

Elektromobilität in Stadtquartieren. Abschätzung von Flexibilitätpotentialen mit intelligenter Ladeinfrastruktur in einem Beispielquartier.

Simon Hinterholzer | Severin Beucker

Impressum

Autoren:

Simon Hinterholzer (Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH)

Severin Beucker (Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH)

Verlag:

Eigenverlag: © WindNODE AP 8.2-Konsortium

Ansprechpartner: Simon Hinterholzer, hinterholzer@borderstep.de

Zitiervorschlag:

Hinterholzer, S. & Beucker, S. (2019). Elektromobilität in Stadtquartieren. Analyse von Flexibilitätspotentialen mit intelligenter Ladeinfrastruktur in einem Beispielquartier. Berlin: Borderstep Institut.

Titelbild:

© WindNODE

Fördermittelgeber:

Das Projekt „WindNODE - Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“ wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen Förderprogramms SINTEG - Schaufenster intelligente Energie gefördert.



Inhaltsverzeichnis

Impressum.....	II
Inhaltsverzeichnis.....	III
1 Hintergrund und Vorüberlegungen	1
2 Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge in Stadtquartieren – Herausforderungen und Potentiale durch den Einsatz von IKT	3
2.1 Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen und Auswirkungen auf die Elektroinfrastruktur in Kundenanlagen sowie das lokalen Verteilnetz	3
2.2 Flexibilitätsbeiträge für eine lokale Optimierung von Quartieren und externer Anwendungsbereiche von Flexibilität.....	4
2.3 Einflussfaktoren für eine Anpassung von Ladeleistung in Quartieren.....	4
3 Modellierung und Simulation einer Elektromobilitätsinfrastruktur in einem Quartier	6
3.1 Ziel der Modellierung und Beitrag zu aktuellen Fragestellungen.....	6
4 Modellierung in TRNSYS.....	8
4.1 Referenzzeitraum.....	8
4.2 Modellierung von Ladestrategien.....	9
4.3 Kenngrößen der Auswertung.....	9
5 Ergebnisse und Auswertung der Simulation.....	10
5.1 Jahreshöchstlasten und Gleichzeitigkeitsfaktoren	10
5.2 Direktverbrauch aus PV-Erzeugung	14
5.3 Erbringung von Flexibilität für den Energiemarkt.....	15
6 Schlussfolgerungen und Ausblick.....	17
Literatur.....	18

1 Hintergrund und Vorüberlegungen

Hintergrund

Im Projekt WindNODE werden im Arbeitspaket 8 die Flexibilitätspotentiale von Gebäuden und Wohnquartieren untersucht. Parallel zu dem Vorhaben entwickelt sich das Themenfeld Elektromobilität durch die Förderung von Fahrzeugen und Ladesäulen dynamisch und es zeigt sich, dass Gebäude und Wohnquartiere zukünftig als Ort für Ladeinfrastruktur eine wichtige Rolle spielen werden (acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V., 2014). Daraus ergeben sich wissenschaftlich interessante Fragestellungen zur Einbindung von Elektromobilität und Ladeinfrastruktur als zusätzliche Flexibilitätspotentiale für das Energiemanagement in Quartieren.

Zum Thema Elektromobilität und seinen Auswirkungen auf verschiedene Bereiche der elektrotechnischen Infrastruktur (v.a. Stromnetze) existieren bereits erste Studien. Diese analysieren z.B. Effekte, die der zunehmende Anteil von elektrisch angetriebenen Fahrzeugen auf die Systemintegration von fluktuierenden regenerativen Energien hat. So hat eine kürzlich erschienene Metastudie der *Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.* im Auftrag von VDE FNN und BDEW (Vennegeerts, Tran, Rudolph, & Pfeifer, 2018) v.a. Forschungsbedarf für die Netzintegration von Elektromobilität identifiziert. Insbesondere zu den dort genannten Forschungsbedarfen 1 (Ausweisen von Gleichzeitigkeit), 2 (Berücksichtigung der Technologieentwicklung) und 5 (Quantifizierung des Netzausbaubedarfs) können für die Analyse von Flexibilitätspotentialen in WindNODE folgende Fragestellungen abgeleitet werden:

- (1) Welche Gleichzeitigkeitsfaktoren und zusätzliche Netzbelastung kann durch Elektromobilität in Stadtquartieren erwartet werden? Welche Parameter/ Voraussetzungen führen zu diesen Gleichzeitigkeitsfaktoren?
- (2) Welche Ladetechnologien (Ladekurven, Ladeleistung etc.), Lademöglichkeiten (privat, öffentlich, halböffentlich) sind zu erwarten und wie wirken sich diese aus?
- (3) Welcher Netzausbaubedarf resultiert aus der zunehmenden Verbreitung von Elektromobilität?

Die in (Vennegeerts et al., 2018) identifizierten Fragestellungen 3 (Spannungshaltung und die Möglichkeit zur Blindleistungsbereitstellung) und 4 (Unsymmetrisches einphasiges Laden und Netzurückwirkungen) werden zwar aus Netzbetreiber-/ Versorgerperspektive als relevant betrachtet. Für die vorliegende Untersuchung zur Flexibilitätserbringung in Quartieren ergibt sich aufgrund des zu untersuchenden Umfelds (Stadtquartier) sowie der Definition von Flexibilität in WindNODE (Kondziella et al., 2018) jedoch ein Fokus auf die Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen sowie die Flexibilitätspotentiale in Bezug auf eine zeitliche Verschiebung der Wirkleistung beim Laden.

Vorüberlegungen zur Analyse

Elektrofahrzeuge des Individualverkehrs besitzen aufgrund des Fahrzeugkonzepts elektrische Energiespeicher, um unabhängig der Erzeugungs-/ Versorgungsinfrastruktur elektrisch angetriebene Mobilität zu ermöglichen. Kleinere Fahrzeuge wie Pedelecs sind heute bereits in höherer Stückzahl vorhanden, werden aber aufgrund der wesentlich kleineren Speicher bzw. Ladeleistungen in dieser Untersuchung nicht mit betrachtet.

Die Speichergröße bei Elektroautos ergibt sich aus den typischen Verbräuchen von ca. 11 bis 25 kWh/100 km (ADAC, 2018) sowie der angestrebten Reichweite, die bei gegenwärtigen Modellen zwischen 100 und 500 km pro Batterieladung liegt. Es ergeben sich entsprechende Batteriekapazitäten zwischen etwa 18 und 100 kWh pro Elektroauto. Die Leistungsfähigkeit der Ladeinfrastruktur variiert sehr stark und kann je nach Modell bzw. Stromanschluss von zwei bis mehrere hundert Kilowatt betragen.

Durch eine Steuerung der Ladeinfrastruktur, kann der zeitliche Verlauf der Ladeleistung (= Lastprofil) der Elektromobilität beeinflusst werden. Bei entsprechender technischer Ausstattung kann theoretisch auch vorhandene Energie aus dem Batteriespeicher über die Ladeinfrastruktur zurückgespeist werden. Um auf ein entsprechendes Signal zu reagieren, kann eine digitale Steuerungsvorrichtung (IKT z.B. in Form eines intelligenten Ladesteckers oder einer Wall-Box) genutzt werden. Diese Fahrzeuge stellen somit zusammen mit der Ladeinfrastruktur und entsprechender intelligenter Technik eine Flexibilitätsoption im Energiesystem dar.

Für die Nutzung der Fahrzeugbatterie als Speicher für den Antrieb des Fahrzeugs einerseits und andererseits als Flexibilitätsoption im Energiesystem ergeben sich konkurrierende Charakteristika:

- Für die Erbringung von Flexibilität wird ein Teil der Kapazität reserviert, der u.U. nicht für die Maximierung der Reichweite zur Verfügung steht.
- Die Erbringung von Flexibilität kann zu häufiger Ladung und Entladung zu Alterungseffekten der Batterie führen.
- Flexibilität kann nur bei Kontakt mit der Ladeinfrastruktur erbracht werden, während ein Fahrzeug zur Fortbewegung genutzt wird oder nicht mit der Ladevorrichtung verbunden ist, kann es keine Flexibilität erbringen.

Dementsprechend ist die Erbringung von Flexibilität aus Elektromobilität von spezifischen Bedingungen und Voraussetzungen abhängig. Trotzdem stellt die sie aufgrund der inhärenten Batteriespeicher eine interessante Flexibilitätsoption dar, da mit ihr potentiell hohe Leistungsspitzen abgefangen und dadurch Mehrwerte erzielt werden können.

