

AUSWIRKUNGEN VON SEKTORKOPPLUNGSMASSNAHMEN IM ZUKÜNFTIGEN INNERSTÄDTISCHEN NIEDERSPANNUNGSNETZ

Sascha Birk(*), Christian Brosig, Eberhard Waffenschmidt

Technische Hochschule Köln, Betzdorfer Straße 2, 0221/82752193, sascha.birk@th-koeln.de, christian.brosig@th-koeln.de, eberhard.waffenschmidt@th-koeln.de, <https://www.th-koeln.de/>

Kurzfassung: In dieser Arbeit wird untersucht, welche Auswirkungen Photovoltaik (PV)-Speicher-Systeme, batterieelektrische Fahrzeuge (BEV) und Wärmepumpen (WP) auf Niederspannungsnetze haben. Dabei liegt der Fokus auf deren Auswirkungen auf die Netzelemente und -stabilität, sowie auf deren Wechselwirkungen untereinander. Es wird eine Lastflussanalyse in einem realen Netzgebiet der Rheinischen Netzgesellschaft mbH auf Grundlage von zugehörigen real gemessenen Lastprofilen vom 01.01.2017 bis zum 14.07.2017 durchgeführt und mit Zukunftsszenarien zu den einzelnen Technologien, sowie deren Kombinationen verglichen. Bei dem betrachteten Netzgebiet handelt es sich um ein städtisches Netz mit 4 strahlenförmigen Netzsträngen und insgesamt 29 Mehrfamilienhäusern, sowie einem öffentlichen Gebäude.

Keywords: Sektorkopplung, Niederspannungsnetze, Photovoltaik

1 Einleitung

Um der globalen Erwärmung entgegenzuwirken, ist die Dekarbonisierung des Energiesystems notwendig. In diesem Zusammenhang gewinnt der Ansatz der sog. "Sektorkopplung" immer mehr an Bedeutung, um die Sektoren Wärme und Verkehr auf erneuerbare Energien umzustellen. Als Alternativen zu den fossilen Energieträgern in diesem Sektor wird verstärkt auf den Einsatz von Wärmepumpen gesetzt werden. Im Bereich Verkehr wird es einen Zuwachs vor allem an batterieelektrischen Fahrzeugen geben. Gleichzeitig wird Photovoltaik (PV) stark ausgebaut werden. Alle drei beschriebenen Effekte betreffen direkt das Niederspannungsnetz und es ist noch nicht abschließend geklärt, wie genau sich diese Mehrbelastungen auswirken werden. Daher ist das Ziel dieser Arbeit, die Auswirkungen der unterschiedlichen Technologien, die sich in zukünftigen Niederspannungsnetzen wiederfinden an einem realen, innerstädtischen Netz zu untersuchen. Dabei liegt der Fokus auf deren Auswirkungen auf die Netzelemente und -stabilität, die resultierenden Veränderungen der Energieflüsse im Netz, sowie auf den Wechselwirkungen der Technologien untereinander. Mittels der Python-Bibliothek PyPSA wird für einen Netzausschnitt eine Lastflussanalyse durchgeführt.

2 Grundlagen und Annahmen

2.1 Das betrachtete Netzgebiet

2.1.1 Aufbau des betrachteten Netzgebietes

Für die in dieser Arbeit durchgeführten Simulationen wird ein Netzausschnitt des Niederspannungsnetzes der Rheinischen Netzgesellschaft mbH (RNG) betrachtet. Es handelt sich dabei um ein innerstädtisches, strahlenförmiges Netz, für welches viertelstündige Messungen der Ortsnetzstation verfügbar sind. In dem Versorgungsbereich der Ortsnetzstation befinden sich neben einem öffentlichen Gebäude noch 29 Mehrfamilienhäuser. Für die Versorgung der Ortsnetzstation wird in diesem Paper ein 500 kVA Trafo angenommen und Einzelergebnisse auch für einen 250 kVA-Trafo umgerechnet. Für die Versorgung der Haushalte ist das Netzgebiet in vier Netzabschnitte unterteilt. Der am häufigsten vorkommende Kabeltyp ist NYCWY 3x150/70. Die Kabelstrecken reichen von wenigen Metern bis zu maximal 270 m.

2.1.2 Messdaten der Rheinischen Netzgesellschaft mbH

Bei den für diese Arbeit zur Verfügung gestellten Daten, handelt es sich um Messreihen die vom 01.01.2017 bis zum 14.07.2017 reichen. Die Daten umfassen Spannung, Stromstärke, Cosinus phi und Wirkleistung von jeweils zwei Niederspannungsverteilungen in der Ortsnetzstation in dreiphasiger Darstellung. Gemessen wird in zwei Verteilerschränken an jeweils 18 Abgängen, mit sechs mal drei Phasen.

Bei den gegebenen Daten und einer Trafoleistung von 500 kVA, wird dieser mit maximal 43% ausgelastet ist. Abbildung 1 zeigt die Häufigkeit der Auslastungsfälle in einer prozentualen Verteilung über den gesamten Betrachtungszeitraum.

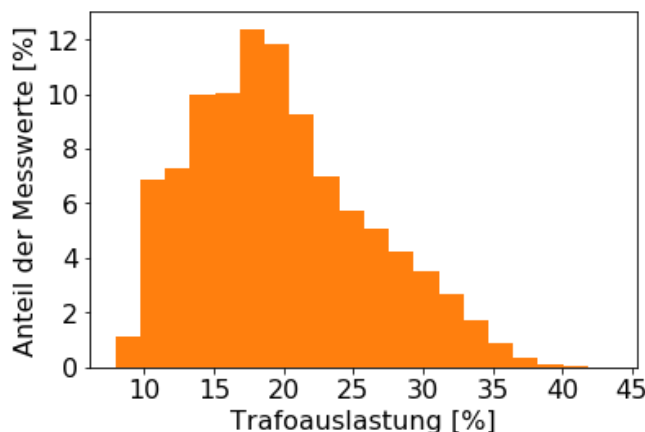


Abbildung 1: Trafoauslastung als Histogramm im Basis-Szenario

In etwa 80% der gemessenen Zeitabschnitte liegt der Trafo unterhalb einer Auslastung von 25%. Eine Lastflussberechnung auf Basis der Messdaten ergibt, dass die Spannung bis auf maximal 0,97 pu am letzten Knotenpunkt des vierten Netzabgangs einbricht. Bei dem genannten Spannungseinbruch handelt es sich um einen kurzen Zeitraum Ende Januar. Im überwiegenden Zeitraum liegt die Spannung zwischen 0,98 und 0,99 pu. Die maximale Leitungsauslastung beträgt 37%. Bei Einsatz eines 250 kVA Trafos liegt die Auslastung maximal bei 87 % und

in 80 % der Fälle unterhalb von 50 %. Er wäre daher nach [1] für den normalen Netzbetrieb ebenso ausreichend.

