

# BEITRAG DEZENTRALER ERZEUGUNGSEINHEITEN ZUM NACHHALTIGEN UND WIRTSCHAFTLICHEN BETRIEB VON ELEKTROFAHRZEUGFLOTTEN

Jan MUMMEL ,Timo STOCKLOSSA,  
Johannes Wilhelmus WIJTENBURG, Michael KURRAT

TU Braunschweig -  
Institut für Hochspannungstechnik und elektrische Energieanlagen - elenia,  
Schleinitzstraße 23 in 38106 Braunschweig, 0531 3919730,  
j.mummel@tu-braunschweig.de

## **Kurzfassung:**

Eine der zentralen Herausforderungen des 21. Jahrhunderts ist der Klimawandel und der daraus resultierende notwendige Klimaschutz. Mit dem am 12. Dezember 2015 verkündeten Abkommen der Klimakonferenz in Paris einigten sich alle 195 Teilnehmerstaaten auf das gemeinsame Ziel, ihre Treibhausgasemissionen nachhaltig zu reduzieren und die Erderwärmung auf weniger als zwei Grad zu beschränken. [UNFCCC 2015] Vereinbartes Ziel der Bundesrepublik Deutschland ist die Verringerung der Emissionen von Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>) bis 2020 um 40 % und bis 2050 um 80 bis 95 % verglichen mit dem Jahr 1990. Neben der Ablösung konventioneller Stromerzeugung durch erneuerbare Energien wird der Fokus auch auf nicht stromerzeugende Bereiche gelegt. [Bundesumweltministerium 2014] Der Verkehrssektor als Verursacher von über 14 % der gesamten Treibhausgasemissionen bietet ein Handlungsfeld zur Senkung klimaschädlicher Emissionen. Eine entscheidende Komponente bei der Reduzierung verkehrsbedingter Treibhausgasemissionen ist die Elektromobilität in gewerblichen Flotten. Mit knapp 60 % des Neuwagenmarktes bieten gewerblich genutzte Fahrzeuge ein hohes Potential zur Marktdurchdringung. Aufgrund der durchschnittlich kürzeren Nutzungsdauer im Vergleich zu privaten Pkw gehen gewerbliche Fahrzeuge schneller in den Gebrauchtwagenmarkt über. Dieser Effekt bietet somit die Möglichkeit einer schnellen Verbreitung der Mobilitätstechnologie im Markt. [Mennenga 2014] Elektrofahrzeugflotten bieten darüber hinaus, durch die Planbarkeit der Fahrten, ein hohes Potential zum Laden mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen. In den nächsten Jahren sind die Elektrofahrzeuge (BEV) in erster Linie als zusätzliche Last im Energieversorgungssystem anzusehen, welche Einfluss auf die Planung lokaler Infrastruktur hat. Dieser Beitrag stellt ein Modell zur Ermittlung bedarfsgerechter Lade- und Energieinfrastruktur vor. Das Modell ermöglicht die Kombination aus unterschiedlichen Erzeugungseinheiten, Unternehmens- sowie Fahrzeugflottenparametern, um individuelle Anwendungsfälle zu analysieren und zu bewerten. Die Bewertung erfolgt unter der Prämisse eines nachhaltigen und wirtschaftlichen Betriebs von Elektrofahrzeug(-flotten).

**Keywords:** Elektromobilität, Ladesteuerung, Elektrofahrzeugflotten, lokale erneuerbare Energien, bedarfsgerechte Lade- und Energieinfrastruktur

# 1 Forschungsansatz

## 1.1 Ziel des Forschungsvorhabens

Im Rahmen eines vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) geförderten Forschungsprojektes, Fleets Go Green, erfolgt eine ganzheitliche Analyse und Bewertung von Elektrofahrzeugflotten in der Alltagsnutzung am Beispiel eines Flottenbetreibers. Ein Schwerpunkt liegt dabei auf der Integration der Fahrzeuge in die bestehenden Energiesysteme. Die Auswirkungen verschiedener Ladestrategien zur Integration der Elektrofahrzeuge werden durch das elenia untersucht. Die entwickelten Strategien sollen mögliche Lastspitzen vermeiden sowie den Anteil erneuerbarer Energien am Ladestrom erhöhen. Auf Basis realer Fahr- und Ladedaten sowie prognostizierten Erzeugungsanlagen erfolgt eine Simulation verschiedener Ladestrategien im Kombination mit unterschiedlichen lokalen Erzeugungseinheiten. [Mennenga, et. al. 2015]

## 1.2 Untersuchungsgegenstand

Innerhalb dieses Beitrags wird ein Modell für bedarfsgerechte Lade- und Energieinfrastruktur vorgestellt, welche Bestandteil eines nachhaltigen und wirtschaftlichen Betrieb von Elektrofahrzeugflotten ist. Das Modell soll eine strategische Planung und operative Steuerung der Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen unterstützen. Unternehmen erhalten daraus eine fundierte Entscheidungsgrundlage für mögliche Investitionen in die Infrastruktur. Langfristig wird das System erweitert, sodass eine strategische Planung mit entscheidungsrelevanten Kosten und ökologischen Auswirkungen detailliert und über den gesamten Lebenszyklus abgebildet werden kann.