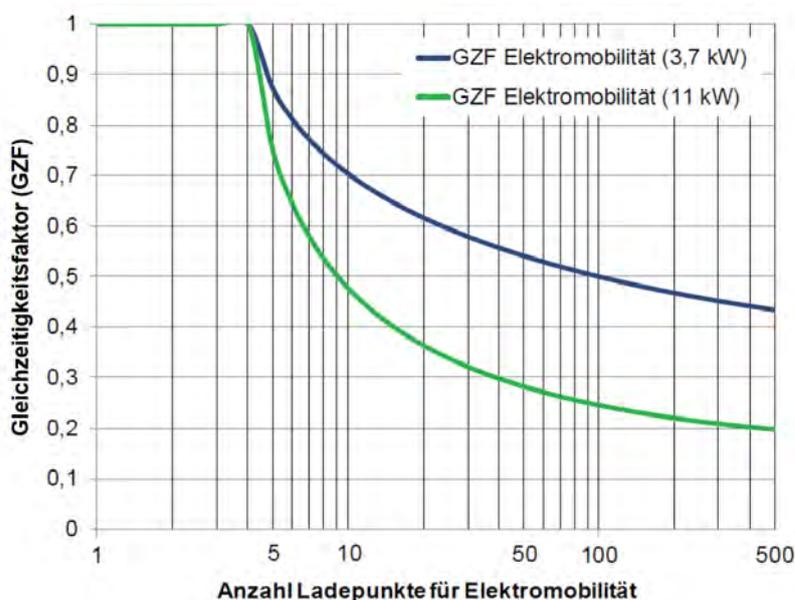
2 Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge in Stadtquartieren – Herausforderungen und Potentiale durch den Einsatz von IKT

2.1 Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen und Auswirkungen auf die Elektroinfrastruktur in Kundenanlagen sowie das lokalen Verteilnetz

Eine häufig diskutierte Herausforderung für den Ausbau der Elektromobilität ist die lokale Belastung der Netzelemente in den Verteilnetzen. Grund hierfür ist die angenommene Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge der Fahrzeuge. Es wird davon ausgegangen, dass die Fahrzeuge, bedingt durch die Tagesabläufe ihrer Nutzer, sehr ähnliche Nutzungsmuster haben. Damit überschneiden sich auch die Nutzungszeiten sowie die Ruhe-/ Ladezeiten deutlich. Es wird zudem vorausgesetzt, dass die Ladevorgänge für die Fahrzeuge typischerweise auf eine rasche Aufladung der Batterien abzielen, damit dem Benutzer möglichst schnell wieder die volle Reichweite zur Verfügung steht. Daraus folgt, dass die Ladung der Batterien der Fahrzeuge mit maximaler Leistung erfolgt und eine entsprechende Anschlussleistung an der Ladesäule sowie in der Ladetechnologie (Spannungsart/ -höhe, Stecker) verfügbar sein muss. Gleiches gilt für die Fahrzeuge, die ebenfalls über eine entsprechende Ladetechnologie und Akkumulator (Batterie) verfügen müssen. Verschiedene Technologietrends bei den elektrisch angetriebenen Fahrzeugen und bei der Ladeinfrastruktur haben hierauf einen starken Einfluss. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass die technischen Fähigkeiten der Fahrzeuge wie auch der Ladeinfrastruktur zu raschen Laden und zu hohen Ladeströmen zunehmen werden.

Der Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. empfiehlt dementsprechend in einem Hinweis, die Leitungen im Verteilnetz betroffener Gebiete auf die zu erwartende Höchstleistung in Abhängigkeit der Anzahl von Ladepunkten und der Ladeleistung auszulegen (siehe Abbildung 1) (VBEW, 2018).

Abbildung 1: Der Gleichzeitigkeitsfaktor für Ladeinfrastruktur im privaten (nichtöffentlichen) Raum für ungesteuertes Laden, Quelle (VBEW, 2018)



Aus dieser Planungsgrundlage ergibt sich, dass bis zu einer Anzahl von fünf Ladepunkten eine Gleichzeitigkeit von 1 anzusetzen ist. Bei mehr als fünf Ladepunkten fällt die Gleichzeitigkeit ab und sinkt mit zunehmender Ladeleistung schneller. Explizit wird jedoch darauf hingewiesen, dass jeder Einzelfall individuell zu prüfen ist (VBEW, 2018). Letztendlich muss die Infrastruktur garantieren, dass bei der höchsten zu erwartende Ladeleistung die Versorgungsqualität (Spannungsfall <3%) sowie die thermische Belastbarkeit der Leitungen nicht gefährdet wird. Eine entsprechende Auslegung von Leitungen auf diesen höchsten Lastfall hat wiederum zur Folge, dass die die Infrastruktur des Verteilnetzes für die normale Belastung, die den Großteil der Zeit anfällt, überdimensioniert ist. Dies verursacht hohe Kosten beim Ausbau des Verteilnetzes sowie im vorgelagerten Netz, da auch dort die entstehenden Lastspitzen abgefangen bzw. ausgeglichen werden müssen. Eine vergleichbare Situation ergibt sich bei einer lokal hohen Durchdringung von Elektromobilität in lokalen Verteilernetzen des Stromnetzes. Auch hier kann es zu kurzzeitiger Häufung und damit hoher Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge z.B. bei typischen Feierabendzeiten kommen, was zu einer hohen Belastung einzelner Elemente im Verteilernetz (Transformatoren, Leitungen) führen kann.

Ein Gegenmodell zu dem auf maximale Last ausgelegten Netz stellt das gesteuerte Laden bzw. das Lademanagement dar (siehe (Agsten, Schlegel, & Westermann, 2012)). Dabei wird die Ladeleistung aller Ladepunkte in Summe auf eine maximale Leistung begrenzt. Dies wird möglich, indem durch Digitalisierung der Netzkomponenten und der Ladetechnik (IKT) die Momentanleistung aller Ladepunkte erfasst und die Leistung an einzelnen oder mehrere Ladepunkten reduziert wird. Besonders vielversprechend ist der Einsatz solcher Technik in bestehender Elektroinfrastruktur, beispielsweise in Gebäuden oder Quartieren, um die Installation neuer Leitungen und Transformatoren zu vermeiden.

2.2 Flexibilitätsbeiträge für eine lokale Optimierung von Quartieren und externer Anwendungsbereiche von Flexibilität

Neben den dargestellten Motiven für eine Anpassung der Ladeleistung gibt es weitere Felder, zu denen eine flexible Ladeinfrastruktur Beiträge leisten kann. Dazu zählen z.B. lokale Bedarfe für Flexibilität oder eine Direktversorgung mit Strom sowie Flexibilitätsbedarfe im Stromnetz (Regelleistung/ Engpassmanagement) und im Strommarkt (Strombörse-Spotmarkt/ Bilanzkreismanagement/ ggf. zukünftige Vermarktungsmechanismen).

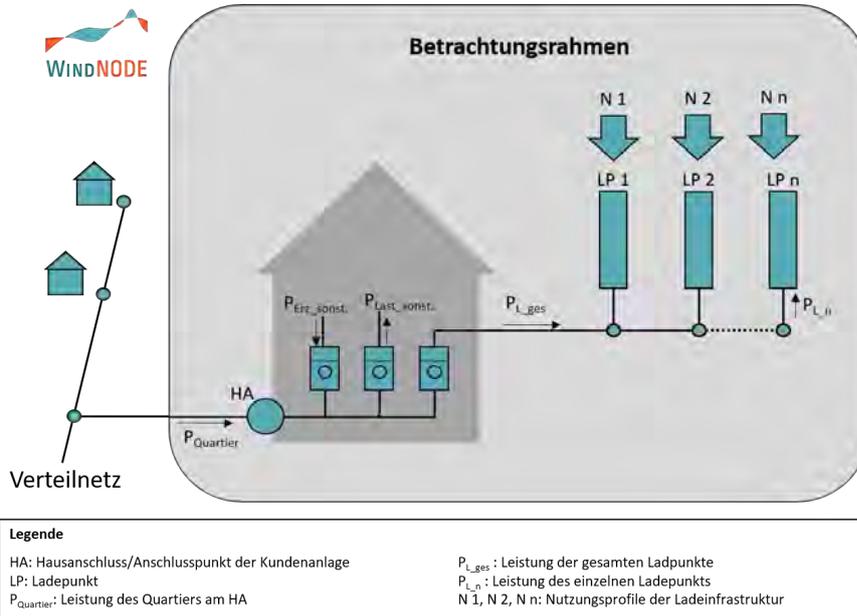
2.3 Einflussfaktoren für eine Anpassung von Ladeleistung in Quartieren

In Summe lassen sich die folgenden statischen und dynamischen Einflussfaktoren zusammenfassen, die für eine Anpassung der Ladeleistung bzw. ein Lademanagement von Bedeutung sind:

- Maximalleistung/Regelbarkeit der individuellen Ladepunkte
- Physische (elektrotechnische) Anbindung der Ladepunkte
- Elektrische Gesamtanbindung des Quartiers/Gebäudes und weitere quartiersinterne Einflüsse wie Eigenerzeugung (z.B. aus PV) und Verbrauch (Haushalte, Gewerbe etc.)
- Verfügbarkeit von Fahrzeugen an den Ladepunkten
- Externe Verbindlichkeiten gegenüber Energiemarktakteuren/Netzbetreibern (z.B. Schaltungsbezugnis von Netzbetreibern)
- Externe monetären Anreize (Energemarkt) für ein flexibles Verhalten

Abbildung 2: Vereinfachtes Modell zur Beschreibung von Einflussfaktoren auf die Ladeleistung

In Tabelle 1 werden die wesentlichen Einflussfaktoren von Seiten der technischen Infrastruktur, des



Energiesystems sowie der Nutzung zusammengefasst und charakterisiert.