2.1.3 Daten zu den Bewohnern

Die Art sowie die Lebensumstände der Bevölkerung im betrachteten Netzgebiet haben einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf den Energieverbrauch. So ist den Statistiken der

Stadt Köln [2] zu entnehmen, dass 56 % der Bewohner in dem betrachteten Netzgebiet zwischen 30 und 65 Jahre alt sind. Weitere 16,6 % sind im Alter von 18 bis 30 und 13,4 % sind unter 18 Jahren. Diesen drei Personengruppen kann ein reguläres Tageslastprofil zugeordnet werden, da sie bedingt durch ihre Arbeit, Schule oder Studium das Haus von morgens bis nachmittags bzw. abends verlassen. Lediglich 14 % sind über 65 und somit im Rentenalter. Für diese Personen muss ein abweichender Tagesrhythmus angenommen werden. Hinzu kommen 3,2% arbeitslose Personen, die zusätzlich dem Personenkreis von 18 bis 65 entspringen und für die kein regulärer Tagesablauf vorausgesetzt wird.

Betrachtet man die Haushaltsgrößen, so fällt auf, dass der Stadtteil mit 60,3% Einpersonenhaushalten durch kleine Wohneinheiten dominiert wird. Die verbleibenden Wohneinheiten sind durch Mehrpersonenhaushalte mit und ohne Kinder belegt.

In dem betrachteten Stadtgebiet verfügen 35,7% der Bewohner über einen PKW. Dies ist deutlich weniger als im Bundesdurchschnitt angenommen wird.

2.2 Kriterien der Netzstabilität

Im Allgemeinen ist die Niederspannungsrichtlinie VDE-AR-N 4105, 8/2011 bei der Untersuchung von Niederspannungsnetzen zu beachten. Zusätzlich können von den Netzbetreibern weitere Rahmenbedingungen festgelegt werden. Für das Netzgebiet der RNG werden technologieübergreifend in den technischen Anschlussbedingungen [3] Spanningskriterien definiert. Betrachtet werden Zeitintervalle von 10 Minuten innerhalb einer Woche, in denen der Mittelwert der Spannung in 95% der Fälle im Bereich von $U_N \pm 10\%$ liegen muss. Zu jeder Zeit muss der Mittelwert im Bereich von $U_N +10\% / -15\%$ liegen. Im Hinblick auf eine Einspeisung von elektrischer Energie in das Niederspannungsnetz durch die Photovoltaik-Anlagen ist die Niederspannungsrichtlinie VDE-AR-N 4105, 8/2011 zu berücksichtigen. Diese begrenzt den Spannungsanstieg durch dezentrale Einspeiser auf 3% [4]. Die Einhaltung dieser Kriterien wird im Verlauf der Arbeit stets berücksichtigt.

3 Methodik

3.1 Erstellung der Lastprofile

Für die Untersuchung der Auswirkungen von Sektorkopplungsmaßnahmen wurde ein Lastprofilgenerator in Python programmiert. Dieser erzeugt individuelle Lastprofile zu einzelnen Häusern mittels der folgenden Elemente: einem Grundlastprofil, einem Einspeiseprofil einer PV-Anlage, Lastprofilen zu batterieelektrischen Fahrzeugen und Wärmepumpen, sowie einem einfachen Modell eines elektrischen Speichers. In Abbildung 2 ist dies schematisch dargestellt, wobei in weiß die möglichen Energieflussrichtungen angegeben sind. Am Hausanschluss-Kasten (HAK) ist das erzeugte Lastprofil messbar.

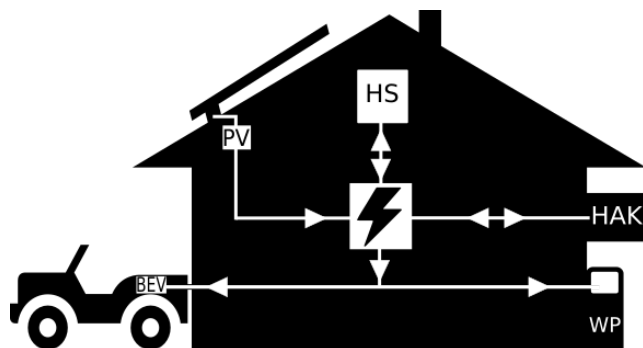


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Technologien

3.1.1 Die elektrische Grundlast des Hauses

Das Grundlastprofil wird auf Datengrundlage von Messungen der Rheinischen Netzgesellschaft berechnet. Die im Kapitel 2.1.2 erläuterten Messreihen werden durch die jeweils angeschlossenen Haushalte geteilt und diesen als Lastprofil zugeordnet. Zur Plausibilisierung der Ergebnisse, werden die statistischen Daten über die Bewohnerstruktur aus Kapitel 2.1.3 herangezogen. Die durchschnittlichen Jahresverbräuche werden vom Simulationszeitraum auf das komplette Jahr linear hochgerechnet und mit [5] verglichen.

Im Netzgebiet der Ortsnetzstation fällt in der Simulation ein elektrischer Energieverbrauch von 462.871 kWh an. Abzüglich der direkt zugewiesenen 110.790 kWh für das öffentliche Gebäude verbleiben somit 352.081 kWh für die Wohngebiete. Wird dieser Energieverbrauch mithilfe der statistischen Daten auf die Haushaltsgrößen umgelegt, ergeben sich die Ergebnisse in Tabelle 1.