Das Modell gliedert sich in drei Module, die eine vielfältige Veränderung der Randbedingungen ermöglichen. Durch die Kombination von Unternehmenslastgängen, verschiedenen Erzeugungsparks sowie Fahrzeugflotten werden unterschiedliche Szenarien für individuelle Anwendungsfälle erstellt. Die Parameter setzen sich aus synthetischen und realen Profilen zusammen. In diesem Beitrag wird eine Fahrzeugflotte mit realen Fahrprofilen sowie eine Photovoltaik-Prognose mit realen Wetterdaten verwendet.

Der Szenarien Aufbau erfolgt innerhalb der vorgegebenen Toolkette über die schrittweise Definition der notwendigen Parameter. Der Ablauf ist in **Abbildung 1** dargestellt. Im ersten Schritt werden die Art und die wichtigsten Eigenschaften des betrachteten Unternehmens festgelegt. Diese umfassen beispielweise Branche, Mitarbeiteranzahl, elektrische und thermische Lastprofile. Weiterhin werden Erzeugungsanlagen erstellt, dimensioniert und in virtuelle lokale oder bilanzielle Kraftwerke zusammengefasst. Mit diesen Eingangsgrößen werden Last- und Erzeugungsprognosen für den Simulationszeitraum erzeugt. Zuletzt wird eine Fahrzeugflotte angelegt und den einzelnen Fahrzeugen Fahrprofile, Fahrzeiten sowie Fahrstrecken zugeordnet. Durch Kombination der erzeugten Datensätze wird ein Szenario erstellt, welches abschließend für den gesamten Betrachtungszeitraum simuliert wird.

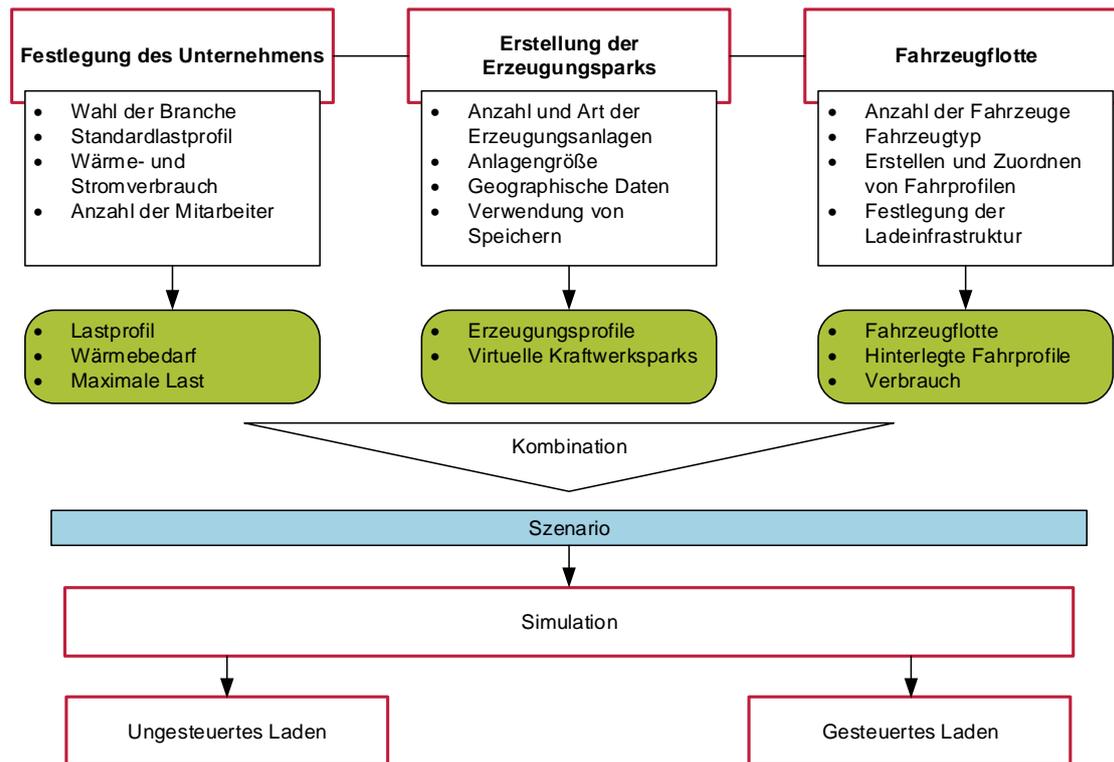


Abbildung 1: Ablaufdiagramm der Simulationsumgebung

## 2 Lademanagementsimulationen

Die erstellten Szenarien werden durch zwei unabhängige Module simuliert. Das erste Modul betrachtet einen energiekostenoptimierter Ansatz (gesteuertes Laden). Im zweiten Modul wird das ungesteuerte Laden simuliert.

