

Bernadette Fina, BSc

Wirtschaftlichkeitsbewertung von Photovoltaikanlagen im mehrgeschossigen Wohnbau

Diplomarbeit

Technische Universität Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Energy Economics Group (EEG)

Betreuer: Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Johann Auer
Assistent: Dipl.-Ing. Andreas Fleischhacker, BSc

Wien, Mai 2017

Danksagung

Besonderer Dank gilt Priv.-Doz. Johann Auer, Dipl.-Ing. Andreas Fleischhacker und Georg Lettner für inhaltliche Anregungen und die perfekte Unterstützung zu jedem Zeitpunkt meiner Diplomarbeit. Ich kann mir nicht vorstellen, dass es ein besseres Betreuerteam hätte geben können. In diesem Sinne bedanke ich mich für die gute Zusammenarbeit im Zuge der Erstellung dieser Diplomarbeit.

Abstract

In Austria, electricity production and consumption from household PV-installations in the private sector has just been possible for single-family homes so far. A change in law shall now provide the possibility of electricity consumption from communal PV-installations for tenants in multi-apartment buildings too. This raises the question, how the tenants' annual electricity costs are influenced by taking an optimal PV-installation (according to different load profiles) and, if required, an optimal storage, into account. In the course of this thesis optimal PV- and storage capacities, according costs or revenues as well as grid- or self-consumption rates are calculated for different case studies. Therefore an optimization-model is developed in Matlab, which identifies, on the basis of solar radiation for the location of Vienna, the optimal PV- and storage capacities for a multi-apartment building containing ten flats. The optimal capacities of PV-installations and storages do strongly depend on the inhabitants' requirements concerning self-consumption rates or cost reduction. To be able to investigate different goals, two opposite target functions - minimal cost and maximum self-consumption - are merged via a multi-objective optimization approach. Calculations are conducted for single flats as well as for the whole building considered as total load. Results show, that the concept of PV-installations and storages for multi-apartment buildings is right on the border of profitability in case of Austrian electricity prices. With German electricity prices however, PV-installations and storages are already highly profitable due to the higher quantity-dependent electricity price. Results also show, that dynamic allocation of produced electricity (multi-apartment building considered as total load) lead to more convenient results concerning profitability than static allocation (consideration of single flats' load profiles). This effect arises from synergy-effects between different load profiles. Furthermore sensitivity analyses are conducted to show how sensitive profitability is to prices for feed-in of surplus energy, weighted average cost of capital and storages' specific investment costs. The concept of PV-installations for tenants being first implemented in Austria should consider dynamic allocation of electricity right away to be able to achieve the best results possible. Nevertheless the development of new solutions and better business-models, which allow electricity trade between apartments in different buildings as well as the integration of electric vehicles' charging stations, must not be neglected.

Kurzfassung

Bisher war die Produktion und Direktnutzung von regenerativ erzeugtem PV-Strom im privaten Bereich in Österreich nur Einfamilienhausbesitzern vorbehalten. Durch entsprechende Gesetzesänderungen wird es zukünftig auch für Mieter die Möglichkeit geben, Strom von der hauseigenen PV-Gemeinschaftsanlage am Dach des Mehrparteienhauses zu beziehen. Dies wirft die Frage auf, inwieweit die jährlichen Stromkosten von Mietern durch Installation einer je nach Bedürfnis der einzelnen Wohneinheiten optimal dimensionierten PV-Anlage - und gegebenenfalls auch eines optimal dimensionierten Speichers - beeinflusst werden. Im Zuge der Diplomarbeit werden optimale PV- sowie Speicherkapazitäten, entstehende Kosten oder Erlöse, Netzbezugs- und Eigenverbrauchsanteile für unterschiedliche Fallstudien ermittelt. Hierfür wird in Matlab ein Optimierungsmodell erstellt, welches auf Basis der Sonneneinstrahlung des Standortes Wien die optimale PV-Anlagengröße (und gegebenenfalls Speicherkapazität) für eine mehrgeschossige Wohnanlage mit zehn Wohnparteien bestimmt. Die optimale PV-Anlagengröße hängt stark von den individuellen Bedürfnissen der einzelnen Wohneinheiten ab, die von minimalen jährlichen Stromkosten bis hin zu maximalem Eigenverbrauch reichen können. Um unterschiedliche Ziele untersuchen zu können, werden die beiden konträren Zielfunktionen - Kostenminimierung und Eigenverbrauchsmaximierung - mittels einer Multi-Kriterien-Analyse verknüpft. Die Berechnungen werden sowohl für einzelne Wohneinheiten als auch für das Mehrparteienhaus als Gesamtlast durchgeführt. Die Ergebnisse der Diplomarbeit zeigen, dass sich das Konzept von PV-Anlagen auf Mehrparteienhäusern, auch als Kombinationslösung mit Speichern, bei den derzeitigen österreichischen Endkundenstrompreisen sehr knapp an der Wirtschaftlichkeitsgrenze befindet. Bei deutschen Endkundenstrompreisen hingegen ist die Wirtschaftlichkeit bereits deutlich gegeben, was auf den höheren mengenbezogenen Endkundenstrompreis zurückzuführen ist. Weiters kann die Erkenntnis gewonnen werden, dass durch dynamische Allokation des erzeugten Stroms (Betrachtung des Mehrparteienhauses als Gesamtlast) bessere Ergebnisse hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit erreicht werden können, als bei statischer Allokation (Betrachtung der Lastprofile der einzelnen Wohnungen). Dies ist auf Synergieeffekte zwischen den Lastprofilen der einzelnen Wohnungen zurückzuführen. Mithilfe von Sensitivitätsanalysen kann festgestellt werden, dass die Wirtschaftlichkeit eines solchen Konzepts stark von Preisen für Überschusseinspeisung, Kalkulationszinssätzen sowie spezifischen Speicherkosten beeinflusst wird. Die in Österreich in Zukunft implementierten Mieterstrommodelle sollten von Anfang an ausschließlich eine dynamische Allokation des

erzeugten Stromes unterstützen, um bestmögliche Ergebnisse zu erzielen. Dabei darf die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle, welche zukünftig auch den lokalen Stromhandel zwischen verschiedenen Wohneinheiten und liegenschaftsübergreifend sowie die Integration von Elektrofahrzeugladestationen ermöglichen, jedoch nicht vernachlässigt werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Fragestellung und Methode	1
1.3	Aufbau der Arbeit	2
2	Aktueller Stand der Entwicklungen	5
2.1	PV-Mieterstrommodelle in Deutschland	5
2.2	PV-Mieterstrommodelle in Österreich	7
3	Methode und Modell	9
3.1	Aufbau und Ablauf des Modells	9
3.1.1	Berechnung der Gesamteinstrahlung auf das PV-Panel	12
3.1.2	Zuordnung der Lastprofile zu einzelnen Wohneinheiten	13
3.1.3	Optimierung - Betrachtung des gesamten Mehrparteienhauses, PV-Anlage ohne Speicher	14
3.1.4	Optimierung - Betrachtung der einzelnen Wohnungen, PV-Anlage ohne Speicher	20
3.1.5	Optimierung - Betrachtung des gesamten Mehrparteienhauses, PV-Anlage mit Speicher	23
3.1.6	Berechnung der jährlichen Gesamtkosten und des Netzbezugs ohne PV-Anlage	27
3.2	Daten und Annahmen	28
4	Ergebnisse ausgewählter Fallstudien	31
4.1	Einzelne Wohnungen - PV ohne Speicher mit österreichischen und deutschen Endkundenstrompreisen	32
4.2	Mehrparteienhaus als Gesamtlast - PV ohne Speicher	35
4.2.1	Österreichische Endkundenstrompreise	35
4.2.2	Deutsche Endkundenstrompreise	36
4.2.3	Synergieeffekte	40
4.3	Mehrparteienhaus als Gesamtlast - PV mit Speicher	41
4.3.1	Österreichische Endkundenstrompreise	41
4.3.2	Deutsche Endkundenstrompreise	44