Tabelle 1: Gerundete Anteile der Haushaltsgrößen im Netzgebiet

Haushaltsgröße	E_{Betr} [kWh]	Anzahl im Netzgebiet
1-Person	1110,41	191 (60,3%)
2-Personen	1863,33	44 (23,3%)
3-Personen	2193,75	15 (9,2%)
4-Personen	2572,92	7 (5,4%)
5-Personen	2908,75	2 (1,8%)

Verteilt man diese 259 Haushalte gleichmäßig auf die 29 Haushaltsanschlüsse im Netzgebiet so ergeben sich ca. neun Haushalte pro Hausanschluss. Im Schnitt sind mindestens sechs dieser Haushalte Einpersonen-Haushalte und einer ein Zweipersonen-Haushalt. Insgesamt werden damit etwa 362 Personen in dem Netzgebiet versorgt.

3.1.2 Die Photovoltaik-Anlage

Für die PV-Anlage wird ein Erzeugungsprofil verwendet, das auf der von der Bundesnetzagentur angegebenen relativen Erzeugungsleistung und PV-Anlagen im Postleitzahlgebiet mit der Startziffer 5 basiert [6].

In [7] wurde für innerstädtische Häuser ein, durch die Dachflächen limitiertes Potential für PV-Anlagen von 8,7 kWp ermittelt. Durch die Multiplikation der Anlagenleistung mit dem Erzeugungsprofil entsteht ein Erzeugungsprofil $P_{\text{PV}}(t)$, welches von der Grundlast des Hauses subtrahiert wird.

3.1.3 Die Wärmepumpe

Für die Wärmepumpe wird die Berechnung des Heizwärmebedarfs auf den Vorgaben des „Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.“ (BDEW) und deren Leitfaden [8] durchgeführt. Für das Verfahren wird zunächst der Wärmebedarf eines Gebäudes für einen

Tag ermittelt. Dieser wird, abhängig von der Außentemperatur, mithilfe eines Tagesprofils stündlich über den Tag verteilt [9]. Im Anschluss wird der COP der Wärmepumpe anhand der stündlich aufgelösten Außentemperatur und einer temperaturabhängigen COP-Kurve für Luft-Wärmepumpen aus [10] berechnet, um damit die benötigte elektrische Leistung zu erhalten. Der Wärmebedarf für die Haushalte wird dabei so gewählt, dass die thermische Energie zwischen 58% und 75% des Gesamtenergiebedarfs ausmacht. Das Umweltbundesamt gibt für das Jahr 2015 einen Anteil des Wärmebedarfs am Gesamtenergiebedarf von durchschnittlich 68,5% an [11]. Durch die hier gewählten Schwankungen, werden Unterschiede im Nutzerverhalten und in der Bausubstanz der Häuser abgebildet. Für die Wärmepumpe wird eine Teillastfähigkeit vorausgesetzt. Ein thermischer (Puffer-)Speicher ist in dieser Simulation nicht vorgesehen.

3.1.4 Das batterieelektrische Fahrzeug

Für das batterieelektrische Fahrzeug wird ein Lastprofilgenerator auf Grundlage von real gemessenem Nutzerverhalten aus [12] ermittelt. Dies sorgt für eine realistischere Darstellung der Ergebnisse als sie durch die Nutzung von Standardlastprofilen möglich ist.

Die Abfahrt zur Arbeit variiert zwischen sieben und neun Uhr und die Rückkehr nach Hause zwischen 16 und 22 Uhr. Bei den Wochenendtrips variiert die Startzeit zwischen acht und zwölf Uhr und die Heimkehr zwischen 17 und 23 Uhr. Für jede Stunde der Abwesenheit wird der Akku des Fahrzeugs um 1 kWh bis zu einem wahlweise festzulegenden Minimum entladen. Für die Fahrzeuge wird ein durchschnittlicher Verbrauch von 16 kWh pro 100 km angenommen. Dies entspricht nach [13] einem Fahrzeug zwischen Klein- und Mittelklassewagen. Aus den genannten Abwesenheitszeiten und dem Verbrauch ergeben sich somit gefahrene Strecken von 25 bis 93 km pro Tag. Dabei wird das Laden außerhalb des Hauses für die Erstellung dieses Lastprofils nicht betrachtet. Während der Anwesenheitszeit am Haus, wird das Fahrzeug mit der maximalen Ladeleistung bei einem Wirkungsgrad von 98% geladen, bis der Akkustand 100% beträgt. Für den Ladevorgang wird eine Leistung von 3 kW bei direkter Ladung über eine Haushaltsübliche Schukosteckdose bzw. 11 kW bei einem dreiphasigen Anschluss untersucht. Aus dem Leistungsbedarf der Ladesäule ergibt sich ein Lastprofil der Ladeeinrichtung $P_{BEV}(t)$, das auf das Grundlastprofil des jeweiligen Hauses aufaddiert wird.

Für die Ermittlung des Fahrzeugaufkommens im betrachteten Netzgebiet werden die statistischen Daten aus dem Kapitel Daten zu den Bewohnern herangezogen. 72,6% der Personen in dem Netzgebiet sind zwischen 18 und 65 Jahre. Für diese Personen kann eine Berufs- oder Bildungstätigkeit während des Tages angenommen werden, für die ein Fahrzeug in Frage kommt. Abgezogen werden hiervon 3,2% der Personen die laut Statistik erwerbslos sind. Für die 14% der Bewohner die über 65 Jahre alt sind wird in dieser Simulation kein Fahrzeug angerechnet, da hier in erster Linie die Auswirkungen von Personen mit regelmäßigem Fahrprofil untersucht werden. Es wird die Annahme getroffen, dass sich die Fahrzeugbesitzer die ihr Fahrzeug nicht täglich benötigen und die Fahrzeugbesitzer der nicht betrachteten Personengruppe, die gelegentlich ihr Fahrzeug nutzt, in den Auswirkungen auf das Netz aufwiegen.

