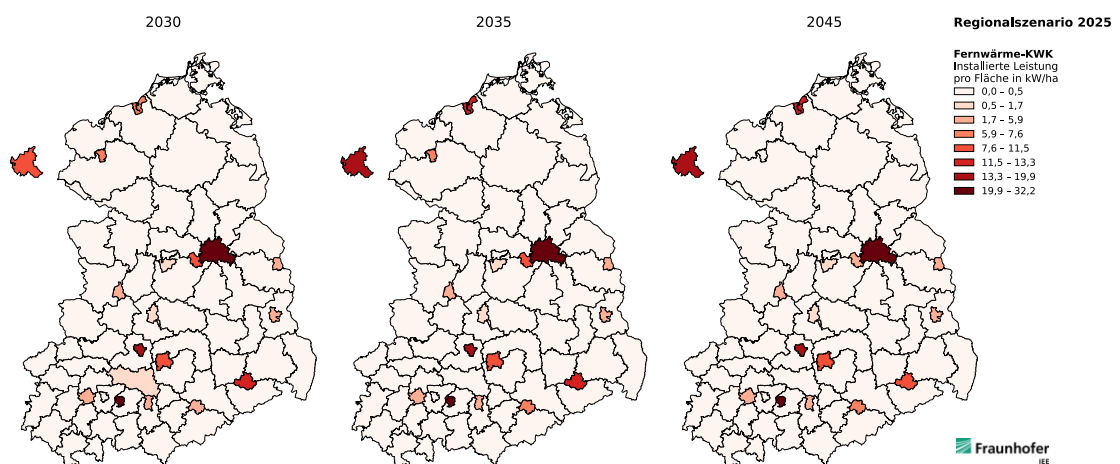


Abbildung 4-24 Regionale Verteilung der installierten KWK-Leistung für Fernwärme

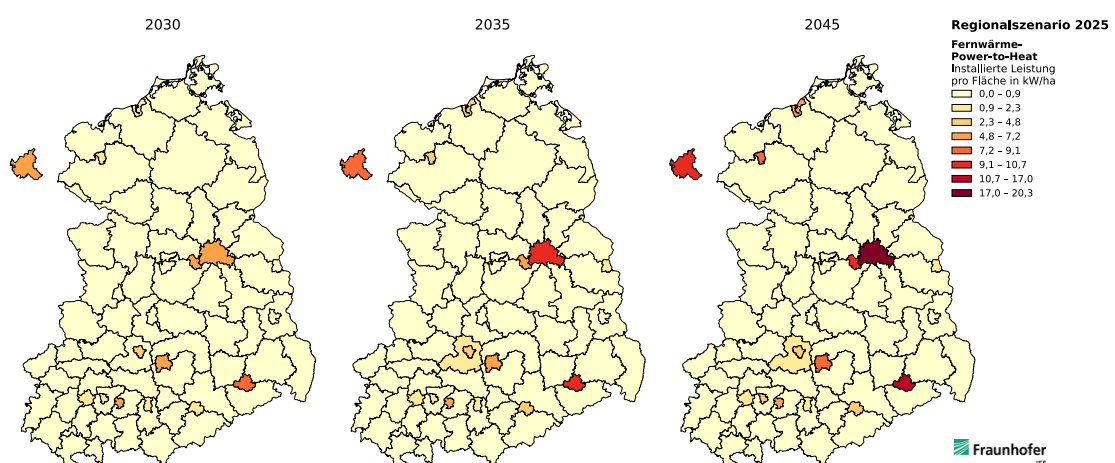


Abbildung 4-25 Regionale Verteilung der installierten PtH-Leistung für Fernwärme

Elemente des Regionalszenarios

In Tabelle 8 wird die Summenleistung der thermischen Kraftwerke dargestellt. Der in Klammern ausgewiesene biogene Anteil (vor allem Fernwärme) ist in den Zahlen in Abschnitt 4.4.4 ebenfalls enthalten.

Tabelle 8 Prognose der installierten elektrischen KWK-Leistungen in Industrieprozesswärme-, Nahwärmeversorgung und Fernwärmeversorgung, Biomasseanlagen in Klammern (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand	Prognose	Prognose	Prognose
	31.12.2024	2030	2035	2045
Berlin	2.475 (27)	2.330 (27)	2.490 (27)	2.950 (24)
Brandenburg	2.512 (156)	1.390 (144)	1.260 (136)	840 (47)
Hamburg	641 (27)	840 (27)	1.490 (26)	1.680 (23)
Mecklenburg-Vorpommern	320 (114)	640 (108)	720 (105)	510 (61)
Sachsen	1.592 (70)	1.470 (65)	1.530 (62)	1.280 (25)
Sachsen-Anhalt	1.923 (218)	2.600 (198)	1.920 (184)	1.680 (42)
Thüringen	577 (73)	920 (72)	915 (72)	770 (69)
Planungsregion Ost	10.040 (612)	10.190 (569)	10.325 (540)	9.710 (222)

Die Entwicklung der PtH-Anlagen (Elektrodenkessel und Großwärmepumpen) wird in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9 Prognose der installierten elektrischen Leistung an PtH (Elektrodenkessel und Großwärmepumpen) in der Industrieprozesswärme- und Fernwärmeversorgung (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Abschätzung	Prognose	Prognose	Prognose
	31.12.2024	2030	2035	2045
Berlin	15	700	1.050	2.050
Brandenburg	62	320	460	820
Hamburg	81	435	640	995
Mecklenburg-Vorpommern	24	190	315	590
Sachsen	76	720	1.060	1.920
Sachsen-Anhalt	113	540	755	1.225
Thüringen	28	355	490	830
Planungsregion Ost	472	3.260	4.770	8.430

Gegenüber dem Regionalszenario 2023 wurde die Prognose hinsichtlich der Datengrundlage verbessert (u. a. Marktstammdatenregister). Für PtH-Anlagen wird durch aktuelle Projektmeldungen und die neuen regulatorischen Rahmenbedingungen für „Nutzen statt Abregeln“ mittel- und langfristig mit einem schnelleren Markthochlauf von Elektrodenkesseln gerechnet. Zudem wird ein höherer Anteil von Elektrodenkesseln an der Fernwärme gegenüber dem Regionalszenario 2023 erwartet. Es ist zu beachten, dass sich zwar aus den Daten und der Modellierung eine hohe Dynamik ergibt, aber bei einer

Elemente des Regionalszenarios

starken regionalen Verdichtung von Projekten die Umsetzungszeitpunkte zum Szenariostützjahr einer größeren Unsicherheit unterliegen.

Differenzen zum NEP 2025 resultieren vor allem aus einer unterschiedlichen Methodik zur Prognose und Regionalisierung, da im Regionalszenario 2025 der Bezug zu bestehenden Standorten und Fernwärmenetzen implementiert wurde (Bottom-up).

4.5.5 Industrie und Großverbraucher

Installierte Leistungen wie sie für Erzeugungstechnologien oder auch Ladeinfrastruktur angegeben werden, sind für Industriekunden und Großverbraucher nicht angebar bzw. für die Netzplanung nicht nutzbar. Diese Kunden vereinbaren mit dem VNB üblicherweise einen maximalen Leistungsbedarf. In der Praxis wird die vereinbarte Leistung größtenteils nicht ausgenutzt. Der Leistungsbedarf der Industriekunden im Bestand ist für VNB nicht trennbar von Haushaltskunden und dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und daher nicht separat ermittelbar.

Trotzdem können aus anstehenden (Groß-)Projekten bestehender oder neuer Kunden Prognosen abgeleitet werden, wo punktuell größere Lasten erwartet werden. Aktuell gehören dazu zahlreiche Projekte zum Bau von Rechenzentren, aber auch Projekte zur Erweiterung von Produktionskapazitäten oder zur Dekarbonisierung von Produktionsprozessen. Die beteiligten VNB haben aus den ihnen bekannten Projekten versucht, eine realitätsnahe Abschätzung vorzunehmen, in welchem Umfang in ihren Netzen mit Lasterhöhungen zu rechnen ist, die nicht unter die anderen im Regionalszenario betrachteten Technologien fallen. Eine Übersicht der prognostizierten Summenleistungen ist in Anlage A.3 enthalten.

Auf eine genauere Beschreibung oder Verortung der jeweiligen Prognosen wird aus Gründen des Schutzes von Kundendaten verzichtet. Die jeweiligen VNB werden diese Leistung detailliert und richtig verortet in ihren Netzausbauplänen berücksichtigen.

4.5.6 Wasserstoffelektrolyse

Elektrolyseure sind eine entscheidende Flexibilitätsoption für den Strommarkt und die Stromnetze und stehen in räumlicher Abhängigkeit zum Wasserstoff-Fernleitungsnetz. Da Elektrolyseure eine Dauerbezugsleistung bereitstellen können, besteht die Möglichkeit, regional Erzeugungsüberschüsse aufzunehmen und Netzausbau in den Verteilnetzen zu vermeiden.

Die Planungsregion Ost weist im Bestand und in der Prognose vergleichsweise größere EE-Anlagenparks auf als in West- und Süddeutschland und hat zusätzlich eine Netto-Stromexport-Bilanz. Dadurch ergibt sich ein überproportional hoher Anteil der im deut-

Elemente des Regionalszenarios

schen Markt erwartbaren Elektrolyseleistung. Da der in der Nationalen Wasserstoffstrategie erwartete Markthochlauf für Deutschland (z. B. 10 GW im Jahr 2030) aus aktueller Projektlage verfehlt wird, muss von einem verspäteten Hochlauf ausgegangen werden.

Die Elektrolyseprojekte werden unterschieden in:

- bestehende und bereits geplante Projekte, vorrangig an Industriestandorten, unabhängig vom Hochlauf des Wasserstoffkernnetzes,
- große Projekte an den Übertragungsnetzknoten, um Offshore-Anlandepunkte oder neue Interkonnektoren zu integrieren (entsprechend Szenariorahmen zum NEP, keine Berücksichtigung im Regionalszenario),
- weiteres wirtschaftliches Potenzial für die Nutzung am Strommarkt in räumlicher Nähe zum Wasserstoffkernnetz.

Für die VNB dominieren letztere Anlagen mit Nutzung der Netzanschlüsse von sehr großen, neu zugebauten Wind- und Solarparks. Diese Projekte werden von den EE-Anlagenbetreibern selbst entwickelt. Eine angenommene Leistungsdimensionierung auf 50 % der installierten Leistung des zugehörigen Anlagenparks ermöglicht dabei maximale Freiheitsgrade für einen Einsatz am Strommarkt und zur Vermeidung von Eingriffen durch Netzbetreiber zur Wahrung der Systembilanz.

Onsite-Elektrolyse, bestehende Projekte

Aufgrund der langen Bauphase des Wasserstoffkernnetzes (Vollausbau 2032 mit einer Verlängerungsoption bis 2037; hier angenommen für 2035) ist ein Anschluss erster Elektrolyseure direkt an den Industriestandorten („Onsite-Elektrolyse“) wahrscheinlich. Hierbei werden die Daten des NEP 2025 sowie die von den VNB als wahrscheinlich erachteten Anschlussbegehren berücksichtigt.

