

Regionsabhängige Energiesystemanalysen auf Basis einer datengesteuerten Verteilnetzmodellierung

Felix Klabunde*, Christian Reinhold, Bernd Engel

TU Braunschweig, elenia Institut für Hochspannungstechnik und Energiesysteme,
Schleinitzstraße 23, +49 531 391 9720, f.klabunde@tu-braunschweig.de

Kurzfassung: Der stetige Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen, sowie die zunehmende Sektorenkopplung im Mobilitäts- und Wärmebereich, können zu zusätzlichen Belastungen für die Stromnetze führen. Die bei der Integration in das Verteilnetz entstehenden Herausforderungen werden bereits in zahlreichen Forschungsprojekten und Studien untersucht und Lösungsansätze in die Praxis überführt. Die Untersuchung dieser Herausforderungen erfordert dabei die Kenntnis über vorhandene Verteilnetzstrukturen, Erzeuger und Lasten. Für regionsabhängige Energiesystemanalysen können reale Netzmodelle von Verteilnetzbetreibern verwendet werden, die jedoch aufgrund von Datenschutzgründen nicht ohne Weiteres herausgegeben bzw. veröffentlicht werden. Eine weitere Möglichkeit ist die Nutzung von Referenznetzen [1], die eine Verallgemeinerung realer Stromnetze darstellen und sich somit nur bedingt für regionsabhängige Energiesystemanalysen eignen.

Um das Problem fehlender Netz-, Last- und Erzeugungsdaten zu umgehen, wurden in den letzten Jahren Methodiken veröffentlicht, bei denen Verteilnetze auf Basis öffentlich verfügbarer Daten anhand geltender Richtlinien und Normen modelliert werden [2], [3]. Die recherchierten Ansätze beruhen jedoch auf verschiedenen Annahmen und betrachten die einzelnen Netzebenen in unterschiedlicher Detailtiefe. In diesem Paper wird daher ein Ansatz zur Modellierung regionaler Verteilnetzstrukturen auf Nieder- und Mittelspannungsebene mit Erzeugern und Lasten auf Basis öffentlich verfügbarer Daten vorgestellt, der auf den recherchierten Ansätzen aufbaut, diese kombiniert und um verschiedene Funktionen erweitert. Anhand der generierten Verteilnetze sollen zukünftig forschungsabhängige Fragestellungen beantwortet werden, wie z. B. die Untersuchung der Integration von elektrischen Landmaschinen im Forschungsprojekt Energy-4-Agri oder netzdienlicher Flexibilitäten im Forschungsprojekt flexess.

Keywords: Verteilnetz, Energiesystemanalysen, Modellierung, Geodaten, Energy-4-Agri

1 Motivation und Problemstellung

Die stetige Erhöhung des Anteils an Erneuerbaren Energien im europäischen Energiemix erfordert ein Umdenken im Betrieb und Aufbau von Energiesystemen. Durch die Verlagerung von zentraler zu dezentraler Energieerzeugung bekommen Verteilnetze neue Aufgaben und fungieren zunehmend als Aufsammelnetze mit bidirektionalem Energiefluss. Die Komplexität der damit einhergehenden Fragestellungen zu z. B. Netzstabilität und Wirtschaftlichkeit von Netzausbaumaßnahmen erfordert die Erstellung geeigneter Energiesystemmodelle.

Aussagekräftige Stromnetzsimulationen bedingen dabei das Vorhandensein realistischer, gültiger Netzmodelle. Die Verfügbarkeit und Qualität von Netzmodellen auf Basis realer Netzdaten sind jedoch ein in der Forschung bekanntes Problem. Im Allgemeinen stellen Verteilnetzbetreiber Daten zu realen Stromnetzen und Standorten von Energieerzeugungsanlagen aufgrund von Datenschutzbedenken und Informationslücken nicht öffentlich zur Verfügung.

Um das Problem fehlender realer Netzdaten umgehen zu können, kann auf vorhandene, öffentlich zugängliche Netzmodelle zurückgegriffen werden. Für die Erstellung dieser Modelle gibt es eine Reihe von Möglichkeiten, die sich grundsätzlich in die Bildung künstlicher/synthetischer Stromnetze, die Bildung von Referenznetze sowie geodatenbasierte und sonstige Netzmodellierungsansätze einteilen lassen [4]. Sowohl synthetische Stromnetze als auch Referenznetze beruhen auf realen Netzdaten unterschiedlichen Umfangs und sind häufig das Ergebnis von Forschungsprojekten. Bekannte Referenznetzmodelle, wie z. B. nach Kerber [1] oder U-Control [5], haben zwar den Vorteil, dass sie leicht zugänglich sind, wurden jedoch meistens für spezifische Untersuchungen erstellt und repräsentieren nur einzelne Regionen in Deutschland.

Aus den Gründen fehlender Netzdaten seitens der Verteilnetzbetreiber und der Gültigkeit der Ergebnisse für einzelne Regionen wurden Methoden entwickelt, bei denen regionale Netzstrukturen auf Basis öffentlich zugänglicher Geodaten z. B. von OpenStreetMap (kurz: OSM) modelliert werden. OSM ist eine offen zugängliche Geodatenbank, die von jedem bearbeitet und erweitert werden kann [6]. Der in [3] vorgestellte Ansatz modelliert neben der Hochspannungs- auch die Mittel- und Niederspannungsebene. Anhand realer Positionsdaten von Umspannwerken aus OSM werden Voronoi-Zellen gebildet, im Folgenden Mittelspannungsregionen genannt, die eindeutige geografische Flächen für jeweils ein Mittelspannungsnetz darstellen [7]. Anhand der in der Niederspannungsnetzgenerierung modellierten Ortsnetzstationen, der Straßeninfrastruktur und der Landnutzungsregionen aus OSM werden unter Anwendung des k-Means-Algorithmus [8], eines Verfahrens zur Lösung des Problem des Handlungsreisenden [9] und des Dijkstra-Algorithmus [10] Mittelspannungsnetze mit offener Ringstruktur gebildet. Für die Generierung von Niederspannungsnetzen werden zusätzlich Gebäudedaten aus OSM geladen und die Hausanschlüsse und Hausanschlussleitungen über die Distanz der Straßen zum Gebäudemittelpunkt berechnet. Für die Netzanschlussleistung jedes Hauses wird von einem $\cos(\varphi)$ von 0,97 und einem Basiswert von 2 kW ausgegangen, der mit dem Verhältnis der Grundfläche zur vorher festgelegten Wohnfläche skaliert wird. Anhand der Summe aller Netzanschlussleistungen wird die Anzahl benötigter Ortsnetzstationen festgelegt und über den k-Means-Algorithmus und Dijkstra-Algorithmus Strahlennetze erstellt.

Ein weiterer untersuchter Ansatz für die Generierung von Mittelspannungsnetzen mit offener Ringstruktur wird in [2] vorgestellt. Die Generierung der Mittelspannungsregionen basiert wie in [3] auf aus OSM extrahierten HS/MS-Umspannwerken und Voronoi-Zellen, wobei zusätzlich Gemeindegrenzen in die Erstellung der Mittelspannungsregionen miteinfließen unter der Annahme, dass die Errichtung von Mittelspannungsnetzen in der Vergangenheit häufig von Gemeinden bzw. Landkreisen genehmigt wurde [11] und Ortschaften durch die zusätzliche Nutzung von Gemeindegrenzen seltener auf unterschiedliche Mittelspannungsregionen aufgeteilt werden. Da dieser Ansatz keine Niederspannungsnetze generiert, werden die Ortsnetzstationen für vorher definierte Lastgebiete in einem $360 \times 360 \text{ m}^2$ Gitter angeordnet.

Mit dem Savings-Algorithmus von Clarke Wright [12] für die Initiierung und lokalen Suchverfahren [13], erfolgt die Verknüpfung der Ortsnetzstationen zu Mittelspannungsringen anhand der Luftlinie. Die Straßeninfrastruktur wird dabei nicht berücksichtigt.

Die beschriebenen Ansätze modellieren Verteilnetze in unterschiedlichen Detailtiefen. Während in [3] sowohl Mittel- als auch Niederspannungsnetze anhand der existierenden Straßeninfrastruktur mit einer von technischen Parametern abhängigen Anzahl an Mittelspannungsringen modelliert werden, wird in [2] nur das Mittelspannungsnetz mit Luftlinien-Verbindungen zwischen den Ortsnetzstationen mit einer festen Anzahl an Ringen pro Netz modelliert und das Niederspannungsnetz über modifizierte Referenznetze abgebildet. In [2] wird jedoch mit der Nutzung natürlicher Gemeindegrenzen und künstlicher Voronoi-Zellen versucht, mögliche Mittelspannungsregionen realitätsnah nachzubilden, zusätzlich ist der Quelltext öffentlich einsehbar und nutzbar. Ansatz [3] ist nicht öffentlich verfügbar und modelliert die Mittelspannungsregionen nur anhand der Voronoi-Zellen, wodurch einzelne Ortschaften tendenziell eher auf mehrere Mittelspannungsregionen aufgeteilt werden. Aufgrund der Vor- und Nachteile der vorgestellten Ansätze [2] und [3] wurde die Umsetzung eines eigenen Ansatzes angestrebt, der im Folgenden näher beschrieben wird und Aspekte der bestehenden Ansätze aufgreift. Im Folgenden Kapitel werden zunächst die im Modellierungsansatz verwendeten Datensätze näher beschrieben.