Von den genannten 72,6% verfügen 35,7% der Personen über ein Kraftfahrzeug. Umgelegt auf die in Kapitel 3.1.1 ermittelte Bewohneranzahl, ergibt sich im betrachteten Netzgebiet ein Aufkommen von 94 Fahrzeugen. Geht man von einer gleichmäßigen Verteilung der Fahrzeuge auf die 29 Haushalte aus, so ergibt dies 3 Fahrzeuge pro Hausanschluss und weitere sieben, frei verteilte Fahrzeuge.

3.1.5 Der elektrische Heimspeicher

Für die Simulation des elektrischen Heimspeichers müssen alle erzeugten Lastprofile miteinander verrechnet sein. Eine negative Last entspricht in diesem Fall einem Überschuss an elektrischer Leistung.

Wenn $P_{\text{Haus}}(t)$ negativ ist, wird der Überschuss an elektrischer Energie in den Speicher eingespeichert. Wird $P_{\text{Haus}}(t)$ positiv, so wird der Speicher entladen. Dabei wird die einzuspeichernde oder auszuspeichernde Energie durch die Leistung des Wechselrichters begrenzt. In [14] wird ein Verhältnis von 1-1,5 kWh Speicherkapazität pro kWp PV-Anlagenleistung empfohlen. Das entspricht einem Speicher zwischen 8,7 kWh und 13,05 kWh. Vergleichbare am Markt erhältliche Speicher werden mit einer Lade- und Entladeleistung von 3,3 kW bei einem Wirkungsgrad von 98% angeboten [15].

Ist der Speicher voll oder leer wird die elektrische Energie an das Netz abgegeben bzw. vom Netz aufgenommen. Dieser Restbetrag an elektrischer Energie resultiert in einem neuen Lastprofil $P_{\text{Netz}}(t)$, das am Hausanschlusskasten gemessen werden kann.

3.2 Erstellung der Lastflussberechnung

Für die in dieser Arbeit erstellten Simulationen kommt „PyPSA“, eine auf der Programmiersprache „Python“ basierende Bibliothek für die Simulation von elektrischen Netzen, zum Einsatz. Sie unterstützt die Simulation von erneuerbaren Energien, Energiespeichern, Sektorkopplungstechnologien und Gleich- bzw. Wechselstromnetzen und wurde am „Frankfurt Institute for Advanced Studies“ (FIAS) entwickelt [16].

Das beschriebene Netz wird in PyPSA aufgebaut und den einzelnen Haushalten werden Lastprofile gemäß den einzelnen Szenarien zugeordnet. In jedem Zeitschritt wird eine statische Lastflussanalyse durchgeführt.

4 Ergebnisse

4.1 Einzelbetrachtung der Technologien

Zunächst werden die durch die Technologien hervorgerufenen Netzbelastungen im Einzelnen untersucht. Abbildung 3 zeigt die maximale Transformatorauslastung in den Szenarien bei 100%iger Durchdringung des Netzes mit PV-Speicher-Systemen (2), mit Batterieelektrischen Fahrzeugen bei 3 kW Ladeleistung (3) und bei 11 kW Ladeleistung (4), sowie mit Wärmepumpen (5) im Vergleich zum Basisszenario (1).

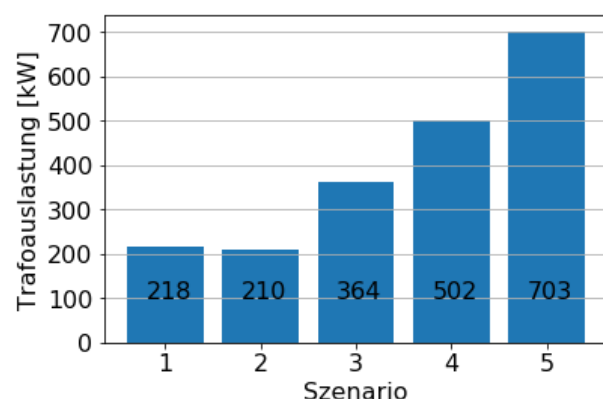


Abbildung 3: Maximale Trafoauslastung in den Szenarien

Insgesamt sorgen die Wärmepumpen für die höchsten Mehrbelastungen im Netz. Das PV-Speicher-System sorgt für einen leichten Rückgang der Spitzenauslastung gegenüber dem Basisszenario. Die korrelierende maximale Leitungsauslastung zeigt eine Überlastung mit 105% im Szenario mit Wärmepumpen. Das

BEV Szenario mit 11 kW Ladeleistung erreicht 96% und das Szenario mit 3 kW Ladeleistung 65% Leitungsauslastung. Bei dem Szenario mit PV-Speicher-System ist auch hier eine Entlastung von zwei Prozent gegenüber dem Basisszenario auf 35% festzustellen. Bei den Szenarios mit batterieelektrischen Fahrzeugen und Wärmepumpen bleibt die Maximalauslastung, über den gesamten Betrachtungszeitraum, durch das hinzunehmen einer PV-Anlage unverändert. Die Spannung bleibt in allen Szenarien im vorgegebenen Toleranzbereich. In den Sommermonaten zeigt sich allerdings eine Entlastung bei den Szenarien mit batterieelektrischen Fahrzeugen in Verbindung mit einem PV-Speicher-Systemen. In Abbildung 4 ist der Verlauf eines einstrahlungsstarken Tages im Sommer dargestellt. Es ist zu sehen, dass an diesem Tag beide Speichervarianten bereits vor 16 Uhr und somit vor dem Eintreffen der ersten Fahrzeuge vollständig geladen sind. Die Ladelaast der Fahrzeuge senkt sich dadurch im Zeitraum nach 16 Uhr, bedingt durch das direkte Laden mit Solarstrom zwischen 16 und 19 Uhr, um bis zu 171 kW.