Für 2030 wird eine Auslastung in der Grundlast unterstellt, die ab 2035 durch eine strommarktorientierte Betriebsweise im Zuge des Anschlusses der Industriebetriebe an das Wasserstoffkernnetz abgelöst wird.

Offsite-Elektrolyse

Der Anschluss von Elektrolyseuren an großen neuen EE-Erzeugungsanlagen (Windkraft, Freiflächen-PV-Anlagen) beim VNB wird hier als „Offsite-Elektrolyse“ behandelt. Bei den erwarteten installierten Leistungen bei EE-Anlagen (Kapitel 4.4) wird es regelmäßig Zeiten geben, in denen das Energieangebot im Stromnetz deutschland- und europaweit nicht ansatzweise genutzt werden kann. Einzig sinnvolle Verwendung dieser Energieüberschüsse ist die Speicherung für Zeiten niedrigen Primärenergieangebotes und ggf. höheren Energiebedarfs. Das perspektivisch wasserstoffbasierte Gasnetz kann diese Aufgabe voraussichtlich erfüllen. Es wird angenommen, dass es für größere Erzeugungsanlagen wirtschaftlich sein wird, sich bei entsprechender Nähe zum Wasserstoffnetz einen Anschluss herzustellen und Energieüberschüsse, direkt vor Ort zu nutzen, um Wasserstoff zu erzeugen und in das Gasnetz einzuspeisen.

Elemente des Regionalszenarios

Zeitlich gesehen wird angenommen, dass Offsite-Elektrolyse bei den VNB passend zum Ausbau des Wasserstoffkernnetzes erst im Zeitabschnitt zwischen 2035 und 2045 eine Rolle spielen wird. Für das Jahr 2045 werden gemäß NEP 26,9 GW Offsite-Elektrolyse in ganz Deutschland angesetzt, wovon 51 % bzw. 13,7 GW auf die Planungsregion Ost entfallen. Zur Regionalisierung dieser Leistung werden

1. die für die Jahre 2030, 2035 und 2045 modellierten Windparks und Freiflächen-PV-Anlagen zu EE-Parks geclustert,
2. das geplante Wasserstoffnetz mit einem beidseitigen Korridor von 20 km für EE-Parks mit über 40 MW installierter Erzeugungsleistung bzw. 5 km für EE-Parks mit über 20 MW versehen,
3. diejenigen EE-Parks identifiziert,
 - a. deren Mittelpunkte innerhalb dieses 40- bzw. 5-km-Bandes fallen,
 - b. die sich in Nord- und Ostdeutschland befinden und
 - c. deren Zubau ab 2030 eine installierte Leistung von mindestens 40 bzw. 20 MW aufweist,
4. eine installierte Elektrolyseleistung von 50 % der installierten EE-Leistung angenommen und
5. der Anteil der Planungsregion Ost an Deutschland bestimmt.

Die Methodik ist in Abbildung 4-26 veranschaulicht.



Abbildung 4-26 Methodik zur Modellierung von Elektrolyseanlagen

Elemente des Regionalszenarios

Die räumliche Verteilung der Prognose kann Tabelle 10 (Bundesländer) bzw. Abbildung 4-27 (Landkreise) entnommen werden.

Tabelle 10 Prognose der installierten elektrischen Leistung an Elektrolyseanlagen (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2024	Prognose 2030	Prognose 2035	Prognose 2045
Berlin	0	25	50	50
Brandenburg	0	135	1.970	5.160
Hamburg	0	160	170	180
Mecklenburg-Vorpommern	0	365	1.170	2.700
Sachsen	0	150	775	1.540
Sachsen-Anhalt	33	215	1.925	3.925
Thüringen	0	30	285	750
Planungsregion Ost	33	1.080	6.345	14.315

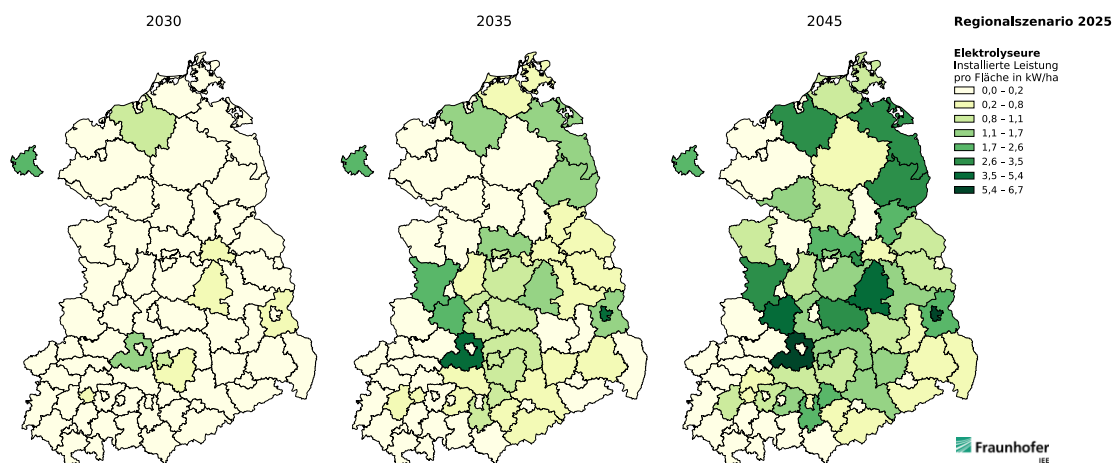


Abbildung 4-27 Regionale Verteilung der installierten Elektrolyseleistung

Vergleich mit dem Regionalszenario 2023 und NEP 2025

Bei der Prognose der Onsite-Elektrolyse stützte sich das Regionalszenario 2023 wesentlich auf den VNB bekannte Projekte. Bei vielen dieser Projekte wurden inzwischen Aktivitäten eingestellt. Derzeit sind nur wenige (geförderte) Projekte erkennbar in der Planung oder Realisierung. Die Prognose zu Onsite-Elektrolyse wurde daher stark reduziert auf aktuell nur 1,0 GW mit Anschluss bei VNB.

Elemente des Regionalszenarios

Das Regionalszenario 2023 konnte die absehbare Dynamik im Anstieg des Strombedarfs durch z. B. Rechenzentren noch nicht berücksichtigen, da die Mehrzahl dieser Projekte erst in den letzten zwei Jahren aufgesetzt wurden. Dadurch fällt das Angebot „überschüssiger“ Primärenergie und damit auch das Potenzial für Offsite-Elektrolyse geringer aus. Während im Rahmen des Regionalszenarios 2023 noch 80 GW deutschlandweit für das Jahr 2045 berücksichtigt wurden, sind im NEP 2025 nur noch 58,5 GW angesetzt. Für die Planungsregion Ost reduziert sich das Potenzial für 2045 von 27,3 GW auf 13,7 GW.

4.6 Speicher

4.6.1 Großbatteriespeicher

Der Großbatteriemarkt hat in den letzten zwei Jahren eine äußerst dynamische Entwicklung genommen. Aktuell werden ÜNB und VNB mit einer hohen Anzahl an Anschlussbegehren für neue Projekte konfrontiert, während Mehrfachanmeldungen und Unsicherheiten in den zukünftigen Strommarkterlösen die Umsetzbarkeit eines Großteils dieser Projekte zweifelhaft erscheinen lassen.

Für Großspeicher ergeben sich andererseits zukünftig hohe Synergien in der direkten Integration der Solarspitzen von Freiflächen-PV-Anlagen, um die Leistung am Netzanschlusspunkt zu reduzieren und das Risiko für Erlöse aus Solarstrom abzusichern. Aus Sicht der Netzplanung reduziert die Kombination von Freiflächen-PV-Anlagen mit Batteriespeichern die beidseitige Unsicherheit zukünftiger Standorte bzw. berücksichtigt zukünftige Freiheitsgrade der Standortsteuerung beim VNB. Die Speicher können unter diesen Prämissen sowohl EE-Überschüsse nutzen als auch am Strommarkt teilnehmen und insofern tendenziell netzneutral wirken.

Deshalb werden im Rahmen des Regionalszenarios für das Stützjahr 2030 nur die Projekte, welche bereits in Planung oder Bau sind, berücksichtigt. Im späteren Verlauf wird der zu erwartende Leistungszuwachs ausschließlich über Freiflächen-PV-Anlagen vertortet.

Methodik

Für die Modellierung der kurzfristigen Entwicklung von Großspeichern (> 1 MW) am Netz der VNB bis zum Jahr 2030 werden herangezogen:

- die von den VNB gemeldeten Großbatterie-Projekte bis 2030 (Status „in Realisierung“ oder „sehr wahrscheinlich“; 3,3 GWh)
- Batterien des MaStR für Deutschland. Diese enthalten in Betrieb befindliche Batterien (2,8 GWh zum Stand Juli 2025).

Elemente des Regionalszenarios

Beide Datenquellen werden miteinander abgeglichen, um Dopplungen zu vermeiden. In Summe ergeben sich berücksichtigte Projekte von 4,1 GWh (bzw. 2,0 GW).

Für die weitere Modellierung der installierten Leistungen für die Jahre 2035 und 2045 wird die Markterwartung herangezogen. Dabei ist davon auszugehen, dass sich Stromerlöse in den Kurzfristmärkten Regelleistung und Intraday mittelfristig sättigen und sich an das Preisniveau der Day-ahead-Märkte angleichen werden. Die Ergebnisse zum kostenoptimalen Ausbau von Batteriespeichern mittels des Modells SCOPE-Patch im europäischen Strommarkt zeigen für Deutschland keinen weiteren Zubau über 12 GWh hinaus. Eine sukzessive Erhöhung des Kapazitäts-/Leistungsverhältnisses der durchschnittlich derzeit 1,4 h im Bestand bzw. 2,4 h bei neuen Projekten ist wahrscheinlich. In SCOPE-EM werden 12 GWh mit 6 GW Leistung im Strommarkt ohne PV-Bindung abgebildet und der Anteil der bestehenden und sehr wahrscheinlich geplanten Speicher in der Planungsregion Ost regionalisiert. Das langfristige Einsatzprofil bestimmt sich über die Day-ahead-Marktanreize.

Neue Investitionsprojekte benötigen deswegen auf dem Strommarkt zusätzliche Erlösquellen oder erzielbare Kosteneinsparung. Ein weiterer Anstieg des Kapazitäts-/Leistungsverhältnisses auf 3,5 h ist wahrscheinlich und ermöglicht eine direkte Integration der Einspeisespitzen von Freiflächen-PV-Anlagen. Zudem sind die Projektentwickler für PV-Parks mit Risiken abnehmender Marktwerte konfrontiert und können dieses Risiko durch eigene Investitionen in Speicher poolen und diversifizieren. Dennoch werden auch große Solarparks in der Nähe zum H₂-Fernleitungsnetz prioritär mit Elektrolyse kombiniert (Kostenskalierungsvorteile für Elektrolyse) und diese Standorte nicht zusätzlich durch Speicher belegt. Im Gegensatz zu Elektrolyse sind Kombinationen von PV-Anlagen mit Speichern auch in kleineren Leistungsbereichen denkbar.

