

# Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe

Yannic Schulze<sup>1 2</sup>, Adrian Ostermann<sup>1 2</sup>, Janis Reinhard, Mathias Müller

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., Am Blütenanger 71, 80995 München,  
+49 (0)89 158121-68, YSchulze@ffe.de, www.ffe.de

## Kurzfassung:

Die Anforderungen an Verteilnetze steigen in Klimaschutzszenarien durch eine zunehmende Elektrifizierung sowie den Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen deutlich an. Zur Analyse der zukünftigen Versorgungsaufgabe der 1200 betrachteten Niederspannungsnetze werden entsprechende Klimaschutzszenarien in fünf Stützjahren bis zum Jahr 2050 regional hochaufgelöst auf die Netze übertragen und die Entwicklungen für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, PV-Anlagen, Hausspeicher und elektrische Speicherheizungen ausgewertet. Für PV-Anlagen zeigt sich bis zum Jahr 2050 ungefähr eine Verdopplung der belegten Dachflächen, wobei jedes zehnte Gebäude mit einem Hausspeicher ausgestattet ist. Im Rahmen der Elektrifizierung erhalten bis zum Jahr 2050 die Gebäude im Mittel 1,5 Elektrofahrzeuge und die Hälfte des Wärmebedarfs wird durch Wärmepumpen gedeckt.

**Keywords:** Verteilnetz, Modellierung, Netzbelastung, Elektrifizierung, Szenarien

## 1 Motivation

Zur Erreichung der Ziele des Pariser Klimaabkommens wird sich die Versorgungsaufgabe von Verteilnetzen durch den Ausbau von dezentralen, erneuerbaren Erzeugungsanlagen und der Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors ändern [1]. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Bidirektionales Lademanagement“ werden Netzurückwirkungen bidirektionaler Elektrofahrzeuge anhand verschiedener Anwendungsfälle untersucht [2] [3]. Hierfür werden mehr als eintausend reale Niederspannungsnetze in ein rechenfähiges Format übersetzt und mit aktuellen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten versehen. Für eine konsistente Abbildung der zukünftigen Versorgungsaufgabe werden Szenarien für Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, elektrische Speicherheizungen sowie PV-Anlagen und Hausspeichersysteme bestimmt und auf die Netze verteilt, wohingegen Haushalts- und Gewerbelasten als konstant angenommen werden. Der Fokus liegt in der Analyse der Ausprägung und Verteilung zukünftiger Komponenten unter Beachtung charakteristischer Merkmale der Niederspannungsnetze.

---

<sup>1</sup> Jungautoren

<sup>2</sup> Diese Autoren haben gleichberechtigt zur Erstellung dieser Publikation beigetragen

## 2 Das Untersuchungsgebiet

Grundlage für die Analyse der zukünftigen Versorgungsaufgabe im Untersuchungsgebiet (UG) ist eine durch die Bayernwerk Netz GmbH bereitgestellte Stichprobe von rund 6400 Niederspannungsnetzen in Bayern, welche für das zukünftig verwendete Verteilnetzsimulationsmodell GridSim in rechenfähige Netzmodelle übersetzt werden [4] [5]. Diese Stichprobe wird im Rahmen der Aufbereitung der Datensätze von Netztopologie und Netzbelegung mit dem Ziel der Erstellung valider Netzmodelle auf rund 1200 Niederspannungsnetze reduziert, da nicht für alle Netze, die für die geplanten Untersuchungen erforderlichen Informationen zur Verfügung standen. Anschließend werden die plausibilisierten Netze auf charakteristische topologische Merkmale sowie typische Verbrauchskategorien untersucht. Das Vorgehen ist weiterhin in Abbildung 1 dargestellt und wird in den folgenden drei Abschnitten beschrieben.

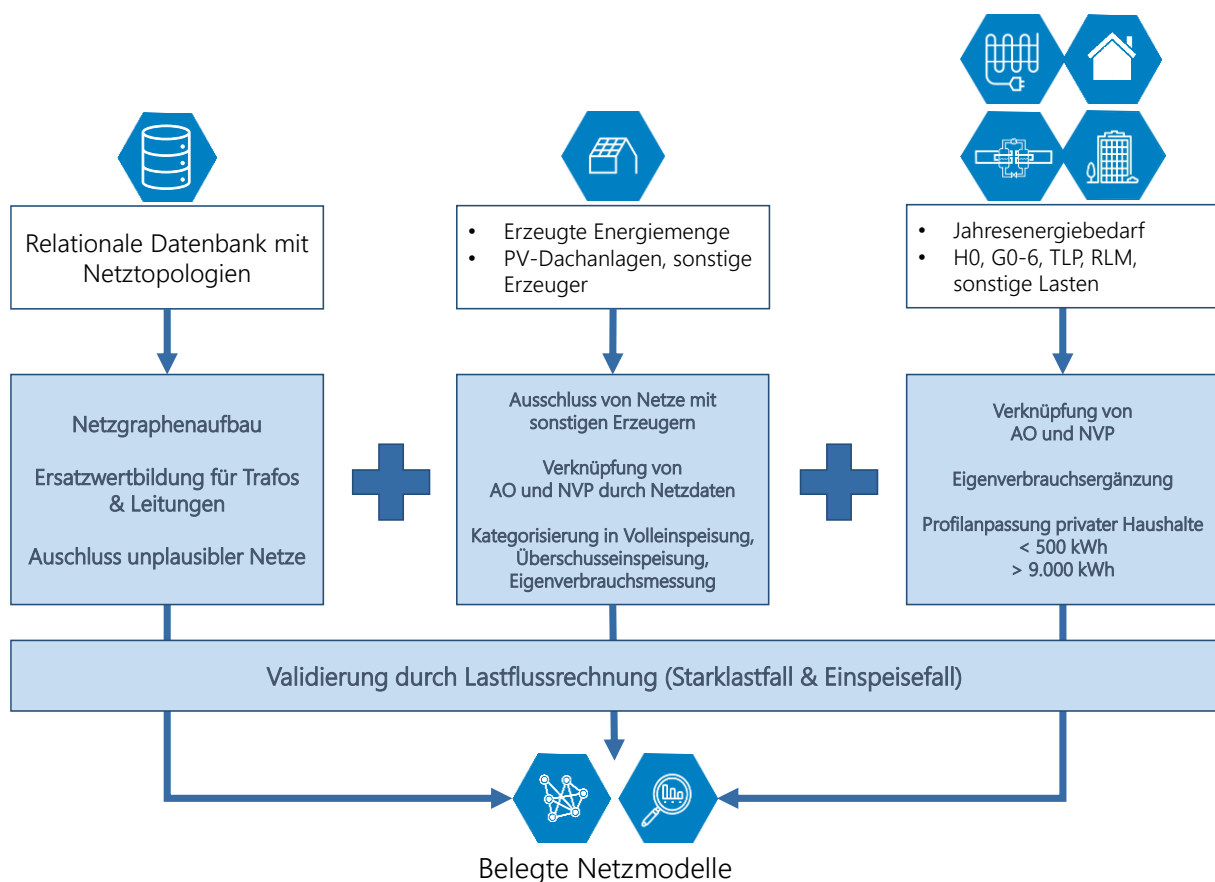


Abbildung 1: Methodik zur Erzeugung real belegter Netztopologien anhand der Datensätze für Netztopologien (links), Erzeugungsdaten (mittig) und Verbrauchsdaten (rechts)

### 2.1 Aufbereitung der Netztopologien

Grundlage für ein Netzmodell stellt der Netzgraph dar. Dieser wird auf Basis relationaler Datenbanktabellen mit Informationen zu aus der Mittelspannung abspannenden Transformatoren, der Verschaltung von Sammelschienen von Transformatoren bzw. Kabelverteilerkästen, Leitungen und Anschlussknoten pro Transformator erstellt, wie im Folgenden beschrieben wird.

Zu Beginn werden Ortsnetzgebiete von Stationsbereichen oder Trafohäusern mit mehreren Transformatoren aussortiert, da die Verschaltung der NS-Sammelschienen nicht automatisiert auslesbar ist. Ebenfalls aussortiert werden Netzgebiete, bei denen die Scheinleistung des Transformators nicht vorliegt, da sich sonst die Auslastung des Transformators in der Simulation nicht berechnen lässt, welche ein wichtiges Simulationsergebnis darstellt. Für die übrigen Netze werden die Datenbanktabellen für jedes Netz miteinander verschnitten. Beginnend am Transformator wird über die NS-Sammelschiene, zwischenliegende Verteilerkästen und deren Sammelschienen, der Leitungsbaum des Netzes aufgebaut. Ab der ersten Leitung, die in einem Stationsbereich verortet ist, aber nicht elektrisch mit dem Transformator verknüpft werden kann, wird das Netz als unvollständig betrachtet und deshalb aussortiert. Gleiches gilt für Netzverknüpfungspunkte (NVP), welche nicht über den Leitungsbaum mit dem Transformator verbunden sind.