### 2.1 Gesteuertes Laden

Die Simulation für das gesteuerte Laden ist in MATLAB® umgesetzt und für den Datenaustausch an eine Datenbank gekoppelt. Die Simulation dient der Sequenzierung der Elektrofahrzeuge und führt die Berechnungen der Ladefahrpläne aus. Im ersten Schritt werden die benötigten Informationen des betreffenden Szenarios (siehe Abbildung 1) von der Datenbank abgefragt. Neben den Unternehmens- und Erzeugungsdaten werden die Fahrzeugdaten ausgelesen. Die ermittelte Flotte des Standortes wird dann fahrzeugweise verarbeitet. Zu den bereits vorhandenen Standort-, Fahrzeug- und Erzeugungsdaten werden Informationen zur betrachteten Kostenstruktur benötigt. Der für das jeweilige Szenario verwendete Strompreis, die Stromgestehungskosten der einzelnen Anlagen sowie die Einspeisevergütungen sind standort- und anlagenspezifisch in der Datenbank hinterlegt. Um für spätere Anwendungen optional die Teilnahme am Strommarkt simulieren zu können, sind Strompreis und Einspeisevergütungen als Zeitreihen ausgeführt. Die unterschiedlichen Stromgestehungskosten und die Einspeisevergütung verschiedener lokaler Erzeugungsanlagen erfordern die Aufteilung der prognostizierten Erzeugungszeitreihen. Somit werden bei der maximalen Anzahl von drei verschiedenen Erzeugungsanlagen drei verschiedene Zeitreihen verwendet.

Der Ladealgorithmus besteht aus mehreren Teilfunktionen, die verschiedene Aufgaben im Programmablauf erfüllen. Das Ablaufdiagramm ist in **Abbildung 2** dargestellt. Der Nutzer wählt zunächst das Szenario für einen spezifischen Standort aus. Im Folgeschritt werden alle mit dieser Auswahl verknüpften Daten aus der Datenbank gelesen. Wesentliche Informationen zu den hinterlegten Daten werden in der Oberfläche dargestellt. Anschließend erfolgt die Datenverarbeitung. Vor der Ausführung der Optimierung wird das Gesamtproblem in kleinere Teilprobleme aufgeteilt. Das erarbeitete Modell wird in ein lineares Programm umgesetzt, das ein Modul des Lademanagementsystems darstellt. Für die generierten Teilprobleme werden jeweils die Zielfunktion und das Restriktionssystem aufgestellt. Das lineare Problem wird im Anschluss vom Solver gelöst. Die Lösung eines Teilproblems besteht aus dem Lösungsvektor der Optimierungsvariablen, der im Anschluss in die verschiedenen Bestandteile aufgeteilt wird. Zwischenergebnisse, die für die weitere Berechnung benötigt werden, werden nach diesem Schritt auf der Datenbank zur Verfügung gestellt.

Die Teilprobleme werden sequentiell in einer Schleife gelöst. Am Ende jeder Sequenz wird die ermittelte Lösung in die Gesamtlösung integriert. Diese beinhaltet für jeden Zeitschritt den Ladefahrplan sowie die weiteren gesuchten Variablen wie die Aufteilung der lokal erzeugten Leistung in Eigenverbrauch und Einspeisung in das Netz. Ist ein lokaler Speicher im Szenario vorhanden, ist auch der Speicherfahrplan Teil der Lösung. Aus der Lösung des Problems und den Eingangsdaten werden zuletzt die Kennwerte berechnet und dargestellt.

