PV in Städten – Erkenntnisse über Potenziale und Hürden in Berlin

Bernhard Siegel, Joseph Bergner und Volker Quaschning
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

Wilhelminenhofstraße 75A, 12459 Berlin

Tel.: 030 5019 3516

E-Mail: bernhard.siegel@htw-berlin.de

pvspeicher.htw-berlin.de

1. Einleitung

1.1. Hintergrund

Für die sektorübergreifende Dekarbonisierung des Energiesystems ist ein PV-Anteil von mindestens 20 bis 25 % an der Energieversorgung kosteneffizient und zielführend [1], [2]. Bei einem zukünftigen Energiebedarf von mehr als 1300 TWh/a in Deutschland [1]–[5] ist somit eine installierte PV-Leistung von 200 bis 400 GW anzuvisieren [1]–[4]. Das PV-Dachflächenpotenzial in Deutschland wird auf etwa 200 GW geschätzt [6], wovon sich knapp 60 % in Städten befindet [7]. Aufgrund der hohen Lastdichte bleibt die Frage offen, ob sich Metropolen eigenständig mit Solarstrom versorgen können. Dennoch unterscheiden sich die Klimaschutzziele der großen Städte kaum von denen des Bundes.

Neben allgemeinen Absichtserklärungen gibt es sowohl auf landespolitischer [8] als auch auf bundespolitischer Ebene mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) [9] Ausbauziele für Photovoltaik (PV). Dafür werden die notwendigen Kapazitäten entweder anhand von Energiebedarfsermittlungen bestimmt [3] oder Potenziale aus pauschalen Solarerträgen abgeschätzt [10]. Diese Ansätze konstatieren auf übergeordneter Ebene solare Erzeugung, aber eine nahräumliche Auflösung fehlt.

Für die Analyse von Energiesystemen werden grundsätzlich zwei Methoden unterschieden. Zum einen sogenannte Top-Down-Verfahren und zum anderen Bottom-Up-Analysen. Energieszenarien werden meist über Ein- oder Mehrknotenmodelle abstrahiert (Top-Down). Das Studiendesign ist übersichtlich und geeignet, um grundlegende Richtungsentscheidungen zu treffen. Auf der anderen Seite werden in Bottom-Up-Modellierungen die untergeordneten Ebenen abgebildet und dann verknüpft. Hierdurch lassen sich insbesondere die Interaktionen der grundlegenden Elemente detailliert analysieren.

Für Berlin haben beide Ansätze in Studien Eingang gefunden. Zum einen verwenden Twele et al. (2012) eine Mehrknoten-Analyse für die Klimaschutzziele Berlin-Brandenburgs [11]. Zum anderen zeigte die Studie „Klimaneutrales Berlin 2050“ (2014) eine detaillierte Modellierung des Gebäudewärmebedarfs im Bottom-Up-Verfahren [12]. Dennoch fehlt der Studie bei der Betrachtung von Energiemengen der zeitliche Bezug. Gerade in Ballungsräumen sollte die Verknüpfung dieser beiden Ansätze jedoch dringend berücksichtigt werden, da ein lokales Verfehlen der anvisierten Ziele nicht etwa durch den verstärkten Ausbau von Freiflächenanlagen kompensiert werden kann. Die politischen Ziele müssen also über lokale Potenziale konkretisiert werden.

Eine wichtige Datenbasis für die Bottom-Up-Analysen sind die öffentlichen Geodatenbanken, die bereits für viele Regionen zur Verfügung stehen. So wurden beispielsweise in Berlin im Jahr 2009 in einer ersten Studie typische Gebäude- und Nutzungsformen des Stadtbilds klassifiziert. Dabei wurden repräsentative Häuserblocks ausgewählt und deren Solarpotenzial für volleinspeisende Anlagen detailliert untersucht. Die gesammelten Erkenntnisse wurden entsprechend der jeweiligen Gebäudenutzungsklassen stadtweit übertragen [13]. Inzwischen werden solche Potenzialkarten meist über Laserscandaten gewonnen, die zu einem dreidimensionalen Stadtmodell verarbeitet werden. So liefert beispielsweise der Solaratlas für die meisten Gebäude Berlins einen Richtwert bezüglich Fläche, Leistung und Ertrag von möglichen PV-Anlagen [14]. Ähnliche Projekte wie der Berliner Solaratlas sind auch aus anderen Städten und Gemeinden bekannt ([15]–[18]). Sie lassen jedoch alle eine zeitlich-räumliche Dimension der Erzeugung vermissen.

1.2. Räumliche aufgelöste Zeitreihensimulation

Werden theoretische Potenziale und reale Verbrauchsdaten überlagert, können die vorhandenen Handlungsfelder sichtbar gemacht machen werden. Um die solaren Potenziale ins Verhältnis zum Stromverbrauch der Stadt zu setzen, müssen Zeitreihen mit Geodaten sinnvoll verknüpft werden. Am Beispiel von Berlin wird in diesem Beitrag eine Methodik zur räumlich-zeitlichen Eigenverbrauchsanalyse dargestellt, mit der Gebiete mit leicht erschließbarem Solarpotenzial erkennbar werden. Die Simulation liefert eine Karte Berlins, die auf Ebene der Häuserblocks eine Aussage zu möglichen Autarkiegraden trifft. Gleichzeitig wurde der Frage nachgegangen, inwieweit das lokale Solarstromdargebot mit dem simulierten Bedarf übereinstimmt. So wurden auf vier räumlichen Bezugsebenen Last und Erzeugung gegenübergestellt und jeweils der Eigenverbrauchsanteil und die maximale Einspeiseleistung auf Basis des theoretischen Potenzials ermittelt.

2. Methodik

Für die Erstellung der räumlichen Zeitreihen wurde in Anlehnung an das Schema in Abbildung 1 wie folgt vorgegangen. Durch die Verknüpfung von Geodaten mit statistischen Daten, wie beispielsweise der sektoralen Aufteilung des Strombedarfs oder dem spezifischen Strombedarf je nach Haushaltsgröße, können lokal aufgelöste Verbrauchsinformationen abgeschätzt werden. Somit kann anhand von skalierten Standardlastprofilen eine räumlich-zeitliche Auflösung des Verbrauchs erfolgen. Die Simulation der PV-Anlagen erfolgte mit den Pamore-Wetterdaten des DWD [19] und den Dachflächenpotenzialen des Solaratlas [14].

Aus der Last und der PV-Erzeugung lässt sich eine Residuallast berechnen, welche eine detaillierte Betrachtung des nahräumlichen Solarstromverbrauchs zulässt. Die Grundlage der Simulation ist hierbei das Geoportal der Stadt Berlin. Die von dort bezogenen digitalen Karten liefern neben der Geometrie der Stadtflächen auch Informationen über die Siedlungsstruktur und die Zahl der dort gemeldeten Personen [20]. Auf Blockebene existieren umfangreiche Strukturdaten, weshalb das PV-Potenzial des Solaratlas blockweise aufsummiert wurde.