Darauf folgt die Prüfung der verfügbaren Daten zu den elektrischen Betriebsmitteln, Transformatoren und Leitungen. In dem gesamten Datensatz kommen etwa 420 verschiedene Leitungstypen vor, deren elektrische Kennwerte aus einer weiteren Tabelle eingelesen werden. Die dort hinterlegten Werte wurden durch Werte aus der Literatur, Datenblättern von Herstellern und einem Abgleich mit der bestehenden GridSim-Bibliothek validiert, korrigiert und ergänzt. Die wesentlichen Informationen zur Klassifizierung von Leitungen sind:

- elektrische Belagswerte (R, C, X für Null- und Mitsystem, Nennstrom)
- Material-Typ (z.B. "NAYY-J" für PVC-isoliertes Aluminium-Erdkabel)
- Leiter-Querschnitt und Anzahl Adern (z.B. "4x150" für ein vieradriges Kabel mit jeweils 150 mm<sup>2</sup> Querschnitt)

Wenn in einem Ortsnetzgebiet mehr als 10 % der Leitungsabschnitte oder Anteil der Gesamtleitungslänge nicht klassifiziert sind wird das Netz ausgeschlossen. Unterhalb dieses Schwellwerts werden für Leitungen mit fehlenden elektrischen Belagswerten und gleichzeitig fehlendem Querschnitt und bzw. oder fehlendem Material-Typ Ersatzleitungen bestimmt. Um Überlastungen in der Simulation durch unterdimensionierte Ersatzleitungen zu verhindern, wird automatisiert eine möglichst starke Ersatzleitung mit hoher Stromtragfähigkeit und geringem Widerstand bestimmt. Weist ein Transformator lückenhafte oder unplausible elektrische Daten auf wird er durch einen validen, aus dem Gesamtdatensatz abgeleiteten, typischen Transformator gleicher Scheinleistung ersetzt.

Die resultierende Stichprobe der Netze bildet eine hohe Bandbreite heterogener Netzstrukturen ab und stellt somit eine gute Grundlage für eine fundierte Bewertung der zukünftigen Netzbelastung dar. Abbildung 2 zeigt die Bandbreite anhand der topologischen Kenngrößen Transformatornennleistung, Netzlänge, Länge des längsten Strangs und Anzahl der NVP. Die Transformatornennleistung ist als Häufigkeits-Histogramm dargestellt, während die weiteren Kenngrößen als aufsteigend sortierte Linien pro Netz dargestellt sind.

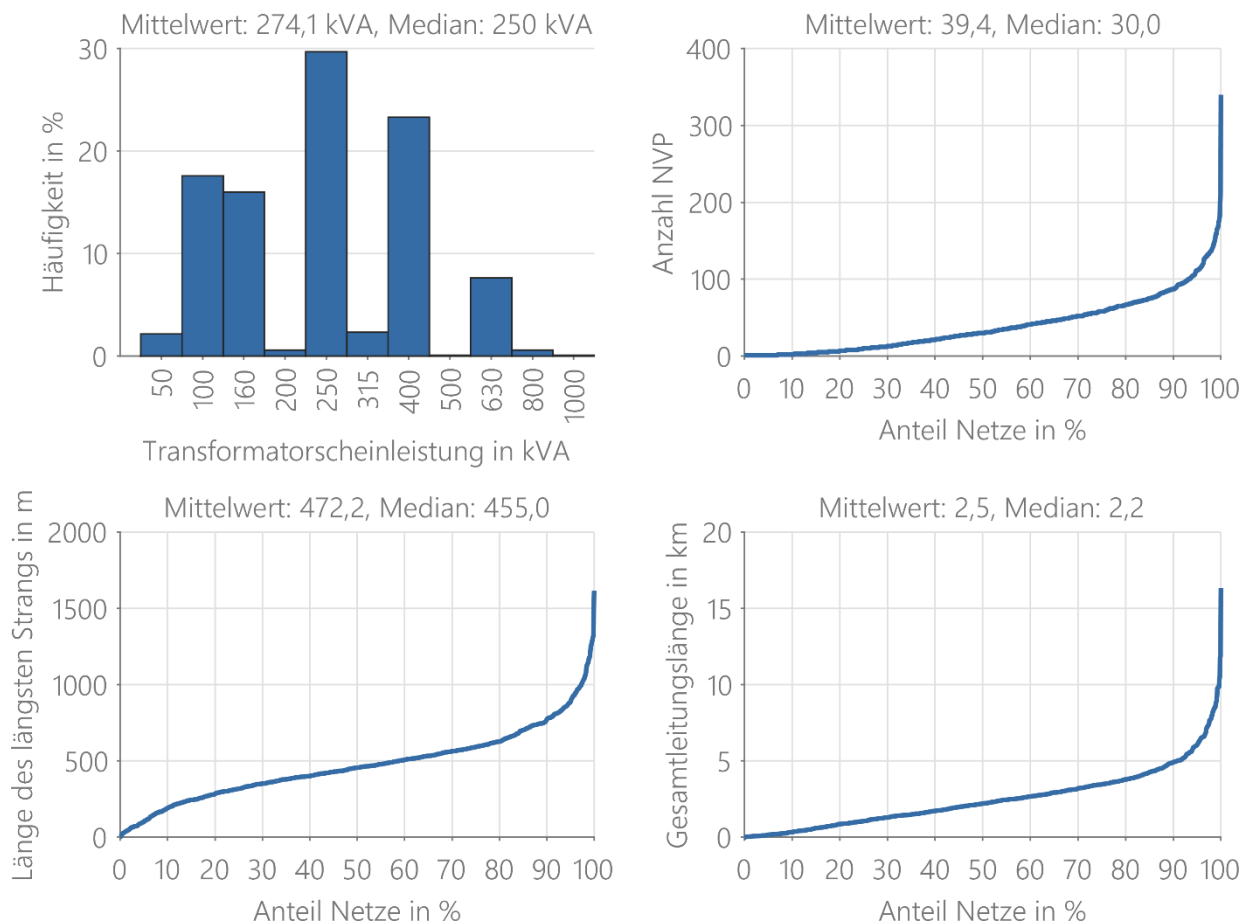


Abbildung 2: Verteilung der Nennleistung der Transformatoren (links oben), Anzahl der Netzverknüpfungspunkte pro Netz (rechts oben), Länge des längsten Strangs pro Netz (links unten), Summe der Leitungslängen pro Netz (rechts unten)

Die Bandbreite der Nennleistung der Transformatoren, dargestellt links oben, reicht von 50 bis 1000 kVA, wobei 66 % der Transformatoren kleiner als 250 kVA sind. Im Graph rechts oben ist anhand der nach oben abknickender Kurve erkennbar, dass ein kleiner Anteil der Netze recht viele NVP enthält. Nur etwa 5 % der Netze beinhalten mehr als 111 NVP. Ebenso besitzt nur ein kleiner Anteil der Netze sehr lange Stränge von bis zu 1,6 km, dargestellt im Graph links unten. Der Graph rechts unten zeigt, dass nur 5 % der Netze eine Gesamtleitungslänge von mehr als 6 km haben. Der Verkabelungsgrad der Leitungen ist insgesamt sehr hoch. In ca. 70 % der Netze sind die Leitungen ausschließlich unterirdisch verlegt. Bis auf 0,6 % rein mit Freileitungen betriebenen Netze besteht der Rest aus einer Mischung zwischen Freileitungen und Erdkabeln.

## 2.2 Aufbereitung der Netzbelegung

Die Netzverknüpfungspunkte (NVP) der aufbereiteten Netzgraphen werden zur Abbildung der Netze im heutigen Zustand mit den entsprechenden Lasten belegt. Zur Belegung der NVP wurden Verbrauchs- und Erzeugungsdaten des Untersuchungsgebiets bereitgestellt und wie Abbildung 1 dargestellt, aufbereitet.

Für Verbraucher werden die Energieverbräuche der Jahre 2017, 2018 und 2019 kategorisiert nach Art des Lastprofils (LP) für private Haushalte (H0), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (G0 bis G6, kurz: GHD), Landwirtschaft (L0-2), temperaturabhängige Lastprofile (TLP) für Wärmepumpen und elektrische Speicherheizungen sowie Lastgänge von Kunden mit registrierter Leistungsmessung (RLM) verwendet. Weitere Lastprofile, welche in Niederspannungsnetzen vorliegen, wie beispielsweise Straßenbeleuchtungen, Funkmasten usw. werden nicht betrachtet.

Für Erzeugungsanlagen liegen ebenfalls die erzeugten bzw. rückgespeisten Jahresenergiemengen der Jahre 2017, 2018 und 2019 sowie die installierten Leistungen der folgenden Anlagentypen vor: Photovoltaik-Dachanlagen (kurz: PV-Anlagen, PVA), Biomasse, Wasserkraft, Windkraft und Kraft-Wärme-Kopplung. Im Weiteren werden jedoch nur Netze mit PV-Anlagen betrachtet. Um eine Unterschätzung der Lasten an NVP mit PV-Anlagen und Eigenverbrauch vorzubeugen, wird der Eigenverbrauch den entsprechenden Lasten je NVP hinzuaddiert. Hierzu werden PV-Anlagen in drei Kategorien anhand der vorliegenden Messkonzepte eingeteilt: Volleinspeisung, Überschusseinspeisung und Einspeisung mit Erzeugungsmessung. Da lediglich Anlagen mit Erzeugungsmessung anhand des vorhandenen Zweirichtungs- und des Erzeugungszählers eindeutig identifiziert werden können, werden volleinspeisende- sowie überschusseinspeisende PV-Anlagen anhand einer mittleren Volllaststundenanzahl klassifiziert. Die mittleren Volllaststundenanzahl ist für PV-Anlagen mit Erzeugungsmessung bekannt, beträgt ca. 1000 h/a und wurden ebenfalls mit Angaben aus [6] abgeglichen. Beträgt die mittlere Volllaststundenanzahl weniger als 1000 h/a, wird davon ausgegangen, dass es sich um PV-Anlagen mit Überschusseinspeisung handelt. PV-Anlagen mit mittleren Volllaststunden von mehr als 1000 h/a werden als volleinspeisende PV-Anlagen klassifiziert. Ausgehend von den PV-Anlagen mit Erzeugungsmessung wird nach (1) mit der Differenz von erzeugter ( $E_{Erz}$ ) und rückgespeister Energie ( $E_{Rück}$ ) ein mittlerer Eigenverbrauchsanteil ( $X_{EV, Anteil}$ ) von ca. 24 % für alle drei Jahre ermittelt.