Tabelle 1: Relevante Einflussfaktoren auf Ladeverhalten

	Einflussfaktor	Beschreibung	Charakteristik
Technologie und Infrastruktur	Technologie/ Ausstattung Ladepunkt/ E-Fahrzeug	Spezifische Technologie eines Ladepunktes	Limitiert die Ladeleistung am der jeweiligen Ladepunkt (statisch)
	Elektrische Anbindung der Ladepunkte	Stromleitung, durch die alle Ladepunkte versorgt werden	Limitiert die Ladeleistung gesamt (statisch)
	Elektrische Anbindung Quartier	Anbindung des Quartiers/ Gebäudes, die gemeinsam mit anderen Erzeugern und Lasten (Haushalten, PV-Anlagen etc.) genutzt wird	Limitiert die Ladeleistung (statisch) und hängt von weiteren Lasten/ Erzeugern ab (z.T. dynamisch mit hoher statischer Komponente)
Nutzung	Verfügbarkeit von Fahrzeugen an den Ladepunkten	Fahrzeuge, die nicht angesteckt sind oder bereits vollgeladen können ihre Ladeleistung nicht erhöhen	Limitiert die mögliche maximale Leistung aufgrund von Abwesenheit von Fahrzeugen oder bereits gefüllten Akkumulatoren (dynamisch)
	Bedarf an schnelle Verfügbarkeit des Fahrzeugs/ typische Standzeiten	Bedarf an (nahezu) voller Reichweite des Fahrzeugs	Limitiert die zeitliche Freiheit, in der die Ladung mit niedriger Leistung stattfinden kann
	Geforderter Zielladezustand	Anforderung an Ladezustand der Batterie (z.B. 85% 90% oder 95%)	Eingrenzung des Zielzustandes bei der nächsten erwarteten Nutzung
Energiesystem	Externe Verbindlichkeiten	Zusicherung von Schaltheit z.B. EnWG §14a	Schaltung nach Bedarf eines Dritten (dynamisch)
	Externe monetäre Anreize	Finanzielle Anreize zur Anpassung der Leistung, z.B. variable Stromtarife	Schaltung nach eigenem Interesse an günstiger Elektrizität (dynamisch)

3 Modellierung und Simulation einer Elektromobilitätsinfrastruktur in einem Quartier

3.1 Ziel der Modellierung und Beitrag zu aktuellen Fragestellungen

Ziel der Modellierung ist, die eingangs beschriebenen Fragestellungen (siehe Kap. 1) zu beantworten und durch eine Simulation unterschiedliche Ladestrategien für Elektromobilität in einem Quartier zu variieren und zu bewerten. Darüber hinaus werden die Ladeleistung, die Nutzungsprofile sowie die

Funktion des Lademanagements variiert. Daraus ergeben sich folgende Analysemöglichkeiten (siehe auch Tabelle 2):

- A) Für die Modellierung werden drei unterschiedliche Ladestrategien betrachtet, die folgendermaßen charakterisiert werden können:
- (1) Max. Ladegeschwindigkeit: Die Fahrzeuge werden mit maximaler Ladegeschwindigkeit auf 100% geladen, unabhängig vom lokalen/ globalen Energiedargebot.
 - (2) Lokalstrom/ Mieterstrom Optimierung (PV): Hier wird versucht, das Dargebot von einer lokalen PV-Anlage prognosebasiert möglichst gut für die Ladung der Fahrzeuge zu nutzen.
 - (3) Externe Flexibilitätsbereitstellung: Es wird versucht, auf externe Anreize (Energemarkt) zu reagieren und bei niedrigen Preisen die Ladeleistung zu maximieren sowie bei hohen Preisen die Ladeleistung zu reduzieren.
- B) Für alle Strategien werden charakteristische Leistungen von Ladepunkten (2,0 – 43 kW) abgebildet.
- C) Ein Lademanagement wird eingesetzt, um die Leitungsbelastung eines gemeinsamen Quartiersanschlusses zu begrenzen. Alle zuvor beschriebenen Varianten werden sowohl mit, als auch ohne Lademanagement dargestellt.
- D) Eine öffentliche Nutzung der Ladeinfrastruktur wird durch eine Anpassung der Nutzungsprofile an der Ladeinfrastruktur abgebildet (z.B. Laden tagsüber oder verstärkt nachts/abends).

Tabelle 2: Varianten und Variablen für das Lademanagement

Strategie	Ladeleistung in kW	Lastmanagement (Hausanschluss)	Nutzung der Ladeinfrastruktur
Max. Ladegeschwindigkeit	2,0	Ja Nein	Quartiersintern Öffentlich
Eigenverbrauchsoptimierung (Lokalstrom)	3,6		
	11		
Flexibilität für Energiemarkt	22		
	43		

In Bezug auf die in Kap. 1 formulierten Fragestellungen werden folgende Erkenntnisse erwartet:

- (1) **Welche Gleichzeitigkeitsfaktoren und welche zusätzliche Netzbelastung kann durch die Elektromobilität in Stadtquartieren erwartet werden? Welche Parameter/Voraussetzungen führen zu diesen Gleichzeitigkeitsfaktoren?**
Die Gleichzeitigkeitsfaktoren hängen von vielen Parametern ab, von denen die relevantesten in der Modellierung variiert werden. Es wird erwartet, dass der Zusammenhang der Abhängigkeiten durch die Variation der Parameter aus den Ergebnissen abgeleitet werden kann.
- (2) **Welche Ladetechnologien (Ladekurven, Ladeleistung etc.), Lademöglichkeiten (privat, öffentlich, halböffentlich) sind zu erwarten und wie wirken sich diese aus?**
Die verschiedenen Ladetechnologien werden im Hinblick auf Leistung, Lademanagement

abgebildet. Die Nutzungsprofile der Ladeinfrastruktur werden zwischen privat (also bewohnerbezogene Nutzung) und öffentlicher Nutzung (z.B. gewerbliche Fahrzeuge tagsüber) variiert.

(3) Welcher Netzausbaubedarf resultiert aus der zunehmenden Verbreitung von Elektromobilität?

Ein Indikator für die Auswirkungen auf die benötigte Netzkapazität ergibt sich aus den Leistungsprofilen, insbesondere der Spitzenleistung.

4 Modellierung in TRNSYS

Für die Simulation wird ein charakteristisches Modell für ein reales, repräsentatives Quartier mit der Software TRNSYS erstellt. TRNSYS (TRAnsient SYStems Simulation) ist ein Werkzeug zur Simulation von Anlagen und Gebäuden, das von der Universität von Wisconsin entwickelt wurde. Sein modularer Aufbau ermöglicht die Lösung von komplexen Optimierungsproblemen. Neben der Simulation von Solaranlagen hat sich das Programm vor allem im Bereich von Niedrigenergiehäusern, technischen Anlagen wie Lüftungsgeräten, Wärmepumpen, Kältemaschinen und Heizungen sowie bei Blockheizkraftwerken und Brennstoffzellen etabliert¹.

Folgende energetische Vorgänge, werden in der Modellierung abgebildet:

- Vorberechnungen/ Zeitreihen:
 - Wetterverlauf (1 Jahr): Temperatur, Einstrahlung, Wind, etc.
 - Nutzungsintensität E-Fahrzeuge (Anwesenheit von Fahrzeugen an Ladepunkten, Energieentnahme durch Fahrleistung)
 - Lokale Solarstromerzeugung
 - Schwankungen am Energiemarkt/ Abrufe von Flexibilität

- Dynamische Modellierung:
 - Ladeoptimierung entsprechend der drei grundlegenden Strategien (Max. Ladegeschwindigkeit, Lokalstrom/ Mieterstrom Optimierung, Externe Flexibilitätsbereitstellung für Energiemarkt)
 - Ladezustände der E-Fahrzeuge

4.1 Referenzzeitraum

Als Referenzzeitraum wird das Jahr 2025 angenommen. Für die Verläufe des Strompreises wird eine Jahresscheibe des Elektrizitäts-Spotmarktmodells der Universität Leipzig (Strommarktmodell IIRM) verwendet. Die Wetterdaten (zur Ermittlung von PV-Leistungsverläufen) orientieren sich an historischen Wetterdaten des Jahres 2010 der Station Potsdam. Das gleiche Wetterjahr liegt dem Strommarktmodell zugrunde, wodurch Auswirkungen von Wetter auf den Spotmarktpreis und die lokalen Betriebsbedingungen (Photovoltaik) berücksichtigt werden.