Abbildung 4-28 fasst die beschriebene Methodik zusammen.

Elemente des Regionalszenarios

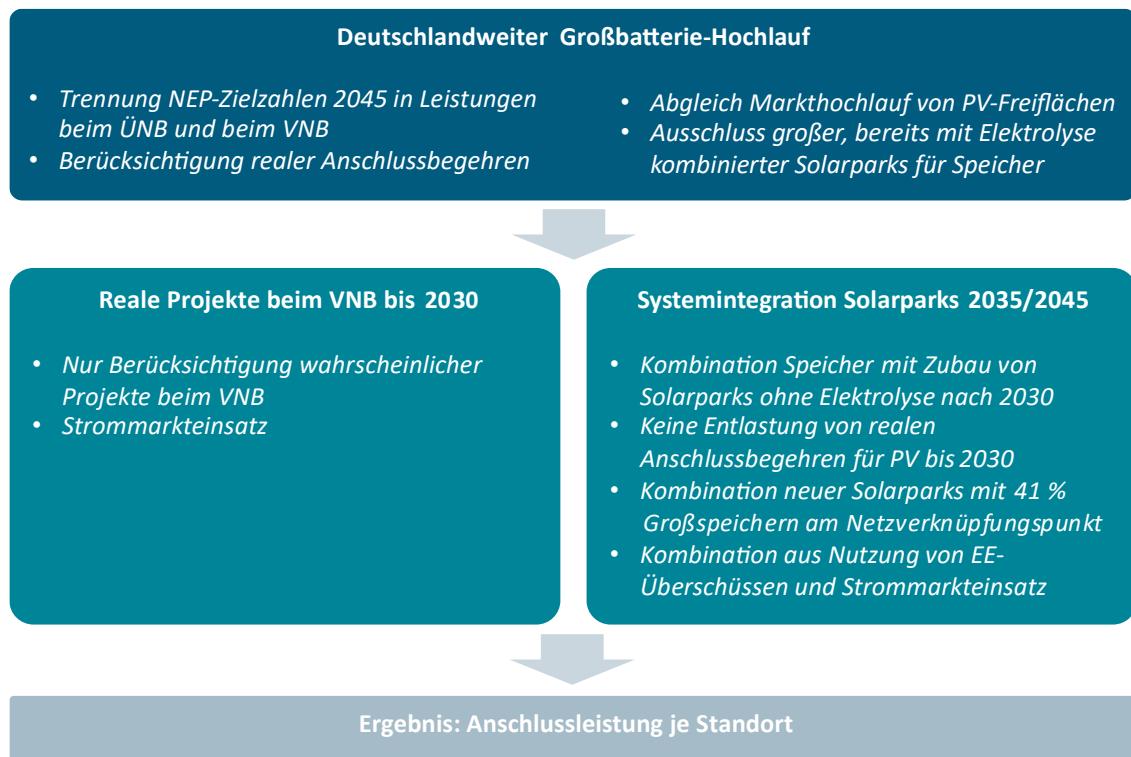


Abbildung 4-28 Methodik Großbatteriespeicher

Für den Markthochlauf werden in Anbetracht der Unsicherheiten vereinfacht die Leistungszuwächse bis 2030 im reinen Strommarkt berücksichtigt. Eine Umsetzung der Kombination von Speichern mit Freiflächen-PV-Anlagen am Netzverknüpfungspunkt wird verzögert erwartet, sodass erst ab 2031 die ersten realisierten Projekte unterstellt werden. Ein Abschluss des Hochlaufs bis 2037, wie vom NEP 2025 nahegelegt, wird nicht angenommen, da dies nicht mit dem zu erwartenden Ausbau von Freiflächen-PV-Anlagen harmonisiert. Stattdessen wird ein verlangsamter Hochlauf bis 2045 unterstellt (Abbildung 4-29).

Elemente des Regionalszenarios

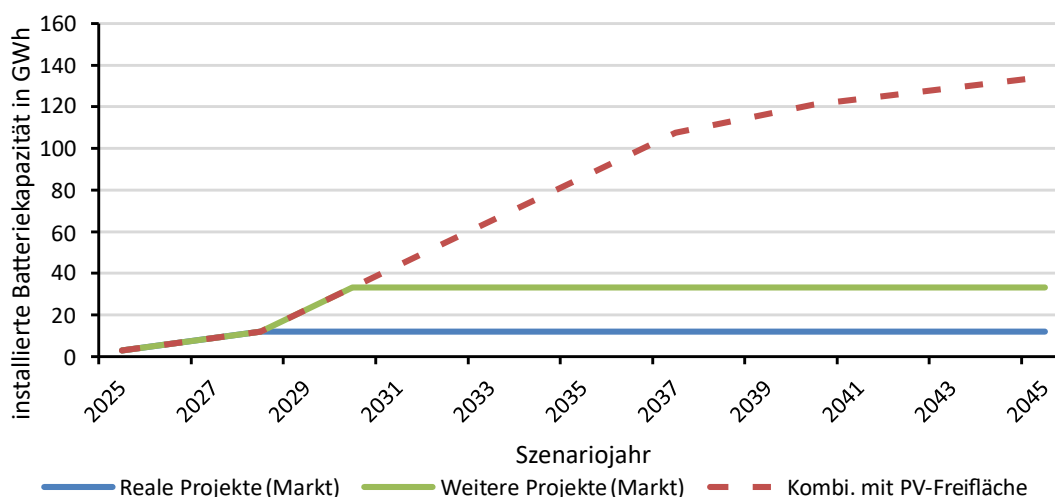


Abbildung 4-29 Hochlauf Großbatteriespeicher in Deutschland

Regionalisierungsergebnisse

Tabelle 11 stellt die derzeitige und prognostizierte installierte elektrische Leistung auf Bundeslandebene dar. Bedingt durch den unterstellten höheren Anteil von Freiflächen-PV-Anlagen in der Planungsregion Ost gegenüber dem NEP ist auch der Anteil der Planungsregion Ost an den Batteriespeichern größer. Er macht ca. 42 % der prognostizierten Batteriespeicherleistung Deutschlands aus.

Tabelle 11 Prognose der installierten elektrischen Leistung an Großbatterien (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2024	Prognose 2030	Prognose 2035	Prognose 2045
Berlin	2	55	65	70
Brandenburg	34	305	2.405	4.600
Hamburg	6	205	210	215
Mecklenburg-Vorpommern	49	185	2.470	4.875
Sachsen	184	300	1.180	1.910
Sachsen-Anhalt	94	180	1.825	3.175
Thüringen	134	610	1.490	2.255
Planungsregion Ost	503	1.840	9.645	17.100

Elemente des Regionalszenarios

Die installierte elektrische Leistung je Landkreis ist in folgender Abbildung 4-30 dargestellt.

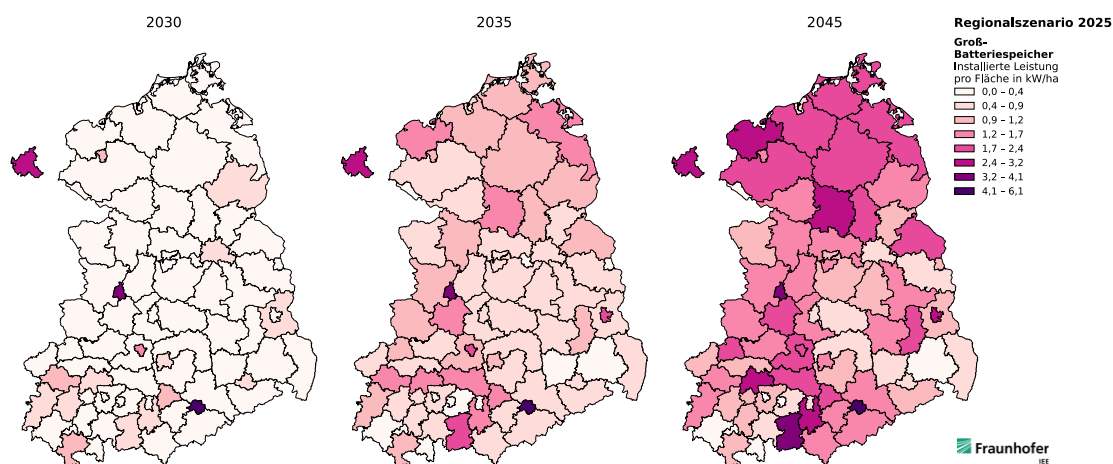


Abbildung 4-30 Regionale Verteilung der Großbatterieprognose

Vergleich mit Regionalszenario 2023 und NEP

Im NEP ist die Batteriespeicherleistung in Summe mit 67,6 GW höher, da ein geringeres Verhältnis von Speicherkapazität zu Leistung von 2 Stunden unterstellt wurde. Auf Basis der hohen Anzahl an Anschlussbegehren beim ÜNB selbst, wurde vereinfacht der größte Teil der Zielzahlen des NEP auch beim ÜNB verortet. Nur ungefähr 8 % der angenommenen Batteriespeicherleistung sind bei den VNB angeschlossen. Auf die 50Hertz-Regelzone entfallen in Summe ungefähr 25 GW – also nur ca. 2 GW bei den VNB in der Planungsregion Ost. Diese Annahme berücksichtigt jedoch nicht die hohe Anzahl an Anschlussbegehren bei den VNB. Stand Ende 2024 wurden Anschlusszusagen für insgesamt 1,6 GW erteilt, bei denen die Realisierungswahrscheinlichkeit als sehr hoch eingeschätzt wird. Aus diesem Grund wurde im Regionalszenario 2025 bewusst vom NEP abgewichen.

Im Vergleich zum Regionalszenario 2023 erreichen die Großbatteriespeicher unter dem Eindruck des aktuellen Projektgeschehens schon früher höhere Leistungen und auch langfristig fällt die installierte Leistung etwas höher aus. Auf Bundesländerebene weicht die regionale Verteilung nicht stark vom Regionalszenario 2023 ab.

4.6.2 Solar-Kleinspeicher und Pumpspeicherkraftwerke

Die Betrachtung von Solar-Kleinspeichern erfolgte separat, insbesondere im Zusammenhang mit Eigenstromnutzung in selbstgenutzten Einfamilienhäusern. Hierbei wird für Deutschland im Rahmen des NEP 2025 ein Anstieg von 9,9 GW (14,9 GWh) im Jahr 2024 auf 73,7 GW (174,5 GWh) im Jahr 2045 erwartet. Die anteiligen Leistungen aus

Elemente des Regionalszenarios

dem NEP wurden vereinfacht auf die Leistungswerte für Aufdach-PV-Anlagen der Planungsregion Ost skaliert, die als Indikator für die räumliche Verortung dienen (Tabelle 12).