$$X_{EV, Anteil} = \frac{E_{Erz} - E_{Rück}}{E_{Erz}} \quad (1)$$

Mithilfe des mittleren Eigenverbrauchsanteils wird anhand der rückgespeisten Energiemenge der PV-Anlagen mit Überschusseinspeisung die tatsächlich erzeugte Energiemenge je Jahr ( $E_{Erz}$ ) berechnet. Abzüglich des bekannten Wertes zur Rückspeisung wird nach (2) somit der eigenverbrauchte Energiemenge ( $E_{EV}$ ) von überschusseinspeisenden PV-Anlagen bestimmt.

$$E_{EV} = E_{Erz} - E_{Rück} = \frac{E_{Rück}}{1 - X_{EV, Anteil}} - E_{Rück} \quad (2)$$

Die berechnete, eigenverbrauchte Energiemenge wird nun je Jahr auf die Haushalts- und Gewerbelasten am NVP verteilt. Dies erfolgt auf jedes Lastprofil anteilig der Summe des Energiebedarfs am NVP. Anschließend werden die drei Jahresenergiemengen je Lastprofil gewichtete nach Aktualität der Daten wie in (3) dargestellt zu einem Zielwert ( $E_{gewichtet}$ ) aggregiert.

$$E_{gewichtet} = \frac{E_{2017} * 1 + E_{2018} * 2 + E_{2019} * 3}{6} \quad (3)$$

Weiterhin liegen H0-Profile, welche im Verteilnetzsimulationsmodell GridSim anschließend einen Haushalt repräsentieren, teils außerhalb realistischer Jahresenergiemengen, weswegen

H0-Profile auf realistische Profilgrößen aggregiert bzw. aufgeteilt werden. Als Grenzen für realistische Energiemengen werden die Energiemengen der Haushaltslastgänge nach dem in [7] beschriebenen Haushaltslastganggenerator verwendet. Somit hat der kleinste verfügbare Lastgang für private Haushalte einen Jahresenergiebedarf von ca. 500 kWh, der größte verfügbare Lastgang ca. 9.000 kWh. Liegen die realen Jahresenergiemengen unterhalb der unteren Grenze, werden die Lastprofile je NVP aufsummiert. Wird die untere Grenze in Summe nicht erreicht, wird der Lastgang auf den entsprechenden Jahresenergiebedarf skaliert. Lastprofile oberhalb von 9.000 kWh werden aufgeteilt und am NVP eine zufällig gleichverteilte Schar von Lastprofilen innerhalb der Grenzen mit dem gleichen akkumulierten Energieverbrauch erzeugt. Die Klassifikation von PV-Anlagen mit Eigenverbrauch wird weiterhin auch zur Filterung von Netzen mit RLM Lasten und Eigenverbrauch an einem NVP genutzt. So wird vermieden, dass reale RLM-Lastgänge, welche bereits durch Eigenverbrauch geprägt sind, in Kombination mit modellendogenen PV-Anlagen abgebildet werden. Dies dient der konsistenten Wahrung des Wetterjahres späterer Simulationen.

### 2.3 Verknüpfung von Netztopologie und Netzbelegung

Im Datensatz ist weiterhin allen Verbrauchsprofilen und Erzeugungsanlagen eine Anschlussobjekt-ID (AO) zur Verortung in den Netzen zugewiesen, nach der rund 95 % der Verbrauchsprofile und Erzeugungsanlagen eindeutig je NVP zugewiesen werden können. Für die restlichen 5 % ergibt sich eine 1:n-Beziehung zwischen AO und NVP, da ein Anschlussobjekt auch ein Rechnungsnehmer mit mehreren Lastprofilen sein kann, welcher an unterschiedlichen NVP angeschlossen ist. Ausgehend von der Art des Lastprofils wurden unterschiedliche Methoden für eine eindeutige Netzbelegung entwickelt. Relevant ist hierbei immer, in welchem Verhältnis die Anzahl Lastprofile ( $n_{LP,AO}$ ) am AO zu der Anzahl NVP ( $n_{NVP,AO}$ ) am AO steht.

Für Lastprofile der Kategorie H0 und G0-6 wird folgendermaßen verfahren:

- $n_{LP,AO} > n_{NVP,AO}$ : Zufällige Gleichverteilung der LP über den am AO verfügbaren NVP
- $n_{LP,AO} = n_{NVP,AO}$ : Zufällige Zuweisung von je einem LP auf einen NVP
- $n_{LP,AO} < n_{NVP,AO}$ : Zufällige Zuweisung von je einem LP zu einem NVP, ein Teil der NVP bleibt unbelegt

Für TLP konnten ca. 94 % der Profile, welche nicht eindeutig zugewiesen werden können, eindeutig je NVP durch Informationen aus dem Datensatz der Netztopologien zugewiesen werden. Die restlichen 6 % der TLP wurden nach der oben genannten Methodik der H0 und G0-6 Profile an einem Anschlussobjekt einem spezifischen NVP zugewiesen. Da die Verortung von RLM aufgrund der hohen Lastspitzen einen signifikanten Einfluss auf die Ergebnisse zukünftiger Lastflussberechnung haben kann, werden Netze, in denen RLM nicht eindeutig einem NVP zugewiesen werden können aussortiert. Weiterhin werden Netze aussortiert, sobald der Anteil unbelegter NVP an der Gesamtanzahl NVP in einem Netz die Grenze von 20 % überschreitet oder 5 % des Gesamtenergieverbrauchs je Netz nicht eindeutig zugewiesen werden können.

Im Mittel sind die betrachteten Netze mit weniger als 1 % uneindeutig verorteter Lastprofile gemessen an der Summe der Lastprofilen je Netz betroffen.

Für die eindeutige Zuweisung der PV-Anlagen werden ebenfalls Informationen aus der Netztopologie-Datenbank herangezogen. Ausgehend von einem Abgleich der installierten Leistungen der PV-Anlagen aus den Belegungsdaten mit den installierten Leistungen in der Netztopologie-Datenbank wird den PV-Anlagen aus den Belegungsdaten der NVP Netztopologie-Datenbank zugewiesen, welche die geringste Abweichung für die installierte Leistung erzielen. Es werden nur Netze weiter betrachtet, in denen PV-Anlagen einem NVP eindeutig zugewiesen werden können.

Anschließend wird die Belegung der Netzgraphen durch eine Lastflussrechnung für den Starklast- und Starkeinspeisefall validiert, um sicherzustellen, dass der Lastfluss mit der gesetzten Leistung lösbar ist, die Daten der Betriebsmittel vollständig sind und keine elektrisch isolierten Leitungsteilbäume existieren. Die Leistung des Starklastfalls wurde nach der Bemessungsgrundlage für Hauptleitungen in Wohngebäuden in DIN 18015-1 berechnet, in dem vereinfacht für die Anzahl der Wohnungen die Summe der am NVP vorhandenen Lastprofile verwendet wurde [8]. Für den Starkeinspeisefall wurde die installierte Leistung der PV-Anlagen verwendet.

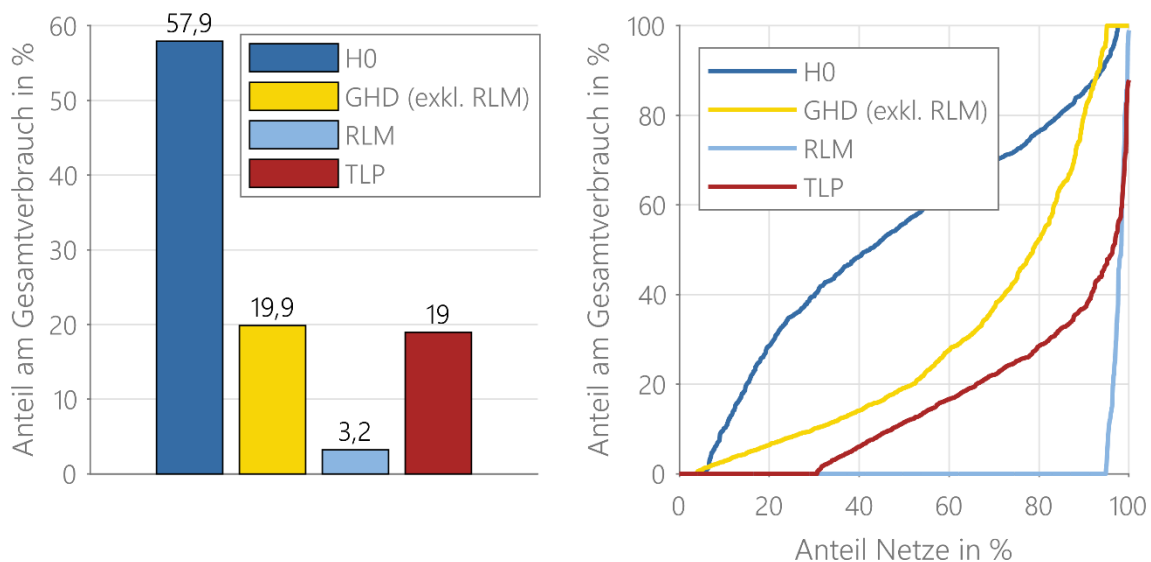


Abbildung 3: Anteile der Energiemengen je Lastprofil am Gesamtverbrauch (links) sowie aufsteigend sortierter Anteil der Energiemenge der Lastprofile je Netz (rechts)