2 Datengrundlage

Als primäre Datenquelle wird für die in diesem Paper beschriebene Verteilnetzgenerierung OSM verwendet. Im Rahmen dieser Arbeit werden aus OSM Gebäude- und Straßeninfrastrukturen einzelner Regionen, Points-of-Interests (z. B. Einkaufsladen, öffentliche Gebäude), Landnutzungsdaten und Strukturdaten von Stromnetzen geladen. Hierbei ist zu erwähnen, dass die Qualität und der Datenumfang in jeder Region stark variieren kann und abhängig von den Teilnehmern ist, die Daten beisteuern. Im Bereich der Stromnetze sind vor allem Strukturdaten der höheren Spannungsebenen vorhanden, da sich die Netzelemente häufig an der Oberfläche befinden und deren Positionen einfach zu erfassen ist. Im Bereich der Mittel- und Niederspannung ist von einem geringen Umfang an Netzstrukturdaten in OSM auszugehen, da die Netzelemente kleiner werden, vergraben sind oder sich in Gebäuden befinden [14]. Aus OSM lassen sich daher keine vollständigen Stromnetze extrahieren, sondern nur die Positionen einzelner Betriebsmittel (z. B. Freileitungsmasten oder Umspannwerke).

Zur Verbesserung der Datenqualität werden weitere Datenquellen verwendet und mit den Datensätzen aus OSM verknüpft (siehe Tabelle 1). Anhand von 3D-Gebäudemodellen kann die Datenqualität des Gebäude-Datensatzes aus OSM verbessert werden, da diese zusätzliche Informationen zur Gebäudehöhe, Etagenanzahl, Dachform und -neigung beinhalten und die Bestimmung des Gebäudeenergiebedarfs und Photovoltaikpotentials verbessern. Gleiches gilt für die Daten des Zensus 2011, die im 100 x 100 m² Gitter vorliegen und Merkmale zu Personen, Haushalten, Familien, Gebäuden und Wohnungen in Deutschland beinhalten. Aus dem Marktstammdatenregister werden umfassende Informationen zu Erneuerbaren Energien in einer Region geladen, wodurch die Modellierung der Energieerzeugung in einer Region vereinfacht wird, während der Datensatz zur regionalstatistischen Raumtypologie Rückschlüsse zur Siedlungsklasse ermöglicht und damit

z. B. die Auswahl der Nennspannung auf Mittelspannungsebene vereinfacht (10 kV in städtisch geprägten Regionen, 20 kV in ländlich geprägten Regionen).

Nicht alle Datensätze liegen für ganz Deutschland vor. Die 3D-Gebäudemodelle sind mindestens für die Bundesländer Berlin, Brandenburg, Hamburg, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Sachsen, Thüringen kostenfrei (Stand 01/2022). Gleiches gilt für die Gemarkungsgrenzen, die für die Bundesländer Brandenburg, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen kostenlos verfügbar sind (Stand 01/2022). Die in Tabelle 1 angegebenen Quellen zum 3D-Gebäudemodell (LoD2) und Gemarkungsgrenzen beziehen sich auf das Bundesland Niedersachsen.

Tabelle 1: Eigenschaften der verwendeten Datensätze

Name	Kategorie	Auflösung	Referenzjahr	Quelle
OpenStreetMap	Geodaten	Koordinaten	2021	[6]
Zensus 2011	Bevölkerungs- und Gebäudedaten	100 x 100m Gitter	2011	[15]
3D-Gebäudemodell (LoD2)	Geodaten/Gebäudedaten	Koordinaten	2014 - 2019	[16]
Verwaltungsgebiete (Land bis Gemeinde)	Geodaten	Koordinaten	2020	[17]
Regionalstatistische Raumtypologie (RegioStaR)	Siedlungsstrukturen	Gemeindegrenzen	2020	[18]
Marktstammdatenregister	Erneuerbare Energien, Geodaten	Gemeinde bis Koordinaten	2021	[19]
INSPIRE-Geogitter	Geodaten	Koordinaten	2018 - 2019	[20]
CORINE Land Cover 2018	Geodaten	Koordinaten	2017/2018	[21]
Gemarkungen	Geodaten	Koordinaten	unbekannt	[16]

3 Typisierung von Gebäuden

Zur Abbildung des Last- und Erzeugerverhaltens von Gebäuden wurde eine Methodik zur Gebäudetypisierung entwickelt. In dieser werden zunächst alle Gebäude innerhalb einer vorgegebenen Region aus OSM geladen. Diese Daten beinhalten mindestens die Koordinaten der Gebäudeumrisse, optional auch weitere Informationen zur Gebäudehöhe, Etagenanzahl, Dachform und -neigung, sowie der Gebäudenutzung. Anhand der RegioStaR-Daten [18] und Gemeindekoordinaten [17] wird der RegioStaR-Code sowie der Regional- und Gemeindeschlüssel zugeordnet.

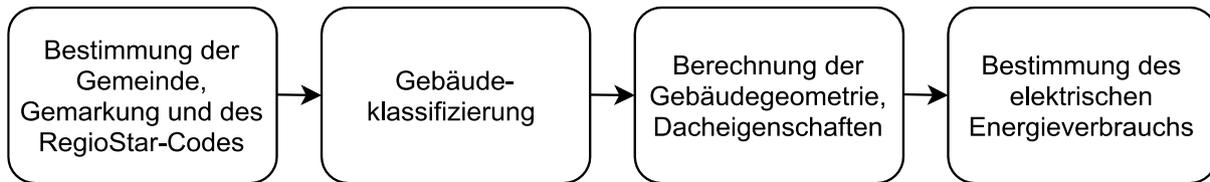


Abbildung 1: Methodik für die Gebäudetypisierung

Im Falle vorliegender 3D-Gebäudemodelle für die betrachtete Region wird jedem Gebäudemodell das passende Gebäude aus dem OSM-Datensatz zugeordnet. Aus den 3D-Gebäudemodellen werden mindestens die Informationen über den Gebäudegrundriss, die Gebäudehöhe sowie die Dachform und -neigung, optional im Falle vorliegender Daten auch die Gebäudenutzung (z. B. Gebäude für öffentliche Zwecke). Da die Koordinaten der Gebäudegrundrisse in den Datenquellen voneinander abweichen können, erfolgt die Verknüpfung der Datensätze über die Bildung von Schnittmengen aller Gebäudegrundflächen der beiden Datensätzen. Im Falle auftretender Schnittmengen werden die Eigenschaften des 3D-Gebäudemodells dem Gebäude aus dem OSM-Datensatz zugeordnet. Bereits existierende Eigenschaften im Gebäude aus OSM (z. B. Gebäudehöhe) werden im Zuordnungs-Prozess von den Eigenschaften des zugeordneten 3D-Gebäudemodelle überschrieben unter der Annahme, dass die 3D-Gebäudemodelle aufgrund ihrer Erstellungsmethode über Laserscan-Daten, Luftbildern und dem amtlichen Liegenschaftskatasterinformationssystem (ALKIS) eine höhere Datenqualität aufweisen [22]. Anschließend wird die Gebäudenutzung für alle Gebäude, deren Nutzung nicht bereits durch den Gebäudedatensatz aus OSM oder die 3D-Gebäudemodelle festgelegt wurden, in folgender Reihenfolge bestimmt:

1. Festlegung der Nutzung anhand der aus OSM bestimmten Points-of-Interests für Gebäude. Dazu kommen innerhalb des Gebäudes liegende als auch im Umkreis von 50 m liegende Point-of-Interests in Betracht.
2. Festlegung der Nutzung aller restlichen Gebäude anhand ausgewählter, aus OSM bestimmter Landnutzungsgebiete (z. B. residential für Wohngebiete)

Im nächsten Schritt erfolgt die Klassifizierung der Gebäude auf Basis der in [23], [24] und [25] präsentierten Ansätze. Ziel der Gebäudeklassifizierung ist die Einteilung aller Gebäude in die Klassen Einfamilienhaus (EFH), Mehrfamilienhaus (MFH), Reihenhaus (RH), Cityblock (CB), Gewerbe-/Industrie-/öffentliche Gebäude (IG) und Sonstige Gebäude (SO). Die Typisierung unterteilt sich in die Schritte:

1. Zuordnung der Gebäude zu einem Gebäudekomplex
2. Ausschluss nicht möglicher Gebäudeklassen anhand der festgelegten Gebäudenutzung (z. B. die Nutzung als Schule schließt die Gebäudeklasse EFH, MFH, RH und CB aus)
3. Ausschluss nicht möglicher Gebäudeklassen anhand der Daten aus dem Zensus 2011 [15]: Für jedes 100 x 100 m² Gitter, für das Zensus-Daten vorliegt, werden die im Gitter liegende Gebäude der Klasse EFH, MFH, RH und CB anhand derer Mittelpunkte bestimmt und eine Eingrenzung der Gebäudeklassen vorgenommen. Eine eindeutige Bestimmung der Gebäudeklasse ist aufgrund der Auflösung und Datenschutzbestimmungen der Zensus-Daten nicht möglich.