¹ Für weitere Informationen siehe die Seite des Anbieters unter: <http://www.trnsys.com>

4.2 Modellierung von Ladestrategien

In dem Modell werden verschiedene Ladestrategien für Elektrofahrzeuge nachvollzogen. Die Strategien und die Variation der entsprechenden Parameter werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

Maximale Ladegeschwindigkeit

Die Ladung von Akkumulatoren erfolgt üblicherweise mit dem Ziel, dass das Fahrzeug nach möglichst kurzer Zeit wieder über die volle Reichweite verfügt. Aus diesem Grund bieten die heute verbauten Lithium-Akkumulatoren eine hohe Leistungsaufnahme über weite Teile ihrer Ladekennlinie. Folglich wird eine Ladung der Fahrzeuge mit maximaler Ladeleistung angenommen.

Lokalstrom/ Mieterstrom Optimierung

Bei dieser Ladestrategie wird angestrebt, möglichst hohe Anteile der Energieerzeugung einer lokalen Erzeugungsanlage (z.B. Photovoltaik) für die Ladung der Fahrzeuge zu nutzen. Dabei werden beim Ladevorgang Restkapazitäten in den Batterien der Fahrzeuge für das Laden mit Solarstrom vorgehalten, eine Ladung auf 80% wird jedoch unabhängig der Erzeugungssituation gewährleistet.

Externe Flexibilitätsbereitstellung für Energiemarkt

Bei dieser Ladestrategie werden die Ladevorgänge entsprechend der Strompreisverläufe am Energiemarkt optimiert (Demand Side Management). Ähnlich wie bei der Optimierung für Mieterstrom werden 20% der Batteriekapazität für die Beladung mit günstigem Strom vorgehalten. Die Ladeleistung wird anhand des Strompreises zu Hochpreiszeiten reduziert und zu Zeiten mit niedrigen Preisen erhöht bzw. auf das technologische Maximum der Ladeinfrastruktur angehoben.

Variation der Ladeleistung und des Lademanagements

Für die zuvor beschriebenen Strategien wird die Leistung der Ladepunkte (Ladesäule, Wallbox, etc.) zwischen 2 kW und 43 kW variiert. Dabei wird die Leistung der Ladepunkte ungesteuert modelliert sowie in einer weiteren Variante auf einen Maximalwert reduziert.

4.3 Kenngrößen der Auswertung

Die Modelle werden nach folgenden Kenngrößen ausgewertet:

- Leistungsverlauf der Ladeinfrastruktur am Hausanschlusspunkt sowie daraus abgeleitet die:
 - Jahreshöchstlast
 - (ggf.) Verletzungen des zulässigen Leistungsbandes
 - Gleichzeitigkeitsfaktoren und deren Häufigkeitsverteilung für die Ladeinfrastruktur
 - Marktdienlichkeit anhand der Zustände (Preise) des Elektrizitäts-Spotmarktes (Grid support coefficients nach (Klein, Langner, Kalz, Herkel, & Henning, 2016))
 - Kostenersparnis bei der Energiebeschaffung am Elektrizitäts-Spotmarkt

- Verläufe der Füllstände der Batterien sowie daraus abgeleitet:
 - Weitere Flexibilitätspotentiale für multi-use-Anwendungen (z.B. Regelleistung)
 - Minimale Füllstände der Batterien und Häufigkeit (im Jahr) sowie die dadurch entstehenden Einschränkungen (Reichweite)

5 Ergebnisse und Auswertung der Simulation

5.1 Jahreshöchstlasten und Gleichzeitigkeitsfaktoren

Die Höchstlasten im untersuchten Jahr variieren stark je nach der Leistung der Ladepunkte, der Ladestrategie sowie des Lastmanagements. Es werden im Folgenden die zu erwartenden Lastspitzen (Maxima) im Verlauf eines Jahres, jeweils für einen 3-Minuten Mittelwert und einen 15-Minuten Mittelwert, dargestellt.

Die zu erwartenden Höchstlasten werden in Bezug zu einem Leistungswert von 90 kW gesetzt. Dieser Wert kann in dem untersuchten Quartier als maximales Leistungsband betrachtet werden, bei dem das Einhalten von Grenzwerten (Leitungsschutz, Spannungsfall, etc.) gewährleistet ist.

Ladestrategie: Maximale Ladegeschwindigkeit

Bei der Strategie „Maximale Ladegeschwindigkeit“ wird im untersuchten Quartier, im Falle kleiner Ladepunkte (2 kW, 3,6 kW), das zulässige Leistungsband von 90 kW nicht überschritten. Bei größeren Ladepunkten ab 11 kW kommen vor allem kurzzeitige Verletzungen dieses Leistungsbandes vor, wenn kein Lastmanagement aktiv ist. Bei Ladepunkten mit 22 kW und 43 kW kommen Verletzungen häufiger vor (Abbildung 3). Im 15-Minuten Mittelwert sind die Überschreitungen bei den 43 kW Ladepunkten eher seltener. Dies lässt sich mit kürzeren Ladedauern und damit kürzeren Überlappungen (im einstelligen Minutenwert) begründen.

Durch ein Lastmanagement (Abbildung 4) können die Jahresspitzen der Variante mit den Ladepunkten mit hohen Ladeleistungen (11 - 43 kW) auf unterhalb den maximal zulässigen Wert von 90 kW reduziert werden (Peakshaving).

Abbildung 3: Jahreshöchstlasten bei Strategie "Max. Ladeleistung" (ohne Lastmanagement)

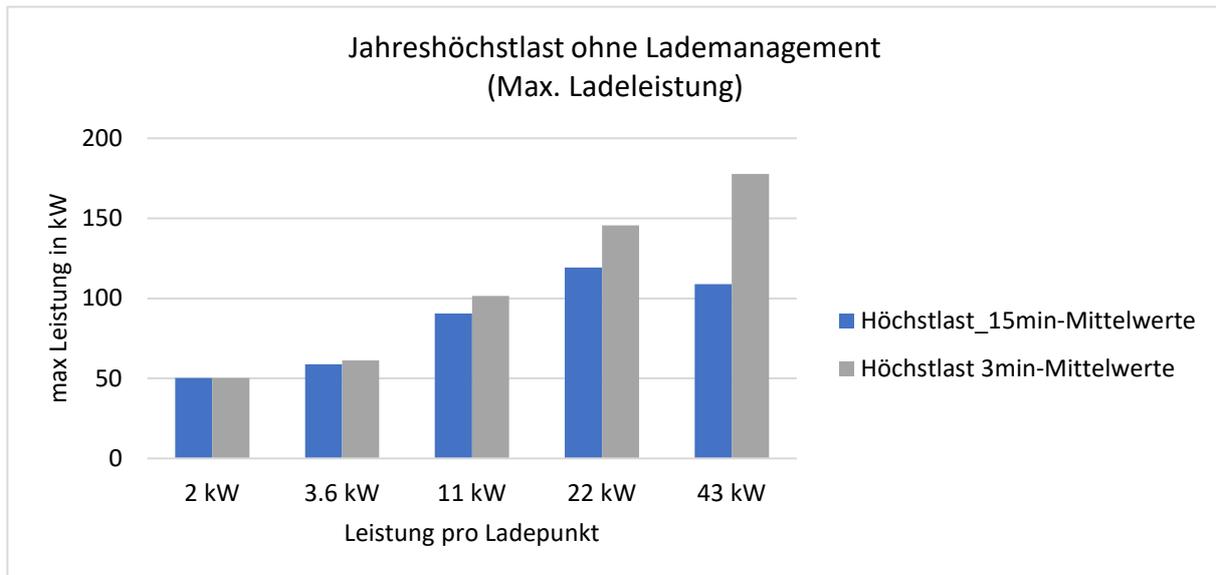
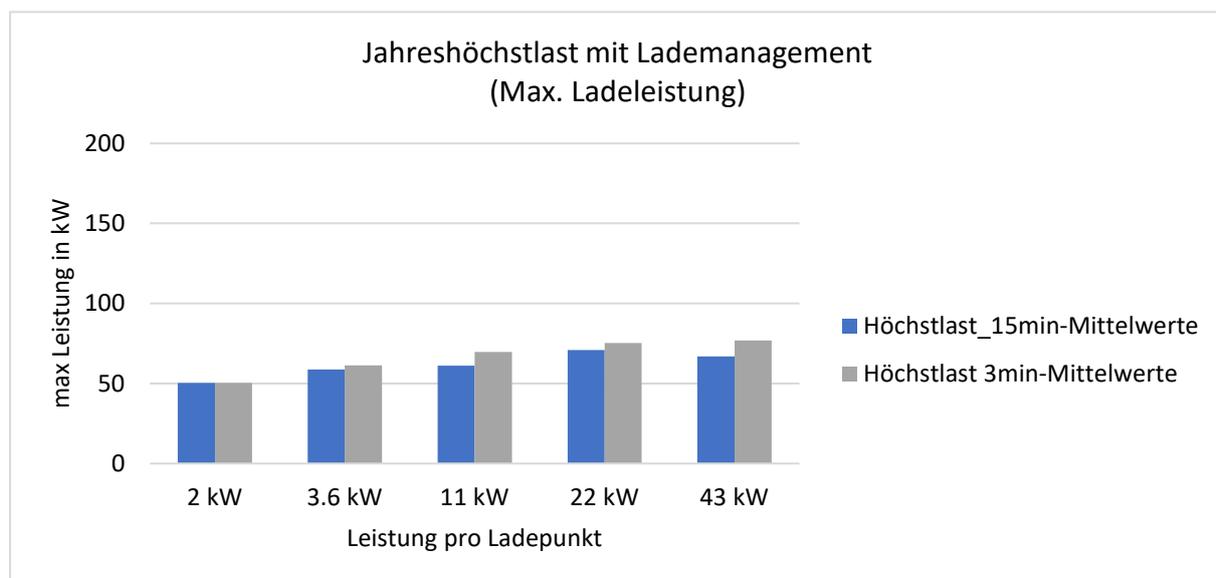