Die resultierende Netzbelegung wird anhand der energetischen Anteile betrachteter Lastprofile am Gesamtverbrauch in Abbildung 3 dargestellt. Links ist in Abbildung 3 der Anteil am Gesamtverbrauch der verschiedenen Lastprofile für Haushalte, GHD, TLP und RLM der gesamten Netzbelegung zu sehen. Mit rund 58 % des Gesamtverbrauchs bilden private Haushalte den Schwerpunkt des Energiebedarfs der betrachteten Netze. Annähernd äquivalente Anteile von ca. 20 % werden durch die GHD (exkl. RLM) und TLP dargestellt. Aufgrund der geringen Anzahl von Netzen mit RLM (s. oben) besitzen diese nur ca. 3 % des Gesamtenergiebedarfs. Rechts in Abbildung 3 ist der Anteil des jeweiligen Lastprofils je Netz aufsteigend sortiert abgebildet. Haushalte dominieren den Energiebedarf für mehr als die Hälfte der Netze. In ca. 2,4 % der Netze resultiert der gesamte Energiebedarf aus privaten Haushalten. Gleichzeitig ist in ca. 4,9 % der Netze eine reine Gewerbelast exklusive RLM zu beobachten – inklusive RLM sind es 5,5 %. TLP kommen in 69 % der Netze vor mit einem Anteil von bis zu 88 %. Wenige Netze werden hingegen von RLM dominiert. Es zeigt sich,

dass in den betrachteten Netzen der Energiebedarf vor allem durch Haushalte dominiert wird, größtenteils gemischt mit GHD und TLP Lasten.

### 3 Zukünftige Netzbelegung im Untersuchungsgebiet

Aufbauend auf der Netztopologie und den Verbrauchsdaten werden mit Hilfe verschiedener Eingangsparameter Netzbelegungsszenarien für die Jahre 2020 bis 2050 in fünf Jahresschritten modelliert. Das methodische Vorgehen ist in Abbildung 4 dargestellt und wird im Folgenden erläutert.

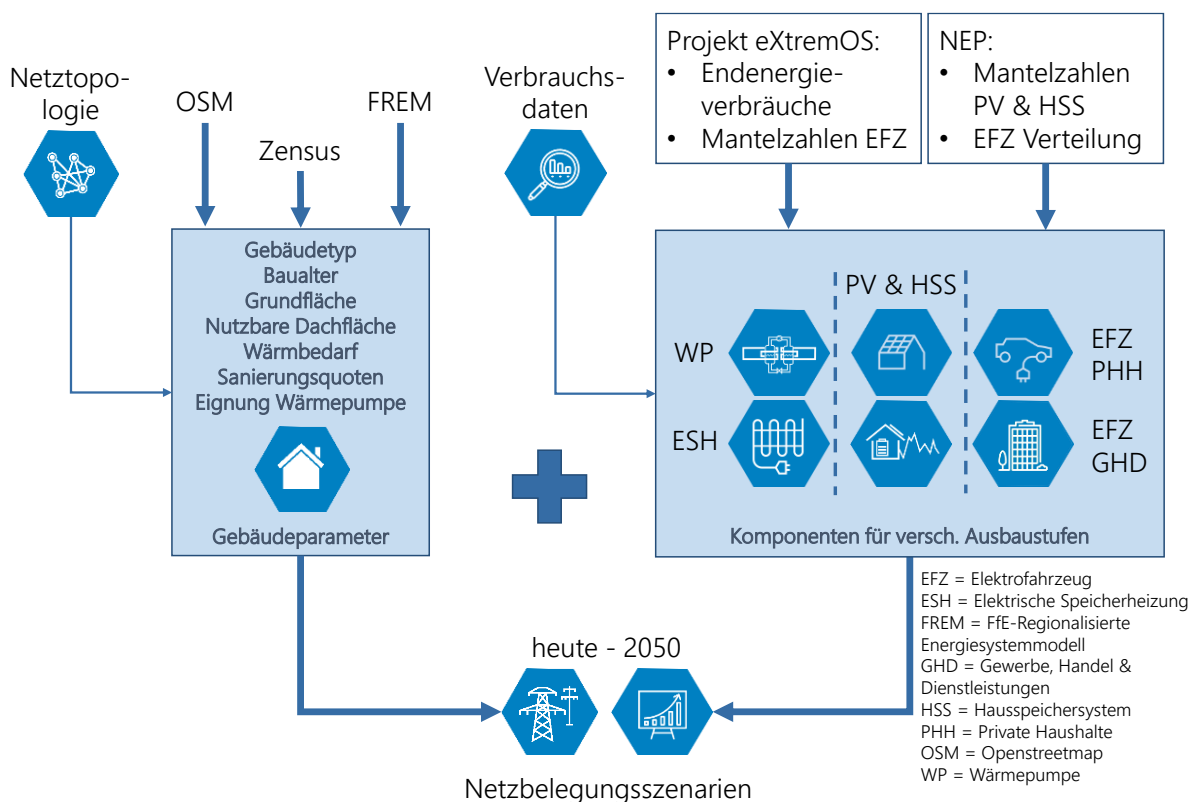


Abbildung 4: Methodik zur Erstellung der Netzbelegungsszenarien der verschiedenen Komponenten

#### 3.1 Gebäudebestand

Zunächst wird der Gebäudebestand für alle Landkreise (LK), in denen die zu untersuchenden Netze vorkommen basierend auf den Daten von Openstreetmap (OSM) abgebildet und die verschiedene Gebäudeparameter (vgl. Abb. 4) bestimmt [9]. Die Netzdaten erstrecken sich über 187 Gemeinden bzw. 48 LK in Bayern. Neben der Lage enthalten die OSM-Daten auch Informationen zu den Gebäudeabmessungen, Straße und Hausnummer sowie zum Teil die Nutzung der Gebäude, wodurch nach [10] folgende sieben verschiedene Gebäudetypen (GT) klassifiziert werden können: 1) Einfamilienhäuser, 2) Doppelhaushälften, 3) Reihenhäuser, 4) kl. Mehrfamilienhäuser (3-6 Wohneinheiten), 5) Große Mehrfamilienhäuser



(> 6 Wohneinheiten), 6) Nicht-Wohngebäude und 7) Sonstige. Die Zensus-Daten geben im 100x100m Raster Aufschluss über das Baualter der Gebäude [11]. Das Baualter ist notwendig zur Bestimmung des spezifischen Wärmebedarfs  $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$ , welcher sich aus dem Baualter sowie dem GT ableiten lässt. Zur Berechnung des Wärmebedarfs  $\text{kWh}/\text{a}$  wird neben dem spezifischen Wärmebedarf die Wohnfläche des Gebäudes benötigt. Diese ergibt sich wiederum aus der Stockwerkszahl, der Grundfläche und dem Faktor aus Wohnfläche zu Bruttogrundfläche je GT nach [10]. Die nutzbare Dachfläche wird nach [12] bestimmt und ist neben der Grundfläche des Gebäudes, abhängig vom Siedlungstyp, dem GT und der Baualtersklasse. Nach [10] erfolgt die Eignung des Gebäudes für die Nutzung einer Wärmepumpe unter der Berücksichtigung von Schallausbreitungseffekten wie Abschirmung und Reflexion. Weiterhin werden für den Gebäudebestand Teil- und Vollsanierungen abhängig von Baualter und Gebäudetyp je Jahresschritt mit Sanierungsquoten nach [10] durchgeführt. Der Energiebedarf des Gebäudebestands verringert sich demnach bis zum Jahr 2050 um 7 %. Übergeordnete Effekte, wie beispielsweise die Bevölkerungsentwicklung der Region oder der Neubau bzw. Abriss von Gebäuden, werden nicht berücksichtigt.

Um den NVP die entsprechenden Gebäude mit den zuvor bestimmten Parametern zuzuordnen, erfolgt eine geographische Verschneidung der Beiden, wobei aufgrund von geringfügigen Abweichungen bei den Geokoordinaten der Eingangsdaten ein Radius von 5 m, ausgehend von den Gebäudegrenzen, toleriert wird. Bei einer Überlappung wird der NVP immer dem näheren Gebäude zugeordnet. Falls mehrere NVP einem Gebäude zugeordnet werden, wie es beispielsweise bei großen Wohngebäuden der Fall sein kann, werden die Gebäudeparameter entsprechend der Anzahl an NVP in gleichen Teilen auf die NVP verteilt. Falls ein NVP keinem Gebäude zugeordnet werden kann und somit Gebäude-Parameter fehlen, erhält dieser den durchschnittlichen Parameter-Wert aller Gebäude in der zugehörigen Gemeinde. Zudem wird hierbei angenommen, dass NVPs ohne verknüpftes OSM-Gebäude für eine Wärmepumpe geeignet sind. Diese Annahme beruht auf der Beobachtung, dass die NVP, welche keinem OSM-Gebäude zugeordnet werden können, überwiegend in Neubausiedlungen verortet sind, die noch nicht durch die verfügbaren OSM-Daten abgebildet werden. Somit können folgende Objektarten unterschieden werden: a) OSM-Gebäude ohne NVP, b) OSM-Gebäude mit einem NVP, c) OSM-Gebäude mit mehreren NVP und d) NVP ohne zugehörige OSM-Gebäude. Die unterschiedlichen Betrachtungsebenen der Objektarten sind schematisch in Abbildung 5 zu sehen.