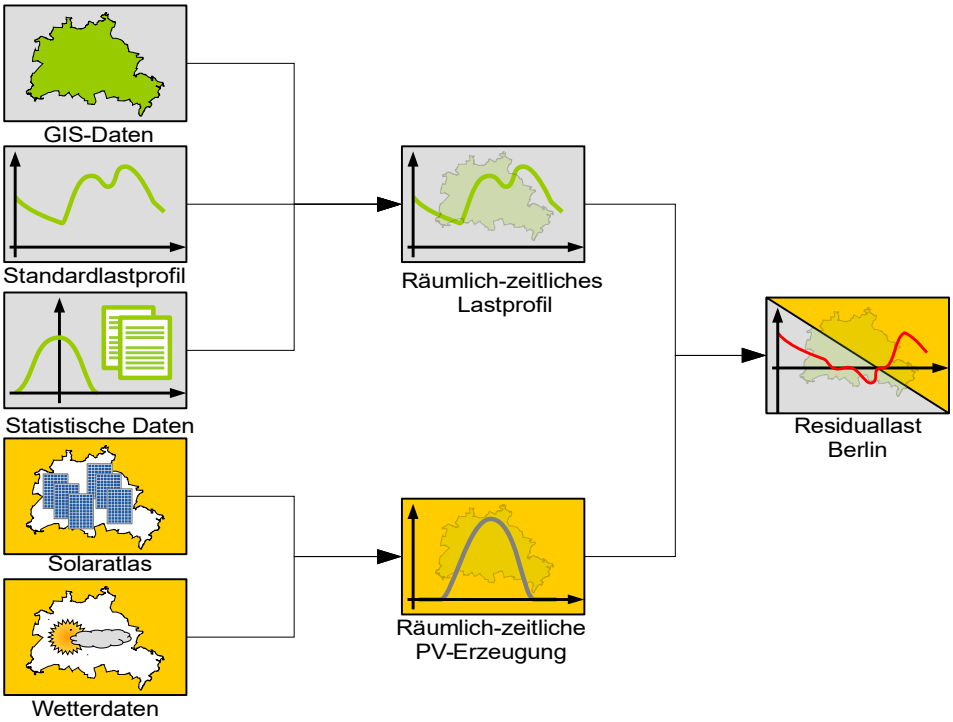

Abbildung 1: Methodisches Vorgehen zur Erstellung von räumlich-zeitlichen Residuallastdaten.

2.1. Lastgänge auf Landes-, Bezirks- und Blockebene

Für die Validierung der Ergebnisse wurden die Lastgangdaten der Netzbetreiberin Stromnetz Berlin GmbH verwendet [21]. Sie können für jeden der zwölf Berliner Bezirke abgerufen werden und weisen den Verlauf der gemessenen Last (Registrierende Leistungsmessung, RLM) sowie den der saldierten Verbräuche (Standardlastprofil, SLP) aus. Die Werte liegen viertelstündlich aufgelöst für das Bezugsjahr 2014 vor. Die Daten erscheinen aussagekräftig, da der Stromverbrauch in Berlin seit Jahren stagniert und auch der sektorale Verbrauch auf ähnlichem Niveau wie im Jahr 2014 liegt [21].

Vom Verbrauch entfallen dabei im Mittel 16,4 % auf die Industrie c_{Ind}, 35,0 % auf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen c_{GHD} und 41,1 % auf die Haushalte c_{HH}. Das gut ausgebaute Nahverkehrsnetz benötigt zusätzlich 7,4 % des Jahresstrombedarfs Berlins. Mithilfe dieser Daten wurde der Gesamtverbrauch E_{Berlin} entsprechend der folgenden Beschreibung zwischen den Sektoren aufgeteilt (Abbildung 2).

Für Kundinnen und Kunden am Hochspannungsnetz liegen die Lastgänge P_{HS} gesondert vor. Sämtliche Hochspannungslast wurde dem Industriesektor zugeordnet. Das Profil wurde mit einer für die Industrie charakteristischer Bandlast P_{BL} aufgefüllt, um dem bilanziellen Verbrauch zu entsprechen. Die Last des Industriesektors P_{Ind} berechnet sich somit aus der Addition von Bandlast und Hochspannungslast:

$$P_{\mathrm{BL}}(t)=\frac{c_{\mathrm{Ind}}\cdot E_{\mathrm{Berlin}}-\sum P_{\mathrm{HS}}(t)\cdot\Delta t}{8760\,\mathrm{h}} \quad \text{und} \tag{1}$$

$$P_{\mathrm{Ind}}(t)=P_{\mathrm{HS}}(t)+P_{\mathrm{BL}}(t). \tag{2}$$

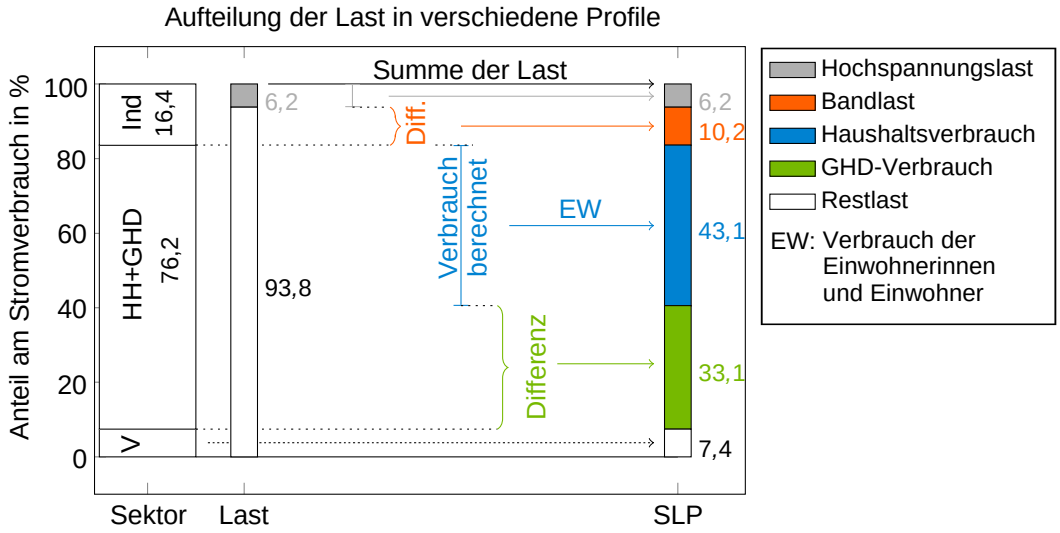

Abbildung 2: Aufteilung des gesamten Berliner Lastprofils auf die Lastprofile der Sektoren.