Tabelle 12 Prognose der installierten elektrischen Leistung an Solarkleinspeichern (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)

Bundesland	Bestand 31.12.2024	Prognose 2030	Prognose 2035	Prognose 2045
Berlin	100	230	600	1.940
Brandenburg	397	1.185	1.990	2.980
Hamburg	53	120	310	745
Mecklenburg-Vorpommern	283	690	1.075	1.550
Sachsen	366	1.130	2.020	3.365
Sachsen-Anhalt	353	1.040	1.695	2.515
Thüringen	268	770	1.320	2.095
Planungsregion Ost	1.820	5.165	9.010	15.190

Bei Pumpspeicherwerken, die in der Planungsregion Ost bei VNB angeschlossen sind, ist mit keinem weiteren Zubau zu rechnen. Bekannte Projekte für neue Pumpspeicherwerke sind zum Anschluss am Netz des ÜNB vorgesehen.

5 Einordnung des Regionalszenarios

5.1 Vergleich mit dem Regionalszenario 2023 der Planungsregion Ost

Während die grundlegenden Methodiken der Prognosen für das aktuelle Regionalszenario 2025 aus dem vorangegangenen Regionalszenario übernommen wurden, ergeben sich teilweise geänderte Prognosezahlen. Dies betrifft sowohl die Gesamtprognosen der Planungsregion Ost für einzelne Technologien als auch die räumliche Verteilung innerhalb der Planungsregion Ost. Neben einem direkten Vergleich des Zieljahres 2045 sind, wenn auch trotz des zweijährigen Versatzes der Stützjahre, teilweise geänderte Tendenzen erkennbar. Ursachen dafür sind u. a.

- Verbesserung der Methodik durch Anreicherung mit weiteren Eingangsdaten (z. B. Reservierungen, Anfragen bzw. den VNB bekannte Projekte, Ergebnisse der Kommunalen Wärmeplanungen) mit dem Ziel der genaueren Regionalisierung,
- Berücksichtigung der Tendenzen des tatsächlichen Hochlaufes der einzelnen Technologien der letzten zwei Jahre im Vergleich zum prognostizierten Hochlauf ab 2023 aus dem vorangegangenen Regionalszenario,
- Neubewertung der Hochlaufdynamik durch Gesetzesentwicklungen, Marktentwicklungen sowie -anreize (z. B. Inkrafttreten des GEG, Wegfall der Prämie für Elektrofahrzeuge),
- Änderungen der Prognosezahlen im Szenariorahmen zum NEP 2025 im Vergleich zum Szenariorahmen zum NEP 2023, sofern diese als deutschlandweite Mantelzahlen in die Methodik Eingang fanden.

In Abbildung 5-1 und Abbildung 5-2 ist der Vergleich mit dem vorangegangenen Regionalszenario je Technologie dargestellt.

Einordnung des Regionalszenarios

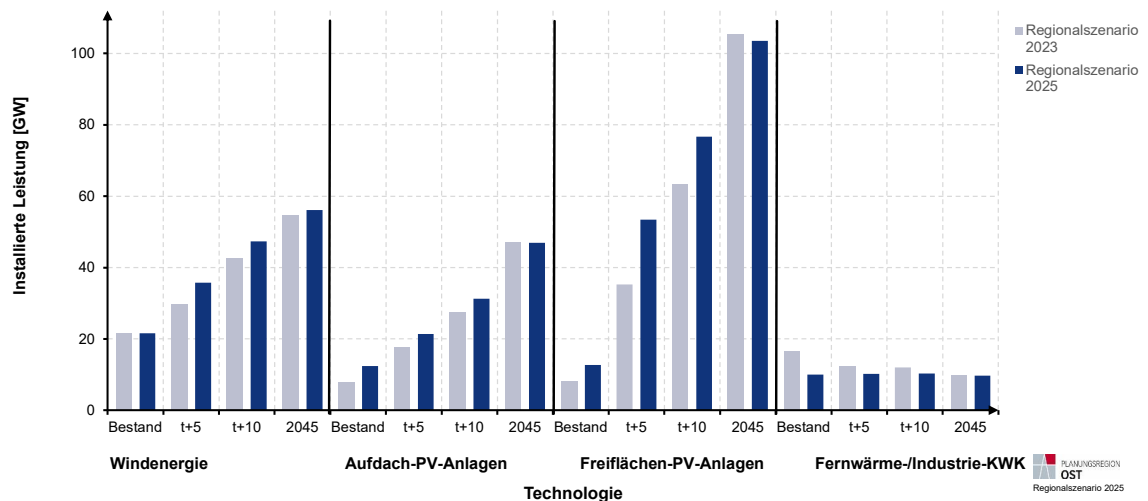


Abbildung 5-1 Vergleich Regionalszenarien 2023 und 2025 - Erzeugungprognose

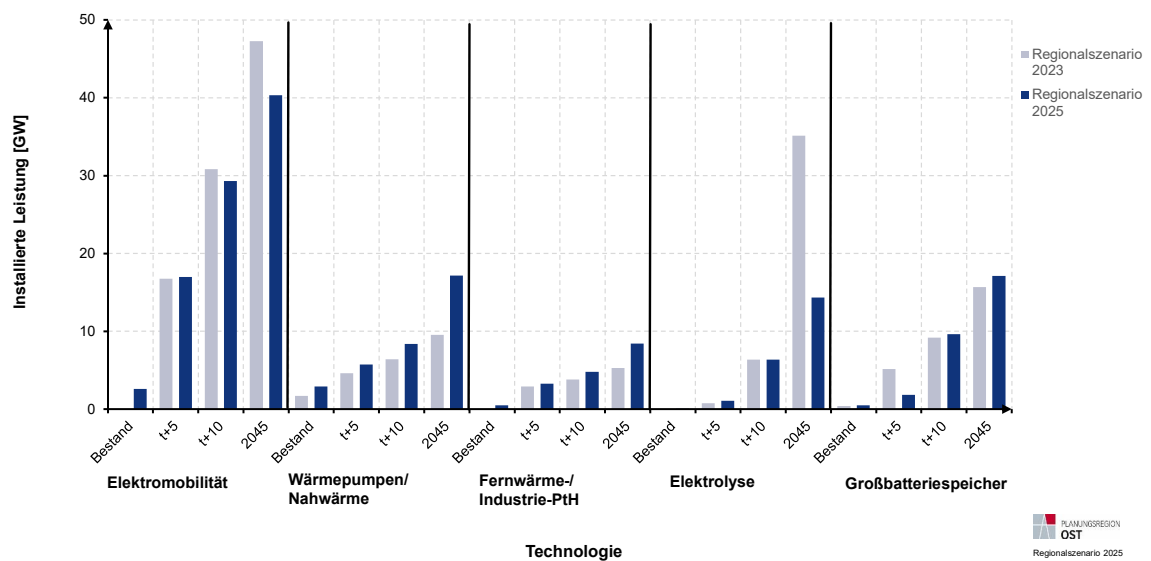


Abbildung 5-2 Vergleich Regionalszenarien 2023 und 2025 – Prognose Lasten und Flexibilitäten

Für die gesamte Planungsregion ergibt sich ein zeitlich verzögerter Hochlauf der Elektromobilität und Wärmepumpen, wogegen dem Anschlussgeschehen bzw. der Projektpipeline folgend der Hochlauf an Erneuerbaren Energien zusätzlich Fahrt aufgenommen hat. Für das Zieljahr 2045 weichen für die gesamte Planungsregion betrachtet die Ausbautzahlen der Erneuerbaren nur geringfügig voneinander ab, wogegen für Elektromobilität eine Reduzierung der installierten Leistung, für dezentrale Wärmepumpen und Nahwärme ein Anstieg der installierten Leistung prognostiziert wird.

Einordnung des Regionalszenarios

5.2 Vergleich mit dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan

Da in der Methodik zur Berücksichtigung von Mantelzahlen des Szenariorahmens gemäß Abschnitt 4 auf das Szenario B fokussiert wurde, erfolgt auch mit diesem ein Vergleich. Regionalszenario und Szenariorahmen unterscheiden sich dabei grundsätzlich in der Herangehensweise Bottom-up bzw. Top-down. Beide Prozesse verfolgen das Ziel, die Szenarien für die Netzauslegung zur Klimaneutralität Deutschlands zu beschreiben. Beide Prognosen decken sich zeitlich für das Jahr 2045 und sind für dieses eine Jahr direkt vergleichbar. Darüber hinaus deckt der Szenariorahmen der ÜNB ganz Deutschland ab und ermittelt in drei Teilszenarien je Betrachtungsjahr den Weg bis 2045. Das Regionalszenario enthält ebenfalls einen Prognosepfad bis 2045 mit anderen Stützjahren und fokussiert auf einen Teil Deutschlands mit deutlich feinerer Regionalisierung.

In Abbildung 5-3 werden verschiedene Teilaspekte des aktuellen Szenarios B2045 aus dem Szenariorahmen mit dem Regionalszenario verglichen. Abgesehen von unterschiedlichen Hochlaufzahlen in der Transformation kann so das gemeinsame Ziel für 2045 in den Blick genommen werden. Die Zahlen aus dem Szenario B2045 beziehen sich dabei ausschließlich auf die Regelzone von 50Hertz Transmission.

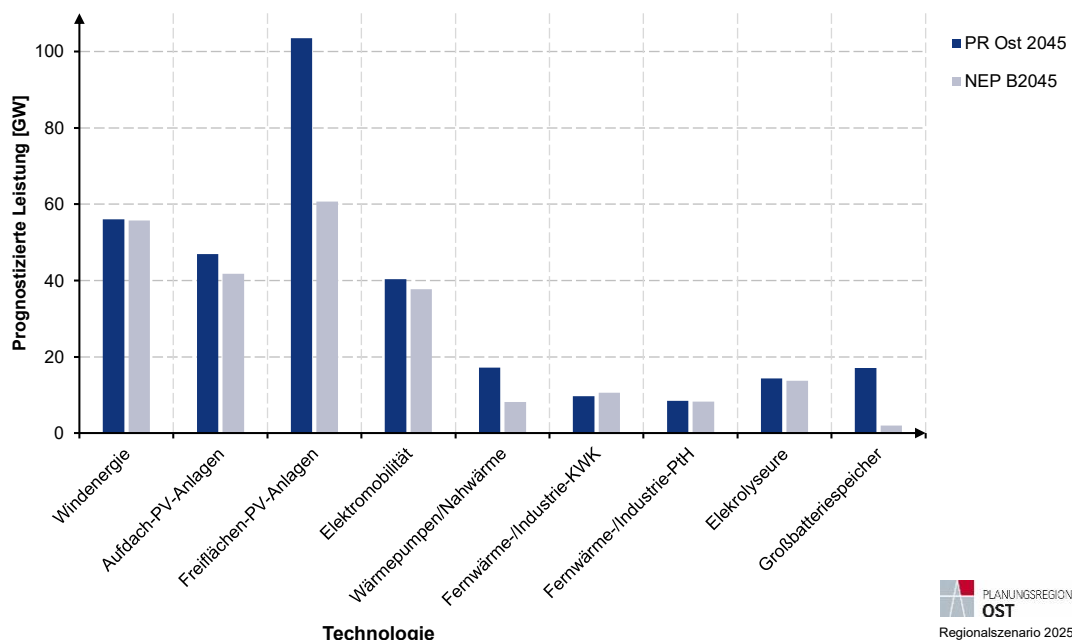


Abbildung 5-3 Vergleich Regionalszenario 2025 und Szenariorahmen NEP

Einordnung des Regionalszenarios

Auffällig beim Vergleich der Szenarien sind vor allem folgende Punkte:

1. Die prognostizierten Leistungen von Freiflächen-PV-Anlagen im Regionalszenario übersteigen die Prognosen des Szenariorahmens der ÜNB deutlich. In der PV-Prognose des Regionalszenarios fanden unter anderem die historischen Zubauzahlen, die aktuellen Anfragen, Reservierungen und die hohe Anzahl an geeigneten Flächen in der Planungsregion Ost Eingang. Insbesondere letzter Aspekt wird im Szenariorahmen durch eine relativ gleichmäßige Verteilung der Mantelzahlen über Deutschland nicht in gleicher Weise berücksichtigt.
2. Bei der installierten Ladeleistung für Elektromobilität weichen Regionalszenario und Szenariorahmen geringfügig voneinander ab. Unterschiedliche Annahmen zum Fahrzeugbestand, zur Nutzung der Ladeinfrastruktur sowie zur demografischen Entwicklung sind hier die Ursachen.
3. Für dezentrale Wärmepumpen und Nahwärme wird im Szenariorahmen nur eine Energiemenge ausgewiesen. Diese wurde zum Vergleich mit dem Regionalszenario in eine äquivalente Leistung umgerechnet, wobei ein deutlicher Unterschied zwischen beiden Prognosen erkennbar ist. Unterschiedliche Annahmen zur Auslegung von Wärmepumpen sowie die Gebäudemodellierung lassen diesen Unterschied erklären.
4. Unterschiede bei Fernwärme-/ Industrie-KWK sowie Fernwärme-/ Industrie-PtH resultieren aus der detaillierten Modellierung sowie der Berücksichtigung aktuellerer Antragsdaten im Regionalszenario.
5. Im Szenariorahmen der ÜNB werden zwar 25 GW für Großbatteriespeicher in der Regelzone 50Hertz prognostiziert, jedoch wird nur ein geringer Anteil von 2 GW mit Anschluss an die Verteilernetze verortet. Im Regionalszenario wird durch die Kombination der Großbatteriespeicher mit Freiflächen-PV-Anlagen von einer deutlich höheren installierten Leistung in den Verteilernetzen ausgegangen. Außerdem unterscheidet sich das angesetzte Kapazitäts-/Leistungsverhältnis in beiden Prognosen.

5.3 Weitere Aspekte

Erwartete Entwicklung für die Stützjahre 2030 und 2035 im Verhältnis zum Jahr 2045

Für den Zeithorizont der nächsten fünf und zehn Jahre wurden gemäß § 14d Abs. 3 EnWG die wahrscheinlichen Entwicklungen innerhalb der Planungsregion Ost dargestellt. Diese stützen sich auf die aktuell gültigen gesetzlichen Rahmenbedingungen, aktuelle Marktentwicklungen, historische Zubauzahlen und das aktuelle Anfragen- und Antragsgeschehen bei den einzelnen VNB. Für das Jahr 2045 wurde, wie gesetzlich vorgeschrieben, ein mögliches Szenario aufgezeigt, dass das Ziel der Klimaneutralität erreicht. Dies führt somit im Prognosepfad einzelner Technologien zu einem deutlich stei-

Einordnung des Regionalszenarios

leren Anstieg nach dem Jahr 2035 gegenüber dem Zeitraum bis 2035 bzw. der historischen Entwicklung. Dieser scheint unter Berücksichtigung derzeitiger Realisierungsgeschwindigkeiten und gesetzlicher Rahmenbedingungen ambitioniert. In dieser Hinsicht notwendige Änderungen oder alternative Szenarien sind kein Bestandteil des Regionalszenarios.

Einordnung in aktuelle energiepolitische Diskussionen, insbesondere zum Monitoringbericht der Energiewende

Aktuelle energiepolitische Diskussionen der zweiten Jahreshälfte 2025, vor allem zu den Themen zeitlicher Pfad zur Klimaneutralität, notwendige Gesetzesänderungen zur Beschleunigung der Entwicklungen, Kosten sowie Technologiediskussionen, fanden keinen Eingang in die Prognosen des Regionalszenarios. Eine Berücksichtigung dieser war sowohl zeitlich – die Prämissen zum Regionalszenario mussten spätestens in der ersten Jahreshälfte 2025 festgelegt werden, noch unter Einhaltung der Vorgaben des § 14d EnWG – den aktuell gültigen gesetzlichen Vorgaben zur Klimaneutralität, nicht möglich.

Der am 15.09.2025 durch das BMWK veröffentlichte Monitoringbericht zur Energiewende schätzt den gesetzlich festgelegten EE-Ausbaupfad bis zum Jahr 2030 als realistisch umsetzbar ein. Auch das Regionalszenario bestätigt in gleicher Weise einen hohen Anteil an Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 in der Planungsregion Ost, bedingt durch den hohen Anteil an vorhandenen EE-Anlagen sowie dem rasanten Zubaugeschehen.

Gleichwohl wird auch im Monitoringbericht der notwendige steile Anstieg in den Folgejahren bis 2045 zur Erreichung der Klimaneutralität erkannt und bewertet.

Münden die energiepolitischen Diskussionen sowie die aus dem Monitoringbericht abgeleiteten Schlüsselmaßnahmen perspektivisch in Gesetzesanpassungen, welche steuernde Wirkungen auf die Entwicklung einzelner Technologien entfalten, so können diese erst in dem nächsten Regionalszenario Berücksichtigung finden.

Einfluss der kommunalen Wärmeplanungen

Gemäß Wärmeplanungsgesetz (WPG) sind Gemeinden mit mehr als 100.000 Einwohner verpflichtet, bis zum 30.06.2026 kommunale Wärmepläne (KWP) zu erstellen und zu veröffentlichen. Für Gemeinden mit 100.000 Einwohnern oder weniger verlängert sich diese Frist auf den 30.06.2028. KWP, welche im Zeitraum der Bearbeitung des Regionalszenarios bereits vollständig oder im Entwurf vorlagen, konnten bei der Modellierung des Wärmesektors berücksichtigt werden. Hierbei handelt es sich nur um eine sehr geringe Anzahl an Gemeinden im Gebiet der Planungsregion Ost. Erst mit den nachfolgenden Regionalszenarios kann ein vollständigeres Bild hinsichtlich der Strategie der Wärmeversorgung im Gebiet der Planungsregion Ost erzielt werden.

Einordnung des Regionalszenarios

Bei den bereits vorliegenden KWP ist zu beachten, dass diese hinsichtlich der Wärmeerzeugung und -bereitstellung in den einzelnen Gebieten nur eine Eignung für Fern- oder Nahwärme ohne Anschlusszwang ausweisen. Die sich einstellende Anschlussdurchdringung ergibt sich daher aus der verwendeten Modellierung gebäudespezifisch unter anderem anhand der technischen Gebäudedaten und dem Wirtschaftlichkeitsvergleich der unterschiedlichen Technologien.

Prognostizierbarkeit einzelner Technologien

Bei einzelnen Großverbrauchern, wie zum Beispiel Rechenzentren oder größeren Industrieansiedlungen, konnten im Regionalszenario nur den VNB bekannte bzw. im Szenariorahmen der ÜNB aufgeführte Projekte mit einer gewissen Realisierungswahrscheinlichkeit berücksichtigt werden. Die meisten der berücksichtigten Projekte werden daher im Zeithorizont bis zum Jahr 2030 bzw. 2035 verortet. Einzelanfragen in den Folgejahren zu Ansiedlungen können nicht prognostiziert werden. Deren Einfluss kann jedoch erheblich für die auf das Regionalszenario aufbauenden Netzausbaupläne sein.

Für Großbatteriespeicher wurden neben den bereits bekannten Projekten mit hoher Realisierungswahrscheinlichkeit nahezu keine sogenannte Stand-Alone-Speicher verortet, sondern der Ansatz der Kombination mit Erzeugungsanlagen gewählt. Im Gegensatz zu anderen Technologien wurde bewusst auf eine Prognoseableitung aus dem Anfragegeschehen zu Stand-Alone-Batteriespeichern verzichtet, da dieses bereits heute jegliche Langfristprognosen für das Jahr 2045 deutlich übersteigt. Eine tatsächliche Entwicklung in dieser Richtung ist aufgrund der Marktbeeinflussung durch die Speicher selbst und der damit einhergehenden sinkenden Wirtschaftlichkeit nicht absehbar.

Verfügbarkeit von Wasserstoff

Für die Erreichung der Klimaneutralität stellt Wasserstoff eine wesentliche Säule in diesem Regionalszenario dar. Es wurden dabei Annahmen zur Verfügbarkeit – regional und überregional, Erzeugung, Im- und Export sowie zur Wirtschaftlichkeit gegenüber anderen Technologien getroffen. Ebenso beeinflusst die Entwicklung des Strommarktes die Nutzung von Wasserstoff als Speichermedium und damit direkt die Verfügbarkeit sowie die Wirtschaftlichkeit. Entwickelt sich die Wasserstoffwirtschaft anders als im Regionalszenario angenommen, hat dies Auswirkung auf die Prognose anderer Technologien, unter anderem kann dies zu einer stärkeren Elektrifizierung des Wärme- und Industriesektors führen.

6 Zusammenfassung

Mit dem aktuellen Regionalszenario hat die Planungsregion Ost erneut einen möglichen regionalspezifischen Entwicklungspfad zum Erreichen der Klimaneutralität dargestellt. Dabei hat die Planungsregion Ost die aktuellen gesetzlichen und politischen Zielvorgaben (Top-down) unter Berücksichtigung der Erfahrungswerte aus der Praxis (Bottom-up) zugrunde gelegt und zusammen mit dem Fraunhofer IEE prognostiziert und regionalisiert.

Die Methodiken des vorangegangenen Regionalszenarios wurden auf Basis der Erkenntnisse und Entwicklungen der letzten zwei Jahre weiterentwickelt und angepasst. Dies spiegelt sich zum einen in einem noch steileren Hochlauf der Prognosen für die kommenden Jahre im Bereich der Erneuerbaren Energien, zum anderen in einem langsameren Hochlauf in der Elektrifizierung des Verkehrssektors und der Transformation des Wärmesektors wider. Die wesentlichen Technologien sind in Abbildung 6-1 dargestellt. Zum Teil ergeben sich auch deutliche Verschiebungen in der regionalen Verteilung innerhalb der Planungsregion Ost.