4. Berechnung der Grundflächendichte und Bauobjektdichte aller Gebäude pro Gitterzelle im 100 x 100 m² Gitter [20] sowie des Verhältnisses des Gebäude-Skeletts zur Gebäudegrundfläche [23].
5. Festlegung der Gebäudeklasse anhand iterativ bestimmter Grenzwerte für Grundfläche, Grundflächendichte, Bauobjektdichte, Verhältnis des Gebäude-Skeletts zur Grundfläche sowie anhand des Gebäudekomplexes. Die Grenzwerte wurden anhand Recherchen bestimmt.

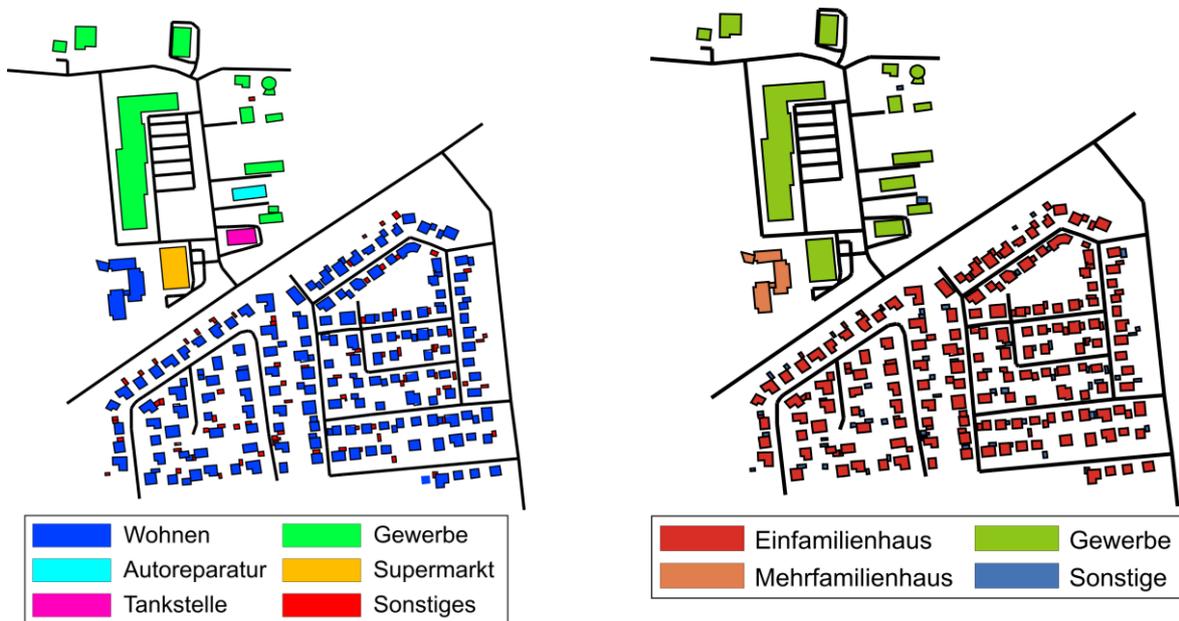


Abbildung 2: Bestimme Gebäudenutzung und -klassen (Ausschnitt) [© OpenStreetMap-Mitwirkende (Daten verändert)]

Zur Bestimmung des jährlichen Stromverbrauchs und des Potentials für Dachphotovoltaik über den in [26] beschriebenen Ansatz werden weitere Informationen zur Dachgeometrie und Etagenanzahl benötigt. Für alle Gebäude, deren Dacheigenschaften, Gebäudehöhe und Etagenanzahl nicht durch das 3D-Gebäudemodell oder OSM gesetzt wurden, wird als Dachform ein Satteldach mit einer Neigung von 35 ° angenommen und die Gebäudehöhe und Etagenanzahl in Abhängigkeit der gesetzten Gebäudeklasse mit Durchschnittswerten aus [27] angenommen.

Die Gebäudeausrichtung wird über den Azimut der Dachkante bzw. die längste Gebäudeseite berechnet. In Abhängigkeit der Gebäudehöhe und der Gebäudeklasse wird die Etagenanzahl festgelegt und die Nutzfläche im Gebäude berechnet. Im Falle existierender Angaben zur Gebäudehöhe, aber fehlenden Informationen zur Etagenanzahl, wird diese für alle Gebäudeklassen außer IG und SO über die Annahme einer Etagenhöhe von 4 m anhand der Gebäudehöhe berechnet. Gebäude der Klasse IG und SO werden unabhängig der Gebäudehöhe mit einer Etage parametrisiert. Die Nutzfläche des Gebäudes wird anschließend durch Multiplikation der Grundfläche des Gebäudes, der Etagenanzahl und eines Faktors von 0,8 nach [28] berechnet.

Die Anzahl der Wohnungen und Haushaltsgrößen pro Gebäude werden anhand der Daten aus dem Zensus 2011 bestimmt. Der Zensus-Datensatz gibt Aufschluss über die Wohnungsanzahl pro Gebäude in einer Gitterzelle. Dem Gebäude mit der größten Nutzfläche,

das nicht der Gebäudeklasse IG, SO und EFH entspricht, wird die größte Anzahl an Wohnungen zugeordnet. Gebäude der Klasse EFH werden grundsätzlich eine Wohnung zugeordnet. Liefert der Zensus-Datensatz kein Aufschluss über die Wohnungsanzahl in einem Gebäude, wird eine nach [29] durchschnittliche Nutzfläche von 92 m² pro Wohnung angenommen und die Wohnungsanzahl pro Gebäude anhand der Gesamtnutzfläche im Gebäude berechnet. Daten zu Haushalts-Größen aus dem Zensus werden anhand der Wohnungsanzahl pro Gebäude auf diese verteilt. Sind keine Daten zu den Haushalten vorhanden, werden für alle Wohnungen der entsprechenden Gebäude 2-Personen-Haushalte angenommen [29].

Anhand der Haushaltsgrößen wird für alle Gebäudeklassen, außer IG und SO, der jährliche Stromverbrauch anhand Durchschnittswerte von [30] bestimmt und ein Lastprofil aus [31] zugeordnet. Für Gebäude der Klasse IG wurde für jede Gebäudenutzung ein spezifischer jährlicher Stromverbrauchswert pro Quadratmeter bestimmt und über Multiplikation mit der Nutzfläche der Absolutwert berechnet. Über die Gebäudenutzung wird ein passendes Lastprofil ausgewählt und anhand des jährlichen Stromverbrauchs skaliert. Als abschließenden Schritt erfolgt die Festlegung der Netzanschlussleistung und -ebene anhand der Maximalwerte der Lastprofile sowie vorgegebener Standardwerte aus [32].

Tabelle 2: Verwendete Gebäude-Lastprofile

Quelle	Kategorie	Anzahl Datensätze	Auflösung in s	Referenz-Zeitbereich
SCiBER [33]	Kommunale Gebäude	107	900	2013 - 2016
KIT [34]	Industrie	28	900	2014 - 2018
Braeuer [35]	Industrie	50	900	2016 - 2017
DemandRegio [36]	Gewerbe, Industrie	320	900	2009 - 2018
HTW [31]	Haushalt	74	60	2010
eigene Messungen	Landwirtschaft	2020 – 2021	60 – 900	2020 – 2021
LfL Bayern [37]	Landwirtschaft	3	900	unbekannt

4 Zuordnung von Erneuerbaren Energien

Daten zu Erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken in Deutschland sind im Marktstammdatenregister öffentlich einsehbar [19]. Während für konventionelle Kraftwerke die exakte Position mitangegeben wird, ist diese aus Datenschutzgründen im öffentlich einsehbaren Datensatz bei Photovoltaikanlagen bis 30 kW auf die Angabe der Gemeinde reduziert [38]. Aufgrund des Anteils am deutschen Strommix sowie der Konzentration dieses Papers auf die Nieder- und Mittelspannung werden im Folgenden Photovoltaik-, Windenergie- und Biomasseanlagen betrachtet [39].

Der öffentlich verfügbare Datenbestand wurde für den Stichtag 09.07.2021 geladen und in einer eigenen Datenbank gespeichert. Unter der Vorgabe einer definierten Region werden zunächst alle Photovoltaik-, Wind- und Biomasseanlagen mit exakten Positionsangaben und einem Anschluss in den Netzebenen vier bis sieben geladen. Alle Dach-Photovoltaikanlagen

ohne exakte Positionsangaben werden über die Angabe der Gemeinde zufälligen Gebäuden zugeordnet: Anhand der berechneten PV-Potentiale für die einzelnen Gebäude sowie der Dachausrichtung wird für jede übrige Anlage aus dem Marktstammdatenregister die Menge aller passender Gebäude bestimmt und ein Gebäude zufällig ausgewählt.