Im nächsten Schritt wird anhand typischer Verbrauchsdaten für unterschiedliche Haushaltsgrößen $E_{HH,p}$ [23] und den Angaben über deren Verteilung $n_{HH,p}$ [24] der Anteil der Haushalte am Verbrauch jedes Bezirks ermittelt. Mit dem Standardlastprofil für Berliner Haushalte SLP_{HB} (entspricht dem H0-Profil in W/kWh) [25] kann nun das skalierte Haushaltslastprofil P_{HH} ermittelt werden:

$$P_{HH}(t)=\sum_{p=1}^{4} n_{HH,p}\cdot E_{HH,p}\cdot SLP_{HB}(t). \tag{3}$$

Ist der Verbrauch der Haushalte bekannt, ergibt sich die für den Gewerbesektor anfallende Verbrauchsmenge c_{GHD}. Die beiden Sektoren haben über die Jahre relativ konstante Anteile am Berliner Verbrauch gehabt. Werden sie zusammen bilanziert $c_{HH,GHD}$, machen sie über die Jahre 2008 bis 2012 hinweg gemeinsam mit 76,2 % ca. drei Viertel des Berliner Gesamtstrombedarfs aus [22]. Da für die Gewerbeverbräuche weniger genaue Daten vorliegen, wird deren Anteil über den bereits bestimmten Haushaltsverbrauch abgeschätzt. Der zeitliche Verlauf des Verbrauchs wird mit dem Standardlastprofil für Berliner Gewerbe SLP_{GB} (entspricht dem G0-Profil in W/kWh) abgebildet:

$$c_{GHD}=\frac{c_{HH,GHD}\cdot E_{Berlin}-\sum P_{HH}\,\Delta t}{E_{Berlin}} \quad \text{und} \tag{4}$$

$$P_{GHD}(t)=c_{GHD}\cdot E_{Berlin}\cdot SLP_{GB}(t). \tag{5}$$

Letztlich bleibt eine Restlast P_R, die sich aus der Gesamtenergiemenge und den bisher bestimmten Lastprofilen ergibt:

$$P_R(t)=\frac{E_{Berlin}}{8760\,\text{h}}-P_{HS}(t)-P_{BD}(t)-P_{HH}(t)-P_{GHD}(t). \tag{6}$$

Für die Berliner Bezirke lässt sich in ähnlicher Weise verfahren. Auch in den Bezirken (Laufindex *b*) liegen jeweils die Summen- und die Hochspannungslastgänge vor. Da der Haushaltsverbrauch bereits im ersten Schritt je Bezirk berechnet wurde, fehlt für die Ermittlung der jeweiligen Summenlast lediglich die Zuordnung der anteiligen Gewerbe- und Industrieverbräuche. Die Gewerbeverbräuche und Bandlasten der Bezirke wurden proportional zum Anteil der noch nicht zugeordneten Verbräuche E_{nz} zugewiesen:

$$E_{nz,b} = E_b - \sum P_{HS,b}(t)\,\Delta t - \sum P_{HH,b}(t)\,\Delta t, \tag{7}$$

$$P_{GHD,b}(t) = \frac{E_{nz,b}}{\sum_b E_{nz,b}} \cdot P_{GHD}(t) \quad \text{sowie} \tag{8}$$

$$P_{BL,b}(t) = \frac{E_{nz,b}}{\sum_b E_{nz,b}} \cdot P_{BL}(t). \tag{9}$$

Der Sektoranteil der Last für jeden Bezirk ist in Abbildung 3 dargestellt. Durch die unterschiedlichen Hochspannungslasten und die Verteilung der Einwohnerinnen und Einwohner ergeben sich Unterschiede zwischen den Anteilen der jeweiligen Bezirke. Hier sind zum Teil erhebliche Differenzen zu verzeichnen. So verursachen die Einwohnerinnen und Einwohner des Bezirks Marzahn-Hellersdorf (Ma-He) etwa 80 % des gesamten Verbrauchs im Bezirk, während in Mitte (Mi) nur ein Viertel auf die Haushalte entfällt.

Da die skalierten Standardlastprofile in Summe $P_{L,b}$ zum Teil nicht mehr dem realen Lastverlauf des Bezirkes $P_{L,real,b}$ entsprechen, ist eine weitere Anpassung notwendig. Deutlich erkennbar ist, dass die Lastspitzen über- und die Lastsenken unterschätzt werden (Abbildung 4). Durch eine iterative Korrektur des Lastverlaufs des Bezirkes abzüglich der Hochspannungslast konnte die Form des realen Profils bewahrt werden.

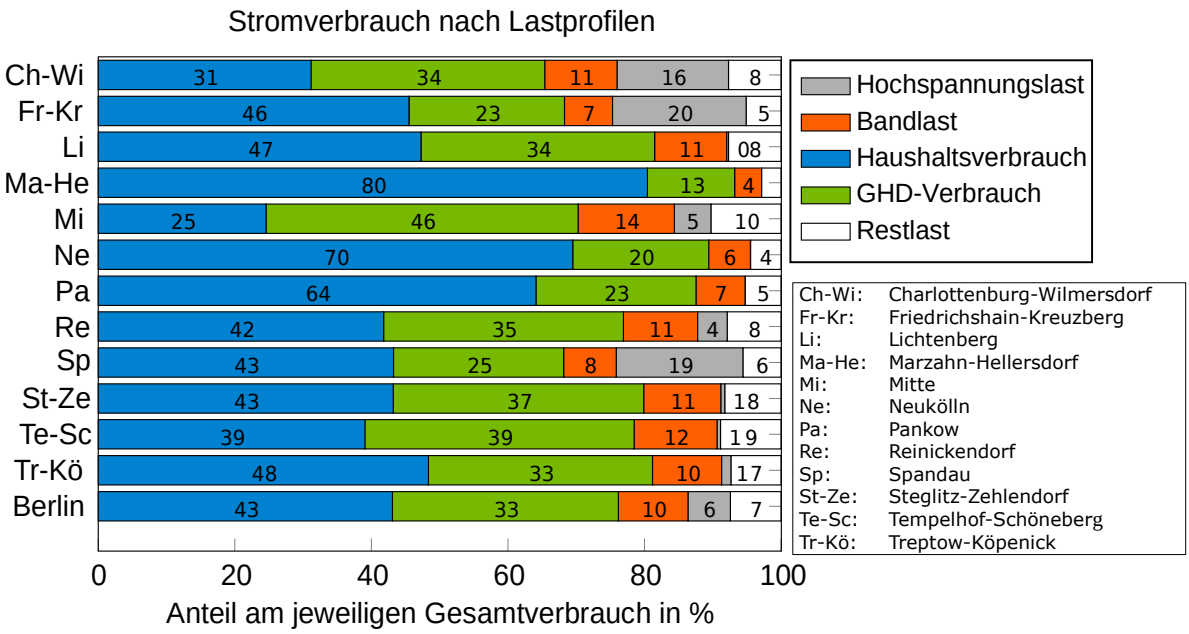

Abbildung 3: Aufteilung des Bezirksverbrauchs auf die Sektoren.