Inhaltsverzeichnis

5	Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen	47
5.1	Fallstudie mit unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen	47
5.1.1	Österreichische Endkundenstrompreise	47
5.1.2	Deutsche Endkundenstrompreise	48
5.2	Fallstudie mit niedrigeren Speicherkosten	50
5.2.1	Österreichische Endkundenstrompreise	50
5.2.2	Deutsche Endkundenstrompreise	52
5.3	Berücksichtigung zweier Elektrofahrzeugladestationen	54
6	Synthese der Ergebnisse und Diskussion von Geschäftsmodellen	57
6.1	Kostenvergleiche der Mieter und Rendite des Vermieters/Investors	57
6.1.1	Erlöse/Mehrkosten des Mieters	57
6.1.2	Rendite des Vermieters/Investors bei unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen	58
6.1.3	Jährliche Stromkostendifferenzen bei unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen	60
6.1.4	Erlöse/Mehrkosten des Mieters bei Betrachtung mit Speicher . . .	61
6.2	Geschäftsmodelle zur Umsetzung des Mieterstrommodells in Österreich . .	63
6.2.1	Derzeitig genutztes Geschäftsmodell in Deutschland	63
6.2.2	Statische Zuordnung des erzeugten PV-Stroms	64
6.2.3	Dynamische Zuordnung des erzeugten PV-Stroms	64
6.2.4	Abschließender Vergleich der Geschäftsmodelle	65
7	Schlussfolgerungen	69
	Literatur	71

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Deutschland fungiert aufgrund der jahrelangen exzessiven Förderpolitik für den Bau von Photovoltaikanlagen als Vorreiter in Europa hinsichtlich der bereits installierten PV-Kapazitäten. Ein in Deutschland bereits erfolgreich umgesetztes Konzept ist auch das Mieterstrommodell. Es soll nicht nur Besitzern von Einfamilienhäusern vorbehalten sein, eigenen Strom mit Photovoltaikanlagen zu produzieren und nutzen zu können. Das Mieterstrommodell ermöglicht in Deutschland auch Haushalten im Mietverhältnis das Nutzen von Strom aus hauseigenen Photovoltaikanlagen und konnte bereits im Zuge mehrerer Projekte erfolgreich umgesetzt werden.

In Zukunft soll es auch in Österreich durch entsprechende Gesetzesänderungen möglich werden, das Konzept des Mieterstrommodells umzusetzen. Entsprechende Anpassungen des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes 2010 wurden bereits im Nationalrat beschlossen. [Nationalrat, 2017]. Besonders im städtischen Bereich mit zahlreichen sozialen Wohnbauten, Zinshäusern und Bürogebäuden könnten dadurch große Teile des zur Lastdeckung benötigten Stroms auf den Dächern der Gebäude direkt produziert und verbraucht werden. Eine weitere Motivation zur Implementierung von PV-Anlagen auf Mehrparteienhäusern sind Synergieeffekte, die sich bei gesamtheitlicher Betrachtung der Einzellastprofile eines Gebäudes ergeben.

1.2 Fragestellung und Methode

Das zentrale Ziel der Diplomarbeit ist es, die Wirtschaftlichkeit der Investition und Nutzung von Photovoltaikanlagen alleine sowie deren Kombination mit einem Speicher im mehrgeschossigen Wohnbau zu untersuchen. Dieses Konzept kann entweder darauf abzielen, den Direktverbrauch des erzeugten Stroms zu maximieren oder die jährlichen Stromkosten zu minimieren. In beiden Fällen wird die restliche Strommenge, welche aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss und somit nicht durch Stromproduktion aus der hauseigenen PV-Anlage gedeckt werden kann, deutlich reduziert. Dadurch kann es

1 Einleitung

gelingen, jährliche Stromkosten zu sparen, es wird jedoch auf jeden Fall ein gewisses Maß an Energieautarkie erreicht, da nur die der Residuallast entsprechenden Menge aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen werden muss.

Hierfür wird in Matlab ein Optimierungsmodell erstellt, welches die optimale PV-Anlagengröße für unterschiedliche Fallstudien in einer mehrgeschossigen Wohnanlage mit zehn Wohneinheiten bestimmt. Die optimale PV-Anlagengröße hängt stark von den individuellen Bedürfnissen der einzelnen Wohneinheiten ab, die von minimalen jährlichen Stromkosten bis hin zu maximalem Eigenverbrauch reichen können. Um neben diesen beiden Extrema auch andere Fälle betrachten zu können, werden die beiden Grundsatzoptimierungen - nach minimalen jährlichen Stromkosten und Maximierung des Eigenverbrauchs - mittels eines Multi-Kriterien-Ansatzes fusioniert. Auf diese Weise können Wünsche nach Kostenminimierung sowie Eigenverbrauchsmaximierung gewichtet und die PV-Peakleistung dementsprechend ausgelegt werden. Weiters werden Kosten und Netzbezüge für die jeweiligen Fallstudien errechnet, wodurch ein Vergleich mit der ursprünglichen Situation ohne Photovoltaikanlage und somit eine Wirtschaftlichkeitsbewertung möglich ist. Letztendlich soll das Modell um einen Gebäudespeicher erweitert werden, dessen optimale Kapazität mithilfe des erweiterten Optimierungsmodells bestimmt wird. Dadurch wird es möglich, den Eigenverbrauchsanteil weiter zu erhöhen, da der Überschussstrom der PV-Anlage nun nicht mehr ausschließlich ins öffentliche Netz gespeist werden muss, sondern selbst zwischengespeichert werden kann. Im Zuge der Diplomarbeit wird untersucht, wie unterschiedliche Endkundenpreise, Kalkulationszinssätze, Kosten für Komponenten u.v.m. die Ergebnisse bzw. die Wirtschaftlichkeit des Konzepts von PV-Anlagen auf Mehrparteienhäusern beeinflussen.

1.3 Aufbau der Arbeit

Kapitel 2 gibt einen kurzen Einblick über den aktuellen Stand der Thematik hinsichtlich rechtlicher Grundlagen und bisheriger Erfahrungswerte mit Mieterstrommodellen in Deutschland und Österreich.

Kapitel 3 verschafft mithilfe eines Ablaufdiagramms einen Überblick über das in Matlab erstellte Optimierungsmodell. Nach einer detaillierten mathematischen Beschreibung der im Ablaufdiagramm dargestellten Rechenschritte sowie Optimierungen erfolgt eine Auflistung jener Werte, die zur Berechnung herangezogen wurden.

Im Kapitel 4 werden die Ergebnisse für nachstehend angeführte Fallstudien graphisch dargestellt und erläutert.