5 Mittelspannungsnetzgenerierung

Die Generierung der Mittelspannungsnetze erfolgt unter Vorgabe der generierten Niederspannungsnetze (siehe Kapitel 6), der Straßeninfrastruktur, Landnutzungsregionen und Umspannwerk-Daten aus OSM, dem CORINE Land Cover 5 ha Datensatz aus dem Jahr 2018 sowie den administrativen Verwaltungseinheiten. Da Freileitungen im Mittelspannungsbereich einen höheren Anteil aufweisen als im Niederspannungsbereich, werden diese als zusätzliche Option neben erdverlegten Kabeln betrachtet [40], [41]. Als Netztopologie werden offene Ringnetze betrachtet, die die bevorzugte Variante in deutschen Mittelspannungsnetzen darstellen [42], [43].

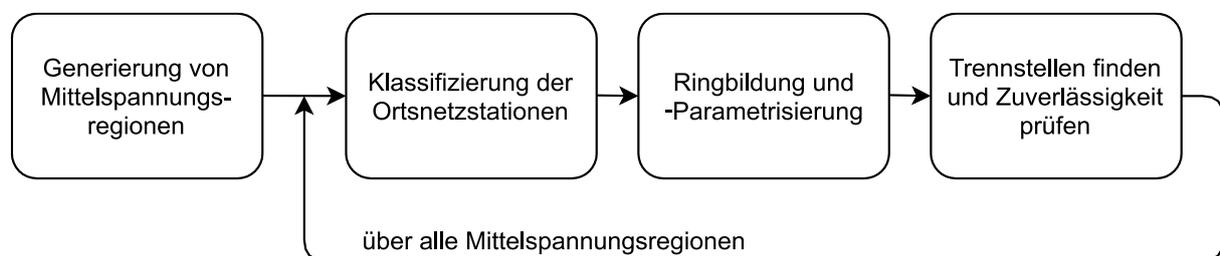


Abbildung 3: Methode zur Generierung von Mittelspannungsnetzen

5.1 Generierung von Mittelspannungsregionen

Für die Generierung von Mittelspannungsnetzen ist die Vorgabe einer Mittelspannungsregion als eindeutiges Versorgungsgebiet notwendig. Jede Mittelspannungsregion wird von einem aus OSM geladenen Umspannwerk versorgt. Der hier umgesetzte Ansatz zur Bildung von Mittelspannungsregionen orientiert sich an [11]. Mithilfe modifizierter Filtereinstellungen aus

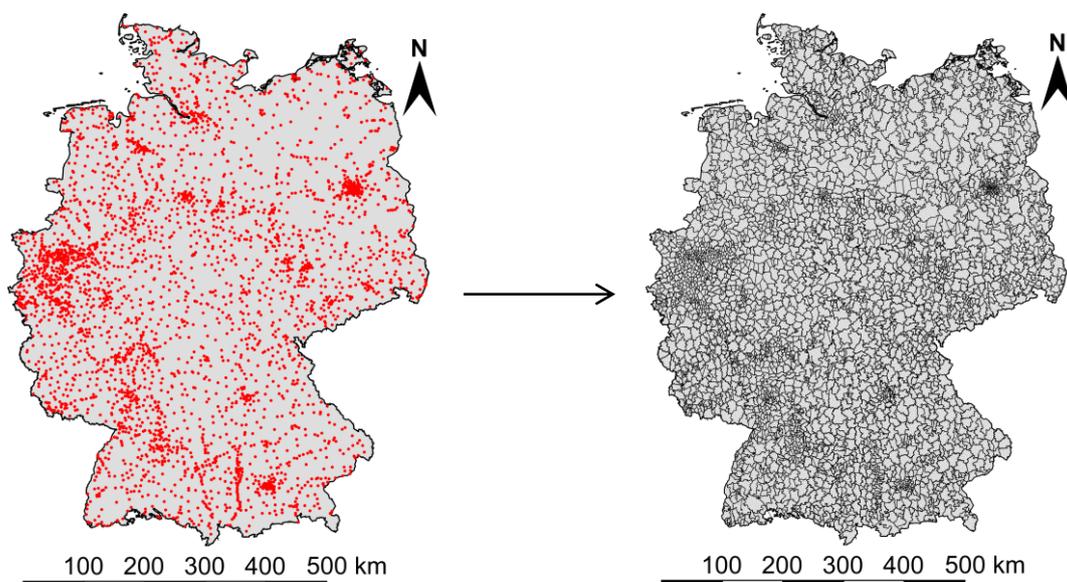


Abbildung 4: Extrahierte Umspannwerke und generierte Mittelspannungsregionen in Deutschland [© GeoBasis-DE / BKG 2022 (Daten verändert), © OpenStreetMap-Mitwirkende (Daten verändert)]

[11] (zusätzlich wurden alle Umspannwerke mit den Eigenschaften „abandoned“, „minor_distribution“, „converter“ und „compensation“ herausgefiltert) wurden für Deutschland 2939 Umspannwerke auf Netzebene vier bestimmt. Mithilfe der Koordinaten dieser Umspannwerke wurde unter Ausschluss der Umspannwerke mit der Eigenschaft „generation“ (hier wurde angenommen, dass diese lediglich zum Einspeisen von z. B. Windparks dienen) 2862 Voronoi-Zellen gebildet und diese anhand der Entscheidungslogik aus [11] mit den Grenzen von 11.223 Gemeinden in Deutschland verknüpft, um 2862 eindeutige Mittelspannungsregionen zu bilden.

5.2 Klassifizierung der Ortsnetzstationen

Die in der Niederspannungsnetzgenerierung modellierten Ortsnetzstationen (siehe Kapitel 6) werden anhand ihrer Landnutzungsklasse in die Klassen Regulär oder Satellit eingeteilt. Reguläre Ortsnetzstationen werden direkt in den Mittelspannungsring eingebunden, während Satelliten-Ortsnetzstationen über Stichleitungen mit dem Ring verbunden werden [2]. Die

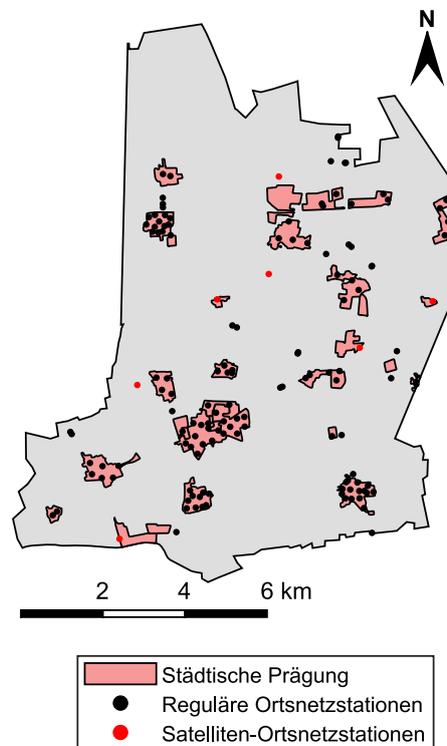


Abbildung 5: Klassifizierte Ortsnetzstationen in einer Mittelspannungsregion [© GeoBasis-DE / BKG 2022 (Daten verändert), © OpenStreetMap-Mitwirkende (Daten verändert)]

Klassifizierung erfolgt anhand einer dichte-basierten räumlichen Clusteranalyse [44] mit einem über Lichtbilder und Netzdaten bestimmten Suchradius.

5.3 Bildung von Mittelspannungsringen

Die Anzahl der Ringe pro Mittelspannungsnetz wird über die Summe der Bemessungsscheinleistungen der Ortsnetzstationen und der Maximalleistung typischer Vorzugsquerschnitte für erdverlegte Kabel und Freileitungen nach [40] bestimmt. Über den k-Means++-Algorithmus werden alle regulären Ortsnetzstationen einem Ring zugeordnet werden. Die Anzahl der Cluster entspricht dabei der berechneten Ringanzahl. Die Zuordnung

der Ortsnetzstationen wird im Rahmen eines Lastausgleichs nach [3] zwischen den Ringen überprüft und an Clustergrenzen liegende Ortsnetzstationen in benachbarte Cluster überführt. Für alle Ortsnetzstationen eines Clusters wird die Luftlinien-Distanz zum Umspannwerk berechnet und die zwei Ortsnetzstationen mit den geringsten Distanzen als Start- und End-Ortsnetzstation eines Ringes ausgewählt. Mit einem genetischen Algorithmus zur Lösung des Problems des Handlungsreisenden wird die Reihenfolge der Ortsnetzstationen in einem Ring mit den festgelegten Start- und Endortsnetzstationen initiiert [9]. Auftretende Überschneidungen einzelner Verbindungen werden über lokale Suchverfahren und Optimierungsverfahren aufgehoben [2], [13]. Das Ergebnis ist eine Netzstruktur, in der die Ortsnetzstationen und das Umspannwerk über Luftlinien miteinander verbunden sind.