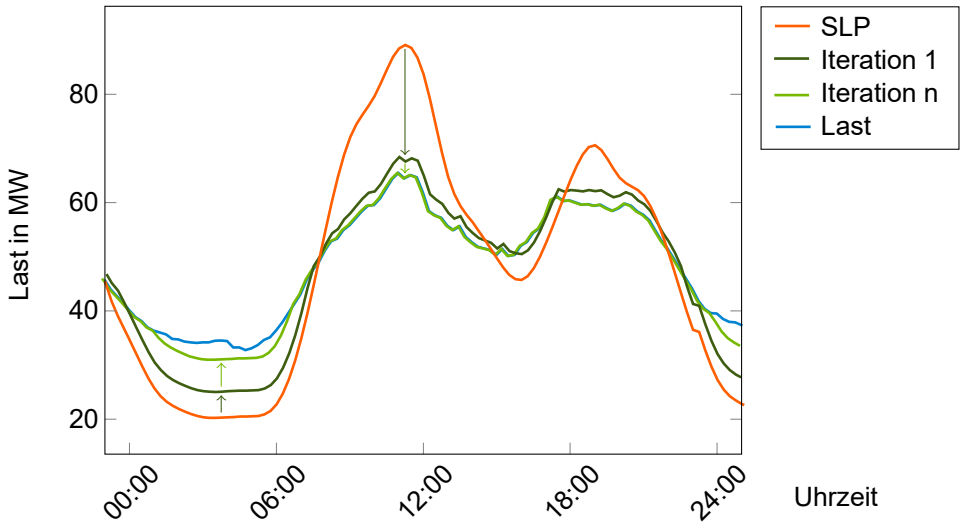

Abbildung 4: Zeitlicher Verlauf der skalierten Standardlastprofile (orange) und Iteration der Anpassung (grün).

Hierzu wurde der Überschuss ΔP_L in mehreren Schritten sektorenaufgelöst auf das gesamte Jahr verteilt. Zunächst wird der Überschuss bestimmt:

$$\Delta P_L(t) = max(0, P_{L,\,SLP,\,b}(t) - P_{L,\,real,\,b}(t)). \tag{10}$$

Der Überschuss wird vom alten Lastverlauf subtrahiert. Anschließend wird der Mittelwert der Überschüsse wieder auf jeden Zeitwert addiert:

$$P^*_{L,b}(t) = P_{L,b}(t) - \Delta P_L(t) + \overline{\Delta P_L}\ . \tag{11}$$

So ergibt sich ein neuer Lastverlauf $P_{L,b}$, der nicht mehr den summierten Standardlastprofilen entspricht, sondern dem realen Verlauf deutlich näher ist. Es wird nun so lange iteriert, bis der Betrag der Abweichungen nur noch gering ist. Die unterschätzten Lastsenken wurden auf diese Weise mit dem Betrag der überschätzten Lastspitzen aufgefüllt.

Abschließend wurde aus den so gewonnen Bezirksdaten ein Lastprofil für die einzelnen Blocks abgeleitet. Die Zuordnung erfolgt auf Basis der Anzahl gemeldeter Personen je Block (maßgeblich für die Haushalte) und der anteiligen Flächengröße der Blocks an der Bezirksfläche (für Industrie und Gewerbe). Blocks mit Mischnutzung wurden dabei mit der Hälfte ihrer Fläche zum Gewerbe eingerechnet. Im Ergebnis überlagern sich die Lastprofile entsprechend der Nutzung und der Meldedaten zu einem individuellen Verbrauchsprofil. Abzüglich der Grünflächen und Gewässer verbleiben ca. 18.500 Blocks, in denen für ein Referenzjahr jeweils 35.040 Viertelstundenwerte der Last vorhanden sind.

2.2. Erzeugung

Auf der Erzeugungsseite liefert der Solaratlas wichtige Daten bezüglich der räumlichen Verteilung des PV-Potenzials. Da die Lastdaten auf Blockebene vorliegen, wurden auch die PV-Potenziale für jeden Block aufsummiert. Sämtliche Solaranlagen wurden stark vereinfacht als horizontal ausgerichtet angenommen. Für die Berechnung der PV-Erzeugung wurde ein leistungs- und temperaturabhängiges PV-Modell sowie ein leistungsabhängiger

Wechselrichterverlust berücksichtigt [26]. Mit den räumlich-zeitlich aufgelösten Strahlungs- und Temperaturdaten des DWD [19] konnte somit der räumlich aufgelöste, viertelstündliche Solarertrag für ein Jahr errechnet werden. Es verbleiben ca. 16.000 besiedelte Blocks in Berlin, deren Lastgänge nun der potenziellen PV-Erzeugung gegenüber gestellt werden können.

2.3. Bewertungsgrößen

Zur Bewertung der Simulationsergebnisse wurde insbesondere auf die nahräumliche Eigenversorgung Augenmerk gelegt. Hierfür sind zwei Größen von besonderer Bedeutung: Der Autarkiegrad gibt an, zu welchem Anteil die Last des jeweiligen Blocks durch im Block erzeugte PV-Energie gedeckt werden kann. Der Eigenverbrauchsanteil zeigt hingegen, welcher Anteil der PV-Erzeugung zeitgleich im Block verbraucht werden kann.

3. Ergebnisse

3.1. Autarkiegrad

Insgesamt ergibt sich aus der Simulation für Berlin ein möglicher Autarkiegrad von ca. 23 %. Dabei divergiert der Autarkiegrad in den einzelnen Blocks zwischen knapp über 0 % bis 52 %. Die Hälfte der Blocks erreicht Werte zwischen 15 % und 32 %. Wie sich der Autarkiegrad räumlich verteilt, ist der Abbildung 5 zu entnehmen. Es zeigt sich hierbei, dass auch Gebiete mit überwiegender Bebauung durch Altbauten immer noch vergleichsweise hohe Autarkiegrade um 25 % erreichen können. Diese sind für die Berliner Innenstadt typisch und beherbergen einen großen Teil der Bevölkerung.