1. Photovoltaikanlage am Dach eines Mehrparteienhauses, ohne Speicher:

1.3 Aufbau der Arbeit

- Multi-Kriterien-Optimierung nach Einzellastprofilen (statische Kostenverrechnung) der Wohnungen für
 - österreichischen und
 - deutschen Endkundenstrompreis
 - Multi-Kriterien-Optimierung nach Gesamtlastprofil (dynamische Kostenverrechnung) des Mehrparteienhauses für
 - österreichischen und
 - deutschen Endkundenstrompreis
2. Photovoltaikanlage am Dach eines Mehrparteienhauses, mit Speicher:
- Multi-Kriterien-Optimierung nach Gesamtlastprofil des Mehrparteienhauses für
 - österreichischen und
 - deutschen Endkundenstrompreis

Im Kapitel 5 werden Ergebnisse von Sensitivitätsanalysen diskutiert und mit den Ergebnissen der Fallstudien des Kapitels 4 verglichen.

1. Unterschiedliche Kalkulationszinssätze
2. Niedrigere spezifische Kosten des Energiespeichers
3. Berücksichtigung zweier Elektrofahrzeugladestationen

Sämtliche Fallstudien werden jeweils für österreichische als auch für deutsche Endkundenstrompreise berechnet.

In Kapitel 6 werden die errechneten Ergebnisse im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit für Mieter und Vermieter aufbereitet und diskutiert. Weiters soll ein Überblick über mögliche anwendbare Geschäftsmodelle gegeben werden.

Im Kapitel 7 werden auf Basis der errechneten Ergebnisse und der aktuellen Situation Schlussfolgerungen getroffen sowie ein Ausblick auf mögliche zukünftige Entwicklungen gegeben.

2 Aktueller Stand der Entwicklungen

2.1 PV-Mieterstrommodelle in Deutschland

Das Mieterstrommodell wurde in Deutschland bereits implementiert und ermöglicht Mietern sowie Hausbesitzern aktiv einen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele zu leisten. Um in Deutschland den sogenannten Mieterstrom beziehen zu können, ist es nötig einen Energielieferant zu finden, der Mieterstrommodelle unterstützt. Das bedeutet, dass der Energielieferant dem Vermieter bzw. Investor den von der Photovoltaikanlage erzeugten Strom zu einem höheren Preis abkauft, als für die Einspeisung ins Netz angeboten wird. Der Strom wird wiederum an die Mieter zu einem Preis weiterverkauft, der unter den variablen (mengenbezogenen) Stromkosten liegt, was für die Mieter einen Anreiz darstellt, an Mieterstromprojekten teilzuhaben. [Polarstern GmbH, o.D.].

Das Mieterstrommodell ist in Deutschland seit einiger Zeit bereits grundsätzlich möglich, dennoch haben diverse rechtliche und administrative Hürden eine großflächige Durchsetzung dieses erfolgsversprechenden Konzepts verhindert. Probleme stellen die Belastung mit der EEG-Umlage, Stromsteuern, hohe Anforderungen an die Zähleinrichtungen sowie Melde- und Transparenzvorschriften dar. [PV-Magazine, 2017]. Um das Konzept des Mieterstrommodells flächendeckend durchsetzen zu können, ist es nötig, Hürden explizit abzubauen. Beispielsweise sieht die EEG-Novelle bei Eigenheimen eine vollständige Befreiung von der EEG-Umlage bei Anlagen bis zu 10 kW_p vor, bei größeren Anlagen wird die EEG-Umlagepflicht um 60 % verringert. [Bundesverband der Energie- und Klimaschutzagenturen Deutschlands e.V., 2016]. Bei Mieterstrommodellen wird jedoch die volle EEG-Umlage fällig. Der Bundesverband für Energie- und Klimaschutzagenturen Deutschland plädiert daher, noch in dieser Legislaturperiode mittels einer weiteren EEG-Novelle die Gleichstellung von Mieterstrom- und Eigenheimanlagen zu erwirken.

In Deutschland kann auf jahrelange Erfahrungswerte und etablierte technische Standards hinsichtlich Errichtung und Betrieb von PV-Anlagen zurückgegriffen werden, bei der Installation und Abrechnung intelligenter Mess- bzw. Zählkonzepte sind jedoch noch wenig Erfahrungswerte vorhanden. Die ersten Mieterstrommodelle, die beispielsweise von der Heidelberger Energiegenossenschaft (HEG) oder Wogeno durchgeführt wurden,

2 Aktueller Stand der Entwicklungen

wurden mithilfe des Summenzählerkonzepts durchgeführt. [PV Financing, 2016]. Dieses Konzept kann mit folgenden Eckpunkten beschrieben werden:

- Der gesamte von der PV-Anlage produzierte Strom wird mittels Ertragszähler gezählt.
- Am Netzverknüpfungspunkt wird ein Zweiwegzähler installiert, der es ermöglicht einerseits die in das öffentliche Netz gespeiste Strommenge zu messen und andererseits den Netzbezug zu zählen.
- Jede einzelne Wohneinheit ist mit einem sogenannten Unterzähler, auch Kundenzähler genannt, ausgestattet.

Das Summenzählermodell ist die in Deutschland aktuell am weitesten verbreitete Lösung. Anfänglich mussten bei diesem Modell alte Bestandszähler nicht zwangsläufig ausgetauscht werden. Der Nachteil der alten Zähler gegenüber Smart-Metern ist jedoch, dass die Menge des bezogenen PV-Stroms der einzelnen Mieter nur geschätzt werden kann. In solchen Fällen praktizieren die meisten Anbieter die prozentuale Aufteilung der direktverbrauchten Strommenge. Das zweite Problem der nicht intelligenten alten Zähler besteht darin, dass bei Mieterwechseln die Stromzähler direkt abgelesen werden müssen, um eine korrekte Verrechnung zu ermöglichen. Mitte des Jahres 2016 wurde deshalb ein neues Messstellenbetriebs-Gesetz durch Bundesrat und Bundestag verabschiedet, welches vorsieht, dass ab dem 01.01.2017 ausschließlich intelligente Messeinrichtungen für Mieterstrommodelle zur Anwendung kommen dürfen, was die Verrechnung von Mieterstrom vereinfacht. Die Kosten hierfür müssen jedoch von den Betreibern getragen werden und könnten sich in Zukunft negativ auf die flächendeckende Umsetzung des Mieterstrommodells auswirken. Grundsätzlich ist in Deutschland in naher Zukunft noch mit einigen weiteren Gesetzesänderungen zu rechnen, die den rechtlichen Rahmen von Mieterstrommodellen weiter konkretisieren. Derzeit können folgende rechtliche Eckpunkte beschrieben werden [PV Financing, 2016]:

- Betreiber von Mieterstrommodellen unterliegen in Deutschland dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), da sie als Energieversorgungsunternehmen angesehen werden. Das Energiewirtschaftsgesetz regelt Stromkennzeichnung, Abrechnungsmodalitäten, Vertragsinhalte von Lieferverträgen mit Haushaltskunden und Meldepflichten gegenüber der Bundesnetzagentur. Anderen Energieversorgungsunternehmen muss der diskriminierungsfreie Zugang zu den Endkunden, welche nicht am Mieterstrommodell teilnehmen, gewährt werden.
- Die nötige technische Ausstattung von Erzeugungsanlagen sowie etwaige finanzielle Förderungen des PV-Stroms werden im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geregelt. Weiters sind hier die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage sowie diverse Meldepflichten für denjenigen, der die PV-Anlage betreibt, geregelt.
- Auch im Stromsteuerrecht werden unterschiedliche Vorgaben an Mieterstromprojekte gestellt. Beispielsweise muss eine stromsteuerrechtliche Erlaubnis beim Hauptzoll-

2.2 PV-Mieterstrommodelle in Österreich

amt beantragt werden, weiters bestehen Dokumentations- und Mitteilungspflichten nach der Stromsteuereinführungsverordnung.