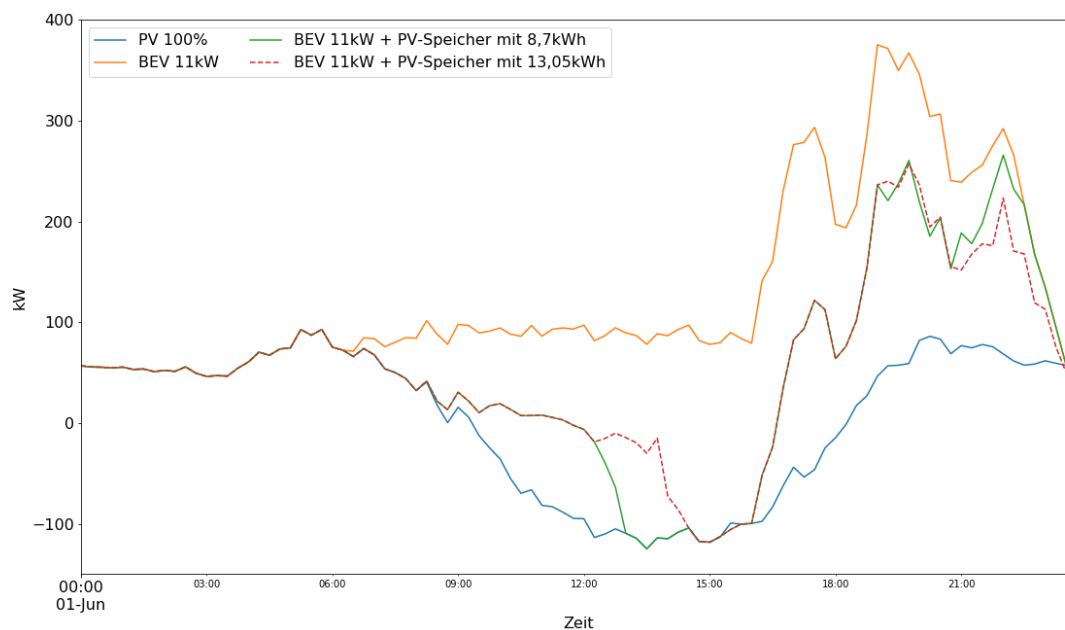


Abbildung 4: Tageslastverlauf mit batterieelektrischen Fahrzeugen und PV

Die Spitzenbelastung wird an diesem Tag von 362 kW auf 243 kW im Szenario mit 8,7 kWh Heimspeicher und auf 236 kW im Szenario mit 13,05 kWh Heimspeicher gesenkt. Durch die unterschiedlichen Leistungen der Wechselrichter von Heimspeicher (3,3 kW) und Ladesäule (11 kW) kommt es zu einer gleichmäßigen Entladung des Speichers. Dabei ist zu beobachten, dass die Entlastung durch den größeren Speicher nur geringfügig höher ausfällt. Insgesamt sorgt der 8,7 kWh Heimspeicher für einen Anstieg des Eigenverbrauchs im Netzausschnitt von 20% der 13,05 kWh Speicher bringt weitere acht Prozentpunkte.

In Abbildung 5 ist das Szenario mit 90%iger Durchdringung an Wärmepumpen „HP_90“ und das Szenario mit 90% Wärmepumpen und 100%iger PV-Anlagen Durchdringung „HP_90_PV“ im Vergleich zum Basisszenario dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Erzeugung der Energie durch PV-Anlagen in einen Zeitraum mit geringem Leistungsbezug fällt. Da sich die Lastspitzen im Januar ereignen, in einem Monat mit wenig PV-Einspeiseleistung, wird kein Energieüberschuss erzeugt um einen Heimspeicher laden zu können. Dementsprechend können die Lastspitzen in den Morgen- und Abendstunden, die durch die Wärmepumpe entstehen, nicht kompensiert werden. Demgegenüber steht eine hohe PV-Erzeugungsleistung in den

Sommermonaten bei geringerem thermischen Energiebedarf. Durch die insgesamt gesteigerte Last steigt jedoch der Eigenverbrauch aus PV-Erzeugung auch ohne Speicher bereits um 22%.

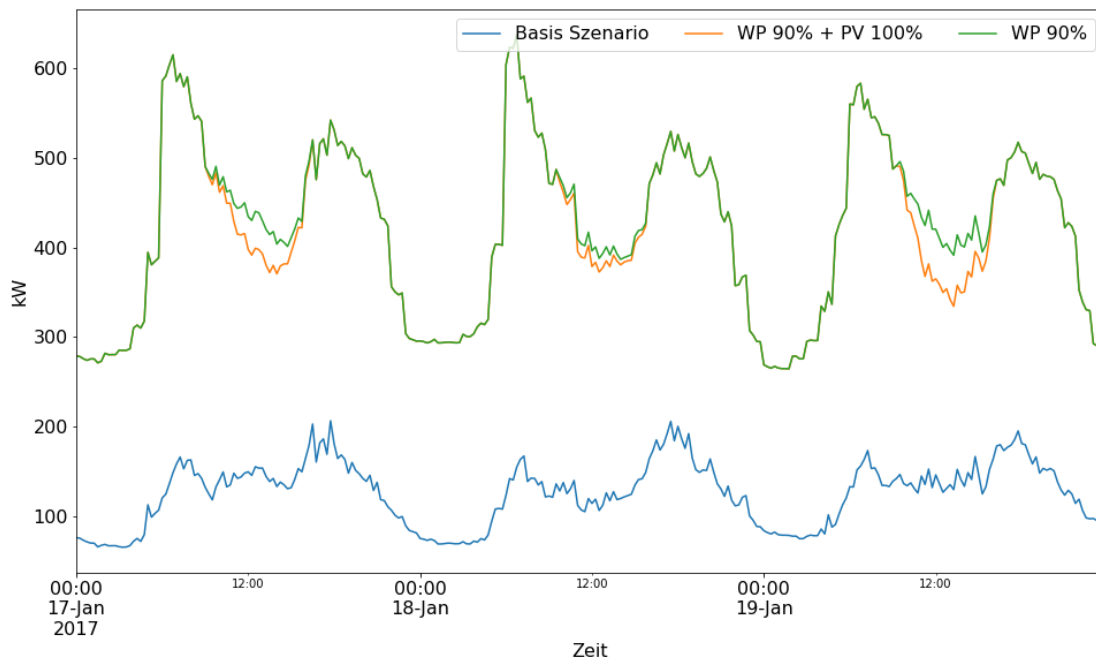


Abbildung 5: Tageslastverlauf mit Wärmepumpe und PV

4.2 Kombiniertes Szenario

Für die Untersuchung des Zusammenwirkens aller behandelten Technologien, wird im Folgenden ein Szenario definiert, das sich innerhalb der zulässigen Betriebsparameter des Netzes bewegt und trotzdem die Auswirkungen der Technologien auf die Netzkomponenten, sowie untereinander widerspiegelt. Das bedeutet nicht, dass dieses Szenario in irgendeiner Weise ein ideales Verteilungsverhältnis zwischen den Technologien aufweist. Für ein solches Vorhaben müssten weitere Rahmenbedingungen abgesteckt werden.