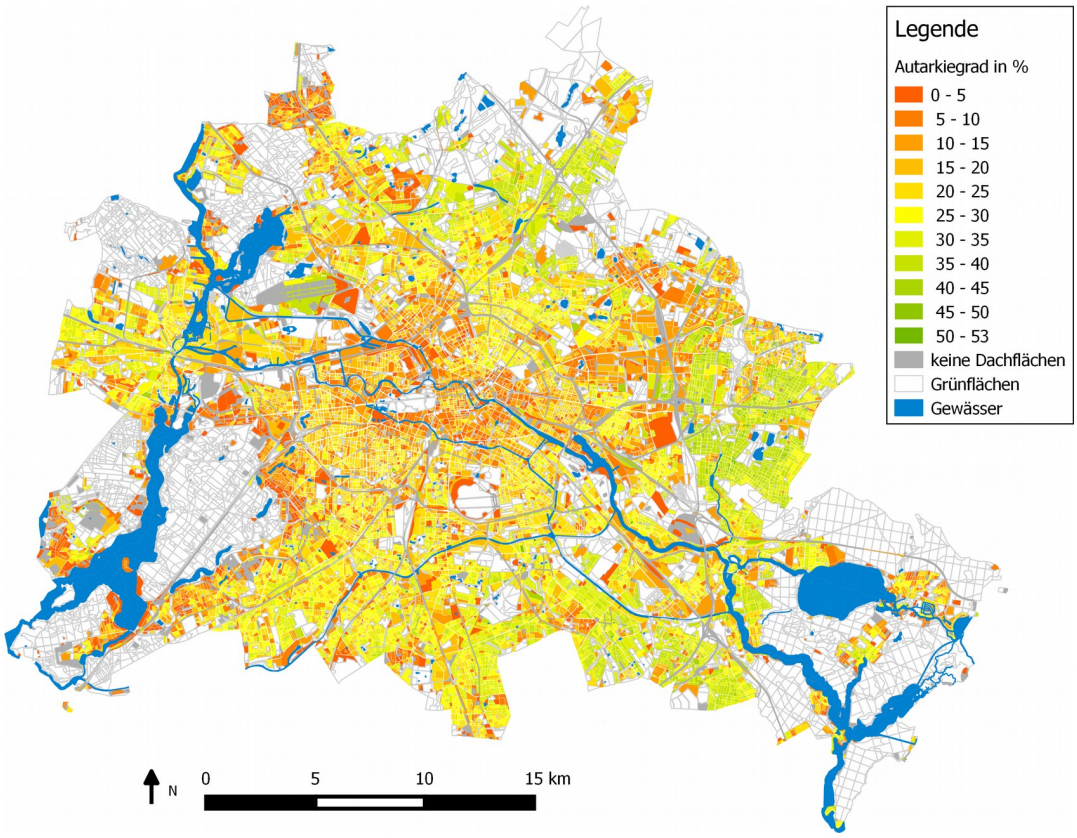

Abbildung 5: Erreichbarer Autarkiegrad als Ergebnis räumlich aufgelöster Jahressimulationen.

Der Autarkiegrad in den weiträumigen Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen ist hingegen mit 50 bis 60 % etwas höher. Sie fallen in der Darstellung im Norden und Osten der Stadt als grünliche Flächen ins Auge. Dies liegt insbesondere an der geringeren Lastdichte dieser Gebiete. Ergänzt wird das solare Angebot von Gewerbegebieten, in denen oft sehr große Flachdächer zur Verfügung stehen.

Berlin kann sich zu einem nicht unerheblichen Anteil selbst mit Solarstrom versorgen. Insbesondere Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen spielen hierbei eine wichtige Rolle, da ihr Anteil am Potenzial ca. 19 % ausmacht. Ferner lassen sich dort bereits heute wirtschaftlich PV-Eigenversorgungsprojekte umsetzen, da Eigentum und die Nutzung der Immobilie häufig zusammenfallen. Hier gilt es die Hürden, wie beispielsweise Investitionsvolumen, Unkenntnis über die Vorteile oder fehlende finanzielle Anreize, aufzudecken und tiefer greifend zu analysieren. Diese Möglichkeit trifft auch für einen Teil der Industriegebiete und GHD zu. Ergänzend sind hierbei jedoch buchhalterische Hürden zu benennen. Für den Großteil der Blocks lassen sich jedoch keine Eigentums- und Nutzungsidentitäten feststellen, weswegen hier lediglich die durch das EEG schlechter gestellte Direktlieferung infrage kommt. Somit hat die Direktlieferung für die PV in Städten wie Berlin eine äußerst wichtige Funktion.

3.2. Eigenverbrauchsanteil

Neben dem erreichbaren Autarkiegrad wurde der Eigenverbrauchsanteil für jeden Block betrachtet. Der lokale Eigenverbrauchsanteil dient dabei als Anhaltspunkt dafür, ob hohe solare Überschüsse entstehen könnten, wenn das Solarpotenzial vollständig ausgeschöpft wird. Dies kann hinsichtlich der Nutzung von Energiespeichern oder der Notwendigkeit zusätzlichen Netzausbaus relevant sein.

Zur Einordnung dieser Überschüsse wurde der vom Land Berlin verwendete räumliche Bezugsrahmen der lebensweltlich orientierten Räume (LOR) verwendet (Abbildung 6). Hierin werden jeweils etliche Blocks zu Planungsräumen (PLR) zusammengefasst, welche wiederum zu Bezirksregionen (BZR) gruppiert werden. Auf der oberen Ebene entstehen aus mehreren BZR die Prognoseräume (PRG), von denen es etwa fünf je Bezirk gibt.

In Abbildung 7 sind beispielhaft die Ergebnisse des Bezirks Reinickendorf dargestellt. Reinickendorf weist einen mit Berlin vergleichbaren Anteil an Energieverbrauch durch Haushalte auf. Im Diagramm entspricht der Kreiswinkel eines Segments dem Anteil am Stromverbrauch des Bezirks. Der Durchmesser eines Kreissegments gibt den prozentualen Anteil des Solarstrompotenzials an der nächst höheren Ebene der LOR an. Der Eigenverbrauchsanteil wird farblich differenziert.

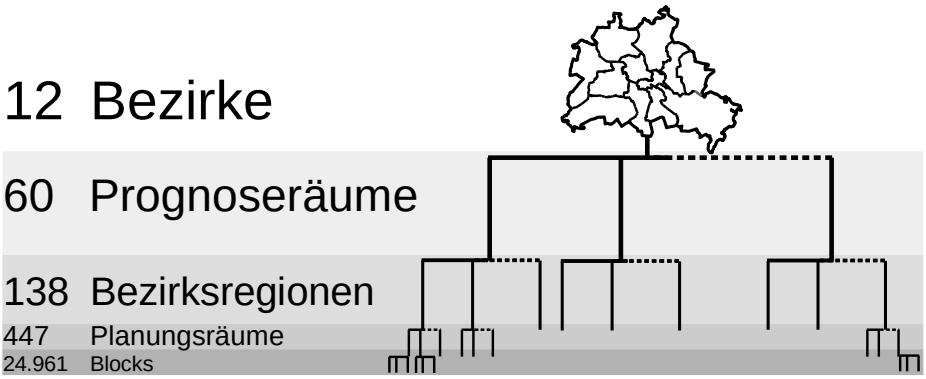

Abbildung 6: Regionaler Bezugsrahmen Berlins auf Basis der lebensweltlich orientierten Räume.