- Für Immobilienunternehmen sind weiters Regelungen im Gewerbesteuergesetz maßgebend.

Die Immobilienwirtschaft wird in Deutschland zukünftig die wohl größte Rolle bei der weiteren Verbreitung des Mieterstrommodells spielen. Immobilienunternehmen, welche an Mieterstrommodellen teilhaben, sind meist entweder selbst Betreiber von Mieterstrommodellen oder verpachten ihre Dachflächen an Dritte. Erfolgreiche Projektbeispiele sind aus der genossenschaftlichen Immobilienwirtschaft bekannt, beispielsweise vom Immobilienunternehmen Wogeno eG. [PV Financing, 2016]. Auch sind bereits Unternehmen verfügbar, die sich auf die Umsetzung von Mieterstromprojekten spezialisiert haben. Meist werden Kombinationslösungen aus Blockheizkraftwerken und PV-Anlagen angeboten. Ein Beispiel hierfür ist das Unternehmen EM-EnergieManagement, welches bereits mehr als 200 Liegenschaften mit über 4000 Kunden bei Mieterstromprojekten unterstützt. [EM-EnergieManagement, o.D.]. Nachdem PV-Anlagen im Wohnbereich besonders als Kombinationslösungen attraktiv sind, hat das Institut für Wohnen und Umwelt eine Untersuchung zur Einbindung von PV- und Windstrom in die Energieversorgung des Wohngebäudebestands ins Leben gerufen, welche vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie in Auftrag gegeben wurde. Im Rahmen dieses Projekts wurde ein Modell entwickelt, mit dem der zeitliche Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage analysiert werden kann. Als Projektpartner werden die Hochschule Darmstadt und das Büro für Energiewirtschaft und Technische Planung in Aachen geführt. [Institut für Wohnen und Umwelt, o.D.].

Am 26. April 2017 wurde von der deutschen Regierung ein Gesetzesentwurf zur Mieterstromförderung vorgelegt, welcher Mitte des Jahres 2017 vom Bundesrat verabschiedet und noch im selben Jahr in Kraft treten soll. [Polarstern GmbH, o.D.].

2.2 PV-Mieterstrommodelle in Österreich

Analog zu Deutschland soll es auch in Österreich möglich werden Mieterstrommodelle umzusetzen. Dafür wurden im Jahr 2016 Novellierungen des Ökostromgesetzes (ÖSG 2012) sowie des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes (ElWOG) geplant, welche die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Implementierung von Mieterstrommodellen schaffen sollen. Entsprechende Änderungen des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes wurden zu Beginn des Jahres 2017 im Nationalrat beschlossen. Die Beschlüsse des Nationalrates hinsichtlich der gesetzlichen Regelung von sogenannten gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen umfassen folgende Eckpunkte [Nationalrat, 2017]:

2 Aktueller Stand der Entwicklungen

- Die Netzzugangsberechtigten haben einen Rechtsanspruch gegenüber den Netzbetreibern gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen zu betreiben, wobei die freie Lieferantenwahl nicht eingeschränkt werden darf.
- Der Anschluss von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen ist nur an gemeinschaftlichen Leitungsanlagen, über die auch die teilnehmenden Berechtigten angeschlossen sind (Hauptleitungen), zulässig.
- Die teilnehmenden Berechtigten und der PV-Anlagenbetreiber schließen einen Errichtungs- und Betriebsvertrag ab, der gewisse Regelungen umfasst. Darunter fallen beispielsweise
 - Versicherung,
 - Aufteilung des erzeugten Stroms,
 - Haftung,
 - Betrieb, Erhaltung und Wartung der Anlage,
 - Kostentragung,
 - Beschreibung der Funktionsweise der Gemeinschaftsanlage,
 - Anlagen der teilnehmenden Berechtigten und Zählpunktnummern uvm.
- Der Netzbetreiber verpflichtet sich, die Verbrauchsanlagen mit intelligenten Messgeräten auszustatten, welche die Energiewerte je Viertelstunde messen. Für den Fall, dass eine Ausstattung mit modernen Messgeräten nicht möglich ist, tritt eine Sonderregelung in Kraft.
- Der Netzbetreiber hat den vertraglich vereinbarten statischen oder dynamischen Anteil an erzeugtem Strom den jeweiligen Anlagen der teilnehmenden Berechtigten zuzuordnen, wobei die Zuordnung viertelstündlich erfolgt und mit dem Stromverbrauch der jeweiligen Anlage des teilnehmenden Berechtigten begrenzt ist. Der Messwert des viertelstündlichen Stromverbrauchs am Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden Berechtigten wird um den zugeordneten von der PV-Anlage erzeugten Strom reduziert. Der Messwert der Einspeisung in die Hauptleitung wird um die Summe des zugeordneten Stroms reduziert.

Es ist davon auszugehen, dass in Österreich sehr bald erste Mieterstrommodelle umgesetzt werden, da bereits ein Projekt der ÖGUT (Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik) gemeinsam mit dem Konsortiumspartner Energy Changes GmbH im Februar 2016 ins Leben gerufen wurde. Das Projekt namens SEFIPA (Sustainable Energy Financing Platform Austria) umfasst eine Laufzeit von drei Jahren und wird von der Europäischen Kommission im Programm Horizon 2020 finanziert. Das vorrangige Ziel besteht darin, Investitionen in nachhaltige Energien anzuregen. Das Projekt SEFIPA umfasst aktuell fünf Arbeitsgruppen, wobei eine Arbeitsgruppe das Ziel der Verstärkten Nutzung von PV-Anlagen auf Mehrparteienhäusern inne hat. [ÖGUT, o.D.]. Aus diesem Grund drängt ÖGUT nun auf die möglichst rasche Umsetzung der ElWOG Novelle, die die Eigennutzung von PV-Strom in Mehrparteienhäusern ermöglicht.

3 Methode und Modell

Im Rahmen der Diplomarbeit werden unterschiedliche Fallstudien im Bezug auf die Wirtschaftlichkeit der Implementierung des Mieterstrommodells in Österreich untersucht. Hierfür wird als Grundlage ein Mehrparteienhaus gewählt, welches zehn Wohnungen unterschiedlicher Größen umfasst. Diese werden nachfolgend und insbesondere innerhalb der Graphen der Ergebnisanalyse als Tops 1-10 bezeichnet. Um eine einfache Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse zu ermöglichen, werden die Wohnungen nach ihrer Größe aufsteigend sortiert und dementsprechend zehn unterschiedlich große, real gemessene, in 15-Minuten-Intervallen aufgelöste Lastprofile (Jahresenergieverbrauch auch aufsteigend) zugeordnet. Auf Basis dieser Lastprofile werden unterschiedliche Analysen durchgeführt. Zusätzlich ist anzumerken, dass alle Berechnungen für den Standort Wien sowohl mit österreichischen als auch mit deutschen Endkundenstrompreisen erfolgen. Die genauen Zahlenwerte, die zur Berechnung herangezogen wurden, werden in Kapitel 3.2 erläutert.

3.1 Aufbau und Ablauf des Modells

Das in Abbildung dargestellte 3.1 veranschaulicht den gesamten Ablauf des in Matlab erstellten Modells.