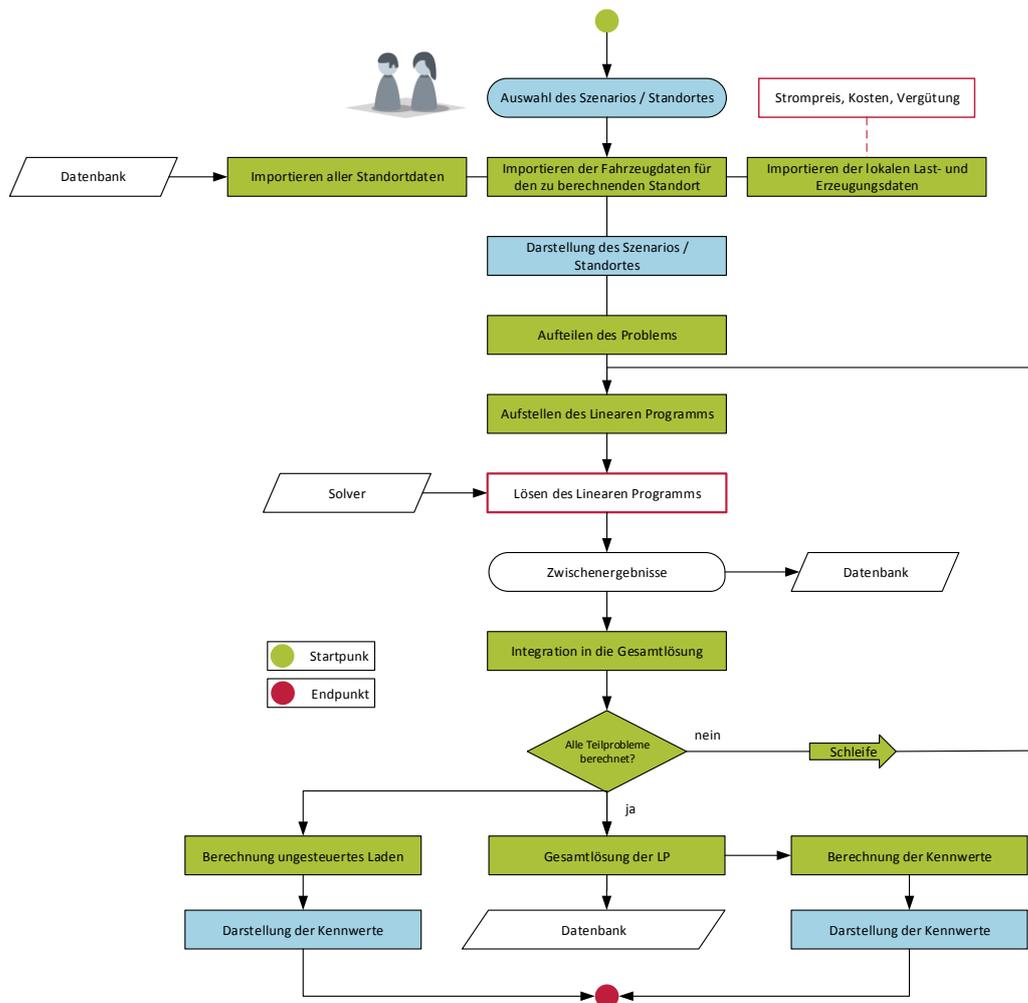


Abbildung 2: Ablaufdiagramm des kostenoptimierten Ladeplan-Tools

Die Anzahl der maximal nötigen Iterationen zur Lösung der linearen Programmierung steigt im verwendeten Simplex Algorithmus exponentiell mit der Anzahl der Optimierungsvariablen [Papageorgiou et al. 2012, S. 145]. Dies kann zu einem umfangreichen Optimierungsproblem und einem wesentlichen Anstieg der benötigten Rechenkapazität führen. Da der Algorithmus sowohl für kurze Zeiträume von einem bis zwei Tagen im realen Versuch als auch für lange Zeiträume von einem Jahr in der Simulation Anwendung findet, wird das Optimierungsproblem, wie oben beschrieben, aufgeteilt. Das Problem wird nur für einen kurzen Zeitraum aufgestellt, um möglichst dynamisch auf die Anforderungen der Fahrzeuge zu reagieren. Dieser ist definiert durch die Anschluss- und Abfahrtszeiten der Fahrzeuge. Der Optimierung vorhergehend wird überprüft, zu welcher Zeit Fahrzeuge am Standort vorhanden sind. Anschließend wird das Gesamtproblem wie in **Abbildung 3** aufgeteilt und nacheinander die Teilprobleme gelöst. Somit wird der Rechenaufwand für lange Betrachtungshorizonte signifikant gesenkt.

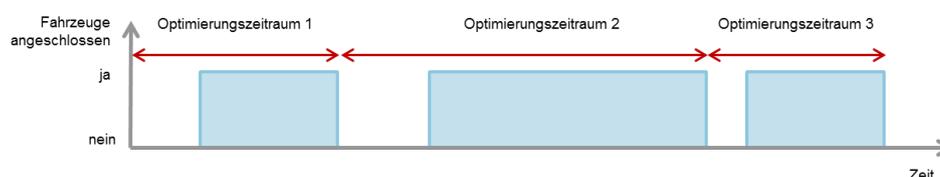


Abbildung 3: Aufteilung des Optimierungsproblems

## 2.2 Ungesteuertes Laden

Beim ungesteuerten Laden findet kein Eingriff des Lademanagementsystems statt. Die Ladekurve ist somit vom Nutzerverhalten, vom Fahrzeugmodell sowie von der Ladeinfrastruktur abhängig. Nach dem das Fahrzeug an die Ladestation angeschlossen wurde, startet der Ladevorgang. Die Ladung wird beendet, sobald das Fahrzeug vollständig geladen ist oder eine Unterbrechung durch den Nutzer stattfindet. Die Berechnung des ungesteuerten Ladens erfolgt auf Grundlage der gleichen Eingangsdaten und wird nach Abschluss des Optimierungsalgorithmus durchgeführt.