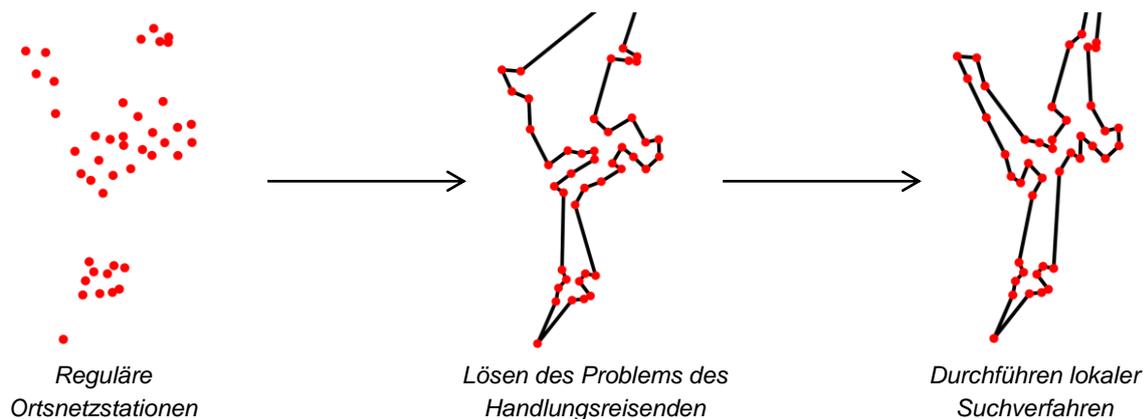


Abbildung 6: Bildung von Mittelspannungsringen

Die Luftlinien werden im nächsten Schritt durch erdverlegte Kabel entlang der bestehenden Straßeninfrastruktur oder Freileitungen ausgetauscht. Dazu werden zunächst die kürzesten Straßendistanzen zwischen benachbarten Ortsnetzstationen berechnet. Satelliten-Ortsnetzstationen werden in Abhängigkeit der kürzesten Route entweder über Stichleitungen oder direkt in den Mittelspannungsring eingebunden.

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass Ortsnetzstationen über Freileitungen oder erdverlegte Kabel verbunden werden können. Die Technologiewahl erfolgt auf Basis der Landnutzungsregionen [21], die durch den Verbindungsweg der Ortsnetzstationen gekreuzt werden, sowie einem Vergleich der Luftlinien- und Straßendistanz. Überwiegt der Anteil städtisch geprägter Regionen in der Verbindung und ist die Straßendistanz nicht länger als das 1,5-fache der Luftlinien-Distanz (angenommener Wert nach [2]), werden erdverlegte Kabel entlang der Straßeninfrastruktur gewählt. In allen anderen Fällen werden die Ortsnetzstationen anhand ihrer Luftlinie mit Freileitungen parametrisiert.

5.4 Trennstellen finden und Zuverlässigkeit prüfen

Über einer Netzberechnung mit MATPOWER [45] wird für jeden geschlossenen Ring der Stromfluss in den Leitungen im Starklastfall berechnet und die Leitung mit der geringsten Spannungsdifferenz als Trennstelle markiert [46]. Das generierte Netzwerk wird für den Starklast- und Rückspeisefall anhand einer Netzberechnung über MATPOWER [45] auf mögliche Grenzwertverletzungen überprüft. Auftretende Leitungs- bzw.

Transformatorüberlastungen bzw. Spannungsbandverletzungen werden durch eine Netzverstärkung entsprechend den in [42] beschriebenen Varianten behoben.

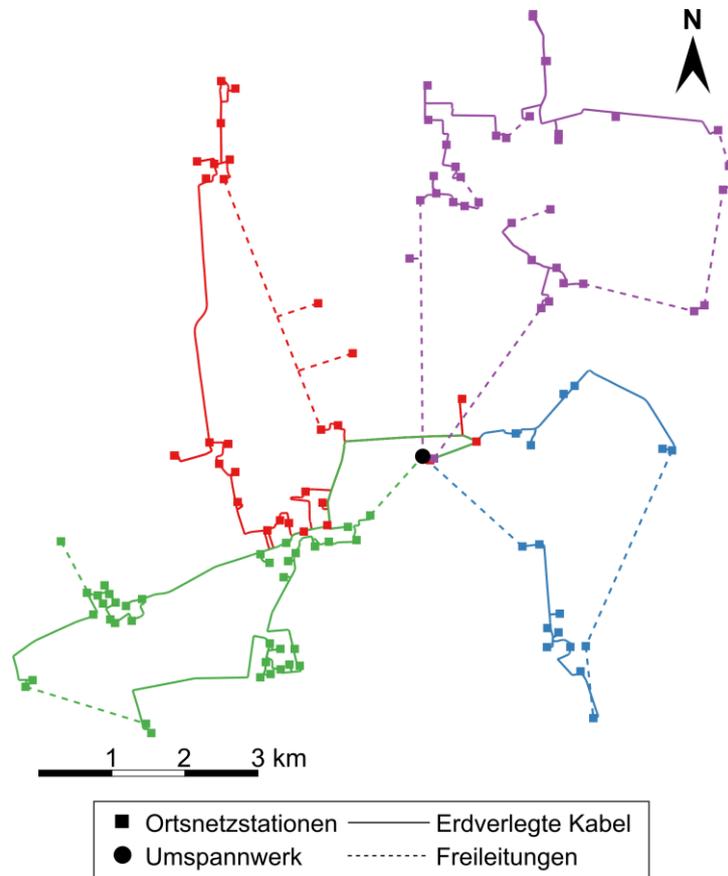


Abbildung 7: Generiertes Mittelspannungsnetz [© OpenStreetMap-Mitwirkende (Daten verändert)]

6 Niederspannungsnetzgenerierung

Die Generierung der Niederspannungsnetze erfolgt unter der Vorgabe einer Mittelspannungsregion (siehe Kapitel 5.1) anhand der typisierten Gebäude und der geladenen Straßeninfrastruktur und Ortsnetzstationen aus OSM. Aufgrund der flächenmäßigen Erschließung der Stromabnehmer und -Einspeiser orientieren sich Netzstrukturen in der Regel an der Bebauung und der Straßeninfrastruktur [47]. Es wird daher vereinfachend angenommen, dass erdverlegte Kabel ausschließlich der aus OSM geladenen

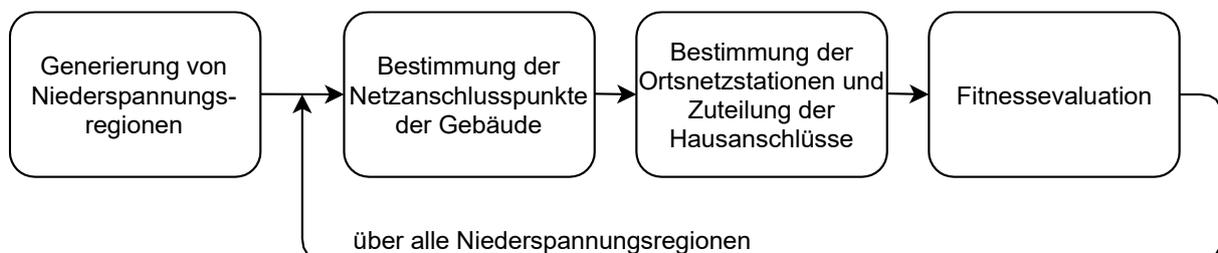


Abbildung 8: Methode zur Generierung von Niederspannungsnetzen

Straßeninfrastruktur folgen. Freileitungen werden aufgrund des sinkenden Anteils im Niederspannungsbereich nicht berücksichtigt [42], [43]. Als Netztopologie werden

ausschließlich Strangnetze betrachtet, die die bevorzugte Variante in deutschen Niederspannungsnetzen darstellen [42], [43].

6.1 Generierung von Niederspannungsregionen

Für die Generierung von Niederspannungsnetzen wird die betrachtete Mittelspannungsregion weiter unterteilt in Niederspannungsregionen. Diese Regionen bilden einzelne Ortschaften bzw. Stadtteile ab und können im Gegensatz zu den Mittelspannungsregionen von mehreren Stromnetzen versorgt werden. Für jede Niederspannungsregion wird die Generierung der Niederspannungsnetze getrennt durchgeführt, wodurch die Größe der benötigten Datensätze