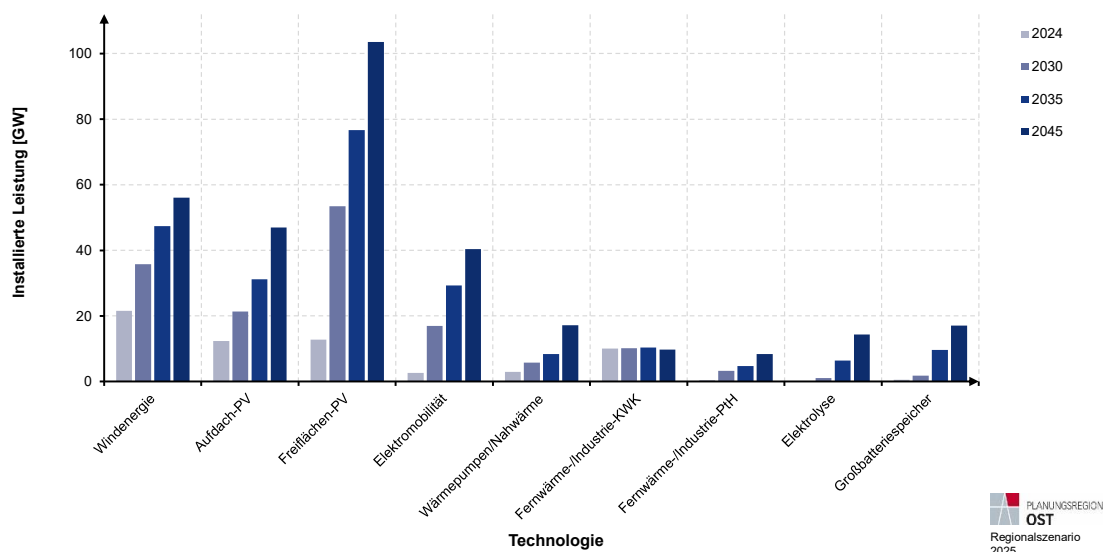


Abbildung 6-1 Übersicht der Entwicklung wesentlicher Technologien im Regionalszenario der Planungsregion Ost

Zeitpunkte mit hoher Last werden regelmäßig nicht mit Zeitpunkten hoher Erzeugung zusammenfallen. Die Verteilnetze müssen zu jedem Zeitpunkt eine sichere und zuverlässige Stromversorgung für alle angeschlossenen Kunden gewährleisten. Auch wenn die Details erst in den auf dem Regionalszenario aufbauenden Netzausbauplänen ausgearbeitet werden, lässt sich bereits aus den vorliegenden Prognosezahlen erkennen,

Zusammenfassung

dass diese Aufgabe nicht ohne einen massiven Ausbau der Verteilnetze in bisher ungekannter Geschwindigkeit zu erfüllen sein wird. Der notwendige Ausbau der Verteilnetze muss durch die Hebung von Flexibilitäten flankiert werden. Der vorhandene gesetzliche Rahmen ermöglicht es den VNB bisher nicht, die notwendigen Flexibilitätspotenziale zu erschließen.

Der Ausbau in den Verteilnetzen wird umso herausfordernder, da der Abbau von Genehmigungshemmnissen bislang vorrangig auf Übertragungsnetze abzielt. Die Verteilnetzbetreiber konkurrieren um die absehbar geringen Ressourcen auf dem Arbeitskräfte- und Dienstleistungsmarkt mit den Errichtern der Anlagen für die benötigten neuen Technologien. Der anhaltende Fachkräftemangel wird durch den demografischen Wandel noch verstärkt.

7 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1	Verzahnung von Netzausbau- und Netzentwicklungsplan	8
Abbildung 3-1	Die Planungsregion Ost mit den zur Vorlage eines Netzausbauplanes verpflichteten Mitgliedern.....	10
Abbildung 4-1	Methodik Aufdach-Photovoltaik.....	16
Abbildung 4-2	Verlauf des Bestands (durchgezogen) und des simulierten Zubaus (gestrichelt) für einige Gemeinden	18
Abbildung 4-3	Ergebnisse der Regionalisierung der Aufdach-PV-Anlagen auf NUTS-3-Ebene	18
Abbildung 4-4	Methodik Freiflächen-Photovoltaik	20
Abbildung 4-5	Beispielhafter Ablauf der GIS-Berechnung für Tabuflächen.....	21
Abbildung 4-6	Ergebnisse der Regionalisierung der Freiflächen-PV-Anlagen auf NUTS-3-Ebene	22
Abbildung 4-7	Methodik Windenergie an Land.....	23
Abbildung 4-8	Historischer Zubau, aktuelle Ausbaupfade sowie Szenarioannahmen für die Regionalszenarien 2023/2025 zur Windenergie an Land.....	24
Abbildung 4-9	Regionalisierte Erzeugungsleistung der Windenergie an Land	25
Abbildung 4-10	Regionalisierte installierte Leistung von Biomasseanlagen und sonstiger Erneuerbarer Erzeugung.....	28
Abbildung 4-11	Regionale Verteilung der erwarteten allgemeinen Lastentwicklung bezogen auf 2022/23	31
Abbildung 4-12	Methodik zur Modellierung der Ladeinfrastruktur für Pkw	32
Abbildung 4-13	Regionale Verteilung der installierten Ladeleistung für Pkw	33
Abbildung 4-14	Regionale Verteilung der installierten Ladeleistung in Logistikdepots	34
Abbildung 4-15	Regionale Verteilung der installierten Ladeleistung an Autobahnen	35
Abbildung 4-16	Prognostizierte Entwicklung des Heizungsmarktes in der Planungsregion Ost.....	39
Abbildung 4-17	Regionale Verteilung der Prognose der installierten elektrischen Leistung von dezentralen Wärmepumpen (ohne Heizstab).....	39
Abbildung 4-18	Prognose der installierten Leistung (elektrisch) von Nahwärmesystemen der Planungsregion Ost auf Landkreisebene (NUTS3) (ohne KWK – diese ist im Kapitel Fernwärme beschrieben)	40
Abbildung 4-19	Methodik der Fernwärmeversorgungsprognose	42
Abbildung 4-20	Methodik der Industriewärmeversorgungsprognose	43
Abbildung 4-21	Prognose des Endenergiebedarfs der Industrie in Deutschland	44
Abbildung 4-22	Regionale Verteilung der installierten PtH-Leistung in der Industrie	45
Abbildung 4-23	Regionale Verteilung der installierten Industrie-KWK-Leistung.....	45
Abbildung 4-24	Regionale Verteilung der installierten KWK-Leistung für Fernwärme.....	46
Abbildung 4-25	Regionale Verteilung der installierten PtH-Leistung für Fernwärme.....	46
Abbildung 4-26	Methodik zur Modellierung von Elektrolyseanlagen	50
Abbildung 4-27	Regionale Verteilung der installierten Elektrolyseleistung.....	51
Abbildung 4-28	Methodik Großbatteriespeicher	54
Abbildung 4-29	Hochlauf Großbatteriespeicher in Deutschland.....	55
Abbildung 4-30	Regionale Verteilung der Großbatterieprognose.....	56
Abbildung 5-1	Vergleich Regionalszenarien 2023 und 2025 - Erzeugungsprognose.....	59
Abbildung 5-2	Vergleich Regionalszenarien 2023 und 2025 – Prognose Lasten und Flexibilitäten	59
Abbildung 5-3	Vergleich Regionalszenario 2025 und Szenariorahmen NEP	60
Abbildung 6-1	Übersicht der Entwicklung wesentlicher Technologien im Regionalszenario der Planungsregion Ost.....	64

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 10-1 Prozentuale Veränderung der Bevölkerungszahlen von 2020 bis 2040 im Gebiet der Planungsregion Ost und im übrigen Deutschland nach [3]	71
Abbildung 10-2 Digitales Gebäudemodell UrbanTwin	73

8 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Anlagenbestand Ende 2024 und Prognose Aufdach-PV-Anlagen je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	19
Tabelle 2	Anlagenbestand Ende 2024 und Prognose Freiflächen-PV-Anlagen je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	22
Tabelle 3	Anlagenbestand Ende 2024 und Prognose Windenergie an Land je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	26
Tabelle 4	Anlagenbestand Ende 2024 und Prognose Sonstige Erneuerbare Erzeugung je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	28
Tabelle 5	Installierte Leistung von Ladeinfrastruktur je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	35
Tabelle 6	Prognose installierte Leistung und Anzahl von Wärmepumpen (ohne Berücksichtigung von Heizstäben) je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	40
Tabelle 7	Prognose der installierten elektrischen Leistung in Nahwärmenetzen (ohne KWK) je Bundesland (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	41
Tabelle 8	Prognose der installierten elektrischen KWK-Leistungen in Industrieprozesswärme-, Nahwärmeversorgung und Fernwärmeversorgung, Biomasseanlagen in Klammern (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	47
Tabelle 9	Prognose der installierten elektrischen Leistung an PtH (Elektrodenkessel und Großwärmepumpen) in der Industrieprozesswärme- und Fernwärmeversorgung (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	47
Tabelle 10	Prognose der installierten elektrischen Leistung an Elektrolyseanlagen (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	51
Tabelle 11	Prognose der installierten elektrischen Leistung an Großbatterien (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	55
Tabelle 12	Prognose der installierten elektrischen Leistung an Solarkleinspeichern (Angaben in MW, Prognosezahlen gerundet)	57

9 Literatur

- [1] Statistisches Bundesamt (Destatis), „GENESIS-Online Datenbank des Statistischen Bundesamtes,“ [Online]. Available: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/>. [Zugriff am 5 November 2025].
- [2] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, VErsion 2025,“ 2025.
- [3] Bertelsmann Stiftung (Hrsg.), Wer, wo, wie viele? – Bevölkerungsentwicklung in deutschen Kommunen bis 2040, Verlag Bertelsmann Stiftung, 2024.
- [4] B. f. K. u. G. (BKG), „Bundesamt für Kartographie und Geodäsie,“ [Online]. Available: www.bkg.bund.de.
- [5] S. Bundesamt, „Zensusdatenbank,“ Statistisches Bundesamt (Destatis), 2025, 15 05 2022. [Online]. Available: <https://ergebnisse.zensus2022.de/datenbank/online/>.
- [6] Fraunhofer ISI, DECHEMA Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie e.V., FfE e.V., Fraunhofer IKTS, „Projektergebnisse TransHyDE – Wasserstoffnachfrage in Deutschland aus Systemperspektive - Modellierungsergebnisse als Nachfragekarte 2050,“ [Online]. Available: <https://www.transhyde.de/szenarien/anw-sys-de-gesamt>. [Zugriff am 21 10 2025].
- [7] F.-A. f. S. C. S. S. d. F.-I. f. I. S. IIS, „L.Immo Online,“ [Online]. Available: <https://www.limmo-online.de/Atlas>. [Zugriff am 25 05 2025].
- [8] B. B. d. E.-. u. W. e.V., „Statusreport Wärme,“ 24 09 2025. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/2025_09_24_Statusreport_Waerme_final.pdf. [Zugriff am 25 11 2025].
- [9] B. f. W. u. E. (BMWi), „Nationale Wasserstoffstrategie - Schlüsselement der Energiewende,“ Berlin, 2020.
- [10] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023,“ 2023.

10 Anhang

A.1 Bevölkerungsentwicklung

Bei der Prognose des zukünftigen Energiesystems ist die Bevölkerungsentwicklung ein wichtiger Parameter. Sie hat Einfluss auf die Lastentwicklung der verschiedenen Sektoren. Aber auch Erzeugungstechnologien wie die Aufdach-PV sind, z. B. über Zuwachs oder Rückgang genutzter Wohngebäude und Dachflächen, mit den Bevölkerungszahlen gekoppelt.