## 3 Betrachtung eines beispielhaften Anwendungsfalls

Die Festlegung eines Szenarios umfasst die Definition einer konventionellen Last, einer lokalen Erzeugung und einer Fahrzeugflotte mit zugeordneten Fahrten für ein Jahr. Außerdem wird die Kostenstruktur festgelegt.

In diesem Anwendungsbeispiel werden für ein Unternehmen Szenarien verglichen, die verschiedene Konstellationen von lokalen erneuerbaren Erzeugungseinheiten betrachten. Referenzunternehmen ist ein allgemeiner Gewerbekunde (G0 Profil) mit einem Jahresenergieverbrauch von 90.000 kWh. Der betrachtete Anwendungsfall bezieht sich auf eine Elektrofahrzeugflotte, die im innerstädtischen Verkehr als Kurzstreckenfahrzeuge eingesetzt werden. Die Fahrzeugflotte und das Referenzunternehmen bleiben in allen Szenarien gleich. Für die Konfiguration stehen reale Fahrdaten aus dem Projekt *Fleets Go Green* zur Verfügung. Insgesamt werden fünf Fahrzeuge betrachtet. Drei Fahrzeuge können dabei mit bis zu 22 kW AC geladen werden. Bei den anderen beiden Fahrzeugen ist die Ladeleistung auf 3,7 kW AC begrenzt. Für die Ladeinfrastruktur werden daher AC Ladepunkte angenommen.

Die Parameter der Erzeugungsanlage werden variiert, um den Einfluss auf die Simulationsergebnisse zu bestimmen. In zwei Szenarien wird zusätzlich der Unternehmenslastgang, als zusätzliche Last, bei der Ladefahrplansimulation berücksichtigt. Bei gekoppeltem Unternehmenslastgang steht die erzeugte Energie dem Unternehmen sowie der Fahrzeugflotte zur Verfügung. **Tabelle 1** zeigt die betrachteten Szenarien. In diesem Anwendungsfall werden ausschließlich Photovoltaik Anlagen (PV- Anlagen) betrachtet.

**Tabelle 1: Simulationsszenarien**

	PV Anlage	Kopplung Unternehmenslastgang
<b>Szenario 1</b>	10 kWp	Nein
<b>Szenario 2</b>	20 kWp	Nein
<b>Szenario 3</b>	40 kWp	Nein
<b>Szenario 4</b>	10 kWp	Ja
<b>Szenario 5</b>	40 kWp	Ja

Die Kostenstruktur der Szenarien wird durch die Wahl der Stromgestehungskosten, der Einspeisungsvergütung und des Stromtarifs für Netzbezug definiert. Die PV Anlagen werden mit Stromgestehungskosten von 7,7 ct/kWh mit Eigenverbrauchsaufschlag 9,88 Ct/kWh sowie einer Einspeisungsvergütung von 8,53 ct/kWh berücksichtigt. Der Stromtarif (Netzstrombezugskosten) wird mit 17,1 ct/kWh angenommen. Da es sich bei diesem Anwendungsfall um ein Gewerbe handelt, wird die Mehrwertsteuer nicht berücksichtigt. Die gewählte Kostenstruktur ist in **Tabelle 2** gebildet.

**Tabelle 2: Kostenstruktur**

	Kosten in ct/kWh
<b>Stromgestehungskosten</b>	7,7
<b>Eigenverbrauchsauflschlag</b>	2,18
<b>Einspeisungsvergütung</b>	8,53
<b>Stromtarif (Netzstrombezugskosten)</b>	17,1