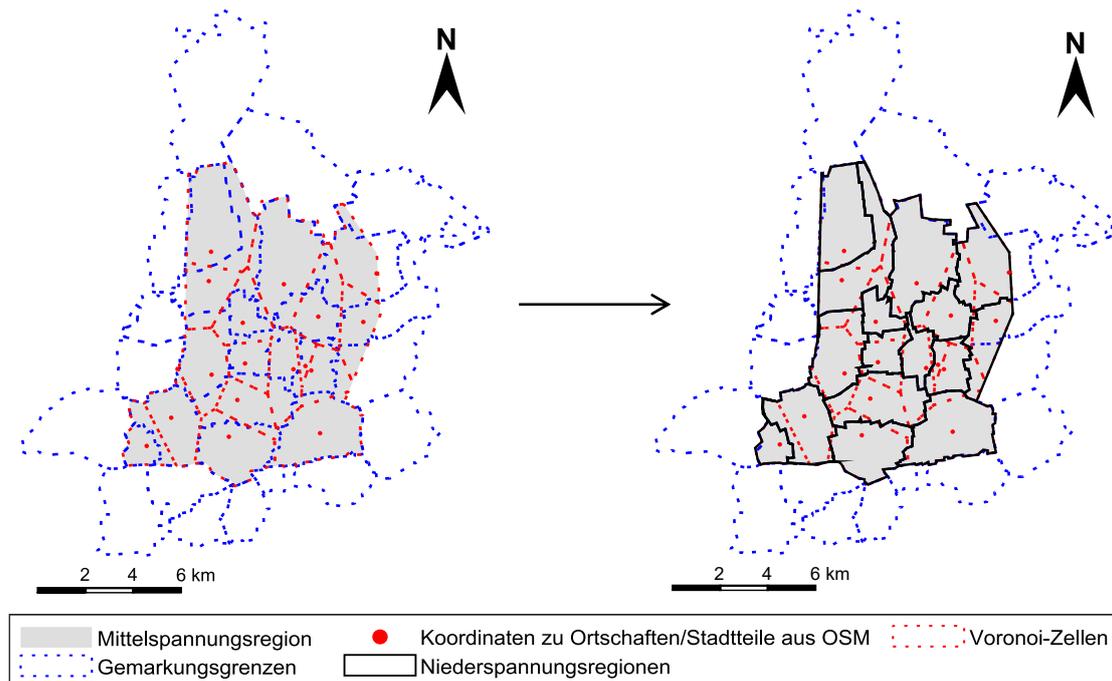


Abbildung 9: Beispiel für die Erstellung von Niederspannungsregionen anhand der Gemarkungsgrenzen und Voronoi-Zellen innerhalb einer Mittelspannungsregion [© GeoBasis-DE / BKG 2022 (Daten verändert), © OpenStreetMap-Mitwirkende (Daten verändert), Auszug aus den Geodaten des Landesamtes für Geoinformation und Landesvermessung Niedersachsen, © 2021 LGLN, dl-de/by-2-0]

und Berechnungszeit reduziert werden kann. Die Bildung der Niederspannungsregionen erfolgt in Abhängigkeit der Verfügbarkeit (siehe Kapitel 2) anhand der Gemarkungsgrenzen und Voronoi-Zellen. Für die Erstellung der Voronoi-Zellen werden aus OSM die Koordinaten einzelner Stadtteile bzw. Ortschaften abgefragt. Hierbei handelt es sich nicht um die Grenzen dieser, sondern um jeweils einen Punkt innerhalb des Stadtteils/Ortschaft. Im Falle vorhandener Gemarkungsgrenzen wird die Schnittmenge dieser mit der Mittelspannungsregion gebildet. Gemarkungen, deren Mittelpunkt außerhalb der Mittelspannungsregion liegen, werden nicht betrachtet. Dies führt zwangsweise dazu, dass die Mittelspannungsregion nicht vollständig durch Gemarkungen abgedeckt ist. Bisher nicht zugeordnete Gebiete in der Niederspannungsregion werden durch die Bildung von Voronoi-Zellen innerhalb der Mittelspannungsregion anhand der flächenmäßig größten Schnittmenge zu der passenden Voronoi-Zelle zugeordnet, die wiederum anhand der flächenmäßig größten Schnittmenge mit einer Gemarkung zu dieser zugeordnet wird. Dieses Vorgehen führt zu der vollständigen Abdeckung der Mittelspannungsregion durch Niederspannungsregionen.

6.2 Bestimmung der Netzanschlusspunkte der Gebäude

Zunächst werden für alle Gebäude, die über einen Stromnetzanschluss verfügen sollen, in der betrachteten Niederspannungsregion die Hausanschlusskoordinaten festgelegt. Dazu werden der Gebäudeumriss und nahe gelegene Straßen in Meter-Abschnitte unterteilt und die Distanz von jedem Punkt zu der Straße berechnet. Die minimale Distanz zwischen Hauswand und Straße wird als Hausanschlussleitung angenommen und mit dem Standardtyp NAYY 4x50 parametrisiert [5], [1].

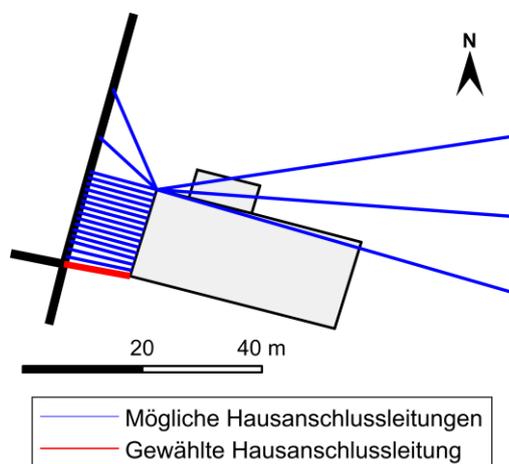
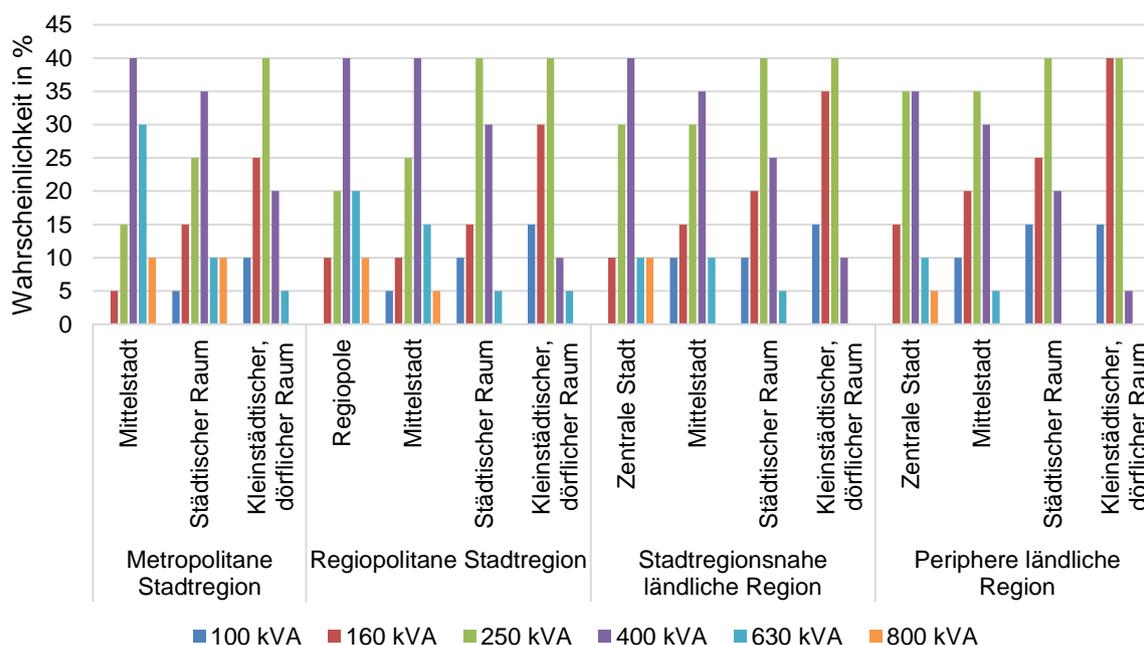


Abbildung 10: Festlegung der Hausanschlussleitung eines Gebäudes [© OpenStreetMap-Mitwirkende (Daten verändert)]

6.3 Bestimmung der Ortsnetzstationen und Zuteilung der Hausanschlüsse

Die Bestimmung der Summenleistung und Anzahl der Ortsnetzstationen innerhalb einer Niederspannungsregion erfolgt anhand einer Maximallastschätzung mit den in der Gebäudetypisierung berechneten Netzanschlussleistungen aller Gebäude und einem Gleichzeitigkeitsfaktor von 0,07 [1].

Tabelle 3: Wahrscheinlichkeitsverteilung für verschiedene Standardtypen von Ortsnetztransformatoren in Abhängigkeit des regionalstatischen Raumtyps (RegioStaR 17)



Mittels realer Netzdaten und Daten aus [1] und [5] wurde eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für typische Bemessungsscheinleistungen von Ortsnetzstationen in Abhängigkeit der RegioStaR-Zuordnung erstellt (siehe Tabelle 3). Durch die Vorgabe des RegioStaR-Codes der Niederspannungsregion wird anhand der Wahrscheinlichkeiten ein Standardtyp für den Ortsnetztransformator ausgewählt und die benötigte Anzahl dieser über die Summe aller Netzanschlussleistungen berechnet. Für die Initiierung der Netzstruktur wird dabei vereinfachend angenommen, dass in der Niederspannungsregion der gleiche Standardtyp vorkommt.

Im nächsten Schritt werden die Positionen der Ortsnetzstationen in der Niederspannungsregion bestimmt. Hierbei wird angenommen, dass die optimalen Positionen für die Ortsnetzstation durch Clustern der Hausanschlusspunkte gefunden werden können [48]. Unter der Anwendung des k-Means++-Algorithmus [49] können mit der Vorgabe der Cluster-Anzahl (diese entspricht der Anzahl an Ortsnetzstationen) alle Hausanschlüsse einem eindeutigen Cluster zugeordnet werden. Die Ortsnetzstationen werden anschließend an die Positionen der Clusterzentren gesetzt. Positionen von Ortsnetzstationen aus OSM werden anhand eingestellter Filter über den Befehl „power=substation“ geladen. Deren Koordinaten werden anhand der Straßendistanzen mit den Koordinaten vom k-Means++-Algorithmus generierten Ortsnetzstationen verglichen. Die Positionen der generierten Ortsnetzstationen mit der kürzesten Distanz zu realen Ortsnetzstationen werden an deren Positionen verschoben.