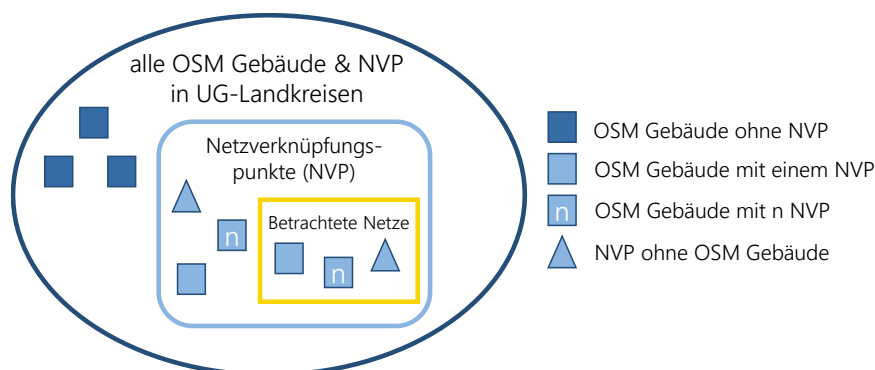


Abbildung 5: Betrachtungsebenen der OSM- und NVP-Objekte

Auf Basis der parametrisierten NVP und des OSM-Gebäudebestands werden die in Abbildung 4 zu sehenden Komponenten wie nachfolgend beschrieben, verteilt.

### 3.2 PV-Anlagen und Hausspeicher

Bei den PV-Anlagen und den Hausspeichersystemen (HSS) werden zunächst alle Bestandsanlagen aus den Verbrauchsdaten den NVPs zugeordnet. Die Höhe des weiteren Zubaus an PV-Anlagen auf Dachflächen orientiert sich am Netzentwicklungsplan (NEP)-Szenario 2035 B, wobei die Leistung bis in das Jahr 2050 extrapoliert wird [13]. Das NEP 2035 B berücksichtigt sowohl den Kernenergieausstieg bis Ende 2022 als auch den Kohleausstieg bis spätestens 2038. Darüber hinaus zeichnet sich das Szenario durch einen im Vergleich zu heute steigendem Stromverbrauch aus, der sich aus der zunehmenden Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor sowie aus dem zu erwartenden Einstieg in Power-to-X-Technologien ergibt. Außerdem zu erwähnen ist, dass hierbei noch keine PV-Pflicht im Gebäudeneubau berücksichtigt wird. [13] Der regionalisierte Zubau der PVA erfolgt nach [14] und berücksichtigt die Ausbaudynamik in den einzelnen Regionen, wodurch mögliche Imitationseffekte bei der Modellierung abgebildet werden. Der Zubau erfolgt für verschiedene PV-Anlagen Leistungsklassen, wobei bei der späteren zukünftigen Netzbelegung nur die drei Leistungsklassen: (1) 0-10 kW, (2) 10-30 kW, (3) 30-100 kW berücksichtigt werden. Die Regionalisierung des HSS-Zubaus orientiert sich an dem PV-Zubau und erfolgt nach [15]. Hierbei wird angenommen, dass nach [16] 55 % der neu installierter PV-Anlagen bis  $\leq 30$  kW in Kombination mit Hausspeicher verbaut werden. Im Szenario ergeben sich für gesamt Deutschland für das Jahr 2030 eine installierte PV-Anlagen Leistung von etwa 60 GW für alle Leistungsklassen und etwa 1,5 Mio. HSS, während im Jahr 2050 die PV-Anlagen Leistung ca. 85 GW beträgt und 2,4 Mio. HSS vorkommen. Für den Zubau der PV-Anlagen wird basierend auf [17] angenommen, dass pro  $m^2$  Dachfläche 200 W installierte PV-Leistung verbaut werden können. Der Zubau erfolgt für alle verfügbaren OSM-Gebäude und NVP. Die Gebäude werden anhand der verfügbaren Dachfläche in die drei zuvor genannten Leistungsklassen eingeteilt. Somit sind Gebäude mit einer Dachfläche bis zu  $50 m^2$  der Klasse (1), größer gleich  $50 m^2$  bis  $150 m^2$  der Klasse (2) und Gebäude mit einer Dachfläche größer gleich  $150 m^2$  der Klasse (3) zuzuordnen. Weiterhin wird angenommen, dass die Mindestgröße der zugebauten PV-Anlagen 3 kW beträgt und die verfügbare Dachfläche beim Zubau maximal ausgenutzt wird. Der regionalisierte Zubau der PV-Anlagen gibt für jede Gemeinde in den Betrachtungsjahren jeweils für die drei Leistungsklassen einen Zielwert an installierter Leistung vor. Der Zielwert wird anschließend durch den zufälligen Zubau an PV-Anlagen im Gebäudebestand erreicht. Hierbei zeigt sich, dass bei der Leistungsklasse 0-10 kW nicht immer der Zielwert in bestimmten Gemeinden für die späteren Jahren erreicht wird. Dies deutet darauf hin, dass der OSM-Gebäudebestand nicht alle Gebäude abbildet. Daher wird die fehlende Leistung der nächsthöheren Leistungsklasse 10-30 kW zugeschrieben, da hier ausreichend Dachflächenpotenzial vorhanden ist. Beim Zubau der HSS gilt, dass nur Gebäude mit einer bereits installierten PV-Anlagen ein HSS erhalten. Die Verteilung im jeweiligen Betrachtungsjahr erfolgt hier auch zufällig basierend auf den regionalisierten Zubauzahlen auf Gemeindeebene.

### 3.3 Wärmepumpen und Speicherheizungen

Bei den elektrischen Speicherheizungen (ESH) werden zunächst basierend auf den Verbrauchsdaten die Bestandsanlagen identifiziert. Der Wärmebedarf der ESH wird aus dem solidEU- Szenario aus dem Projekt eXtremOS abgeleitet [18]. Das solidEU-Szenario beschreibt ein ehrgeiziges europäisches Klimaschutzszenario, das durch Zusammenarbeit und eine stärkere Integration der Europäischen Union mit einer gestärkten partizipativen Demokratie gekennzeichnet ist [18]. Das Szenario gibt den Endenergiebedarf sowohl für Raumwärme als auch Warmwasser, welcher durch ESH im Bereich der privaten Haushalte in den deutschen LK für den Zeitraum 2020 bis 2050 gedeckt wird vor [19]. Um auf den jeweiligen Wärmebedarf zu kommen wird eine Jahresarbeitszahl von 1 angenommen. Weiter wird die prozentuale deutschlandweite Abnahme des Wärmebedarfs gegenüber 2020 berechnet und die Abnahmerate auf die Bestandsanlagen übertragen. Anschließend werden zufällig Bestandsanlagen entsprechend der Abnahmerate zurückgebaut. Bei den ESH wird explizit der deutschlandweite Trend berücksichtigt, da in einzelnen LK zunächst ein Anstieg des Wärmebedarf der elektrischen Speicherheizungen zu beobachten ist, was wiederum zu einem Zubau gefolgt von einem Rückbau an ESH führt. Bei einer anfänglichen Stakeholderbefragung wurde dieser Umstand jedoch als nicht wünschenswert betrachtet, weshalb der deutschlandweite Trend herangezogen wird.

Wie bei den ESH werden bei den Wärmepumpen (WP) als erstes alle Bestandsanlagen auf Basis der Verbrauchsdaten bestimmt. Das solidEU-Szenario gibt wie zuvor den Endenergiebedarf sowohl für Raumwärme als auch Warmwasser, welcher durch WP im Bereich der privaten Haushalte in den deutschen LK für den Zeitraum 2020 bis 2050 gedeckt wird vor [19]. Um den Wärmebedarf der WP zu erhalten, wird der angegeben Endenergiebedarf mit einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von 2,94 multipliziert. Die JAZ wurde in [20] berechnet und bildet den Durchschnitt über ganz Deutschland ab. Somit ergibt sich der Wärmebedarf je LK für die Jahre 2020 bis 2050. Um die notwendige Anzahl an WP je LK zu erhalten wird nachfolgendes Vorgehen angewandt. Zunächst werden basierend auf /UBK 136321/ nur OSM-Gebäude herangezogen die potenziell für eine WP geeignet sind. Bei NVP die keinem OSM-Gebäude zugeordnet werden können, wird angenommen, dass sie dem Gebäudetyp Einfamilienhaus zugehören und für eine WP geeignet sind. In einem ersten Schritt wird die Summe des Wärmebedarfs aller Objekte je GT und LK gebildet und durch den gesamten Wärmebedarf aller Objekte je LK geteilt. Hieraus ergibt sich die Verteilung des Wärmebedarfs je GT je LK wie folgt:

$$\text{Verteilung Wärmebedarf}_{GT\ LK\ WP} = \frac{\sum \text{Wärmebedarf}_{GT\ LK\ WP}}{\sum \text{Wärmebedarf}_{LK\ WP}} \quad (4)$$