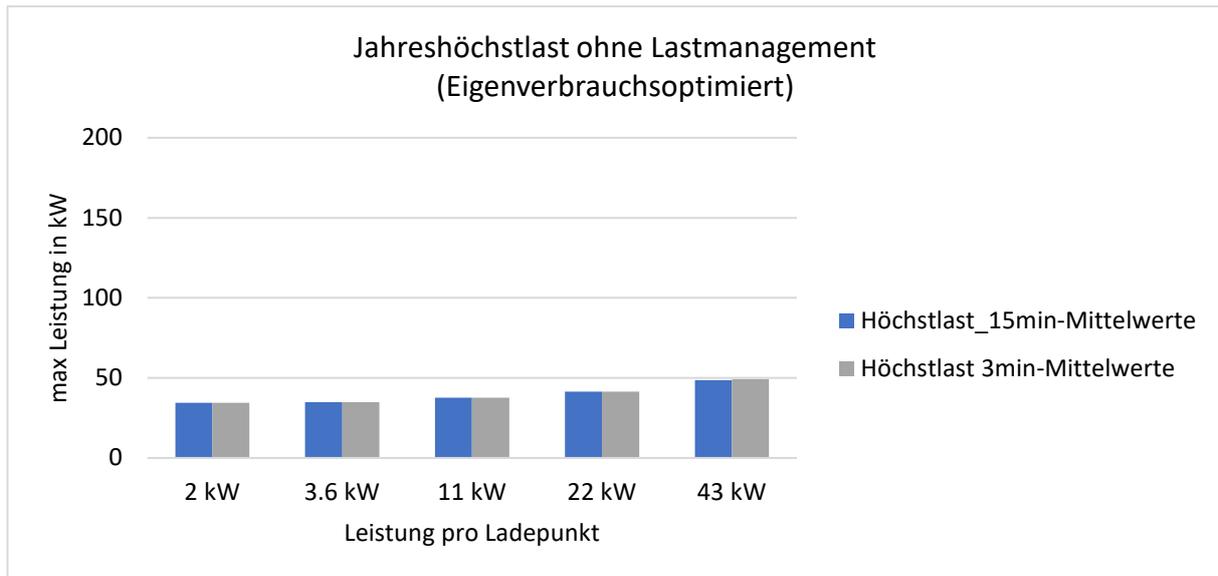
Abbildung 4: Jahreshöchstlasten bei Strategie "Max. Ladeleistung" (mit Lastmanagement)



Ladestrategie: Eigenverbrauchsoptimierung

Bei der Optimierung der Ladeleistung nach dem Eigenverbrauch ergibt sich ein flacherer Anstieg der Jahreshöchstleistung mit zunehmender Höchstleistung der Ladepunkte. Dies resultiert daraus, dass die Optimierung so gestaltet ist, dass die Leistung der Ladeinfrastruktur nur in voller Leistung verfügbar ist, wenn auch eine entsprechende Stromerzeugung durch Photovoltaik vorliegt. Somit kompensiert Ladeinfrastruktur gleichzeitig die Produktionsspitzen der Photovoltaik. Ein weiteres Lastmanagement zur Begrenzung der Spitzenlast ist in diesem Fall nicht notwendig.

Abbildung 5: Jahreshöchstlasten bei Strategie "Eigenverbrauchsoptimierung" ohne Lastmanagement



Ladestrategie: Flexibilität für den Energiemarkt

Sollen der Betrieb der Ladepunkte bzw. das Laden der Fahrzeuge einer Bereitstellung von Flexibilität für den Energiemarkt dienen, muss die Optimierung der Ladeleistung unter Einbeziehung des Strompreises erfolgen. Dies führt allerdings zu einer starken Orchestrierung aller Ladepunkte, womit eine Gleichzeitigkeit von 1 generiert wird, wenn keine Leistungsbegrenzung erfolgt. Diese Auswirkung auf die Jahreshöchstlast ist in Abbildung 6 dargestellt. Lastspitzen im hohen Leistungsbereich betreffen nicht mehr nur kurzzeitige „statistische“ Überschneidungen von wenigen Minuten. Stattdessen entstehen im Falle der 43 kW Ladeinfrastruktur Spitzenleistungen von 600 kW. Während aus der Sicht eines zunehmend fluktuierend versorgten Elektrizitätsmarktes solche Lastspitzen sinnvoll sein könnten, kann das lokale Verteilnetz bzw. die Kundenanlage solche Leistungsspitzen nicht abbilden. Abbildung 7 zeigt, wie durch den Einfluss des Lastmanagements die Ladeleistung reduziert werden kann, um den vorgegebenen Wert von 90 kW zu erreichen.

Abbildung 6: Jahreshöchstlast bei Strategie „Flexibilität für Energiemarkt“ mit Lastmanagement

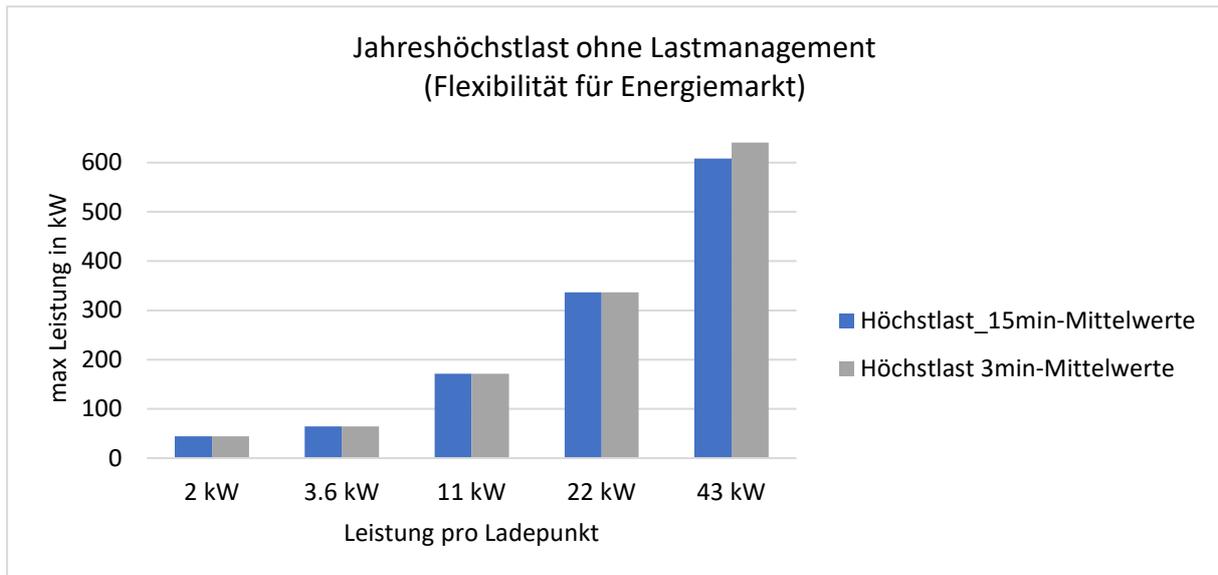
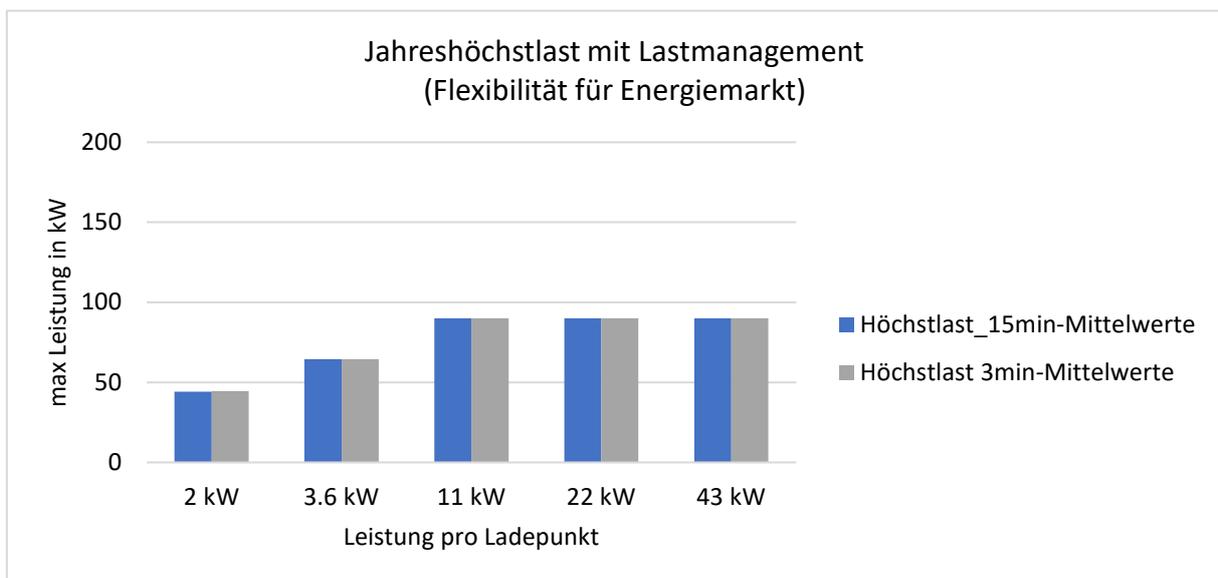