Die einzelnen Berechnungsschritte sind folgende:

1. Im ersten Schritt werden zwei Vorgänge parallel abgearbeitet:
 - Berechnung der Gesamteinstrahlung auf die geneigte Fläche der Photovoltaikpaneele (Kapitel 3.1.1)
 - Zuordnung von Lastprofilen zu den einzelnen Wohnungen (Kapitel 3.1.2)
2. Im zweiten Schritt können folgende Grundsatzoptimierungen parallel durchgeführt werden:
 - Optimierung nach minimalen jährlichen Stromkosten (PV-Anlage ohne Speicher, Betrachtung des gesamten mehrgeschossigen Gebäudes, Kapitel 3.1.3)
 - Optimierung nach maximalem Eigenverbrauch (PV-Anlage ohne Speicher, Betrachtung des gesamten mehrgeschossigen Gebäudes, Kapitel 3.1.3)

bzw.

3 Methode und Modell

- Optimierung nach minimalen Gesamtkosten (PV-Anlage ohne Speicher, Betrachtung der einzelnen Wohnungen, Kapitel 3.1.4)
- Optimierung nach maximalem Eigenverbrauch (PV-Anlage ohne Speicher, Betrachtung der einzelnen Wohnungen, Kapitel 3.1.4)

bzw.

- Optimierung nach minimalen Gesamtkosten (PV-Anlage mit Speicher, Betrachtung des gesamten mehrgeschossigen Gebäudes, Kapitel 3.1.5)
- Optimierung nach maximalem Eigenverbrauch (PV-Anlage mit Speicher, Betrachtung des gesamten mehrgeschossigen Gebäudes, Kapitel 3.1.5)

3. Im dritten Schritt finden folgende Vorgänge parallel statt:

- Auf Basis der jeweiligen Grundsatzoptimierungen kann anschließend eine Multi-Kriterien-Optimierung durchgeführt werden (Kapitel 3.1.3, 3.1.4 und 3.1.5 für die jeweiligen Fallanalysen).
- Berechnung der jährlichen Gesamtkosten sowie des jährlichen Netzbezugs ohne PV-Anlage und ohne Speicher (Kapitel 3.1.6)

4. Im vierten Schritt kann ein Vergleich der unterschiedlichen Kombinationen hinsichtlich Peakleistungen, jährlicher Stromkosten und Netzbezug durchgeführt werden.

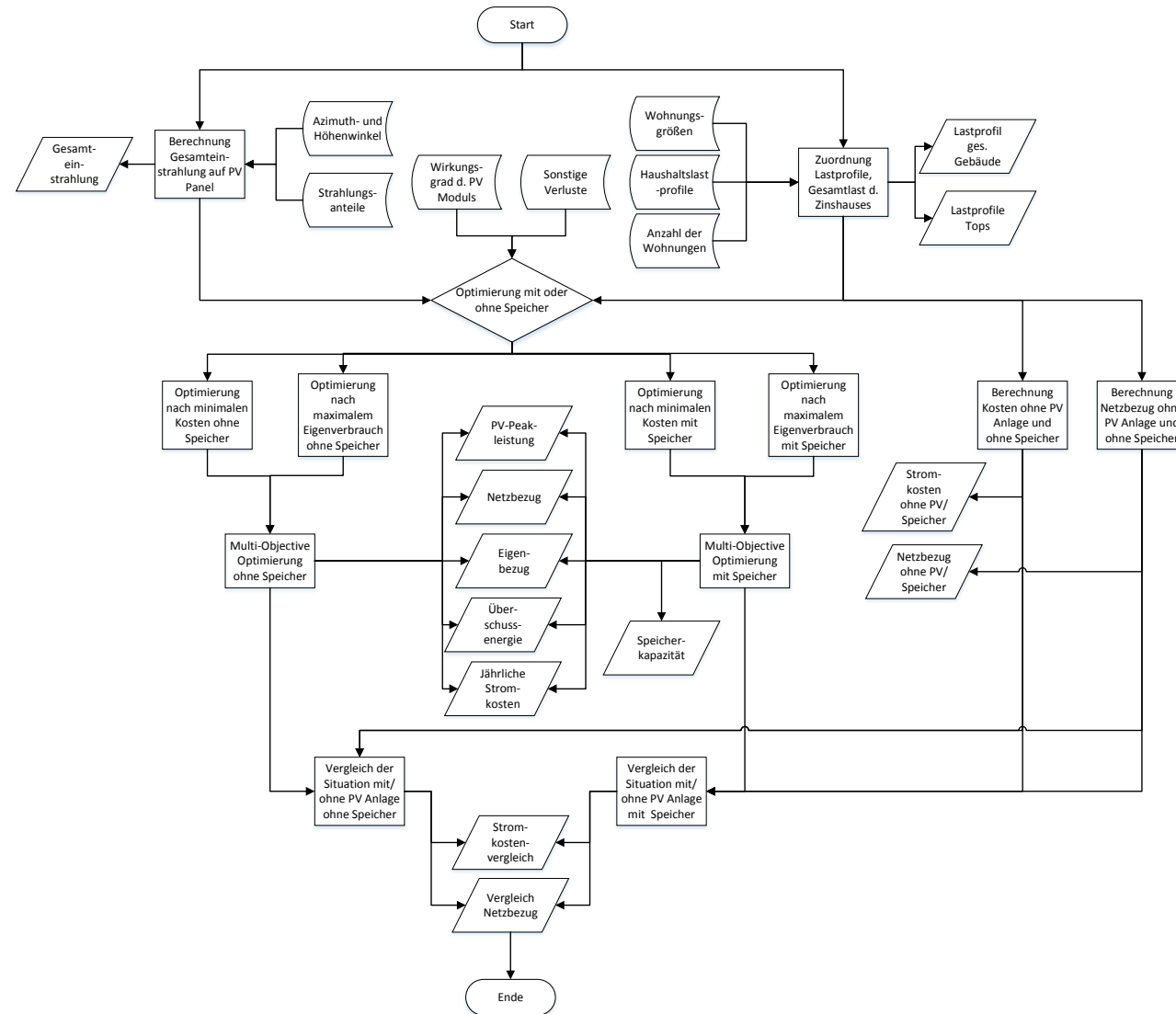


Abbildung 3.1: Grundlegendes Ablaufdiagramm

3 Methode und Modell

3.1.1 Berechnung der Gesamteinstrahlung auf das PV-Panel

Eingangsparameter:

- Strahlungsdaten in 15-minütiger Auflösung – [Wh/m²]
- Ausrichtung des PV-Panels, Azimut- und Höhenwinkel – [°C]

Ausgangsparameter:

- Gesamte Einstrahlungsenergie auf die geneigte Fläche – [Wh/m²]

Um den Einfallswinkel der Sonne auf eine beliebig geneigte Fläche bestimmen zu können, ist es nötig, den Azimut- sowie den Höhenwinkel der Sonne zu jedem Zeitpunkt (in Viertelstunden oder Stundenintervallen) zu kennen. Azimut- und Höhenwinkel bestimmen die Lage der Sonne im Koordinatensystem der Erde. Der Azimutwinkel stellt den Horizontalwinkel der Sonne dar und beschreibt ihre Position in horizontaler Richtung durch die Abweichung von der Himmelsrichtung Süd. Der Höhenwinkel beschreibt die Höhe des Sonnenstandes und wird von der Horizontalebene aus in Richtung Zenit gemessen. Azimut- und Höhenwinkel der Sonne werden im Modell für jede Viertelstunde über ein Jahr berechnet. Mit Azimut- und Höhenwinkel, die den Sonnenstand bestimmen, sowie den charakteristischen Winkeln der PV-Anlage - Neigungswinkel und Azimutwinkel - kann mithilfe von Formel 3.1 der Einfallswinkel der Sonne auf die PV-Anlage, ebenfalls in Viertelstundenintervallen, bestimmt werden.