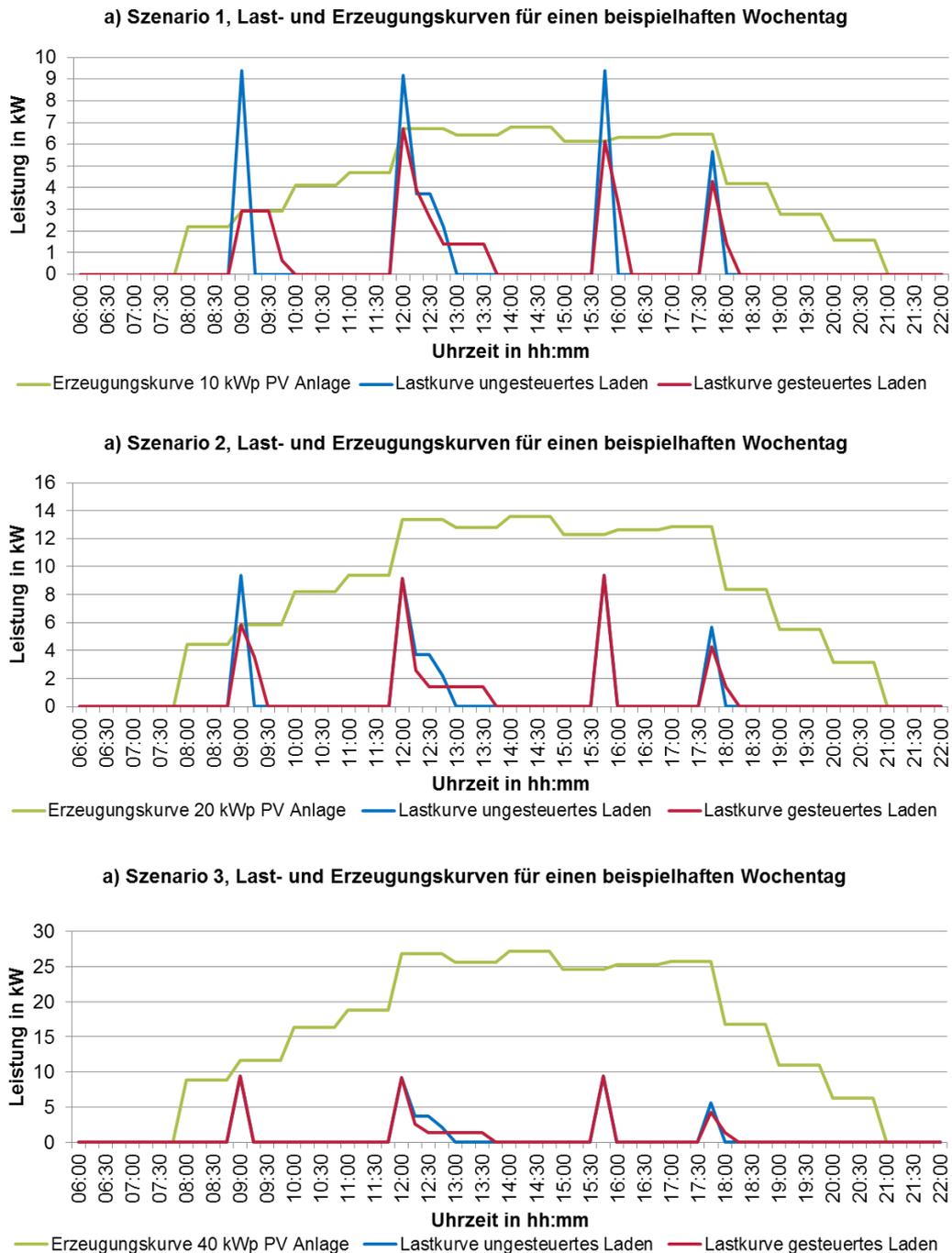
### 3.1 Definition Bewertungsparameter

Die Szenarien werden hinsichtlich der Kostenersparnis, der Reduzierung der Treibhausgasemissionen sowie der Mobilitätserfüllung verglichen. In den beschriebenen Anwendungsfällen beziehen sich die Kosten auf die variablen Stromkosten, die für das Laden der Elektrofahrzeuge in einem betrachteten Jahr entstehen. Aus ökologischer Sicht bilden der Energiedeckungsbeitrag (Anteil der lokalen Erzeugung am Ladestrom) sowie der Eigenverbrauch der Anlage (Anteil des unternehmensinternen Verbrauchs an der dezentral erzeugten Energiemenge) die Bewertungskriterien ab. Die Mobilitätserfüllung gibt an, wie oft der gewünschte State of Charge (SOC) der Batterie erreicht wurde. In den betrachteten Anwendungsfall ist dieser auf 100 % definiert.

### 3.2 Auswertung der analysierten Szenarien

In den Szenarien ohne Lastgangkopplung bewirkt das gesteuerte Laden eine größere CO<sub>2</sub> Einsparung gegenüber dem ungesteuerten Laden. Bei der kleinsten PV Anlage (10 kWp) ist im Fall des gesteuerten Ladens der Deckungsgrad mit knapp 48 % fast doppelt so hoch wie im ungesteuerten Fall. Zwar steigt der Deckungsgrad bei den größeren Anlagen noch an, allerdings wird die Differenz zwischen ungesteuertem und gesteuertem Laden kleiner. Dieses ist darauf zurückzuführen, dass die größeren Anlagen eine höhere Erzeugungslleistung zur Verfügung stellen, welches auch beim ungesteuerten Laden genutzt werden kann. **Abbildung 4** zeigt einen beispielhaften Verlauf der Last- und Erzeugungskurven für die Ladesimulation im ungesteuerten und gesteuerten Fall an einem Sommertag. Dabei steht die komplette Erzeugung für die Ladung der Elektrofahrzeugflotte zur Verfügung. In diesen ist zu erkennen, dass im Fall des gesteuerten Ladens ein Energiedeckungsbeitrag in Höhe von 100 % bei allen drei Anlagen besteht. Die 10 kWp Anlage weist den größten Eigenverbrauchsanteil auf. Bei den beiden größeren Anlagen ist zu erkennen, dass der Eigenverbrauchsanteil wesentlich kleiner ist. Bei alleiniger Betrachtung der Flotte sind die 20 kWp und 40 kWp Anlagen überdimensioniert. Im Fall des ungesteuerten Ladens kann nur bei der