Für dieses Szenario wird ein Durchdringungsgrad an Wärmepumpen und batterieelektrischen Fahrzeugen im Netz von 60% angenommen. Es wird eine PV-Anlage in Verbindung mit einem elektrischen Heimspeicher pro Hausanschluss simuliert. Dabei unterteilt sich die Simulation in zwei Szenarien mit jeweils 3 kW und 11 kW Ladeleistung für die Fahrzeuge.

In Abbildung 6 ist der Lastverlauf am 01. Juni dargestellt. Zu sehen sind die oben beschriebenen Szenarien, im Vergleich zur Abstufung ohne PV-Speicher-System und zum reinen E-Mobilitätsszenario. Zunächst wird der Verlauf der Kurven ab 16 Uhr untersucht. Mit dem Eintreffen der ersten batterieelektrischen Fahrzeuge an den Hausanschlüssen, steigt die Last entsprechend an. Durch die direkte Ladung der Fahrzeuge mit der überschüssigen Energie aus den PV-Anlagen wird die erste Lastspitze im Szenario mit 11 kW gegen 18 Uhr um 156 kW reduziert. Im Szenario mit 3 kW erfolgt gegen 19 Uhr eine Reduzierung der Lastspitze um 147 kW. Während im 3 kW Szenario die Last ab diesem Punkt gleichmäßig nachlässt, entsteht im Szenario mit 11 kW durch später eintreffende Fahrzeuge ein erneuter Peak gegen 21 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt ist die PV-Einspeisung bereits beendet. Die im Heimspeicher eingespeicherte Energie sorgt für eine Reduzierung der Lastspitze von 63 kW, sowie eine Verschiebung

nach 22 Uhr. Gegen 23:30 Uhr ist der Ladevorgang für alle Fahrzeuge im Szenario mit 11 kW abgeschlossen. Im Szenario mit 3 kW ist der letzte Ladevorgang erst um kurz nach drei Uhr am nächsten Morgen beendet. Insgesamt ist über den Verlauf des Ladevorgangs eine Angleichung zwischen den Szenarien mit 3 und 11 kW Ladeleistung, bedingt durch die Energie aus dem PV-Speicher-System, zu beobachten. Die Auswirkungen der Wärmepumpen sind an diesem Tag, im Vergleich zu den batterieelektrischen Fahrzeugen, vernachlässigbar klein. Trotzdem bleibt nicht genügend Energie in den Heimspeichern vorhanden, um die leicht erhöhte Last am Morgen auszugleichen.