$$\Theta = \arccos(-\cos(\gamma_s) \cdot \sin(\gamma_{pv}) \cdot \cos(\alpha_s - \alpha_{pv} - 180) + \sin(\gamma_s) \cdot \cos(\gamma_{pv})) \quad (3.1)$$

- α_{pv} – Azimutwinkel der PV-Anlage
- α_s – Azimutwinkel der Sonne
- γ_{pv} – Neigungswinkel der PV-Anlage
- γ_s – Höhenwinkel der Sonne

Der Einstrahlungswinkel Θ wird verwendet, um die Direktstrahlung der Sonne auf das PV-Modul zu bestimmen. Grundsätzlich setzt sich die Gesamtstrahlung auf eine geneigte Fläche aus direkter, diffuser und reflektierter Strahlung zusammen. Die Direktstrahlung macht bei weitem den größten Strahlungsanteil aus, die reflektierte Strahlung hingegen ist so gering, dass sie theoretisch auch vernachlässigt werden könnte. Über den Zeitraum eines Jahres beobachtet kann festgestellt werden, dass alle Strahlungsanteile zur Jahresmitte hin zunehmen, was darauf schließen lässt, dass die Photovoltaikanlagen im Sommer deutlich mehr Strom produzieren als in den Wintermonaten. Aufgrund höherer Temperaturen während der Sommermonate sinkt jedoch der Wirkungsgrad der PV-Anlage ab. Unter Direktstrahlung wird jene Strahlung verstanden, die bei wolkenlosem Himmel direkt auf das PV-Panel auftrifft. Die reflektierte Strahlung ist jene Strahlung, die von der Erdoberfläche, Gebäudeteilen, diversen Gegenständen etc. reflektiert wird, bevor sie dann in deutlich abgeschwächter Form auf das Panel auftrifft. Unter Diffusstrahlung werden

3.1 Aufbau und Ablauf des Modells

beispielsweise jene Strahlungsanteile verstanden, die von Wolken oder Feinstaub in der Luft abgeschwächt am PV-Panel auftreffen.

- Direktstrahlung:

$$E_{dir} = E_{dir,horizontal} \cdot \frac{\cos(\Theta)}{\sin(\gamma_s)} \quad (3.2)$$

- Diffusstrahlung:

$$E_{diff} = E_{diff,horizontal} \cdot \frac{1 + \cos(\gamma_{pv})}{2} \quad (3.3)$$

- Reflektierte Strahlung:

$$E_{refl} = E_{glob,horizontal} \cdot alb \cdot \frac{1 - \cos(\gamma_{pv})}{2} \quad (3.4)$$

alb	–	Albedo
E_{diff}	–	Diffusstrahlung in [Wh/m ²]
E_{dir}	–	Direktstrahlung in [Wh/m ²]
$E_{diff,horizontal}$	–	Diffusanteil der Horizontalstrahlung in [Wh/m ²]
$E_{dir,horizontal}$	–	Dirktanteil der Horizontalstrahlung in [Wh/m ²]
$E_{glob,horizontal}$	–	Horizontale Globalstrahlung in [Wh/m ²]
E_{refl}	–	Reflektierte Strahlung in [Wh/m ²]

Unter Albedo wird das Verhältnis der von einer Fläche reflektierten Strahlung zur einfallenden Strahlung verstanden und wird in diesem Modell mit $alb = 0,2$ angenommen. Die Berechnungen für direkte, diffuse und reflektierte Strahlung wurden der Bachelorarbeit von Rainer Blabensteiner entnommen. [Blabensteiner, 2011]. Die gesamte Einstrahlung auf das PV-Modul wird aus der Addition der einzelnen Strahlungskomponenten bestimmt.

$$E_{ges} = E_{dir} + E_{diff} + E_{refl} \quad (3.5)$$

3.1.2 Zuordnung der Lastprofile zu einzelnen Wohneinheiten

Eingangsparameter:

Anzahl der Wohnungen	–	[Stk]
Lastprofile in 15-minütiger Auflösung	–	[kWh]

Ausgangsparameter:

Zugeordnete Einzellastprofile	–	[kWh]
Gesamtlastprofil d. Gebäudes	–	[kWh]

Wie bereits beschrieben, wird zur Analyse ein Mehrparteienhaus mit zehn Mieteinheiten unterschiedlicher Größe herangezogen. Es wird davon ausgegangen, dass je Stockwerk für

3 Methode und Modell

die Wohnungen eine Fläche von 160 m^2 zur Verfügung steht. Weiters wird davon ausgegangen, dass für die Photovoltaikanlage am Dach ebenfalls ungefähr 160 m^2 verfügbar sind. Die maximal mögliche Anlagengröße ergibt sich somit nach Umrechnung zu $21 \text{ kW}_{\text{peak}}$. Die einzelnen Wohnungen werden der Übersichtlichkeit wegen aufsteigend, nach jeweiligem Jahresenergieverbrauch geordnet. Dadurch soll bei der Darstellung der Ergebnisse die Nachvollziehbarkeit erleichtert werden, da mit den Bezeichnungen der Wohnungen als Tops 1-10 der Jahresenergieverbrauch sowie die Größe der Wohnung assoziiert werden können. Den Haushalten werden reale, in 15-minütigen Intervallen gemessene Haushaltslastprofile zugeordnet, anhand derer Betrachtungen für die einzelnen Wohnungen angestellt werden können. Soll das gesamte Mehrparteienhaus als Einheit betrachtet werden, um beispielsweise mögliche Synergieeffekte abschätzen zu können, werden die Einzellastprofile zu einem Gesamtlastprofil aufaddiert. Tabelle 3.1 zeigt die den einzelnen Wohnungen zugeordneten Lastprofile hinsichtlich Jahresenergieverbrauch sowie das Gesamtlastprofil des Mehrparteienhauses.

Tops	Verbrauch in [kWh/a]
Top 1	1399 kWh/a
Top 2	1847 kWh/a
Top 3	2296 kWh/a
Top 4	2392 kWh/a
Top 5	2630 kWh/a
Top 6	2663 kWh/a
Top 7	2938 kWh/a
Top 8	3081 kWh/a
Top 9	3196 kWh/a
Top 10	3683 kWh/a
Tops 1-10	26126 kWh/a

Tabelle 3.1: Zuordnung der Lastprofile zu den zehn Wohnungen

3.1.3 Optimierung - Betrachtung des gesamten Mehrparteienhauses, PV-Anlage ohne Speicher

Eingangsgrößen:

Gesamteinstrahlung – $[\text{Wh}/\text{m}^2]$
Gesamtlastprofil (gesamtheitliche Betrachtung) – $[\text{kWh}]$

Ausgangsgrößen:

3.1 Aufbau und Ablauf des Modells

Strombezug aus dem Netz	–	[kWh]
Strom von PV-Anlage zur Last	–	[kWh]
Strom von PV-Anlage ins Netz	–	[kWh]
Jährliche Gesamtkosten	–	[€/a]
Peakleistung der PV-Anlage	–	[kW]
Optimierungsziel min. Kosten	–	[€/a]
Optimierungsziel max. Eigenverbrauch	–	[kWh/a]

Beschreibung der allgemeinen Vorgangsweise

Alle Daten sind für den Zeitraum eines Jahres in viertelstündlicher Auflösung vorhanden, was

$$N = 35040 \quad (3.6)$$

Zeitschritten entspricht. Dies entspricht der Anzahl an Viertelstunden innerhalb eines Jahres, wobei es sich nicht um ein Schaltjahr handeln darf.