Es ist zu erwähnen, dass der k-Means++-Algorithmus bei der Clusterbildung die Luftlinien-Distanzen der Hausanschlusspunkte berücksichtigt und nicht die Straßeninfrastruktur. Im nächsten Schritt werden daher über den Dijkstra-Algorithmus [10] für alle Hausanschlüsse die Straßendistanzen zu den Ortsnetzstationen berechnet. Jeder Hausanschluss wird anhand der geringsten Straßendistanz der nächstgelegenen Ortsnetzstationen zugeordnet. Die Ortsnetzstationen und zugeordneten Hausanschlüsse ermöglichen die Bildung eines Strangnetzwerkes, wobei die Leitungen entlang der Straßenzüge gelegt und mit dem Standardtyp NAYY 4x150 mm² parametrisiert werden. Auftretende Grenzwertverletzungen für

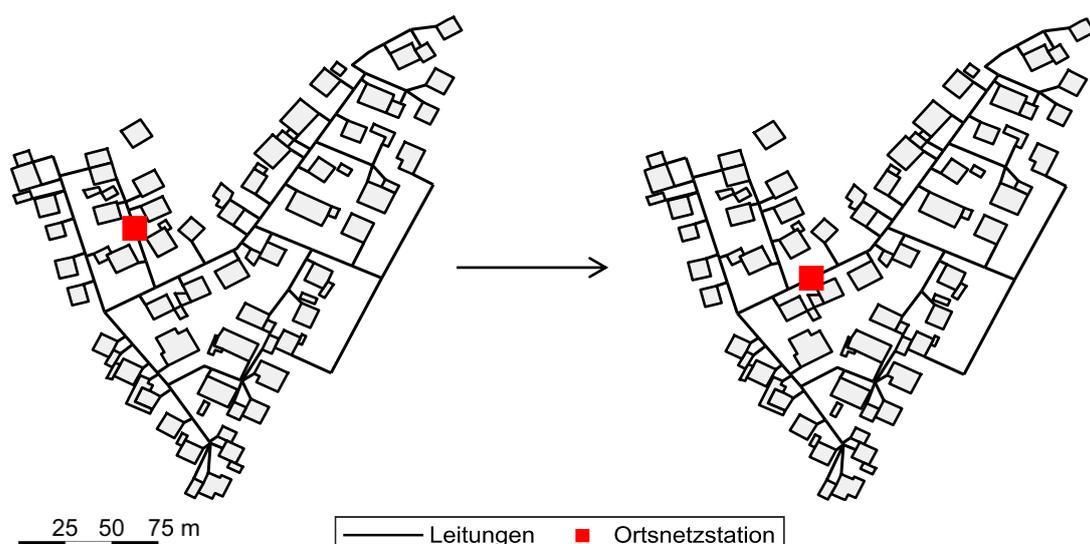


Abbildung 11: Beispielhaftes Niederspannungsnetz vor (links) und nach (rechts) der Verschiebung der Ortsnetzstation [© OpenStreetMap-Mitwirkende (Daten verändert)]

den Starklast- und Einspeisefall nach [42] werden durch eine Netzverstärkung (siehe Kapitel 5.4) behoben. Zusätzlich wird die Fitness der gebildeten Stromnetze über den Ansatz aus [3] überprüft, indem die Ortsnetzstation mit allen Knoten im Netz verknüpft wird und auftretende Spannungsdifferenzen im Netz miteinander verglichen werden. Die Ortsnetzstation wird an jenen Knoten gesetzt, der zu der geringsten auftretenden Spannungsdifferenz und somit zu den geringsten Verlusten im Netz führt (siehe Abbildung 11) [40].

6.4 Validierung

Zur Validierung der Methode wurden für eine Mittelspannungsregionen generierte Niederspannungsnetze mit realen Netzstrukturdaten verglichen. Die Region lässt sich nach RegioStaR als Metropolitane Stadtregion mit kleinstädtischem, dörflichem Charakter einordnen.

Tabelle 4: Vergleich der Strukturdaten der modellierten und realen Niederspannungsnetze

		Modellnetze	Reale Netze
Ortsnetzstationen	Anzahl	88	84
	Summenleistung	25,5 MVA	24,9 MVA
	Durchschnittliche Leistung pro Netz	289,8 kVA	296,4 kVA
Leitungen	Gesamtlänge	25,4 km	21,1 km
	Durchschnittliche Länge pro Netz	288,6 m	251 m

Die realen Netze unterscheiden sich aufgrund ihrer historischen Entwicklung in mehreren Eigenschaften mit den generierten Netzen und können in ihrer Topologie nicht miteinander verglichen werden. Die realen Netze können in ihrer Topologie nicht zwangsweise auf einen Typ zurückgeführt werden, während die Modellnetze strikte, voneinander unabhängige, Strahlennetze darstellen. Die Gegenüberstellung der Netzstrukturdaten in Tabelle 4 zeigt jedoch, dass die Modellnetze und realen Netze ähnliche Durchschnittswerte für die Bemessungsscheinleistung des Ortsnetztransformators und Leitungslänge aufweisen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die Entwicklung und Bewertung regionsabhängiger Energieversorgungskonzepte erfordert einen ganzheitlichen Ansatz für die Modellierung der Verteilnetze und aller beteiligten Komponenten. Die reduzierte Verfügbarkeit bzw. Anwendbarkeit von Referenznetzen für den Nieder- und Mittelspannungsbereich sowie fehlende Datenfreigaben für reale Netzdaten stellen eine Herausforderung für Forschungsprojekte dar. Die Auswirkungen des Zubaus an Erneuerbaren Energien in den unteren Verteilnetzebenen, des steigenden Strombedarf durch z. B. Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen und deren Netzintegrationskonzepte müssen jedoch in adäquaten Netzmodellen untersucht werden können. Insgesamt steigt daher der Bedarf und das Interesse an forschungsübergreifenden und individuell an den Forschungszweck anpassbaren Netzmodellen.

In dieser Arbeit wird daher eine Methode zur datenbasierten, regionsabhängigen Modellierung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen vorgestellt. Existierende Ansätze werden zunächst untersucht und näher beschrieben. Zur Bestimmung des zeitabhängigen Stromverbrauchs von Gebäuden wird ein Verfahren zur Gebäudetypisierung vorgestellt. Reale Daten zu Erneuerbaren Energien werden aus dem Marktstammdatenregister extrahiert und Positionen innerhalb der betrachteten Region zugewiesen. Für die Mittelspannungsebene wird ein Ansatz beschrieben, der offene Ringnetze anhand vorgegebener Ortnetzstationen und der Straßeninfrastruktur in einer Region generiert. Die Methode zur Generierung von Niederspannungsnetzen ermöglicht die Modellierung von Strangnetzen anhand der gegebenen Straßen- und Gebäudeinfrastruktur in einer Region und wurde anhand realer Netzstrukturdaten validiert.

In fortführenden Forschungsarbeiten werden die Methoden weiter ausgearbeitet und der Funktionsumfang erweitert. Neben der Umsetzung weiterer Netztopologien in der Verteilnetzgenerierung wird eine Möglichkeit zur automatisierten Netzausbauplanung angestrebt.

Danksagung

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die vorliegenden Erkenntnisse wurden im Rahmen des BMWK-geförderten Verbundvorhabens „Energy-4-Agri – Gesamtkonzept und Modellierung von Agrarsystemen mit regenerativer Energieversorgung“ (Förderkennzeichen: 03EI1013A) ermittelt. Die Autoren danken dem BMWK für die finanzielle Unterstützung. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren und spiegelt nicht notwendigerweise die Meinung des Projektkonsortiums Energy-4-Agri wider.