Abbildung 7: Jahreshöchstlast bei Strategie „Flexibilität für Energiemarkt“ mit Lastmanagement



Gleichzeitigkeitsfaktoren für die Ladestrategien in Abhängigkeit der Ladeleistung

In Abbildung 8 sind für 15 Ladepunkte die ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren für verschiedene Leistungen und Ladestrategien dargestellt. Deutlich zu erkennen ist, dass die zuvor beschriebenen Koordinierungseffekte eines variablen Marktanreizes zu hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren führen. Durch das Lastmanagement werden diese abhängig von der Ladepunktleistung auf ein Mindestmaß reduziert (siehe Abbildung 9). Dadurch wird die zur Verfügung stehende Leitungskapazität ausgenutzt aber nicht überlastet.

Abbildung 8: Maximale Gleichzeitigkeitsfaktoren bei der Ladeinfrastruktur ohne Lastmanagement

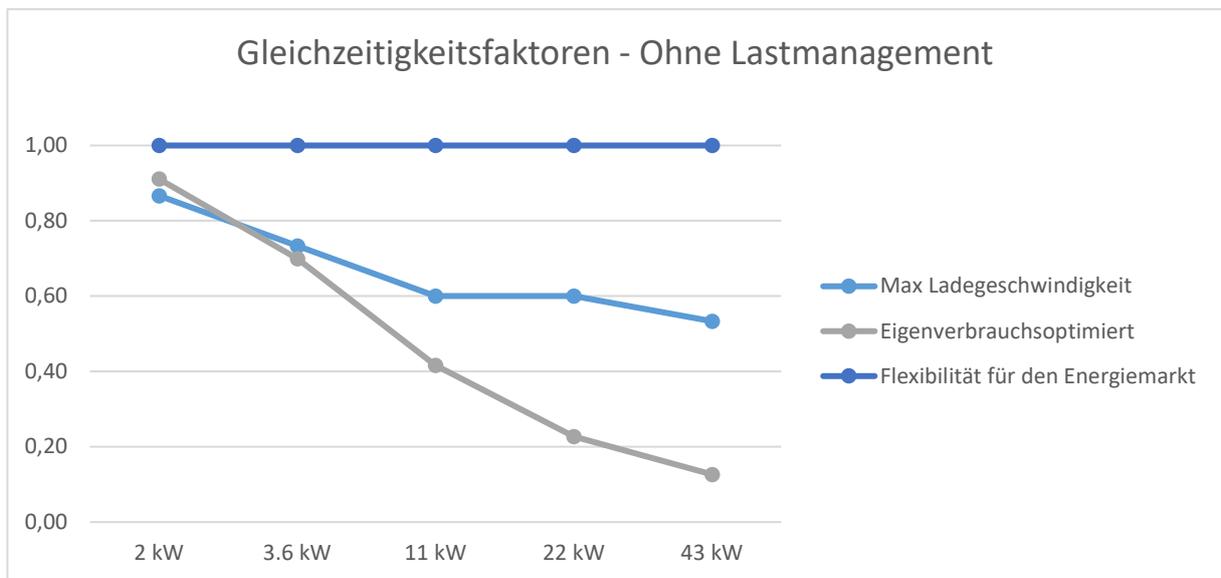
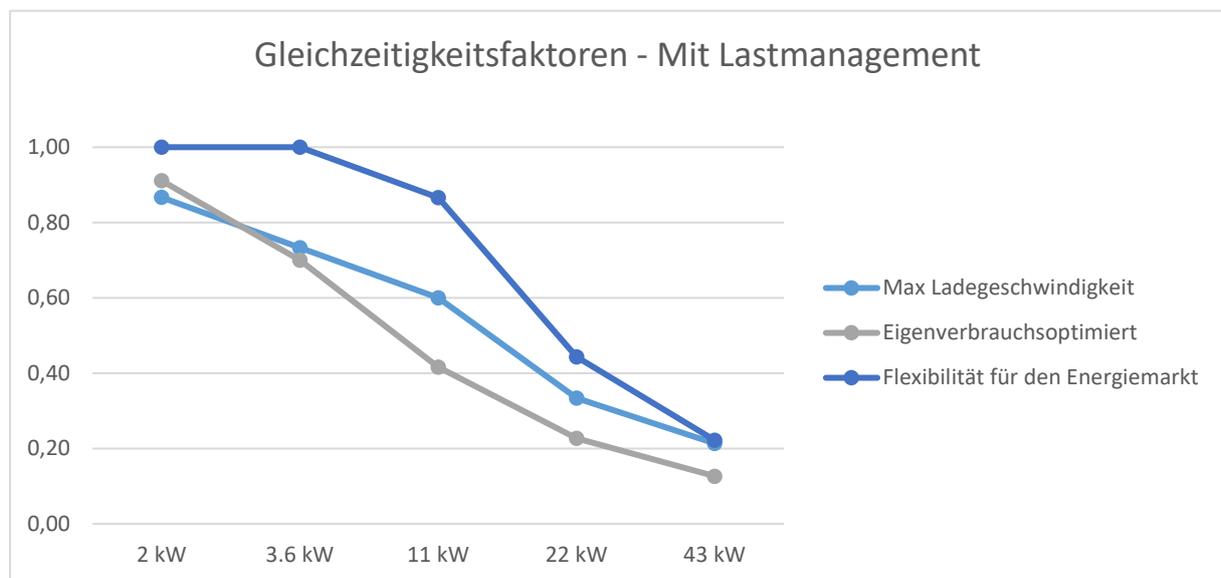


Abbildung 9: Maximale Gleichzeitigkeitsfaktoren bei der Ladeinfrastruktur mit Lastmanagement