Die *Verteilung Wärmebedarf*<sub>GT LK WP</sub> gibt somit an, wie sich der Wärmebedarf auf die GT je LK aufzuteilen hat. Die Verteilung wird mit dem berechneten Wärmebedarf aus dem solidEU-Szenario multipliziert, wodurch sich der absolute Wärmedarf je GT je LK je Jahr ergibt. Anschließend werden zufällig WP zugebaut bis im jeweiligen Jahr der vorgegebene Wärmebedarf je GT und je LK, durch den Wärmebedarf der Gebäude mit einer WP gedeckt wird. Hierbei wird berücksichtigt, dass Gebäude, die eine WP erhalten haben, diese auch in den Folge Jahren besitzt. Dieses Verfahren führt dazu, dass der Ausbau ab den Jahren 2035 und 2040 in einigen Landkreisen stagniert, da nicht mehr genug freie Gebäude zur Verfügung

stehen bzw. der Gebäudebestand zu wenig Wärmebedarf abbildet. Dies hat folgende Gründe: 1) Die OSM-Daten bilden nicht den kompletten Gebäudebestand ab, insbesondere in Neubaugebieten fehlen große Mengen an Gebäuden. 2) Bei der Klassifizierung der Gebäude werden tendenziell zu wenig Gebäude als Wohngebäude identifiziert. Jedoch wird nur für Wohngebäude der Wärmebedarf ausgewiesen. 3) Der zur Verfügung stehende Datensatz zur Eignung eines Gebäudes für eine Wärmepumpe nach [10] bezieht sich nur auf die Eignung für Luftwärmepumpen. In späteren Arbeiten sollen hier auch Erdwärmepumpen berücksichtigt werden, jedoch steht dieser Datensatz zum Zeitpunkt des Verfassens nicht zur Verfügung. Um diesem Umstand zu begegnen, werden in einem zweiten Schritt nur die Objekte in den betrachteten Netzen herangezogen. Hierbei wird zunächst der Anteil des Wärmebedarfs der betrachteten Netze je Landkreis berechnet. Dieser ergibt sich aus der Summe des Wärmebedarfs der Objekte in den betrachteten Netzen je Landkreis geteilt durch die Summe des Wärmebedarfs aller Objekte im jeweiligen LK.

$$\text{Anteil Wärmebedarf}_{\text{Netz LK WP}} = \frac{\sum \text{Wärmebedarf}_{\text{Netze LK WP}}}{\sum \text{Wärmebedarf}_{\text{LK WP}}} \quad (5)$$

Der  $\text{Anteil Wärmebedarf}_{\text{Netz LK WP}}$  wird anschließend mit dem berechneten Wärmebedarf aus dem solidEU-Szenario und der  $\text{Verteilung Wärmebedarf}_{\text{GT LK WP}}$  multipliziert, wodurch sich der absolute Wärmedarf der betrachteten Netze je GT je LK je Jahr ergibt, welcher durch die Objekte in den betrachteten Netze gedeckt werden muss. Wie zuvor werden WP zufällig zugebaut bis im jeweiligen Jahr der anteilige Wärmebedarf je GT und je LK gedeckt wird. Erhält ein Gebäude eine WP in einem Jahr, so gilt dies auch in den Folgejahren. Für Landkreise, in denen nicht jedes für eine WP geeignete Gebäude auch eine WP erhält, besteht durch die zufällige Zuweisung der WP weiterhin eine Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlichen, zukünftigen Anforderung an die Versorgungsaufgabe.

### 3.4 Private und gewerbliche Elektrofahrzeuge

Die Gesamtmenge an zu verteilenden Elektrofahrzeugen (EFZ) basiert auf den Mantelzahlen aus dem solidEU-Szenario für Deutschland. Die Regionalisierung der Mantelzahlen erfolgt auf der Verteilungslogik der „Kurzstudie Elektromobilität“ in der die Modellierung für die Szenarienentwicklung des Netzentwicklungsplans beschrieben wird [21]. Dies erfolgt anhand von Verteilungsschlüsseln, welche sich aus strukturellen Parametern (privaten Garagen, Sammelgaragen, Pendeldistanz und Streuung; beschreiben den Umfang der Mobilität) und charakteristischen Parametern (Leistung der Photovoltaikanlagen pro Zelle, Wohnfläche je Wohnung, mittlere Einkommen; repräsentieren die Affinität zur Elektromobilität) ergeben. Die Verteilungslogik nach [21] nimmt einen EFZ Gewerbe-, Handel und Dienstleistungsbereich (EFZ GHD) Anteil von 14 % an, was den gewerblich zugelassen EFZ entspricht. Bei den auf den Szenarien aufbauenden, nachgelagerten Simulationen laden die EFZ an dem Ort, dem sie zugewiesen sind. Nach [22] laden jedoch etwa 27 % der EFZ bei der Arbeit. Daher wird ein zusätzlicher Anteil von 15 % von den privaten EFZ (EFZ PHH) abgezogen und den EFZ GHD zugesprochen, um später in den Simulationen das Mitarbeiterladen abzubilden (vgl. Abbildung 6). Hierbei wird angenommen, dass diese Fahrzeuge nicht zu Hause geladen werden, sondern am Arbeitsplatz. Für die EFZ PHH steht somit die absolute Entwicklung der EFZ in 100x100m Raster für alle Betrachtungsjahre zur Verfügung, während die Anzahl an

EFZ GHD auf Landkreisebene angegeben ist. Die EFZ PHH werden auf einzelne Haushalte verteilt, wobei angenommen wird, dass ein Haushalt maximal zwei EFZ erhält. Bei der Verteilung wird zunächst die Wahrscheinlichkeit, ob ein Haushalt ein EFZ PHH bekommt, berechnet. Die Wahrscheinlichkeit ergibt sich dabei aus der Anzahl an EFZ PHH je Rasterzelle geteilt durch die Summe aller Haushalte je Rasterzelle im entsprechenden Jahr. Anschließend werden durch eine zufällige Verteilung in Abhängigkeit der jeweiligen Wahrscheinlichkeit die EFZ PHH verteilt. Aufgrund des zufälligen Zubaus ist es möglich, dass eine Abweichung zu den Zielwerten der jeweiligen Rasterzellen auftreten kann. Am Ende der Verteilung wird die Zuweisung insgesamt so angepasst, dass in Summe keine Abweichung zur Mantelzahl erfolgt. Werden beispielsweise in einer Zelle laut Zielwert 3 Fahrzeuge zugebaut, es sich allerdings nur ein Haushalt in dieser Zelle befindet, erhält der Haushalt die maximal zulässigen zwei EFZ PHH und das eine fehlende Fahrzeug wird am Ende zufällig an einer anderen Stelle zugebaut. werden umgekehrt in einer Zelle mit zwei EFZ PHH als Zielwert, drei zugebaut, wird am Ende der Verteilung das überschüssige an anderer Stelle zufällig abgezogen.

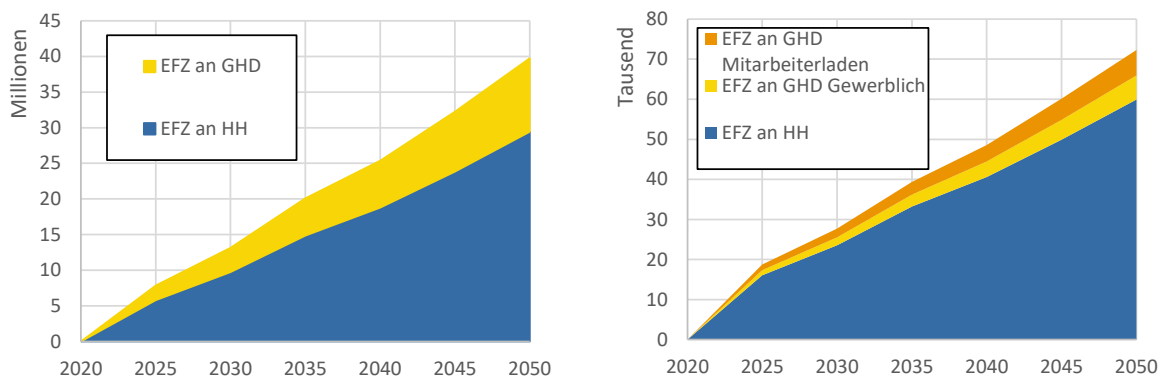


Abbildung 6: Entwicklung der EFZ für Deutschland (links) und die betrachteten Netze (rechts)

Basierend auf den Verbrauchsdaten sind für die NVPs die Anzahl der GHD-Einheiten je NVP bekannt. Allerdings lassen sich für die OSM-Gebäude nur unzureichend die Nutzung und somit die Anzahl an GHD-Einheiten ableiten. Daher erfolgt die Verteilung der EFZ GHD nur für die NVP und anhand der Verteilung der EFZ PHH. Hierzu wird zunächst der prozentuale Anteil an den verteilten EFZ PHH aller Netze je Landkreis bezogen auf die Gesamtanzahl je Landkreis berechnet. Der Anteil wird anschließend mit der EFZ GHD Mantelzahl multipliziert, wodurch die zu verteilende Anzahl EFZ GHD aller Netze in einem Landkreis bestimmt wird. Die somit bestimmte Anzahl wird dabei zu 50 % gleichverteilt und zu 50 % energieverteilt. Bei der Gleichverteilung wird die Wahrscheinlichkeit  $p_G$ , ob eine GHD-Einheit ein EFZ erhält, anhand der Anzahl der gleichverteilten EFZGHD aller Netze je Landkreis geteilt durch die Anzahl aller GHD-Einheiten aller Netze je Landkreis bestimmt. Die Verteilung des gleichverteilten Anteils erfolgt wieder zufällig in Abhängigkeit der zuvor bestimmten Wahrscheinlichkeit  $p_G$ . Bei der Anzahl der energieverteilten EFZ wird der Energiebedarf der GHD-Einheit aus den Verbrauchsdaten ins Verhältnis zum gesamten Energiebedarf aller GHD-Einheiten je Landkreis gesetzt und mit der Anzahl an energieverteilten EFZ GHD multipliziert. Somit erhalten energieintensive Betriebe mehr EFZ. Die Verteilung der EFZ über die Jahre ist in Abbildung 6 zu sehen. Auf der linken Seite ist der Ausbaupfad für Deutschland und auf der rechten Seite der betrachteten Netze abgebildet.