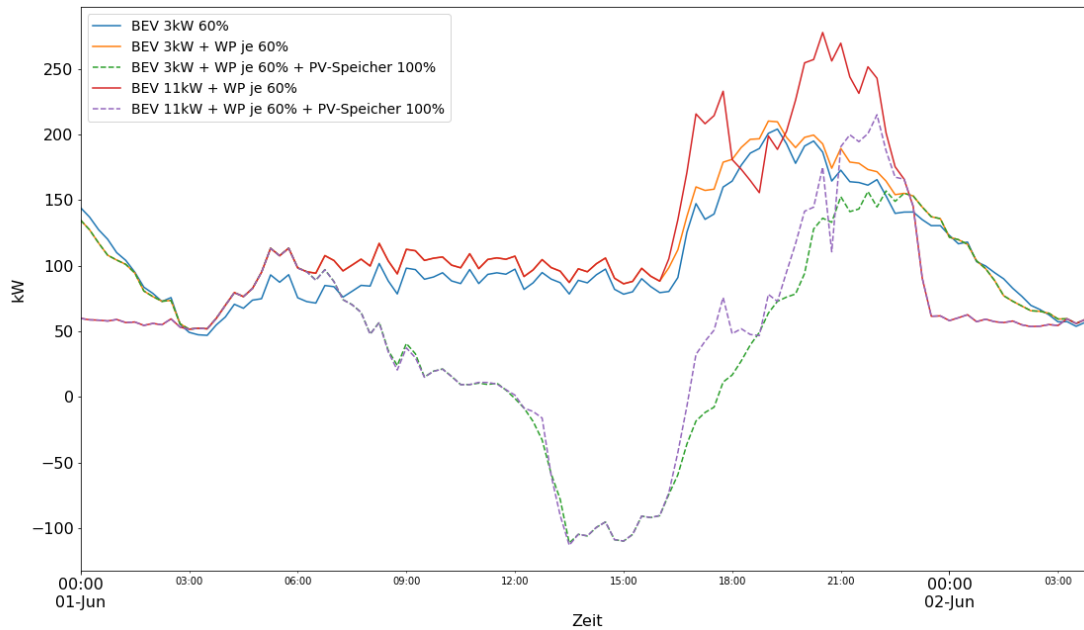


Abbildung 6: Tageslastverlauf kombiniert im Sommer

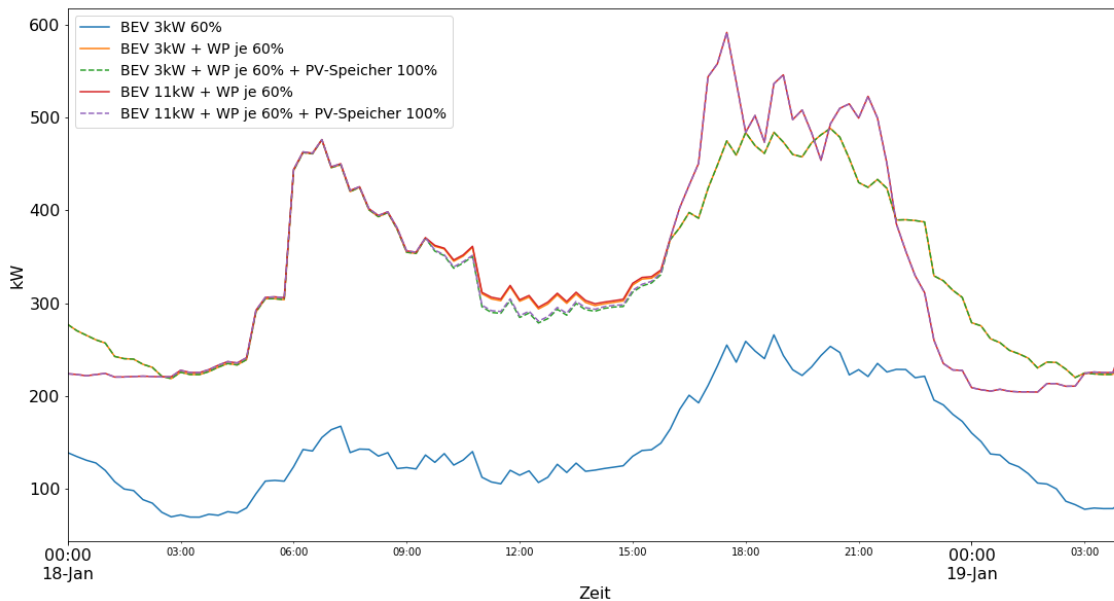


Abbildung 7: Tageslastverlauf kombiniert im Winter

Bei der Betrachtung des 18. Januar in Abbildung 7 überwiegen die Auswirkungen der Wärmepumpen auf den Lastverlauf. Sie sorgen für einen Lastanstieg von 309 kW in den Morgen- und 222 kW in den Abendstunden.

Die Auswirkungen der PV-Speicher-Systeme sind in diesem Falle vernachlässigbar, da sie insbesondere während des Mittagstief der Wärmepumpe Energie liefern. Im sonstigen Tagesverlauf ist kein Unterschied zwischen den Kurven mit und ohne PV-Speicher-Systeme zu erkennen. Im Vergleich zu den Auswirkungen der Wärmepumpe, relativiert sich auch die Differenz zwischen den Szenarien mit 3 und 11 kW Ladeleistung. Die Differenz zwischen den Ladestrategien beträgt im Spitzenwert 103 kW, was einem Anteil von 17% der Gesamtleistung, bezogen auf das Szenario mit 11 kW entspricht. Setzt man die daraus resultierende Auslastung des Transformators während der einzelnen Viertelstundenwerte ins Verhältnis zur absoluten Anzahl der vorhandenen Viertelstundenwerte im gesamten Betrachtungszeitraum, so erhält man die in Abbildung 8 dargestellte Aufteilung.

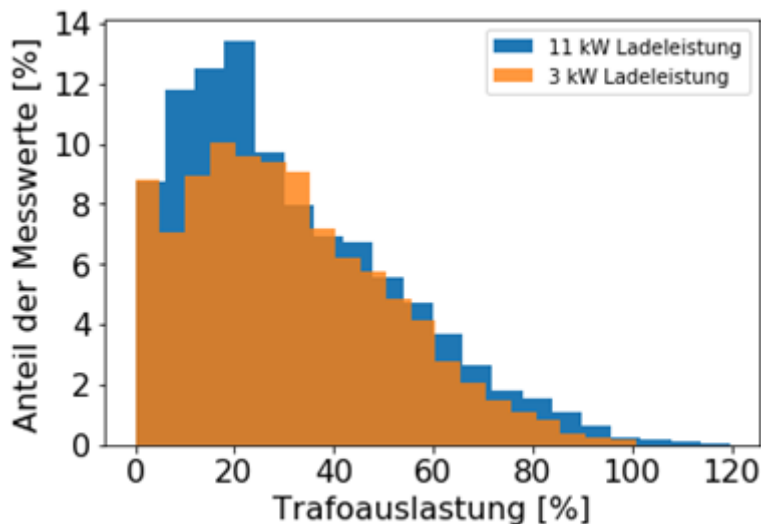


Abbildung 8: Trafoauslastung als Histogramm

Bei der Verwendung des Eingangs angesprochenen 250 kVA Transformators für das Netzgebiet, wäre dieser bei 100 % Durchdringung von batterieelektrischen Fahrzeugen bei 3 kW Ladeleistung zu 140 % und bei 11 kW zu 200 % ausgelastet. Es würde demnach bereits früher zu Einschränkungen beim Einsatz von Sektorkopplungstechnologien kommen.

5 Fazit

In dieser Arbeit wurde untersucht, welche Auswirkungen PV-Speicher-Systeme, batterieelektrische Fahrzeuge und Wärmepumpen auf zukünftige Niederspannungsnetze haben. Dabei lag der Fokus auf deren Auswirkungen auf die Netzelemente und -stabilität, sowie auf deren Wechselwirkungen untereinander. Durch die Erstellung von Szenarien in einem realen städtischen Netz, auf Grundlage der zugehörigen Messdaten, wurde eine möglichst realitätsnahe Simulation durchgeführt. Dabei lagen die Messwerte nur für die erste Jahreshälfte vom 01.01.2017 bis zum 14.07.2017 vor. Für diesen Zeitraum wurden PV-Speicher-Systeme, batterieelektrische Fahrzeuge und Wärmepumpen nacheinander einzeln und in Kombination miteinander untersucht.

Im Basisszenario wird nur eine maximale Auslastung des angenommenen 500 kVA Trafos von 43% erreicht. Die Wärmepumpe sorgt in den Wintermonaten bereits bei 90%iger Durchdringung für Leitungsauslastungen von bis zu 100% und für die Überlastung des Transformators mit 127%. Die Photovoltaik verringert die maximalen Leitungsauslastungen leicht um 2% gegenüber dem Basisszenario. Sie kann auch im Sommer mit maximalen im Netz auftretenden Spannungen von 1,02 pu als unkritisch eingestuft werden. Der Elektromobilität wird über das Jahr eine weitestgehend konstante Nutzung zugesprochen. Bei 100%iger Durchdringung und

3 kW Ladeleistung werden keine kritischen Netzzustände erreicht. Eine Erhöhung der Ladeleistung auf 11 kW liegt im Grenzbereich und sorgt für eine Auslastung des Transformators von bis zu 100%, sowie eine Leitungsauslastung von 96% und Spannungseinbrüche auf bis zu 0,92 pu. Es kommt zu mehr Lastspitzen, die sich über den Abend verteilen, jedoch sind die Ladevorgänge durch das schnellere Laden immer auch schon gegen Mitternacht beendet, während bei 3 kW Ladeleistung sich diese bis drei Uhr am folgenden Tag hinziehen.