5.2 Direktverbrauch aus PV-Erzeugung

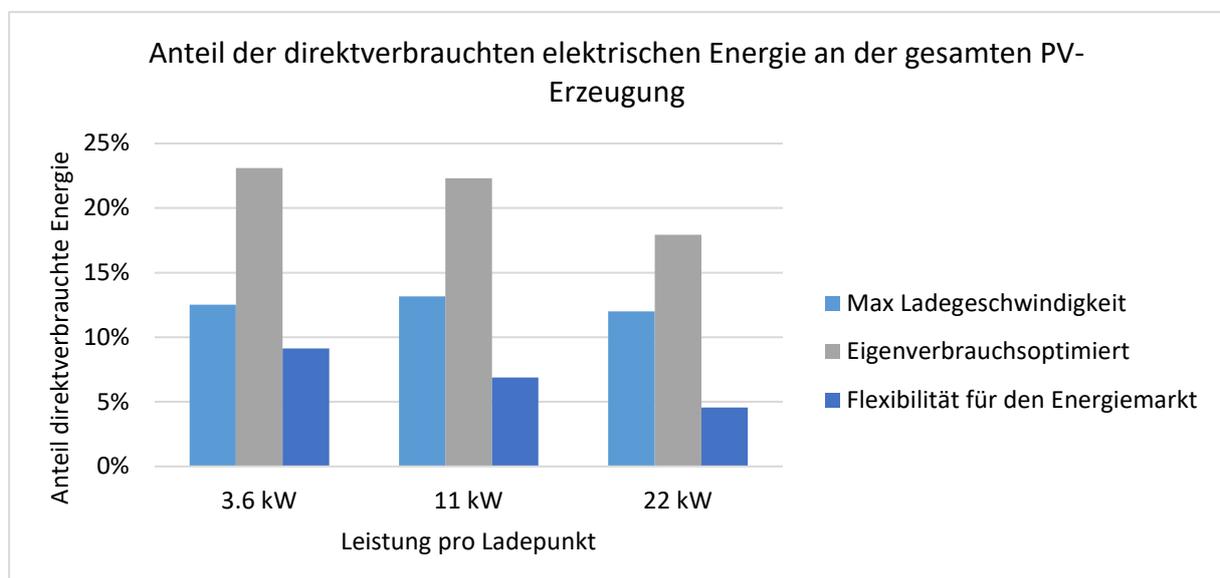
Der Strom einer lokalen Photovoltaikanlage kann für die Ladung von Elektrofahrzeugen direkt verwendet werden. Dies ist in vielen Fällen sowohl für Nutzer von E-Mobilität wie auch für einen Anlagenbetreiber ein attraktives Modell gegenüber der Volleinspeisung des erzeugten Stroms. Unabhängig vom Modell der Vermarktung, gleichen sich lokale Erzeugung und Verbrauch von Wirkleistung bilanziell aus, was die übertragenen Energiemengen am jeweiligen Anschlusspunkt reduziert.

Mit intelligenten Ladestrategien kann die Leistung der Ladeinfrastruktur an das Dargebot des PV-Stroms angepasst werden, außerdem kann ein Anteil der Akku-Kapazität für eine reine Ladung mit PV-Strom vorgehalten werden.

In Abbildung 10 ist für drei verschiedene Ladeleistungen (3,6 bis 22 kW) dargestellt, welche Anteile des photovoltaisch erzeugten Stroms direkt verbraucht werden können. Bei gezielter Optimierung und Vorhaltung von ca. 20% der Akkukapazitäten kann der Anteil des direktverbrauchten Stromes von ca. 13% auf über 23% gegenüber der Ladestrategie *Max Geschwindigkeit* erhöht werden (3,6 kW). Dieser Effekt nimmt mit steigender Leistung der Ladepunkte ab.

Die Erbringung von Flexibilität für den Energiemarkt spielt dem Direktverbrauch der Energie eher entgegen und die Anteile der direktverbrauchten Elektrizität reduzieren sich. Vermutlich sind günstige Preisfenster zu Nachtzeiten (keine PV-Erzeugung) dafür mitverantwortlich.

Abbildung 10: Anteile des PV-Stroms für die direkte Ladung der E-Fahrzeuge



5.3 Erbringung von Flexibilität für den Energiemarkt

Wie sich die verschiedenen Ladestrategien für Elektromobilität auf den Energiemarkt auswirken, kann anhand des Leistungsprofils der Ladeinfrastruktur vor dem Verlauf des Energiepreises am Sportmarkt für Strom bewertet werden. Hierfür wurde vom Fraunhofer ISE Institut der *Grid support coefficient* (GSC) entwickelt, der insbesondere für die Bewertung von Anlagen in Gebäuden, wie Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke, geeignet ist. Er kann jedoch auch genutzt werden, um Erzeugungs- und Lastverläufe vor dem Energiepreis oder der Residuallast zu bewerten (Klein et al., 2016). Dabei wird für jeden Zeitschritt bewertet, ob ein Verbrauch von Energie einer Stabilisierung des Marktpreises entspricht (Niedrigere Preise -> Höherer Verbrauch; Hohe Preise -> Niedriger Verbrauch).

Für das Modell wird ein fiktiver Preisverlauf des Spotmarkts im Jahr 2025 verwendet, den der Lehrstuhl für Energiemanagement und Nachhaltigkeit der Universität-Leipzig aus ihrem Modell IIRM im Rahmen von WindNODE zur Verfügung gestellt hat (Industrie 2025, Preispfad I).

Abbildung 11 zeigt, dass alle Ladestrategien über einen relativ guten GSC verfügen (<1). Dies deutet darauf hin, dass, selbst wenn die Ladung der Fahrzeuge ungesteuert erfolgt, die üblichen Ladezeiten (eher abends) bereits zu Zeiten günstiger Marktpreise liegen. Eine gezielte Optimierung hin zu günstigen Strompreisen kann den GSC von ca. 0,6 weiter auf 0,4 senken. Ein Lastmanagement, das die Überlastung der Leitungen begrenzt reduziert die Marktflexibilität über ein ganzes Jahr gesehen nur marginal (siehe Abbildung 12). Entsprechend des GSC können auch die Kosten reduziert werden, die für die Strombeschaffung der Ladeinfrastruktur aufgewendet werden müssen. Die hier untersuchte Optimierung würde die Beschaffungskosten von Elektrizität am Spotmarkt pro Fahrzeug um ca. 30% reduzieren.

Wie sich diese Modelle letztendlich für die Endkonsumenten (Fahrzeughalter) auswirken, hängt stark von der Tarifgestaltung des Betreibers der Ladeinfrastruktur sowie von regulierten Preisbestandteilen wie Netzentgelte und Steuern ab. Das derzeit starre Strompreisschema lässt, mit Ausnahme der Eigennutzung von regenerativ erzeugtem Strom, nur wenig Spielraum für zeit- bzw. lastvariable Stromtarife.

Abbildung 11: Grid support coefficient für die verschiedenen Ladestrategien und Ladeleistungen (ohne Lastmanagement)

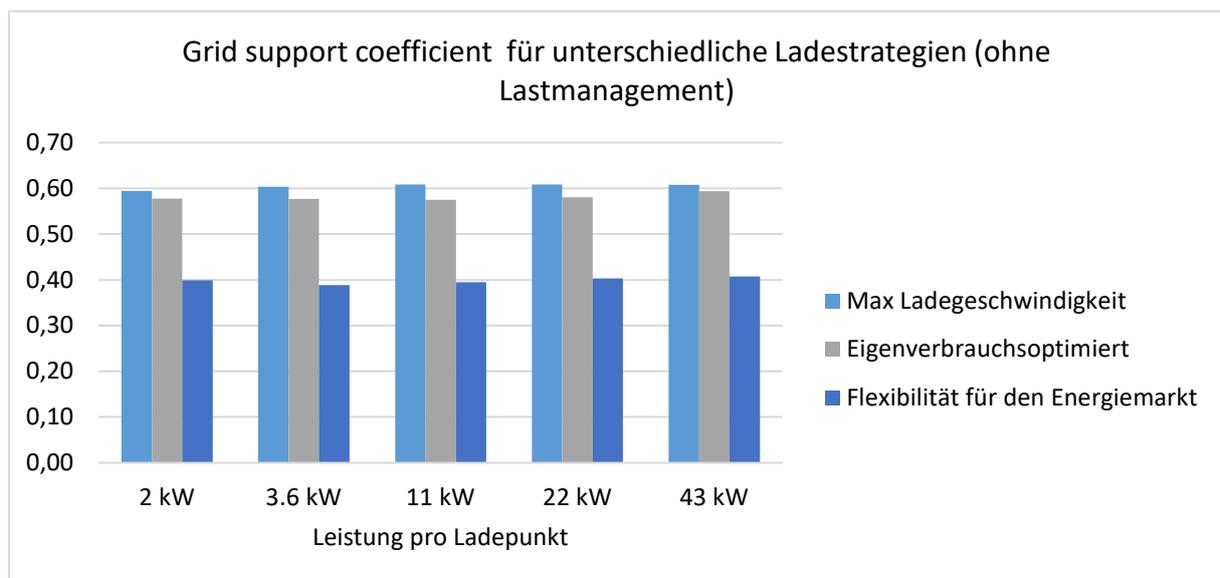
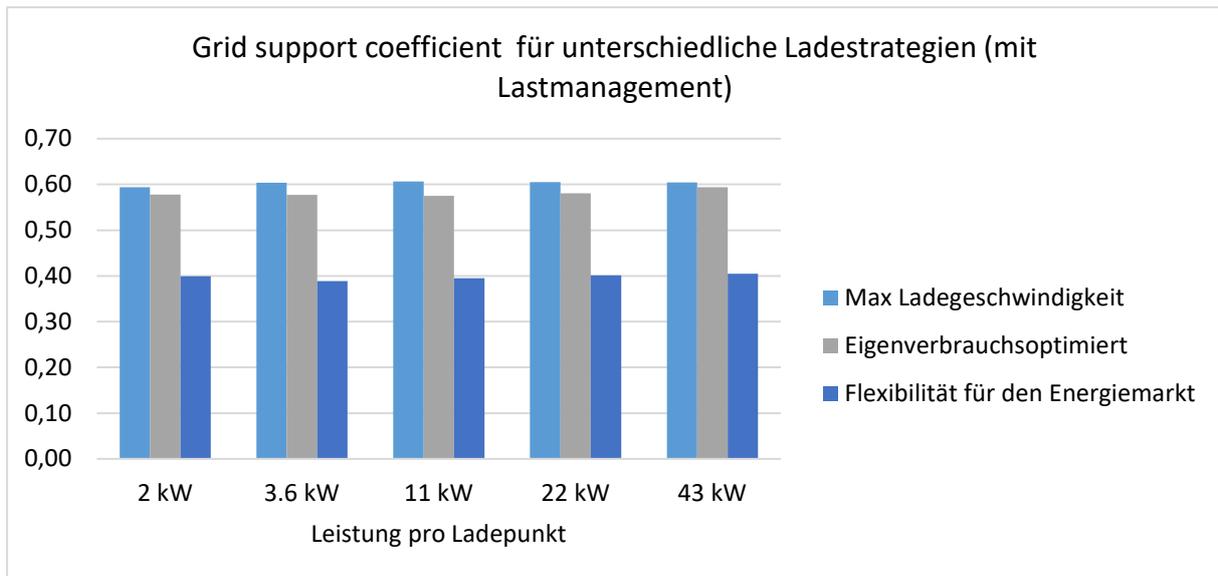