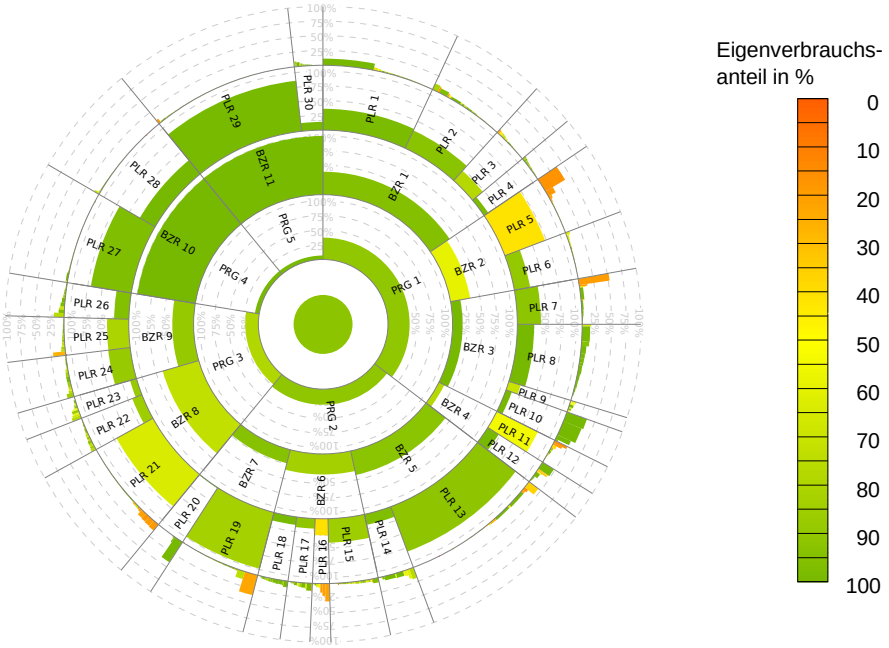

Abbildung 7: Eigenverbrauch auf Ebene der Blocks (außen), PLR, BZR, PRG und des Bezirks (Mitte) für Reinickendorf. Der Kreiswinkel entspricht dem anteiligen Stromverbrauch, der Außenradius gibt den relativen Anteil des Solarstrompotenzials in Bezug zur nächst höheren Ebene an.

Auf dem äußersten Ring sind alle Blocks des Bezirks aufgetragen. Sie sind nach Zugehörigkeit zu den Planungsräumen sowie dem Solarstrompotenzial sortiert. Ein Block, der keine solaren Potenziale aufweist, aber am Stromverbrauch des Bezirks beteiligt ist, wird lediglich durch eine Linie repräsentiert. Blocks mit hohem Potenzial aber geringem Eigenverbrauch sind als orangefarbener Balken erkennbar. Dabei fallen vor allem die Gewerbeimmobilien durch einen geringen Eigenverbrauchsanteil auf. Im Vergleich zu den ihnen zugeteilten Lastverläufen können auf deren Flachdächern mittags erhebliche solare Erträge generiert werden.

Der Darstellung ist zu entnehmen, dass in einigen Blocks des Planungsraums PLR 5 größere solare Überschüsse vorhanden sind. Bereits innerhalb des Planungsraums könnten diese jedoch größtenteils verbraucht werden: Der Eigenverbrauchsanteil der Blocks liegt mit ca. 10 % deutlich niedriger als die ca. 50 % des PLR 5. Werden die Verbräuche des benachbarten Planungsraums PLR 6 auf der Ebene der Bezirksregionen mit betrachtet, werden in der Bezirksregion BZR 2 etwa zwei Drittel der Erzeugung direkt verbraucht. Auf der Ebene des Prognoseraums und des Bezirks kann letztlich sämtliche PV-Energie innerhalb der jeweiligen Region lokal verbraucht werden.

Bei den Simulationsergebnissen auf Haushalts- oder Blockebene kommen die Annahmen über den konkreten Stromverbrauch stärker zum tragen. Aussagen über potenzielle Überlastungen der Energieinfrastruktur durch PV sollten daher über die Planungsräume ausgewertet werden. Dabei kann durch die Mittlung über mehrere Blocks ein aussagekräftigeres Bild gezeichnet werden.

Um die maximale PV-Erzeugung der Planungsräume näher zu quantifizieren wurde sie auf die maximale Last normiert und jeweils über der maximalen Last dargestellt (Abbildung 8 links, grau). Zusätzlich wurde die PV-Erzeugung abzüglich der Last (grün) abgebildet. Bei knapp 60 % der Planungsräume ist die maximale Leistung (also Netzbelastung) durch den

Verbrauch und nicht durch das PV-Potenzial bestimmt. Berücksichtigt man zusätzlich den lokalen Direktverbrauch, erhöht sich dieser Anteil auf fast 85 %. Dennoch gibt es einige Planungsräume, die eine bis zu dreifach höhere maximale Einspeisung aufweisen, als deren maximale Last beträgt. Die maximale Last dieser Gebiete beträgt weniger als 10 MW und es handelt sich mehrheitlich um Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen. Die theoretisch entstehende Netzüberlastung könnte hier frühzeitig durch den Einsatz von prognosebasierten Energiespeichern vermieden werden.

In Abbildung 8 (rechts) wurde dargestellt, welcher Anteil des PV-Potenzials sich aus Sicht der Netzkapazität problemlos realisieren lassen sollte. Deutlich zu erkennen sind die knapp 85 % der Planungsräume, in denen das PV-Potenzial vollständig ausgeschöpft werden könnte. Bis etwa 30 % der potenziellen Leistung, die durch den Berliner Solaratlas unterstellt wird, erfordert der PV-Ausbau keine zusätzlichen Netzverstärkungen auf Ebene der PLR. In einer weiteren Untersuchung wäre eine kritische Betrachtung der vorhandenen Netzinfrastruktur und der Lastannahmen in den Einfamilienhaussiedlungen angebracht.

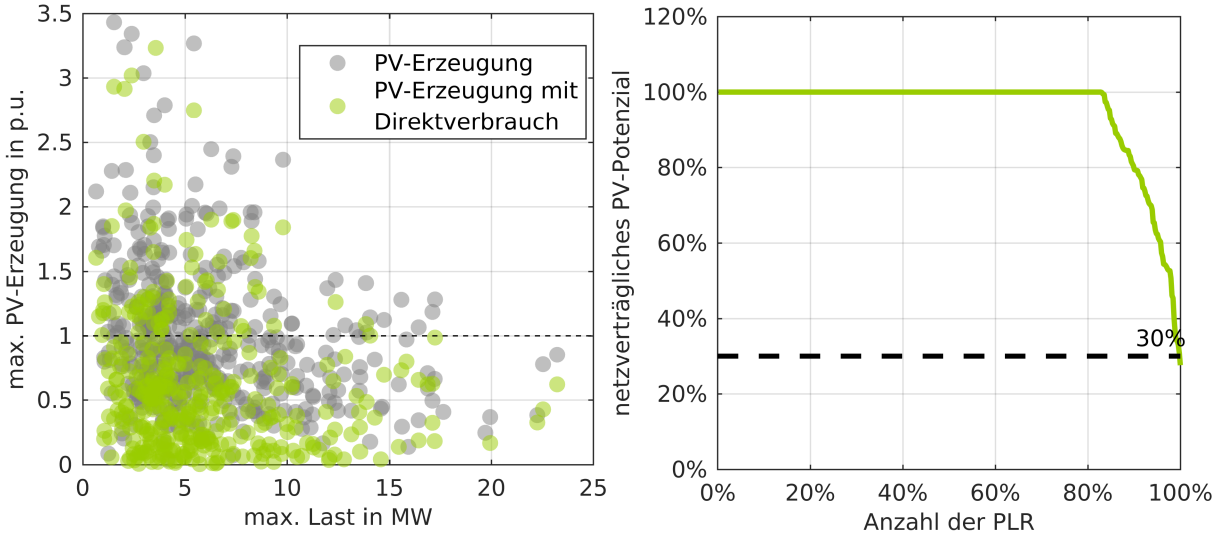

Abbildung 8: Auf maximale Last normierte maximale PV-Erzeugung (grau) mit Berücksichtigung des lokalen Direktverbrauchs (grün) über der maximalen Last (links). Anteil des PV-Potenzials, bei dem die PV-Erzeugung abzüglich der lokalen Last gleich der maximalen Last ist, über der Anzahl der Planungsräume (PLR) Berlins (rechts).