Die EFZ GHD werden hierbei unterteilt in den gewerblichen Anteil und den Mitarbeiterladen Anteil, wobei 52 % der EFZ GHD dem gewerblichen Teil und 48 % dem Mitarbeiterladen zugeordnet werden. Dieses Verhältnis ergibt sich aus den 14 % gewerblich zugelassen EFZ bzw. den 13 % Mitarbeiterladen zu dem gesamt GHD Anteil von 27 % nach [22]. Es fällt auf, dass der GHD-Anteil insgesamt in den betrachteten Netzen etwas geringer ausfällt als für gesamt Deutschland. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Verteilung der EFZ GHD an die Verteilung der EFZ PHH gekoppelt ist.

#### 4 Analyse des zukünftigen Untersuchungsgebiets

Aufbauend auf der zuvor beschriebenen Verteilung der verschiedenen Komponenten ergeben sich bezogen auf die 44.628 Gebäude in den 1206 betrachteten Netzen die in Tabelle 2 dargestellten Durchdringungen für die verschiedenen Betrachtungsjahre. Die Durchdringung beschreibt dabei immer den Anteil der Anzahl der jeweiligen Komponente an der Anzahl aller Gebäude. Auch wenn die EFZ-Verteilung auf Haushalts- bzw. GHD-Einheiten-Ebene durchgeführt wird, wird die Durchdringung auf den Gebäudebestand bezogen. Weiterhin bezieht sich das Jahr 2020 hierbei auf die Netzdaten und die gewichteten Verbrauchsdaten aus den Jahren 2017 bis 2019, wobei vereinfachend angenommen wurde, dass im Jahr 2020 noch keine EFZ vorhanden sind.

Tabelle 21: Durchdringungen der verschiedenen Komponenten in Prozent bezogen auf 44.628 Gebäude in den betrachteten Netzen

		2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PV-Anlagen	Durchdringung in %	13,4	20,9	22,4	23,8	24,4	24,9	25,4
	Durchschnittliche Anlagengröße in kW	15,2	14,7	14,5	14,3	14,2	14,2	14,2
HSS	Durchdringung in %	1,0	5,6	7,9	9,6	9,9	10,2	10,6
ESH	Durchdringung in %	2,44	2,43	2,42	2,41	2,41	2,40	2,39
WP	Durchdringung in %	6,3	18,4	26,4	34,8	44,6	52,9	59,9
EFZ PHH	Durchdringung in %	0	36,0	52,8	74,5	91,0	111,9	134,3
EFZ GHD	Durchdringung in %	0	6,0	9,4	13,8	17,9	22,8	27,7

Die Durchdringung der PV-Anlagen in den betrachteten Netzen im Jahr 2050 ist fast doppelt so groß wie im Jahr 2020 und in etwa jedes vierte Gebäude besitzt eine PV-Anlage. Vor allem in den ersten 10 Jahren ist ein deutlicher Zuwachs erkennbar, somit hat bereits im Jahr 2030 etwas mehr als jedes fünfte Gebäude eine PV-Anlage. Die Abnahme der durchschnittlichen Anlagengröße ist dadurch zu erklären, dass in den Bestandsanlagen auch Anlagen mit Leistungen > 100 kW verortet sind und tendenziell mehr Anlagen der unteren Leistungsklassen zugebaut werden. Bei den HSS besitzt knapp jedes zehnte Gebäude im Jahr 2050 eines,

wobei auch hier ein starker Zuwachs in den ersten 10 Jahren zu beobachten ist. Die ESH belegen mit knapp 2,44 % im Jahr 2020 einen sehr geringen Teil der Gebäude und nehmen bis zum Jahr 2050 geringfügig gleichmäßig ab. Für WP ist im Jahr 2020 ein Anteil von 6,3 % zu beobachten, welcher sich bis 2025 fast verdreifacht und im Jahr 2030 über 25 % beträgt. Im Jahr 2030 besitzt bereits jedes vierte Gebäude in den betrachteten Netzen eine WP und im Jahr 2050 mehr als jedes zweite Gebäude. Im Jahr 2050 wird somit rund die Hälfte des Wärmebedarfs der Gebäude durch Wärmepumpen gedeckt. Weiterhin besitzt im Jahr 2030 jedes zweite Gebäude ein EFZ PHH und ab dem Jahr 2045 mehr als eins. Die Durchdringung der EFZ GHD steigt hingegen etwas schwächer an. So besitzt fast jedes zehnte Gebäude im Jahr 2030 ein EFZ GHD und im Jahr 2050 fast jedes dritte.

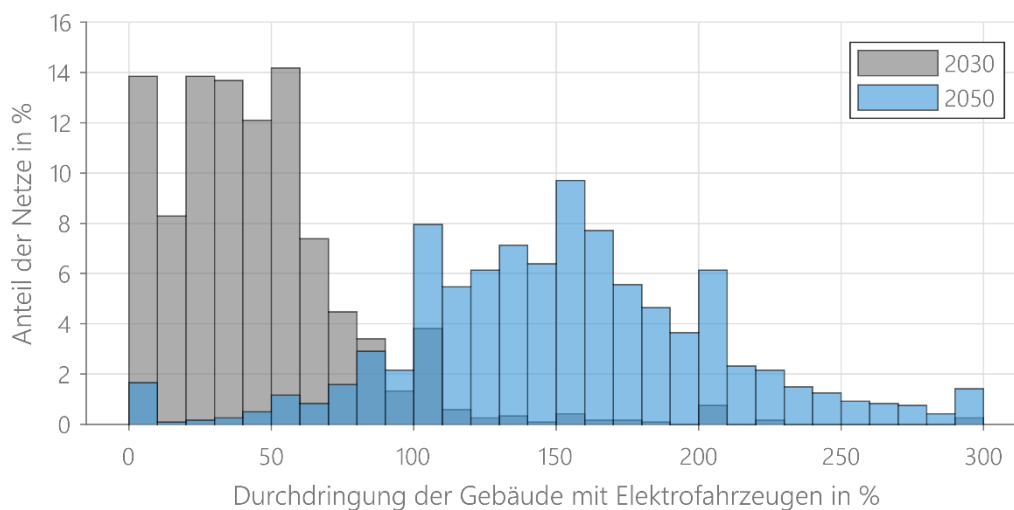


Abbildung 7: Verteilung der Gebäudedurchdringungen mit EFZ je Netz für die Jahre 2030 und 2050

In Abbildung 7 ist die Verteilung der Durchdringungen der Gebäude mit EFZ je Netz für die Jahre 2030 und 2050 dargestellt, um die aus oben genannter Methodik resultierende, heterogene EFZ-Durchdringung. Hierfür wurde je Netz die Durchdringung des Gebäudebestandes mit EFZ bestimmt. Der Anteil Netze bezieht sich auf die Gesamtheit der betrachteten 1206 Netze. Im Jahr 2030 weisen rund 14% der Netze Durchdringungen von weniger als 10 % auf und 10 % der Netze weisen gar keine EFZ auf. Weiterhin ergeben sich für den Großteil der Netze Durchdringungen von weniger als 60 %. Lediglich ein Viertel der Netze haben im Jahr 2030 Durchdringungen von mehr als 60 %. Für das Jahr 2050 weisen nur noch 1,6% der Netze keine EFZ auf. Der Anteil Netze mit einer Durchdringung von weniger als 60% sinkt auf rund 4%. Mehr als die Hälfte der Netze besitzt Durchdringungen von über 150%, also mehr als 1,5 EFZ pro Gebäude. Mehrere EFZ je Gebäude sind vor allem auf Reihen-, Doppel- und Mehrfamilienhäuser zurückzuführen, welche im Mittel 2,5 EFZ erhalten. Einfamilienhäuser erhalten im Mittel hingegen nur 1,1 EFZ. Zu extremen Ausprägungen mit Durchdringungen größer als 300 %, welche hier nicht mehr abgebildet worden sind, kommt es in rund 7 % der Netze. Die höchste, ermittelte Durchdringung liegt bei 400 %. Diese hohen Durchdringungen sind auf zwei Typen von Netzen zurückzuführen: Es handelt sich entweder um Netze mit einer hohen Anzahl von ca. 10 – 80 Gebäuden sowie vielen privaten Haushalten oder um Netze mit weniger als 10 Gebäuden aber dafür GHD-Einheiten mit hohen

Energieverbräuchen, welchen nach oben genannter Methodik vermehrt EFZ zugewiesen werden.

In Abbildung 8 ist der Anteil der installierten Leistung der PV-Anlagen an der Trafoscheinleistung je Netz für die Jahre 2020, 2030 und 2050 dargestellt. Im Jahr 2020 haben rund 15 % der Netze keine PV-Anlage installiert. Dieser Anteil wird bis 2050 auf rund 10 % der Netze reduziert. Gleichzeitig kann bereits für das Jahr 2020 festgestellt werden, dass in 13 der 1206 Netze die installierte PV-Leistung größer als die Trafoscheinleistung ist. Der maximale Anteil liegt bei 132 % und steigt im Jahr 2030 auf maximal 213 % sowie für 2050 auf 241 % an.