40 kWp ein 100 % Energiedeckungsbeitrag erzielt. Insbesondere bei der 10 kWp Anlage übersteigen die Ladekurven die Eigenerzeugung.



**Abbildung 4: Energiedeckungsbeitrag beim ungesteuerten und gesteuerten Laden von Elektrofahrzeugen**

Mit steigender Leistung der Anlagen sinkt der Eigenverbrauchsanteil über das ganze Jahr. Während dieser bei einer 10 kWp Anlage beim gesteuerten Laden noch bei ca. 15 % liegt, befindet sich dieser bei einer 40 kWp Anlage unter 5 %.

Bezüglich der Mobilitätserfüllung ist festzuhalten, dass in beiden Fällen eine sehr hohe Verfügbarkeit der Fahrzeuge besteht. Diese kann noch erhöht werden, wenn nicht vor jeder Fahrt ein SOC von 100 % vorausgesetzt wird. Die Verfügbarkeit der Fahrzeuge kann sich weiterhin verändern, wenn eine (vereinbarte oder technisch bedingte Spitzenlast) Leistungs-

spitze berücksichtigt wird. Für das gewählte Anwendungsbeispiel ist dieses aber nicht berücksichtigt. Die **Tabelle 3** fasst die Ergebnisse der Simulationen zusammen.

**Tabelle 3: Simulationsergebnisse PV Anlagen 10, 20, 40 kWp ohne Unternehmenskopplung**

	Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3	
	ungesteuert	gesteuert	ungesteuert	gesteuert	ungesteuert	gesteuert
<b>Ladeansatz</b>						
<b>PV Anlage in kWp</b>	10	10	20	20	40	40
<b>Verbrauch BEV (kWh)</b>	2862,38	2844,69	2856,23	2834,29	2849,37	2826,88
<b>Einsparung CO<sub>2</sub> (kg)</b>	433,77	841,19	649,98	954,85	846,74	1027,8
<b>Deckungsbeitrag</b>	24,56%	47,93%	36,88%	54,60%	48,16%	58,93%
<b>Eigenstromverbrauch</b>	7,86%	15,23%	5,89%	8,65%	3,83%	4,65%
<b>Mobilitäts-erfüllung</b>	97,98%	97,69%	98,27%	97,69%	98,26%	97,68%

Die Kostendifferenz beim gesteuerten und ungesteuerten Laden ist bei der kleinen Anlage am größten. Bei größeren Anlagen verringert die fallende Eigenverbrauchsquote die Differenz der Kosten, da die Eigenverbrauchsquoten annähernd gleich sind. Je mehr erzeugte Energie eingespeist wird, desto geringer werden die Gesamtkosten. Dieses ist darauf zurückzuführen, dass die Einspeisevergütung bei diesen Anlagen größer ist, als die Stromgestehungskosten. Die großen Einspeisemengen reduzieren zwar die Gesamtkosten, sinnvoller ist es allerdings den Eigenverbrauch zu erhöhen, da in diesem Fall das Kosteneinsparpotential größer ist. Die Aufteilung der Kosten der betrachteten Simulationsszenarien ist in **Tabelle 4** dargestellt.

**Tabelle 4: Kosten der Simulationsszenarien PV Anlagen 10, 20, 40 kWp ohne Unternehmenskopplung**

	Szenario 1		Szenario 2		Szenario 3	
	ungesteuert	gesteuert	ungesteuert	gesteuert	ungesteuert	gesteuert
<b>Ladeansatz</b>						
<b>Stromgestehungskosten</b>	54,06 €	104,85 €	104,01 €	152,80 €	135,50 €	164,49 €
<b>Netzstrombezugskosten</b>	369,69 €	253,59 €	308,65 €	220,29 €	252,88 €	198,76 €
<b>Vergütung PV-Einspeisung</b>	69,27 €	63,73 €	141,49 €	137,34 €	289,18 €	286,72 €
<b>Gesamtkosten</b>	354,48 €	294,71 €	271,17 €	235,75 €	99,20 €	76,54 €