Abbildung 12: Grid support coefficient für die verschiedenen Ladestrategien und Ladeleistungen (mit Lastmanagement)



6 Schlussfolgerungen und Ausblick

Ziel der vorliegenden Analyse ist, die Flexibilitätspotentiale zu bewerten, die aus der steigenden Nutzung von Elektromobilität und der dazugehörigen Ladeinfrastruktur in Wohnquartieren entstehen. Dabei wird davon ausgegangen, dass Wohnquartiere, neben den Arbeitsstätten und dem öffentlichen Parkraum, zukünftig ein wichtiger Standort von Ladeinfrastruktur sein werden. Darauf aufbauend wurden in Kap. 1 Leitfragen für die Analyse formuliert, die sich auf die Gleichzeitigkeitsfaktoren, die Netzbelastung und den -ausbaubedarf, die Ladetechnologien sowie die Fähigkeit der Technik Flexibilität zur Verfügung zu stellen, beziehen.

Mit der Modellierung einer intelligenten Ladeinfrastruktur eines Beispielquartiers aus dem AP 8.2 von WindNODE konnte gezeigt werden, dass ein ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen (mit hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren) beim heutigen Stand der Lade- und Batterietechnik aufgrund von hoher Gleichzeitigkeit zu lokalen Engpässen im Verteilnetz führen kann. Mit der zunehmenden Verbreitung von Elektromobilität wird daher das Lastmanagement an Ladepunkten immer wichtiger. Dies gilt insbesondere, wenn die Zahl der Fahrzeuge sowie deren Ladeleistung, wie bisher der Trend, weiter ansteigt, damit eine Überlastung der existierenden Betriebsmittel sowohl in Kundenanlagen wie auch in vorgelagerten Verteilnetzen wirksam vermieden werden kann.

Dies kann durch ein aktives Energiemanagement in Quartieren erfolgen, das die Ladeleistung in einem Quartier zeitlich gestaffelt auf die Ladeinfrastruktur verteilt (gesteuertes Laden) und ggf. auch die Erzeugung lokaler Stromerzeuger (PV, BHKW) berücksichtigt und ggf. aneinander anpasst. Durch ein solches eigenverbrauchsoptimiertes Energiemanagement können sich weitere Erlösmöglichkeiten durch die Direktvermarktung von lokal erzeugter Elektrizität für den Anlagenbetreiber ergeben; gleichzeitig wirkt ein solches Management zur Eigenverbrauchsoptimierung auch glättend auf die Spitzenlasten, da Stromerzeugung und -verbrauch verstärkt gleichzeitig stattfinden.

Ein vorhandenes Energiemanagement kann aber auch für einen flexiblen Bezug von elektrischer Energie vom Energiemarkt und -netz genutzt werden. Die Verschiebung von Ladezeiten am Strompreis und somit indirekt am Dargebot von regenerativen Stromquellen unterstützt die

Marktintegration von Photovoltaik und Windenergie. Anhand der Verbesserung des Grid Support Coefficients von ca. 0,6 auf 0,4 konnte gezeigt werden, dass die Elektromobilität ein hohes Potential für Lastverschiebung (Demand Side Management) bietet. Dies ist jedoch nur möglich, wenn in der Praxis Preise und Abgaben bei Stromtarifen die Betreiber zu einem solchen Verhalten anregen. In Summe werden von der Elektromobilität Speicherpotenziale von 52 GWh im Jahr 2030 sowie 235 GWh im Jahr 2050 erwartet (Bauknecht et al., 2016), Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland haben derzeit etwa eine Kapazität von 37,5 GWh (Bundesverband Energiespeicher, 2016).

Technisch gesehen sind solche Lösungen heute bereits umsetzbar. Entsprechende Geschäftsmodelle werden sich erst etablieren, wenn preisliche Anreize für ein flexibles Verhalten (z.B. in Form variabler Preisbestandteile) bei Betreibern von Ladeinfrastruktur im Gebäudebereich verfügbar sind. Abgesehen von wenigen Formen der Eigennutzung von regenerativ erzeugtem Strom bietet der Markt derzeit kaum Möglichkeiten eine Nutzung der Flexibilität von Elektrofahrzeugen wirtschaftlich umzusetzen.

Inwiefern die Verschiebung der Ladezeiten sich auf den Ausbau von erneuerbaren Energien und damit auf die CO₂ Emissionen in der Stromversorgung auswirken, wird in einem weiteren Papier diskutiert.

Literatur

- ADAC. (2018). Test: Stromverbrauch von Elektroautos | ADAC. Abgerufen 14. Mai 2019, von <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/tests/elektromobilitaet/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/>
- Agsten, M., Schlegel, S., & Westermann, D. (2012). Einfluss Gesteuerten Ladens von Elektrofahrzeugen auf Verteilnetze bei volatiler Windeinspeisung. *at - Automatisierungstechnik*, 60(2), 92–101. <https://doi.org/10.1524/auto.2012.0975>
- Bauknecht, D., Heinemann, C., Koch, M., Ritter, D., Harthan, R., Sachs, A., ... Langanke, S. (2016). *Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen*. Freiburg | Darmstadt: Öko Institut e.V., Energynautics GmbH. Abgerufen von Öko Institut e.V., Energynautics GmbH website: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer_Vergleich_Flexibilitaetsoptionen.pdf
- Bundesverband Energiespeicher. (2016). *Fact sheet Speichertechnologien*. Bundesverband Energiespeicher (BVES). Abgerufen von Bundesverband Energiespeicher (BVES) website: https://www.bves.de/wp-content/uploads/2016/03/FactSheet_mechanisch_Pumpspeicher_PSW.pdf
- Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung Nationale Plattform Elektromobilität Nationale Plattform Elektromobilität (Hrsg.). (2014). *Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung*. München: acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V. Abgerufen von http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/fileadmin/user_upload/Redaktion/NPE_Fortschrittsbericht_2014_Barrierefrei.pdf

- Klein, K., Langner, R., Kalz, D., Herkel, S., & Henning, H.-M. (2016). Grid support coefficients for electricity-based heating and cooling and field data analysis of present-day installations in Germany. *Applied Energy*, 162, 853–867. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.107>
- Kondziella, H., Gaupner, S., Bruckner, T., Doderer, H., Schäfer-Stradowsky, S., Koch, C., ... Holst, J.-C. (2018). *Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem – Bestandsaufnahme und Herausforderungen*. Berlin: WindNODE Konsortium. Abgerufen von WindNODE Konsortium website: https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/PRP_Marktdesign__Regulierung_und_Gesamteffizienz_von_Flexibilit%C3%A4t_im_Stromsystem.pdf
- VBEW. (2018). *VBEW-Hinweis E-Mobilität Netzanschluss und Netzverträglichkeit von Ladeeinrichtungen*. München: Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. –VBEW. Abgerufen von Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. –VBEW website: https://www.lew-verteilnetz.de/media/8327/e-mobilityleitfaden_final.pdf
- Vennegeerts, H., Tran, J., Rudolph, F., & Pfeifer, P. (2018). *Metastudie Forschungsüberblick Netzingegration Elektromobilität*. Aachen: Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V.