4. Einordnung und Diskussion

Die vorgestellte Methodik verknüpft Zeitreihen mit Geodaten. Sie ermöglicht es, Lastverläufe, die für eine größere Region vorliegen, räumlich zu konkretisieren. Das so erstellte Kartenmaterial bietet die Chance, Handlungsfelder für lokale Akteurinnen und Akteure aufzudecken. Die Datengrundlage ermöglicht es, von der Makroebene bis hin zu einzelnen Gebäuden einen zeitlich differenzierten Verlauf der Last darzustellen und zu bewerten.

An dieser Stelle soll die Methodik kritisch bewertet werden. Für den konkreten Fall des Berliner Stadtgebietes könnten noch weitere Daten herangezogen werden. Diese können dazu genutzt werden, um die Lastprofile zu konkretisieren und zu individualisieren. Neben den Angaben zu Gebäudestrukturen lassen sich auch Sozialstrukturdaten einbinden, welche Einfluss auf den Energieverbrauch haben könnten (z.B. Arbeitslosigkeit oder der Anteil an Seniorinnen und Senioren). Ferner ließen sich die Lastprofile auch teilweise randomisieren, um das Verbrauchsverhalten unterschiedlicher Haushalte darzustellen.

Dem gegenüber steht, dass in den meisten Fällen ein Block genügend Haushalte bzw. Gewerbeeinheiten enthält, um mit einem Standardlastprofil abgebildet zu werden. Die Notwendigkeit zur Anpassung an die realen Lastprofile zeigte jedoch, dass die Standardlastprofile alleine nicht in der Lage sind, den realen Verbrauch abzubilden.

Besonders auf der Seite der Gewerbe- und Industrielasten sind bisher vereinfachende Annahmen getroffen worden. Sollten allerdings einzelne typische Lastgänge bekannt sein, gibt es hier Raum für einen erhöhten Detaillierungsgrad. Auch über die Unterscheidung der Gewerbe ließe sich bereits eine höhere Detailschärfe erreichen.

Letztlich steht und fällt die Analyse der solaren Eigenversorgung auch mit den Daten für das Solarpotenzial. Hierbei sind die Annahmen des Solaratlas kritisch zu bewerten, z.B. die Mindestflächengröße für Solaranlagen oder die Flächen für Solarthermie, und die Datengrundlage ggf. zu aktualisieren. Auch Angaben zur Ausrichtung und dem typischen Dachaufbau der Stadtstrukturtypen könnten die Untersuchung noch weiter verfeinern. Zusätzlich handelt es sich beim Solaratlas handelt es sich um eine theoretische Potenzialabschätzung. Für ein realistisches Bild muss diese noch auf die technische Realisierung geprüft und wirtschaftlich eingeordnet werden. Twele et al. setzen pauschal 31 % der Flächen des Solaratlas an [11], während die Autoren von „Klimaneutrales Berlin“ hier von 60-90 % ausgehen [12].

Neben den Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen besteht auch in der Innenstadt die Möglichkeit, knapp ein Viertel des heutigen Strombedarfs zu decken. In den Außenbezirken liegt dieser Anteil noch etwas höher. Auch in der Machbarkeitsstudie „Klimaneutrales Berlin“ (2014) wird von ca. 27 % Solarstromanteil ausgegangen, was die Simulationsergebnisse bekräftigt [12]. Dieser Beitrag konnte jedoch ergänzend aufzeigen, wie eine räumliche-zeitliche Differenzierung der Ergebnisse zu erlangen ist.

Die meiste PV-Energie kann direkt nahräumlich verbraucht werden. Allerdings gibt es einige Bezirke, in denen es zu Angebotsspitzen kommt, die den lokalen Verbrauch übersteigen. Daraus ergibt sich sowohl die Möglichkeit, Nachbargebiete mit zu versorgen, als auch die Notwendigkeit zur näheren Betrachtung der Leistungsflüsse. Da die Bezirke in ihrer Siedlungs- und Nutzungsstruktur sehr heterogen sind und physikalische Leistungsflüsse nicht an politische bzw. statistische Grenzen gekoppelt sind, ist eine von diesen Grenzen unabhängige Untersuchung sinnvoll. Der Blick in kleinteilige räumlichen Zuordnungen ist hierbei aufschlussreicher, da der Verbrauch nicht gemittelt wird und tendenziell homogene Strukturen zu finden sind. Zum einen bilden die Ein- und Zweifamilienhaussiedlungen die Grundlage der urbanen Solarstromversorgung. Die relativ großen Einspeiseleistungen ermöglichen die höchsten Autarkiegrade und es existieren bereits einfache Geschäftsmodelle für den Eigenverbrauch. Zum anderen sollten in Berlin auch die Hürden für innerstädtische PV-Anlagen analysiert werden, da hier mit 70 % der Bevölkerung auf knapp 50 % der Flächen bereits eine gute Grundlage für lokalen Direktverbrauch vorliegt.

Insbesondere vor dem Hintergrund der Gerechtigkeitsdebatte um das EEG erscheint es geboten, dass auch Personen außerhalb von Wohneigentum stärker von der Energiewende profitieren können. Mit der Gleichstellung von Direktlieferung oder auch Mieterstrom mit dem Eigenverbrauch kann hier ein wichtiger Schritt für den PV-Ausbau und die Partizipation getan werden. Gerade kommunale Unternehmen werden in Berlin als Vorbilder für den PV-Ausbau auch politisch adressiert [27], [28]. Selbst vollständig ausgenutzt werden die kom-

munalen Flächen aber bei weitem nicht ausreichen, um die Klimaschutzziele einzuhalten. Kleinere, auf Eigenverbrauch eines Anteils der Mieter dimensionierte Anlagen erschweren die Zielsetzung zusätzlich. Daher sollten die Hürden für andere Akteure, die aus wirtschaftlichen Erwägungen oder bürokratischen Gründen den Aufwand der Direktlieferung von PV-Strom scheuen könnten, möglichst abgebaut werden und eine vollständige Flächenausnutzung angestrebt werden.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Für die Verwendung von Geodaten im Bereich energetischer Simulationen sprechen etliche Vorteile. So können übergeordnete Vorgaben zur Vermeidung von CO_2-Emissionen durch den Einsatz von Erneuerbaren Energien konkretisiert werden. Hierzu sind allerdings zusätzliche Informationen oder Annahmen nötig.