Als netzdienlichstes Szenario hat sich in dieser Arbeit die Kombination aus PV-Anlage, elektrischem Heimspeicher und batterieelektrischem Fahrzeug herausgestellt. Das batterieelektrische Fahrzeug kann von der über den Tag eingespeicherten Energie geladen werden. Zusätzlich entlastet das direkte Laden des Fahrzeugs an Tagen mit vielen Sonnenstunden das Netz. Hier waren an sonnenreichen Tagen Minderungen der Lastspitzen von 18 bis 30 %, abhängig von der Speicherkapazität möglich. Die maximalen im Betrachtungszeitraum aufgetretenen Netzbelastungen konnten jedoch nicht gesenkt werden. Die Kombination einer Wärmepumpe mit einem PV-Speicher-System hat keine deutliche Netzentlastung gezeigt. Während in den Sommermonaten die abendliche Lastspitze der Wärmepumpen noch durch eingespeicherte Energie minimiert werden kann, ist ein Vorhalten der Energie bis zum Eintreten der morgendlichen Lastspitze nicht möglich. Da am Morgen der größte Wärmebedarf besteht, lässt sich hier keine Entlastung feststellen.

In den Wintermonaten ist die Auswirkung der PV-Anlagen auf die Wärmepumpe nochmals geringer. Die Lastspitzen am Morgen und am Abend bleiben unverändert bestehen. Bei der Kombination von Wärmepumpe und batterieelektrischem Fahrzeug fällt der Zeitraum für das Laden der Batterie und die abendliche Lastspitze der Wärmepumpe zusammen. Diese Kombination, gepaart mit der ohnehin erhöhten Grundlast am Abend, bringt eine für das Netz unvorteilhafte Laststeigerung mit sich. Aus diesem Grund ist bereits bei einer Kombination von zwei batterieelektrischen Fahrzeugen pro Haushalt und einer Durchdringung von 60% Wärmepumpen eine Leitungsauslastung von 99% und eine Transformatorauslastung von 101% erreicht. Da diese Belastungen im Winter auftreten, ist auch durch das PV-Speicher-System keine netzdienliche Entlastung zu erreichen.

Dementsprechend ist eine 100%ige Durchdringung des Netzgebietes mit PV-Anlagen und batterieelektrischen Fahrzeugen, in Verbindung mit einem Heimspeicher innerhalb der vorgegebenen Rahmenbedingungen für einen stabilen Netzbetrieb möglich.

Eine 100%ige Durchdringung von Wärmepumpen ohne Wärmespeicher bei einem Wärmebedarf von 58 bis 75% am Gesamtenergiebedarf, wie sie in dieser Arbeit betrachtet wurde, führt allerdings zu Netzüberlastungen.

6 Literatur

- [1] Stefan Fassbinder,
„Verteiltransformatoren“,
Düsseldorf, 02/2007
- [2] Stadt Köln,
„Statistische Daten – Thematische Karte“,
aufgerufen am 30.08.2017, <http://www.stadt-koeln.de/politik-und-verwaltung/statistik/statistische-daten-thematische-karte>
- [3] Rheinische Netzgesellschaft mbH,
„Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz“,
Köln, 03/2017
- [4] Tom Dvorak et al.,
„Untersuchung des Einspeisepotentials von Photovoltaik-Anlagen in innerstädtische Niederspannungsnetze“,
Köln, 2016
- [5] Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V.,
„Stromverbrauch im Haushalt“,
Berlin, 22.01.2016
- [6] Prof Dr. Eberhart Waffenschmidt,
„Einspeiseprofile von Erneuerbaren“,
aufgerufen am 26.07.2017,
<http://www.100pro-erneuerbare.com/messdaten/messdaten.htm>
- [7] Martin Lödel et al.,
„Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland“,
11. Symposium Energieinnovation,
10.-12.2.2010, Graz/Austria
- [8] BDEW, VKU, GEODE,
„Abwicklung von Standardlastprofilen Gas“,
Berlin, 30.06.2015
- [9] Stadtwerke Karlsruhe,
„Standardlastprofil W13“,
<https://www.netzservice-swka.de/netze/PDF/Netze/Lastprofil-W13-ab-01.10.2013.xls>,
aufgerufen am 31.01.2018.
- [10] Staffel I., Brett D., Brandon N., Hawkes A.,
"A review of domestic heat pumps",
Energy & Environmental Science,
2012
- [11] Umweltbundesamt,
„Energieverbrauch privater Haushalte“,
aufgerufen am 29.10.2017, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/energieverbrauch-privater-haushalte>
- [12] Thorben Doum,
„Notwendigkeit und Rahmenbedingungen eines Lastmanagements für Elektromobilität in Niederspannungsnetzen“,
Köln, 12.08.2015

- [13] Prof Michael Agsten,
"Einfluss gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf die Netzbetriebsführung bei
volatiler Windeinspeisung",
Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Uni-
versität Ilmenau, 02. Mai 2011
- [14] Volker Quaschnig,
„Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen“,
erschieden in „PV Magazin“, 01/2013, S.70-75, aufgerufen am 18.10.2017,
[https://www.volker-quaschnig.de/artikel/2013-06-Dimensionierung-PV-Speicher/in-
dex.php](https://www.volker-quaschnig.de/artikel/2013-06-Dimensionierung-PV-Speicher/index.php)
- [15] sonnen GmbH,
„Technische Daten sonnenBatterie hybrid 8.1“,
Wildpoldsried, 27.06.2017
- [16] FIAS,
„PyPSA: Python for Power System Analysis“,
aufgerufen am 30.05.2017, <https://pypsa.org/>