Sämtliche Betrachtungen werden auf jährlicher Basis durchgeführt, weshalb die spezifischen Investitionskosten der PV Anlage mithilfe des Annuitätenfaktors

$$\alpha_{PV} = \frac{z \cdot (z + 1)^{LD_{PV}}}{(z + 1)^{LD_{PV}} - 1} \quad (3.7)$$

auf jährlich zu zahlende Beträge umgelegt werden.

α	–	Annuitätenfaktor in [1/a]
z	–	Kalkulationszinssatz
LD_{PV}	–	Lebensdauer in [a]

Die Reinigungskosten werden in der Einheit [€/m²a] angegeben. Nachdem mittels Optimierung die optimale Spitzenleistung der Anlage ermittelt werden soll, muss dieser Kostenanteil auf die Einheit [€/kW_a] umgelegt werden. Dies geschieht durch einfache Schlussrechnung und dem Wissen um die Größe und Peakleistung eines Panels, wodurch sich folgender Umrechnungsfaktor ergibt:

$$faktor_{m2.kW} = A_{1Panel} / P_{1Panel} \quad (3.8)$$

Die auf [€/kW_a] umgerechneten Reinigungskosten ergeben sich somit zu

$$c_{R.kW} = c_R * faktor_{m2.kW}. \quad (3.9)$$

3 Methode und Modell

c_R	–	Reinigungskosten in [€/m ² a]
$c_{R,kW}$	–	Reinigungskosten in [€/kW _{peak} a]
$faktor_{m2_kW}$	–	Umrechnungsfaktor in [m ² /kW _{peak}]
A_{1Panel}	–	Fläche eines Photovoltaik Panels in [m ²]
P_{1Panel}	–	Leistung eines Photovoltaik Panels in [kW _{peak}]

Die in Kapitel 3.1.1 bereits erläuterte Gesamteinstrahlung in Viertelstundenintervallen in [Wh/m²] auf die Photovoltaikanlage muss zur Bestimmung der Strommenge, die von der Anlage erzeugt werden kann, noch um Verluste und Wirkungsgrade bereinigt werden. Der Wirkungsgrad einer Photovoltaikanlage liegt derzeit bei ungefähr 17 %, andere Verluste, die durch Wechselrichter, Leitungen etc. entstehen, werden mit 20 % angenommen.

$$E = E_{ges} \cdot \eta_{rel} \cdot \eta_{sonstige} \cdot 10^{-3} \quad (3.10)$$

η_{rel}	–	Wirkungsgrad des PV-Moduls
$\eta_{sonstige}$	–	Sonstige Verluste
E	–	Eingestrahlte Energie inkl. Wirkungsgradverluste in [kWh/m ²]
E_{ges}	–	Gesamteinstrahlung auf die geneigte Fläche [Wh/m ²]

Zur Durchführung der Optimierung mit Matlab wird als Optimierer Yalmip und als Solver Gurobi herangezogen. Die Optimierung erfolgt nach insgesamt fünf Optimierungsvariablen

$$P_{peak} = \text{Optimierungsvariable}(1) \quad (3.11)$$

$$e_{pv2last} = \text{Optimierungsvariable}(N, 1) \quad (3.12)$$

$$e_{pv2netz} = \text{Optimierungsvariable}(N, 1) \quad (3.13)$$

$$e_{netz} = \text{Optimierungsvariable}(N, 1) \quad (3.14)$$

$$bin_{pv} = \text{Binäre Optimierungsvariable}(1) \quad (3.15)$$

wobei folgend angeführte Nebenbedingungen nicht verletzt werden dürfen:

$$Lastprofile_{ges}(t) == e_{netz}(t) + e_{pv2last}(t) \quad (3.16)$$

$$e_{pv2last}(t) + e_{pv2netz}(t) == E(t) \cdot P_{peak} \cdot faktor_{m2_kW} \quad (3.17)$$

$$P_{peak} \leq P_{peak_max} \cdot bin_{pv} \quad (3.18)$$

$$P_{peak} \geq 0 \quad (3.19)$$

$$e_{netz}(t) \geq 0 \quad (3.20)$$

$$e_{pv2last}(t) \geq 0 \quad (3.21)$$

$$e_{pv2netz}(t) \geq 0 \quad (3.22)$$

$$(3.23)$$

3.1 Aufbau und Ablauf des Modells

bin_{pv}	– Binärvariable über Existenz der PV-Anlage
e_{netz}	– Strombezug aus dem Netz in [kWh]
$e_{pv2last}$	– Strombezug von der PV-Anlage in [kWh]
$e_{pv2netz}$	– Einspeisung der PV-Anlage ins Netz [kWh]
t	– Laufvariable für die Zeitschritte N
$Lastprofile_{ges}$	– Gesamtlastprofil des Gebäudes (15min. Intervalle) in [kWh]
P_{peak}	– Spitzenleistung der PV-Anlage in [kW_{peak}]
P_{peak_max}	– Maximal erlaubte Spitzenleistung der PV-Anlage begrenzt durch Dachfläche in [kW_{peak}]

Zusammengefasst wird die Optimierung durch folgende Nebenbedingungen konkretisiert:

- Die Last muss zu jedem Zeitpunkt entweder durch Strom aus dem öffentlichen Netz oder durch selbst erzeugten Strom aus der Photovoltaikanlage gedeckt werden.
- Die gesamte, von der Photovoltaikanlage erzeugte Strommenge wird entweder zur Lastdeckung herangezogen oder ins öffentliche Netz eingespeist.
- Die Anlage darf nur so groß ausgelegt werden, dass die maximale Kapazität der Dachfläche nicht überschritten wird.
- Die Spitzenleistung der PV-Anlage sowie die diversen Energieflüsse müssen größer Null sein.

Die für die Optimierung bzw. die Wirtschaftlichkeitsbewertung benötigten jährlichen Stromkostenanteile gliedern sich in variable Stromkosten, Annuitäten der spezifischen Investitionskosten und Fixkosten der PV-Anlage sowie sonstige Kostenanteile, wie die jährlichen fixen Netzanschlusskosten, Betriebskosten der PV-Anlage und Versicherungskosten.

$$C_{Var}(t) = c_{Var_strom} \cdot e_{netz}(t) - e_{pv2netz}(t) \cdot p_{einsp} \quad (3.24)$$

$$C_{PV_Peak} = (i_0 \cdot \alpha_{PV} + c_{R_kW}) \cdot P_{peak} \quad (3.25)$$

$$C_{sonstige} = bin_{pv} \cdot (c_B + c_V + \alpha_{PV} \cdot c_{Fix_PV}) + c_{Fix_strom} \cdot T \quad (3.26)$$

c_B	– Betriebskosten in [€/a]
c_{Fix_PV}	– Fixer Anteil der Kosten für die PV-Anlage in [€]
c_{Fix_strom}	– Fixer Anteil der Stromkosten in [€/a]
c_V	– Versicherungskosten [€/a]
c_{Var_strom}	– Variable Stromkosten in [€/kWh]
i_0	– Spezifische Investitionskosten in [€/kW _{peak}]
p_{einsp}	– Preis für Überschusseinspeisung [€/kWh]
$C_{sonstige}$	– Sonstige Kostenanteile [€/a]
C_{PV_Peak}	– Jährliche von PV-Peakleistung abh. Zahlungen in [€/a]
C_{Var}	– Variable Kosten (15min. Intervalle) in [€]
T	– Anzahl der Wohnungen