Das Gebiet der Planungsregion Ost umfasst ausgedehnte ländliche Gebiete mit z. T. erheblichen Bevölkerungsrückgängen sowie dynamische urbane Zentren mit deutlichen Zunahmen der Einwohnerzahlen. Um diese heterogene Entwicklung abzubilden, wurden die aktuellen Zahlen der Bertelsmann-Stiftung zur Bevölkerungsprognose in den Modellierungen genutzt [3]. Diese Daten umfassen die Bevölkerungsentwicklung für 2025, 2030, 2035 und 2040 und wurden für 2045 fortgeschrieben. Enthalten sind Zahlen zu Landkreisen und Gemeinden ab 5.000 Einwohnern.

Eingang fand die demografische Entwicklung in den Modellierungen von Aufdach-PV, E-Kfz und Wärmepumpen sowie bei allgemeinen Betrachtungen zur Lastentwicklung. Die Vorgehensweise wird bei den jeweiligen Technologien näher erläutert.

Abbildung 10-1 zeigt die prozentuale Veränderung der Bevölkerungszahlen im Gebiet der Planungsregion Ost sowie im übrigen Deutschland im Zeitraum 2020–2040 und veranschaulicht die große Heterogenität innerhalb des Gebiets der Planungsregion Ost sowie innerhalb Deutschlands.

Anhang

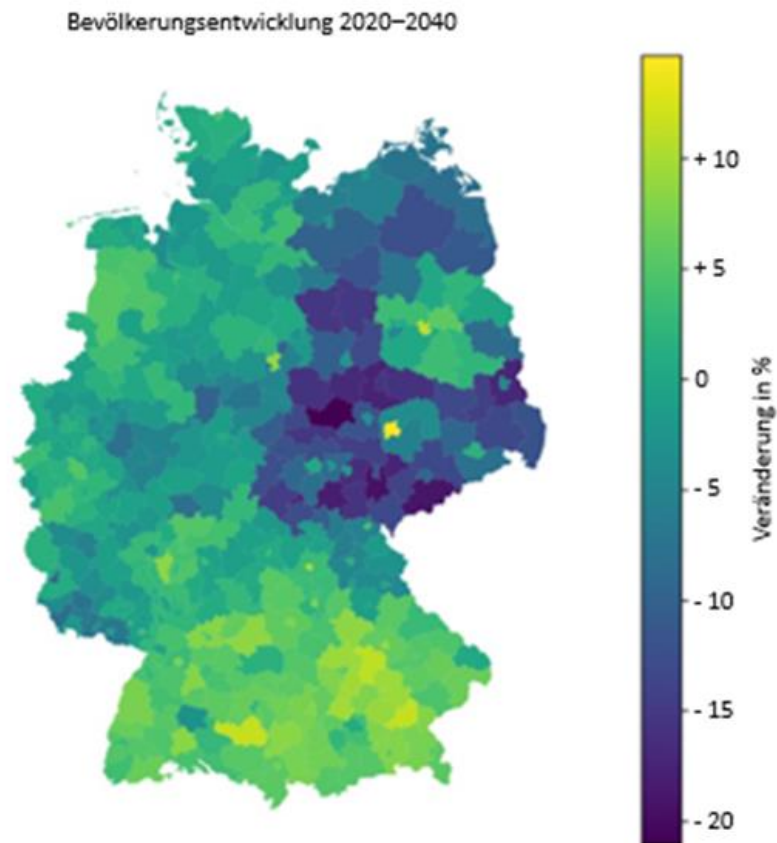


Abbildung 10-1 Prozentuale Veränderung der Bevölkerungszahlen von 2020 bis 2040 im Gebiet der Planungsregion Ost und im übrigen Deutschland nach [3]

A.2 Gebäudedatenmodell

Für die Analyse des Ausbaus von Aufdach-PV-Anlagen, Wärmepumpen und E-Kfz wurde von Fraunhofer IEE ein Gebäudemodell entwickelt, das eine Vielzahl von Parametern zu Bauwerk und Haushalt berechnet. So lässt sich für jedes Gebäude eine individuelle Energiebilanz ermitteln, die für die Dimensionierung von Wärmepumpen relevant ist. Daneben können Informationen zur Anschaffung von E-Kfz abgeleitet werden, bei denen sozio-ökonomische Faktoren wie z. B. das Einkommen sowie das Vorhandensein von entsprechendem Parkraum von Bedeutung sind.

Anhang

Die das Bauwerk betreffenden Eingangsparameter, die zur Berechnung von Kubatur und Gebäudenutzung benötigt werden, stammen aus einem digitalen Modell des [4]. Dieses Modell liegt in verschiedenen Detailstufen (engl.: Level of Detail – LoD) vor. Für das Projekt wird mit LoD2 der für die betrachteten Regionen aktuell detaillierteste verfügbare Datensatz verwendet. Er entspricht einem 3D-Modell mit Informationen zur Außenhülle und Dachstruktur und beinhaltet außerdem die Gebäudefunktion sowie amtliche Gemeindeschlüssel je Gebäude. In der Regel wird in LoD2 der Gebäudegrundriss aus der amtlichen Liegenschaftskarte entnommen. Aus LoD2 wird für die Energiebilanz eines Gebäudes das Bruttovolumen nach DIN V 18599-1 berechnet, woraus sich die Gebäudenutzfläche bestimmen lässt. Um den solaren Wärmeeintrag berücksichtigen zu können, werden für jede Dachfläche eines Gebäudes die unterschiedliche Ausrichtung, ihre Neigung und die Fläche berechnet. Auch die Ausrichtung der Längsseite eines Gebäudes, das Seitenverhältnis des Gebäudegrundrisses sowie die Wandflächen je Gebäude werden bestimmt. Der adiabate Anteil der Wandflächen, d. h. angrenzende Wandflächen zum Nachbargebäude, werden berücksichtigt.

Aus dem Zensus 2022 stammen Informationen für Wohngebäude. Relevant sind hier die Anzahl der Bewohner je Haushalt, das Gebäudealter sowie die Gebäudety-Bauweise. Die Daten liegen je 100×100-m-Gitterzelle für die zu betrachtenden Regionen vor. Jede erhobene Information besitzt eine georeferenzierte Adresse und wurde so einer Gitterzelle zugeordnet. Eine direkte Zuordnung der erhobenen Daten aus dem Zensus 2022 zu Gebäuden ist nicht möglich. Stattdessen wurde eine statistische Verteilung aus den entsprechenden Gitterzellen, die zum Betrachtungsgebiet gehören, ermittelt. Aus dieser Verteilung wurde einem Gebäude ein Baujahr, eine Haushaltsgröße und ein Gebäudety zugeordnet. Auch Nicht-Wohngebäude erhalten aufgrund mangelnder Datenlage ein Gebäudealter.

Der aus dem Gebäudemodell erstellte Datensatz wird zusätzlich mit sozioökonomischen Parametern mithilfe eines Conditional Variational Autoencoder (CVAE) angereichert, wobei die Zensus2022-Daten je Gitterzelle als Randbedingung abgebildet werden. Dies ist ein Modellansatz aus dem Bereich der Künstlichen Intelligenz, um Daten aus statistischen Verteilungen zu generieren. Das Modell wurde im Rahmen des BMWK-geförderten Projekts *ownPV Outlook* entwickelt und trainiert. Hier werden die innerhalb einer Zensuszelle vorkommenden Einzelhaushalte statistisch korrekt abgebildet.

Anhang

Eine Übersicht des digitalen Gebäudemodells ist in Abbildung 10-2 dargestellt.

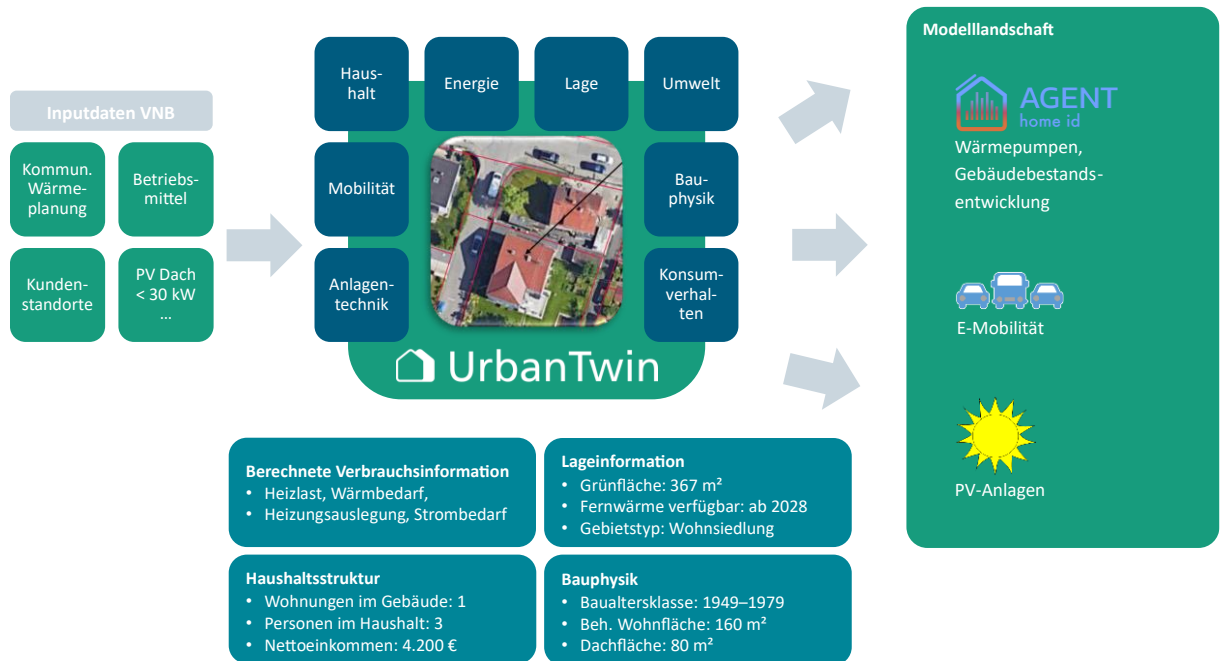


Abbildung 10-2 Digitales Gebäudemodell UrbanTwin

Anhang

A.3 Übersicht Bestand und Prognose auf Netzbetreiberebene

Alle Prognosewerte sind in MW angegeben und gerundet, bei Photovoltaikanlagen in MWp. Alle Zahlen beziehen sich auf installierte Leistungen (außer Zeile „Konventionelle Last“) und umfassen auch nachgelagerte Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden.

Felder Bestand 2024 ohne Wert: Wert kann nicht ermittelt werden oder ist bereits in anderen Anlagenarten enthalten.