Die für Simulationsrechnungen häufig herangezogenen Standardlastprofile entsprechen nicht dem tatsächlichen Verbrauch. Die Verwendung realer Lastdaten verknüpft mit räumlichen Informationen bietet hier einen Mehrwert. Die Verknüpfung unterschiedlicher Datenquellen, deren Beschaffung, Zugänglichkeit und Qualität sind für diese Simulationsrechnungen unerlässlich.

Die vorgestellte und auf Berlin angewendete Methodik stellt die ersten Zwischenergebnisse dar und weist noch einige Schwachpunkte auf, die bereits diskutiert wurden. Im weiteren Verlauf des Forschungsvorhabens PV2City werden diese noch ausgebessert und der Simulationsumfang vertiefend erweitert.

Die verantwortlichen Akteure in Politik und Wirtschaft können bereits mit dem entstandenen Kartenmaterial konkrete Handlungsfelder erkennen. Somit können das theoretische Potenzial mit aktuellen Entwicklungen abgeglichen werden und frühzeitig Korrekturen für das Erreichen der Klimaschutzziele in Angriff genommen werden.

Danksagung:

Wir Danken dem Fördermittelgeber für die Ermöglichung des Projektes. Das Vorhaben "PV2City" wird im Berliner Programm für Nachhaltige Entwicklung (BENE) gefördert aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und des Landes Berlin (Förderkennzeichen 1048-BS-0)

Literatur

[1] H.-M. Henning und A. Palzer, „Energiesystem Deutschland 2050“, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, Nov. 2013.

[2] H.-M. Henning und A. Palzer, „Was kostet die Energiewende? Wege zur Transformation des deutschen Energiesystems bis 2050“, Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), Freiburg, Nov. 2015.

[3] V. Quaschning, „Sektorkopplung durch die Energiewende - Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie, Juni 2016.

[4] Gerhardt Normen et. al, „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; Fraunhofer-Institut für Bauphysik (Fraunhofer IBP); IFEU – Institut für Energie- Umweltforschung und Stiftung Umweltenergierecht, Kassel, Juli 2015.

[5] „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“, Umweltbundesamt (UBA), Dessau, 2014.

[6] K. Mainzer, K. Fath, R. McKenna, J. Stengel, W. Fichtner, und F. Schultmann, „A high-resolution determination of the technical potential for residential-roof-mounted photovoltaic systems in Germany“, *Sol. Energy*, Bd. 105, S. 715–731, Juli 2014.

[7] Statistische Bundesämter, „Regionaldatenbank Deutschland: 449-01-5 Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung regionale Tiefe: Gemeinden, Samt-/Verbandsgemeinden“, 2014. [Online]. Verfügbar unter: https://www.regionalstatistik.de/genesis/online/data;jsessionid=5301A716F20EC5565231-

BE530C9F98AC?operation=abruftabelleAbrufen&selectionname=449-01-5&levelindex=1&levelid=1471535822405&index=1. [Zugegriffen: 18-Aug-2016].

[8] Agentur für Erneuerbare Energien, „Föderal Erneuerbar“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.foederal-erneuerbar.de/startseite. [Zugegriffen: 06-Feb-2017].

[9] *Gesetz zur Einführung von Ausschreibungen für Strom aus erneuerbaren Energien und zu weiteren Änderungen des Rechts der erneuerbaren Energien*. 2016.

[10] M. Deutscher und A. Jahn, „Prognos (2016): Eigenversorgung aus Solaranlagen. Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel. Analyse im Auftrag von Agora Energiewende.“, Agora Energiewende.

[11] J. Twele, B. Müller, und C. Möller, „Szenarioberechnung einer Strom und Wärmeversorgung der Region Brandenburg-Berlin auf Bassis Erneuerbarer Energien“, Reiner Lemoine Institut, Berlin, Studie, Aug. 2012.

[12] F. Reusswig, B. Hirschl, W. Lass, C. Becker, L. Bölling, und W. Clausen, „Machbarkeitsstudie Klimaneutrales Berlin 2050“, Potsdamer institut für Klimafolgenforschung (PIK), Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und Andere, Berlin und Potsdam, Machbarkeitsstudie, 2014.

[13] Ecofys Berlin, „Solare Flächenpotenziale Berlin - Stadtraumtypenkatalog“, Berlin.

[14] K. Teichmann, „Solaratlas Berlin“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.businesslocationcenter.de/solaratlas. [Zugegriffen: 14-Nov-2016].

[15] Hamburg Energie, „Hamburger Solaratlas“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.hamburgenergie.de/privatkunden/energieerzeugung/solaratlas/. [Zugegriffen: 17-Jan-2017].

[16] Landeshauptstadt München, „Münchner Solarpotenzial“. [Online]. Verfügbar unter: http://kronos.muenchen.de/rgu/solarpotenzial. [Zugegriffen: 17-Jan-2017].

[17] tetraeder.solar, „Solarpotenzialkataster“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.solare-stadt.de/home/Solarpotenzialkataster. [Zugegriffen: 17-Jan-2017].

[18] IP SYSCON GmbH, „Solarkataster - PUBLICSOLAR“. [Online]. Verfügbar unter: http://www.publicsolar.de/de/referenzen.html. [Zugegriffen: 17-Jan-2017].

[19] S. Theis, C. Gebhardt, und Z. Ben Bouallègue, „Beschreibung des COSMO-DE-EPS und seiner Ausgabe in die Datenbanken des DWD“, Deutscher Wetterdienst Geschäftsbereich Forschung und Entwicklung, Offenbach, Aug. 2012.

[20] Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt, „FIS-Broker“. [Online]. Verfügbar unter: http://fbinter.stadt-berlin.de/fb/. [Zugegriffen: 17-Jan-2017].

[21] Stromnetz Berlin GmbH, „Web service ‚Berliner StromApp‘ smeterEngine“, 2013. [Online]. Verfügbar unter: http://www.netzdaten-berlin.de/suchen/-/details/web-service-last-und-erzeugung-berlin.

[22] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (Hrsg.), *Statistischer Bericht - Energie- und CO2-Bilanz in Berlin 2012*. 2012.

[23] „Stromverbrauch im Haushalt“, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Berlin, Okt. 2013.

[24] Amt für Statistik Berlin-Brandenburg (Hrsg.), *Statistisches Jahrbuch 2015*. 2015.

[25] Stromnetz Berlin GmbH, „SLP Stromnetz Berlin“, 2017. [Online]. Verfügbar unter: http://www.stromnetz.berlin/de/netznutzer.htm. [Zugegriffen: 17-Jan-2017].

[26] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, und V. Quaschning, *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*, 1. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015.

[27] Der Senat von Berlin, StadtUm SR KE 1, *Berliner Energie- und Klimaschutzprogramm 2030 – Umsetzungszeitraum 2016-2020*. 2016.

[28] Abgeordnetenhaus Berlin, 17. Wahlperiode, „Neue Energie für Berlin – Zukunft der energiewirtschaftlichen Strukturen“, Berlin, Zwischenbericht der Enquete-Kommission, Sep. 2015.