Bei der Kopplung mit dem oben genannten Unternehmenslastgang würde der Eigenverbrauch bei einer 10 kWp Anlage bei beiden Ladestrategien auf 99,5 % steigen. Das gesteuerte Laden würde so keine Auswirkungen gegenüber dem ungesteuerten Laden erzielen. Der Energiedeckungsbeitrag der Fahrzeugflotte beträgt in beiden Fällen allerdings nur ca. 24 %. Dieses ist darauf zurückzuführen, dass eine Optimierung hinsichtlich des gesam-

ten Lastprofilen erfolgt. Im Szenario der 40 kWp Anlage wird durch die Kopplung ein Eigenverbrauch von 76 % erzielt. Der Deckungsgrad der Fahrzeugflotte beträgt dabei ca. 50 %. Insgesamt ist festzuhalten, dass die Kopplung mit einem Unternehmenslastgang die Gesamtauslastung der PV Anlage erhöht, allerdings wird die Wirkung des gesteuerten Ladens in diesem Betrachtungsfall bei allen Szenarien fast komplett aufgehoben.

## 4 Zusammenfassung und Ausblick

Lokale erneuerbare Erzeugungseinheiten können einen gezielten Beitrag zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen im gewerblichen Verkehrssektor bilden und gleichzeitig den wirtschaftlichen Betrieb der Fahrzeuge ermöglichen. Die Dimensionierung der Anlagengröße hat entscheidenden Anteil am Energiedeckungsbeitrag sowie am Eigenverbrauch der Anlage. Während kleinere Anlagen einen hohen Eigenverbrauchsanteil aufweisen, bieten größere Anlagen die Möglichkeit einen hohen Energiedeckungsbeitrag zu erzielen. Die überschüssige Energiemenge muss allerdings, in das vorgelagerte Netz, eingespeist werden, welches aus ökonomischer Sicht nicht immer sinnvoll ist. Ein Verbrauch der überschüssigen Energie innerhalb des Unternehmens bietet sich ebenfalls an, um die lokalen Erzeugungsanlagen noch besser auszunutzen.

Die Kostenvorteile des gesteuerten gegenüber dem ungesteuerten Laden sind bei kleinen Anlagen, in den betrachtenden Anwendungsfällen, besonders groß. Größere Erzeugungsanlagen ohne Lastrestriktionen weisen einen kleineren Kostenvorteil beim Vergleich zwischen gesteuertem und ungesteuertem Laden auf. Welche genauen Auswirkungen eine Leistungsbegrenzung bezogen auf mögliche Leistungsspitzen hat, wird in weiteren Betrachtungen genauer untersucht. Festzuhalten ist, dass eine bedarfsgerechte Infrastruktur einen Beitrag zum wirtschaftlichen Betrieb von Flotten liefern kann. Die geeignete Wahl der Erzeugungseinheiten ist stark abhängig von den Fahrprofilen der Flotten. Um aussagekräftige Ergebnisse über geeignete Erzeugungsquellen zu liefern, ist es daher wichtig, dass ausreichend Informationen über das Fahrprofil der zu betrachtenden Flotte vorliegen.

Das vorgestellte Modell ist neben der strategischen Planung auch in der operativen Ladesteuerung anwendbar. Aktuell wird das gesteuerte Laden bereits erfolgreich im Rahmen des Forschungsprojektes Fleets Go Green im Feld getestet. [Mummel et. al. 2014]

## 5 Literatur

[Bundesumweltministerium 2014]: Bundesumweltministerium: Nationale Klimapolitik, <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/>; Zugriff am 03.11.2015.

[Mennenga 2014]: Mennenga, M. S.: Lebenszyklusorientierte Flottenplanung mit alternativ angetriebenen Fahrzeugkonzepten. Vulkan, Essen, [München] 2014.

[Mennenga 2015 et. al.]: Mark Mennenga, Patricia Egede, Michael Bodmann, Jan Mummel, Marcel Sander, Christoph Herrmann, Michael Kurrat, Ferit Küçükay  
Cyber-Physischer Ansatz zur Planung von Elektroflotten, in: 7. Wissenschaftsforum Mobilität „National & International Trends in Mobility“, Duisburg, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2016.

[Mummel et. al. 2014]: Mummel, J. – Diekmann, S. – Kurrat, M. – Engel, B.  
IKT-Anbindung für gesteuertes Laden unter Berücksichtigung von Last- und Erzeugungskapazitäten, 20.10.-21.10.2014, VDE-Kongress, Frankfurt.

[UNFCCC 2015]: ADOPTION OF THE PARIS AGREEMENT. Proposal by the President.;  
Zugriff am 05.01.2016.

[Papageorgiou et al. 2012] Papageorgiou, M.; Leibold, M.; Buss, M.: Optimierung. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2012.