Weitere Erläuterungen:

konventionelle Kraftwerke	KWK bzw. BHKW auf Basis fossiler Energieträger bzw. Wasserstoff
Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	dezentrale Wärmepumpen, Nahwärme; Bestand abgeschätzt; Höchstlastbeiträge von Bestandsanlagen in konv. Last integriert
Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	Power-to-Heat, Großwärmepumpen für Fernwärmenetze
Elektromobilität	Bestand abgeschätzt; Höchstlastbeiträge von Bestandsanlagen in konv. Last integriert
Konventionelle Last	Jahreshöchstlast 2024 der jeweiligen VNB inkl. nachgelagerter VNB < 100.000 Kunden; Prognosewerte umfassen erwartete zeitgleiche Last durch Industrie (abzgl. Großprojekte), Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
Großprojekte	erwartete Laststeigerungen durch industrielle Großprojekte (inkl. Rechenzentren)
Elektrolyseure, Batteriespeicher	Höchstlastbeiträge von Bestandsanlagen sind in konv. Last integriert

Anhang

Netzbetreiber	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Avacon Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	1.010	2.004	2.653	3.344
	Photovoltaik Freifläche	805	3.730	6.440	7.560
	Windenergie an Land	2.868	4.552	6.302	7.818
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	263	300	289	273
	Konventionelle Kraftwerke	243	242	235	70
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	31	313	489	1.071
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	16	157	245	536
	Elektromobilität	150	1.513	2.524	3.635
	Konventionelle Last	603	543	507	456
	Großprojekte	35	351	726	726
	Elektrolyseure	0	0	778	1.602
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	121	484	765	1.082
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	20	510	1.070	1.620
	Pumpspeicher	80	100	100	100

Zahlen Avacon Netz GmbH aufgrund Modellangleichung (PR Mitte und PR Ost) korrigiert

Anhang

Netzbetreiber	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
E.DIS Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	2.952	5.620	7.705	9.955
	Photovoltaik Freifläche	5.099	29.965	40.180	53.345
	Windenergie an Land	7.812	14.365	17.735	20.025
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	814	650	630	465
	Konventionelle Kraftwerke	1.082	1.025	930	520
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	230	795	1.260	2.760
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	57	710	885	1.525
	Elektromobilität	624	4.090	6.925	8.980
	Konventionelle Last	2.400	2.280	2.110	1.880
	Großprojekte		920	1.770	1.860
	Elektrolyseure	0	190	2.240	6.030
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	453	1.360	2.225	3.225
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	39	330	3.545	6.905
	Pumpspeicher	0	0	0	0
inetz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	45	125	210	350
	Photovoltaik Freifläche	50	55	60	70
	Windenergie an Land	3	10	0	0
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	1	10	10	0
	Konventionelle Kraftwerke	150	125	145	165
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	15	25	45	100
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	10	45	60	95
	Elektromobilität	20	140	250	355
	Konventionelle Last	160	144	134	125
	Großprojekte		0	0	0
	Elektrolyseure	0	0	0	0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	5	7	10	25
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	85	85	85
	Pumpspeicher	0	0	0	0

Anhang

Netzbetreiber	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	2.961	5.880	8.260	11.400
	Photovoltaik Freifläche	3.952	10.680	16.480	22.190
	Windenergie an Land	5.519	8.380	11.750	14.440
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	480	390	380	290
	Konventionelle Kraftwerke	2.088	2.585	2.355	1.950
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	242	1.270	2.000	4.200
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	1	610	910	1.530
	Elektromobilität	365	3.950	6.650	8.840
	Konventionelle Last	2.650	2.475	2.365	2.225
	Großprojekte		775	2.050	2.290
	Elektrolyseure	29	400	2.310	4.720
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	382	1.420	2.380	3.690
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	202	410	2.260	3.840
	Pumpspeicher	0	0	0	0
Energieversorgung Halle Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	50	135	215	335
	Photovoltaik Freifläche	25	40	44	60
	Windenergie an Land	0	0	0	0
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	5	5	5	5
	Konventionelle Kraftwerke	170	170	170	170
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	0	25	40	105
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	45	55	55	62
	Elektromobilität	10	115	210	300
	Konventionelle Last	130	120	110	100
	Großprojekte	5	100	100	150
	Elektrolyseure	0	0	0	0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	10	20	25	30
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	25	30	40
	Pumpspeicher	0	0	0	0

Anhang

Netzbetreiber	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Netz Leipzig GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	125	335	585	945
	Photovoltaik Freifläche	20	60	75	105
	Windenergie an Land	10	30	25	55
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	15	10	5	0
	Konventionelle Kraftwerke	40	40	40	25
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	10	45	85	185
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	10	180	180	445
	Elektromobilität	25	315	600	935
	Konventionelle Last	335	320	290	260
	Großprojekte	5	30	60	85
	Elektrolyseure	0	25	25	40
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	20	80	170	305
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	20	30	45
	Pumpspeicher	0	0	0	0
Netze Magdeburg GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	71	110	220	365
	Photovoltaik Freifläche	17	65	80	125
	Windenergie an Land	19	65	60	90
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	4	3	3	0
	Konventionelle Kraftwerke	107	107	106	98
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	8	34	55	127
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	43	46	60
	Elektromobilität	42	160	305	460
	Konventionelle Last	152	140	135	130
	Großprojekte	5	40	50	60
	Elektrolyseure	0	0	0	0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	15	27	63	118
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	64	70	80
	Pumpspeicher	0	0	0	0

Anhang

Netzbetreiber	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Netzgesellschaft Potsdam GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	30	75	140	270
	Photovoltaik Freifläche	0	145	225	375
	Windenergie an Land	0	0	0	0
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	0	0	0	0
	Konventionelle Kraftwerke	90	200	160	110
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	5	25	50	120
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	20	110	130	200
	Elektromobilität	25	125	235	330
	Konventionelle Last	95	90	85	80
	Großprojekte	0	65	65	65
	Elektrolyseure	0	0	10	50
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	10	25	30	90
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	5	30
	Pumpspeicher	0	0	0	0
Sachsen-Netze GmbH, Sachsen-Netze HS.HD GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	430	1.580	2.400	3.700
	Photovoltaik Freifläche	610	1.020	1.580	2.180
	Windenergie an Land	550	1.430	2.180	3.210
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	100	100	100	70
	Konventionelle Kraftwerke	660	660	650	380
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	80	420	670	1.340
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	40	510	710	1.270
	Elektromobilität	120	1.320	2.240	3.060
	Konventionelle Last	1.460	1.280	1.160	970
	Großprojekte		475	1.270	1.285
	Elektrolyseure	0	0	136	324
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	60	380	690	1.200
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	20	30	280	500
	Pumpspeicher	0	0	0	0

Anhang

Netzbetreiber	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Stadtwerke Jena Netze GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	65	105	170	275
	Photovoltaik Freifläche	8	85	135	190
	Windenergie an Land	10	100	100	130
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	18	15	15	15
	Konventionelle Kraftwerke	13	20	20	10
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	9	25	40	95
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	4	115	130	155
	Elektromobilität	16	125	225	335
	Konventionelle Last	104	95	90	85
	Großprojekte		10	25	35
	Elektrolyseure	0	0	0	20
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	8	25	50	90
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	20	40
	Pumpspeicher	0	0	0	0
Stadtwerke Rostock Netzgesell- schaft mbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	39	70	115	215
	Photovoltaik Freifläche	7	80	95	105
	Windenergie an Land	26	20	20	30
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	1	1	1	0
	Konventionelle Kraftwerke	130	130	215	230
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	1	2	10	30
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	20	30	85	120
	Elektromobilität	33	135	235	355
	Konventionelle Last	118	105	100	95
	Großprojekte		1	1	1
	Elektrolyseure	0	0	0	0
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	4	15	35	70
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	35	40	45
	Pumpspeicher	0	0	0	0

Anhang

Netzbetreiber	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
Stromnetz Berlin GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	330	940	2.080	5.995
	Photovoltaik Freifläche	0	5	20	40
	Windenergie an Land	19	45	125	135
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	40	35	35	30
	Konventionelle Kraftwerke	2.475	2.300	2.460	2.930
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	100	200	360	745
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen		820	1.185	2.320
	Elektromobilität	372	1.370	2.505	3.955
	Konventionelle Last	1.900	1.730	1.640	1.540
	Großprojekte		400	1.600	1.750
	Elektrolyseure	0	25	50	50
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	100	230	600	1.940
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	2	55	65	70
	Pumpspeicher	0	0	0	0
Hamburger Energie- netze GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	192	495	1.070	2.300
	Photovoltaik Freifläche	1	20	30	40
	Windenergie an Land	124	160	165	155
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	34	30	30	5
	Konventionelle Kraftwerke	641	840	1.490	1.680
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	32	180	340	700
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	81	465	675	1.060
	Elektromobilität	270	1.165	2.275	3.535
	Konventionelle Last	1.575	1.490	1.435	1.385
	Großprojekte		70	70	70
	Elektrolyseure	0	160	170	180
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	53	120	310	745
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	6	205	210	215
	Pumpspeicher	120	120	120	120

Anhang

Netzbetreiber	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
SWE Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	46	165	255	385
	Photovoltaik Freifläche	47	90	130	150
	Windenergie an Land	19	80	70	60
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	10	5	5	0
	Konventionelle Kraftwerke	129	130	130	130
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	16	30	45	100
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	0	65	70	75
	Elektromobilität	15	155	295	450
	Konventionelle Last	188	175	165	150
	Großprojekte	0	10	15	25
	Elektrolyseure	0	10	10	10
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	4	40	70	125
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	0	0	20	30
	Pumpspeicher	0	0	0	0
TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	1.510	2.720	3.890	5.440
	Photovoltaik Freifläche	642	3.580	5.585	7.560
	Windenergie an Land	1.890	3.450	4.510	5.285
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	251	235	225	130
	Konventionelle Kraftwerke	381	430	425	275
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)		528	805	1.740
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	28	365	510	1.025
	Elektromobilität	322	2.160	3.560	4.640
	Konventionelle Last	1.566	1.525	1.485	1.410
	Großprojekte		580	950	950
	Elektrolyseure	0	20	180	585
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	268	660	1.120	1.760
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	134	560	1.340	2.030
	Pumpspeicher	140	80	80	80

Anhang

Netzbetreiber	Anlagenart	2024	2030	2035	2045
WEMAG Netz GmbH	Photovoltaik auf oder an Gebäuden	410	935	1.250	1.675
	Photovoltaik Freifläche	940	2.850	4.640	6.880
	Windenergie an Land	1.300	3.115	4.340	4.625
	Windenergie auf See	0	0	0	0
	Sonstige erneuerbare Erzeugung	155	160	160	150
	Konventionelle Kraftwerke	130	125	120	0
	Wärmepumpen (für dezentrale Wärmelösungen)	100	145	220	470
	Elektrischer Bedarf für zentrale Wärmelösungen	10	110	155	320
	Elektromobilität	120	640	1.085	1.450
	Konventionelle Last	410	370	345	320
	Großprojekte		710	1.210	1.710
	Elektrolyseure	0	250	390	690
	Kleinbatteriespeicher (< 1 MW)	50	300	405	540
	Großbatteriespeicher (ab 1 MW)	20	25	730	1.480
	Pumpspeicher	0	0	0	0