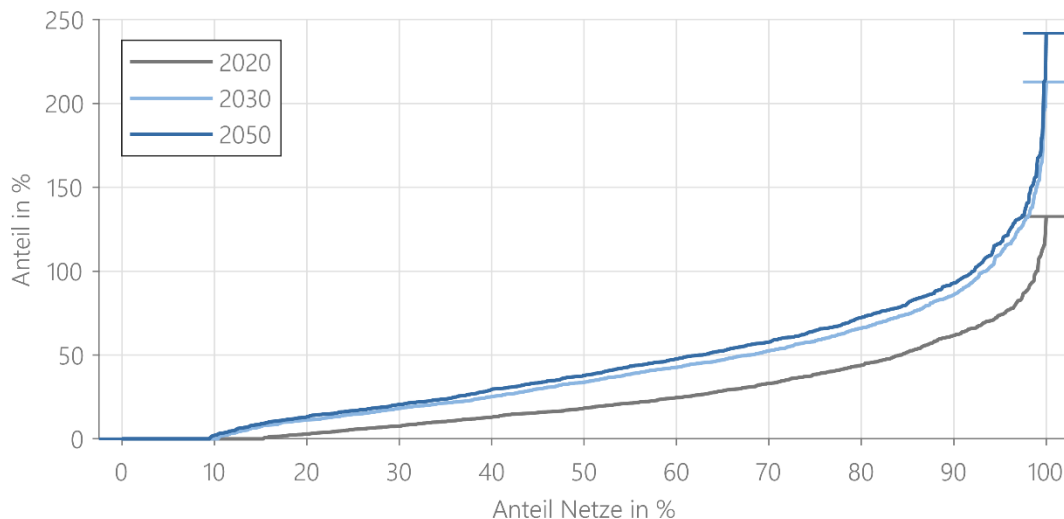


Abbildung 8: Anteil der installierten PV-Leistung an der Trafoscheinleistung der Jahre 2020, 2030 und 2050

Wird der für das Jahr 2020 ermittelte Anteil von rund 130 % installierter PV-Leistung gegenüber der Trafoscheinleistung zugrunde gelegt, wird dieser Wert im Jahr 2030 in 29 Netzen und im Jahr 2050 in 41 Netzen überschritten. Betroffen sind hiervon vor allem Netze in einer Größe von 60 bis 90 NVP und Trafogrößen von 160 bis 250 kVA.

## 5 Zusammenfassung und Ausblick

Für die Analyse der zukünftigen Versorgungsaufgabe wurden insgesamt 1206 Niederspannungsnetze aufbereitet, welche eine breite Streuung bei netztopologischen Merkmalen wie der Transformatorgröße von 50 bis 1.000 kVA, der größten Stranglänge von bis zu 1,6 km oder Gesamtleitungslängen von über 15 km aufweisen.

Die Analyse der Zusammensetzung der realen Energieverbräuche zeigt im jetzigen Zustand einen überwiegenden Energieverbrauch durch private Haushalte kombiniert mit GHD und TLP Lasten.

Die zukünftige Versorgungsaufgabe der Niederspannungsnetze wurde für PVA, HSS, WP, ESH und EFZ bis in das Jahr 2050 abgebildet und analysiert. Für PVA wird bis 2050 eine Verdopplung der Anlagenzahl ermittelt. Jedes vierte Gebäude im Netzbestand hätte demnach



eine PVA. Für 3,4 % der Netze überschreitet der Ausbau an PVA im Jahr 2050 die Trafoscheinleistung. Gleichzeitig besitzt jedes zehnte Gebäude im Jahr 2050 einen Hausspeicher. Erheblichen Einfluss auf die Versorgungsaufgabe der Netze wird auf der Lastseite durch Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge beobachtet. Der Anteil an Gebäuden mit Wärmepumpen steigt ausgehend von rund 6 % im Jahr 2020 auf knapp 60 % an. Somit werden rund 50 % des Wärmebedarfs der Gebäude im Jahr 2050 durch Wärmepumpen gedeckt. Der geringe Rückbau der ESH nimmt nahezu keinen Einfluss auf die zukünftige Netzbelegung. Hohe Durchdringungen werden ebenfalls für Elektrofahrzeuge ermittelt. Bei einem nahezu linearen Hochlauf werden bereits ab 2045 im Mittel an jedem Gebäude mehr als ein privates EFZ seinen Ladeort haben. Unter Berücksichtigung der gewerblichen EFZ werden dies im Jahr 2050 in über der Hälfte der Netze mehr als 1,5 EFZ je Gebäude sein.

Im Weiteren Projektverlauf werden die Auswirkungen dieser Szenarien auf die betrachteten Niederspannungsnetze durch Jahressimulationen mit dem Verteilnetzsimulationsmodell GridSim analysiert. Zur Bewertung der Netzbelastung wird im Modell für jedem Zeitschritt eine Lastflussberechnung durchgeführt. Zusätzlich zu den Szenarien wird der Einfluss unterschiedlicher Use Cases für uni- und bidirektionale Elektrofahrzeuge simuliert und detailliert ausgewertet. Im Fokus stehen die Use Cases PV-Eigenverbrauchserhöhung, Spitzenlastkappung, Tarif-Optimiertes Laden (bei variablen Strompreisen), Spitzenglättung in Anlehnung an das Modell zur Weiterentwicklung des §14 a EnWG und variable Netznutzungsentgelte [3] [23].

## 6 Förderung und Projekt

Die Erarbeitung der in dieser Publikation beschriebenen Inhalte erfolgt durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. im Verbundprojekt „Bidirektionales Lademanagement“, gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Förderkennzeichen: **01MV18004F**).

### Literatur

- [1] Navigant, Kompetenzzentrum Elektromobilität und RE-xpertise: Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus: Studie im Auftrag von Agora Verkehrswende, Agora Energiewende und The Regulatory Assistance Project (RAP), 2019.
- [2] Hinterstocker, Michael et al.: Bidirectional Charging Management – Field Trial and Measurement Concept for Assessment of Novel Charging Strategies. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2019.
- [3] Faller, Sebastian et al.: Bidirektionales Laden: Von der Last zur Lösung!. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 1/2 2020. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2020.
- [4] Köppl, Simon; Samweber, Florian; Bruckmeier, Andreas; Böing, Felix; Hinterstocker, Michael; Kleinertz, Britta; Konetschny, Claudia; Müller, Mathias; Schmid, Tobias; Zeiselmair, Andreas: Projekt MONA 2030: Grundlage für die Bewertung von

- Netzoptimierenden Maßnahmen - Teilbericht Basisdaten. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017
- [5] Nobis, Philipp: Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen. Dissertation. München: Technische Universität München - Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2016
- [6] Sauer, Dirk Uwe et al.: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Speichermonitoring 2018. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen, 2018.
- [7] Müller, Mathias et al.: Development of an Integrated Simulation Model for Load and Mobility Profiles of Private Households. In: *Energies*, 2020, 13, 3843 Special Issue "Model Coupling and Energy Systems". Basel, Switzerland: MDPI AG, 2020.
- [8] Elektrische Anlagen in Wohngebäuden – Teil 1: Planungsgrundlagen. Ausgefertigt am 2007-09, Version vom 2013-09; Berlin: DIN Deutsches Institut für Normung e. V., 2013.
- [9] OpenStreetMap (OSM) - Die freie Wiki-Weltkarte. Veröffentlicht unter der freien CC-BY-SA-Lizenz durch OpenStreetMap und Mitwirkende. <http://www.openstreetmap.org/>, 2015
- [10] Greif, Simon et al.: Potential of air-source heat pumps complying with sound immission limits in the German building stock. In: *ETG Congress 2021*; Frankfurt am Main: VDE, 2021.
- [11] Zensusdatenbank des Zensus 2011: <https://ergebnisse.zensus2011.de/>; Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2013.
- [12] Jetter, Fabian: GIS-gestützte Analyse des Photovoltaik-Potenzials einer Großstadt anhand siedlungsgenetischer Merkmale. Masterarbeit. Herausgegeben durch die Universität Augsburg, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2015.
- [13] Referat Netzentwicklung Stromübertragungsnetz: Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2020.
- [14] Schmid, Tobias: Dynamische und kleinräumige Modellierung der aktuellen und zukünftigen Energienachfrage und Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. Dissertation. Herausgegeben durch Technische Universität München, geprüft von Prof. Wagner, Ulrich und Prof. Kolbe, Thomas H.: München, 2018.
- [15] Müller, Mathias et al.: Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen - Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz. Berlin: Conexio GmbH, 2019.
- [16] Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Speicher/Mobilität): [https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2020/04/bsw\\_faktenblatt\\_stromspeicher.pdf](https://www.solarwirtschaft.de/datawall/uploads/2020/04/bsw_faktenblatt_stromspeicher.pdf); Berlin: Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar), 2020.

- [17] Wirth, Harry: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2020.
- [18] eXtremOS Website. In: <https://extremos.ffe.de>. (Abruf am 2021-05-07); München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (FfE), 2021.
- [19] Pelling, Christoph et al.: Generating energy carrier specific space heating and hot water load profiles at NUTS-3-level in Europe. In: 11. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2019.
- [20] Fattler, Steffen; Conrad, Jochen; Regett, Anika et al.: Dynamis Kurzbericht - Dynamis - Dynamische und intersektorale Maßnahmenbewertung zur kosteneffizienten Dekarbonisierung des Energiesystems - Online: <https://www.ffe.de/dynamis>. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2019. DOI: 10.34805/ffe-145-19
- [21] Ebner, Michael et al.: Kurzstudie Elektromobilität - Modellierung für die Szenarientwicklung des Netzentwicklungsplans. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2019.
- [22] Windt, Alexander et al.: Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf. Berlin: Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, 2020.
- [23] Zander, Wolfgang et al.: Digitalisierung der Energiewende - Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.