8 Referenzen

- [1] G. Kerber, “Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen,” Dissertation, Technische Universität München, München, 2011.
- [2] J. Amme, G. Pleßmann, J. Bühler, L. Hülk, E. Kötter, and P. Schwaegerl, “The eGo grid model: An open-source and open-data based synthetic medium-voltage grid model for distribution power supply systems,” *J. Phys.: Conf. Ser.*, vol. 977, p. 12007, 2018, doi: 10.1088/1742-6596/977/1/012007.
- [3] J. Kays, A. Seack, T. Smirek, F. Westkamp, and C. Rehtanz, “The Generation of Distribution Grid Models on the Basis of Public Available Data,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 3, pp. 2346–2353, 2017, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2609850.
- [4] M. Plenz, F. Grumm, M. F. Meyer, D. Schulz, and K. Lehmann, “Ein Ansatz zur Kategorisierung von Verteilnetzmodellen für numerische Fallstudien,” (in de), 2019, doi: 10.24405/13893.
- [5] M. Lindner *et al.*, “Aktuelle Musternetze zur Untersuchung von Spannungsproblemen in der Niederspannung,” in *14. Symposium Energieinnovation "Energie für unser Europa"*, Graz, 2016.
- [6] *OpenStreetMap*. [Online]. Available: www.openstreetmap.org

- [7] A. Navarro and H. Rudnick, "Large-Scale Distribution Planning—Part II: Macro-Optimization With Voronoi's Diagram And Tabu Search," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 2, pp. 752–758, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016594.
- [8] L. Morissette and S. Chartier, "The k-means clustering technique: General considerations and implementation in Mathematica," *TQMP*, vol. 9, no. 1, pp. 15–24, 2013, doi: 10.20982/tqmp.09.1.p015.
- [9] R. Jadczyk, "Traveling salesman problem: approach to optimality," *Przedsiębiorczość i Zarządzanie*, vol. 15, no. 2, pp. 157–169, 2014, doi: 10.2478/eam-2014-0024.
- [10] T. H. Cormen and P. Molitor, *Algorithmen - eine Einführung*. München, Wien: Oldenbourg, 2004.
- [11] L. Hülk, L. Wienholt, I. Cußmann, U. P. Müller, C. Matke, and E. Kötter, "Allocation of annual electricity consumption and power generation capacities across multiple voltage levels in a high spatial resolution," 2017, doi: 10.5278/ijsepm.2017.13.6.
- [12] G. Clarke and J. W. Wright, "Scheduling of Vehicles from a Central Depot to a Number of Delivery Points," in Vol. 12, No. 4, *Operations Research*, 1964, pp. 568–581.
- [13] E. Aarts and J. K. Lenstra, *Local Search in Combinatorial Optimization*. Princeton, NJ: Princeton University Press, 2003.
- [14] W. Medjroubi, U. P. Müller, M. Scharf, C. Matke, and D. Kleinhans, "Open Data in Power Grid Modelling: New Approaches Towards Transparent Grid Models," *Energy Reports*, vol. 3, pp. 14–21, 2017, doi: 10.1016/j.egy.2016.12.001.
- [15] Statistisches Bundesamt, *Zensus 2011* (© Statistisches Bundesamt, Wiesbaden 2018) (Daten geändert). [Online]. Available: <https://www.zensus2011.de/DE/Home/Aktuelles/DemografischeGrunddaten.html>
- [16] Landesamt für Geoinformation und Landesvermessung Niedersachsen (LGLN), *Auszug aus den Geodaten des Landesamtes für Geoinformation und Landesvermessung Niedersachsen*, © 2021 LGLN, dl-de/by-2-0 (Daten verändert). [Online]. Available: <https://www.geobasisdaten.niedersachsen.de/shop/index.php?do=opendata>
- [17] *Verwaltungsgebiete 1:250 000 (Ebenen), Stand 01.01. (VG250 01.01.)* © GeoBasis-DE / BKG (2021) (Daten geändert). [Online]. Available: <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/open-data/verwaltungsgebiete-1-250-000-ebenen-stand-01-01-vg250-ebenen-01-01.html>
- [18] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, *Regionalstatistische Raumtypologie (RegioStaR)*. [Online]. Available: <https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Artikel/G/regionalstatistische-raumtypologie.html> (accessed: Dec. 23 2020).
- [19] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Marktstammdatenregister ©2021 Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen* (Daten geändert). [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>
- [20] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, *Geographische Gitter für Deutschland in Lambert-Projektion (GeoGitter Inspire)* © GeoBasis-DE / BKG (2020) (Daten geändert). [Online]. Available: <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/open-data/geographische-gitter-fur-deutschland-in-lambert-projektion-geogitter-inspire.html>
- [21] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, *CORINE Land Cover 2018* © GeoBasis-DE / BKG (2021) (Daten verändert). [Online]. Available: <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/open-data/corine-land-cover-5-ha-stand-2018-clc5-2018.html> (accessed: Nov. 30 2021).

- [22] Landesamt für Geoinformation und Landesvermessung Niedersachsen (LGLN), *3D-Gebäudemodelle (LoD1 und LoD2)*. [Online]. Available: https://www.lgn.niedersachsen.de/startseite/geodaten_karten/3d_geobasisdaten/3d_gebaudemodelle/3d-gebaudemodelle-142891.html (accessed: Jan. 5 2022).
- [23] K. Nahrstedt, K. Janßen, and L. Vorspel, "Typisierung von Siedlungsgebieten auf Grundlage von Geobasisdaten," in *Jahrestreffen 2021 des Forschungsnetzwerkes Energiesystemanalyse*.
- [24] R. Hecht, "Automatische Klassifizierung von Gebäudegrundrissen: Ein Beitrag zur kleinräumigen Beschreibung der Siedlungsstruktur," Berlin, 2014.
- [25] R. Hecht, "Automatische Erkennung von Gebäudetypen auf Grundlage von Geobasisdaten," Dresden, 2013.
- [26] M. Lödl, G. Kerber, R. Witzmann, C. Hoffmann, and M. Metzger, "Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland," in *11. Symposium Energieinnovation*.
- [27] Deutscher Wetterdienst (DWD), *Erläuterungen zur Auswahl der Bebauungstypen*. [Online]. Available: https://rcccm.dwd.de/DE/leistungen/inkas/textbausteine/fl_analyse/intro_flaechenanal_bebauungstypen.html?nn=350408&lsbld=632250 (accessed: Dec. 19 2020).
- [28] D. Wolff and K. Jagnow, "Energiekennwerte und Verbrauch: Manuskript für Recknagel/Springer "Taschenbuch Heizungs- und Klimatechnik", Ausgabe 2017," 2017.
- [29] Umweltbundesamt, Ed., "Wohnungen und Wohnfläche," 2021.
- [30] INlife Holding GmbH, *Durchschnittlicher Stromverbrauch in Deutschland und Europa in Zahlen*. [Online]. Available: <https://www.stromvergleich.de/durchschnittlicher-stromverbrauch> (accessed: Jan. 6 2022).
- [31] T. Tjarden, J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschnig, "Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis,"
- [32] SWM Versorgungs GmbH, *Preisblatt Netzanschlüsse der SWM Versorgungs GmbH*. [Online]. Available: <https://www.swm.de/dam/doc/kundenservice/netzanschluss/preise-netzanschluesse> (accessed: Jan. 6 2022).
- [33] P. Staudt, N. Ludwig, J. Huber, V. Hagenmeyer, and C. Weinhardt, "SCiBER: A new public data set of municipal building consumption," in *e-Energy'18: Proceedings of the 9th International Conference on Future Energy Systems : June 12-15, 2018, Karlsruhe, Germany*, Karlsruhe Germany, 2018, pp. 618–621.
- [34] J. Huber, N. Klempf, J. Becker, and C. Weinhardt, *Electricity consumption of 28 German companies in 15-min resolution: Karlsruhe*, 2019.
- [35] F. Braeuer, "Load profile data of 50 industrial plants in Germany for one year," 2020.
- [36] F. Gotzens *et al.*, "DemandRegio - Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen," 2020.
- [37] J. Neiber, "Strombedarf und Eigenstromversorgung in der Nutztierhaltung," Mannheim, 2020.
- [38] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Schutz und Freigabe vertraulicher Daten*. Webhilfe des Marktstammdaten-registers. [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStRHilfe/subpages/schutzFreigabe.html> (accessed: Jan. 7 2022).
- [39] B. Burger, "Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Jahr 2021," 2022.

- [40] J. Scheffler, *Verteilnetze auf dem Weg zum Flächenkraftwerk*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2016.
- [41] K. Rudion, A. Orths, Z. A. Styczynski, and K. Strunz, "Design of benchmark of medium voltage distribution network for investigation of DG integration," in *2006 IEEE Power Engineering Society general meeting, 18 - 22 June 2006, Montreal, Canada*, Montreal, Que., Canada, 2006, 6 pp.
- [42] A. Agricola *et al.*, "dena Verteilnetzstudie: Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030," Berlin, 2012.
- [43] K. Malekian, F. Safargholi, K. Küch, M. Domagk, J. Meyer, and M. Hoven, "Characteristic Parameters and Reference Networks of German Distribution Grid (LV, MV, and HV) for Power System Studies," in *Internation ETG Congress 2017, November 28-29, 2017, Bonn, Germany*, 2017, pp. 278–283.
- [44] M. Elster, H.-P. Kriegel, J. Sander, and X. Xu, "A Density-Based Algorithm for Discovering Clusters in Large Spatial Databases with Noise," in *Proceedings of the Second International Conference on Knowledge Discovery in Databases and Data Mining*, AAAI Press, Ed., Portland, 1996, pp. 226–231.
- [45] R. D. Zimmerman, C. E. Murillo-Sanchez, and R. J. Thomas, "MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 12–19, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- [46] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., Ed., "Technischer Bericht 302: Ein Werkzeug zur Optimierung der Störungsbeseitigung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen," Mannheim, 2008.
- [47] J. U. Scheffler, "Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten," Dissertation, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2002.
- [48] A. Seack, J. Kays, and C. Rehtanz, "Generating Low Voltage Grids on the Basis of Public Available Map Data," in *CIREN Workshop - Rome, 11-12 June 2014*.
- [49] D. Arthur and S. Vassilvitskii, "k-means++: The Advantages of Careful Seeding," 2006.