3 Methode und Modell

Das mathematische Modell zeigt bereits, dass das Einsparungspotenzial der Photovoltaikanlagen bei den variablen Stromkosten liegt. Je mehr Strom selbst produziert wird, desto weniger muss vom Netz bezogen werden (maximaler Eigenverbrauch) und desto geringer werden die variablen Stromkosten (minimale Kosten). Zusätzlich wird für die Einspeisung des überschüssigen Stroms ins öffentliche Netz von den Energielieferanten ein kleiner Betrag in €/kWh bezahlt, der die variablen Stromkosten weiter vermindert. Durch die Multi-Kriterien-Optimierung kann eine Brücke zwischen Maximierung des Eigenverbrauchs, was gleichbedeutend mit der Minimierung des Netzbezugs ist und der Minimierung der jährlichen Kosten geschlagen werden.

Optimierung nach minimalen Kosten

Das Ziel der Optimierung nach minimalen Kosten ist es, die jährlich entstehenden Gesamtkosten zu minimieren. Deshalb ergibt sich folgende Zielfunktion, die alle Kostenanteile berücksichtigt.

$$Objective_{Kosten} = \sum_{t=0}^N (C_{Var}(t)) + C_{PV_Peak} + C_{sonstige} \quad (3.27)$$

$Objective_{Kosten}$ – Optimale Kosten

Optimierung nach maximalem Eigenverbrauch

Bei der Optimierung nach maximalem Eigenverbrauch spielt die Kostenkomponente eine untergeordnete Rolle. Das primäre Ziel darin, den Eigenverbrauch zu maximieren, was mit dem Ziel der Minimierung des Netzbezugs einhergeht. Nachdem standardmäßig von Minimierungsproblemen ausgegangen wird, ist auch die Zielfunktion als Minimierungsproblem (Minimierung des Netzbezugs) angeschrieben.

Zielfunktion:

$$Objective_{EV} = \sum_{t=0}^N e_{netz}(t) \quad (3.28)$$

$Objective_{EV}$ – Optimierungsziel für maximalen Eigenverbrauch

Optimierung nach verschiedenen gewichteten Kriterien

Die Multi-Kriterien-Optimierung, in der Fachliteratur auch oft als Multi-Objective-Optimierung bezeichnet, ermöglicht zwei konträre Optimierungsziele, wie Kostenminimierung und Eigenverbrauchsmaximierung, zu kombinieren. Dabei wird von folgender allgemeiner Form ausgegangen:

$$Z_{Opt} = \gamma \cdot \frac{ZF1}{Z_{Opt1}} + (1 - \gamma) \cdot \frac{ZF2}{Z_{Opt2}} \quad (3.29)$$

- γ – Gewichtungsfaktor
- $ZF1$ – Zielfunktion des ersten Optimierungsproblems
- $ZF2$ – Zielfunktion des zweiten Optimierungsproblems
- Z_{Opt} – Optimale Gesamtzielfunktion
- Z_{Opt1} – Ergebnis des ersten Optimierungsproblems
- Z_{Opt2} – Ergebnis des zweiten Optimierungsproblems

Das Optimierungsziel der Multi-Kriterien-Optimierung setzt sich aus den gewichteten, zugrunde liegenden Einzeloptimierungsfunktionen sowie deren Ergebnis zusammen. Der Gewichtungsfaktor γ legt fest, zu welchem Prozentanteil das erste Optimierungsziel erfüllt werden soll. Die restlichen Prozentanteile $(1 - \gamma)$ entfallen auf das zweite Optimierungsziel. Zusätzlich werden die gewichteten, grundlegenden Zielfunktionen immer auf das Optimierungsergebnis der Einzeloptimierungen bezogen.

Für die spezifische Situation werden folgende Eingangs- und Ausgangsparameter vorgesehen:

Eingangsgrößen:

- Gesamteinstrahlung – [Wh/m²]
- Gesamtlastprofil (gesamtheitliche Betrachtung) – [kWh]
- Optimierungsziel minimale Kosten – [€/a]
- Optimierungsziel maximaler Eigenverbrauch – [kWh/a]

Ausgangsgrößen:

- Peakleistung der PV Anlage – [kW]
- Strombezug aus dem Netz – [kWh]
- Strom von PV-Anlage zur Last – [kWh]
- Strom von PV-Anlage ins Netz – [kWh]
- Jährliche Gesamtkosten – [€/a]

3 Methode und Modell

Optimierungsziel:

$$Z_{Opt} = \gamma \cdot \frac{\sum_{t=0}^N (C_{Var}(t)) + C_{PV_Peak} + C_{sonstige}}{Objective_{Kosten}} + (1 - \gamma) \cdot \frac{\sum_{t=0}^N (e_{netz}(t))}{Objective_{EV}} \quad (3.30)$$

γ	–	Grad der Kostenminimierung
$Objective_{EV}$	–	Ziel der Eigenverbrauchsmaximierung
$Objective_{Kosten}$	–	Ziel der Kostenminimierung
Z_{Opt}	–	Zielfunktion d. Multi-Kriterien-Optimierung

3.1.4 Optimierung - Betrachtung der einzelnen Wohnungen, PV-Anlage ohne Speicher

Der Hauptunterschied bei der Optimierung nach einzelnen Wohnungen liegt darin, dass jegliche Bedingungen und Gleichungen nun nicht mehr für das Gesamtlastprofil, sondern für die Einzellastprofile der Wohnungen angeführt werden müssen. Es wird somit kein Gesamtlastprofil des Mehrparteienhauses erstellt; die Lastprofile der einzelnen Wohnungen bleiben bestehen.

Die Eingangs- sowie Ausgangsparameter der Grundsatzoptimierungen bleiben wieder gleich:

Eingangsgrößen:

Gesamteinstrahlung	–	[Wh/m ²]
Einzellastprofile	–	[kWh]

Ausgangsgrößen:

Peakleistung der PV-Anlage	–	[kW]
Strombezug aus dem Netz	–	[kWh]
Strom von PV-Anlage zur Last	–	[kWh]
Strom von PV-Anlage ins Netz	–	[kWh]
Jährliche Gesamtkosten	–	[€/a]
Optimierungsziel	–	[€/a] bzw. [kWh/a]

Beschreibung der allgemeinen Vorgehensweise

Grundsätzlich unterscheidet sich die Vorgehensweise nicht von jener in Kapitel 3.1.3, weshalb die einzelnen Berechnungen nicht mehr gesondert aufgeführt und erklärt werden. Die Unterschiede zwischen der Optimierung des Gebäudes als Gesamtlast und der Optimierung nach den Einzellasten beginnt bei der Definition der Optimierungsvariablen.

3.1 Aufbau und Ablauf des Modells

Jene Variablen, die im Falle des gesamten Gebäudes Skalare waren, werden zu Vektoren, da die optimalen Ergebnisse der einzelnen Wohnungen separat berechnet werden. Weiters werden die ursprünglich als Vektoren definierte Optimierungsvariablen (wie z.B. Netzbezug) zu Matrizen aufgespannt (Dimension der Zeit und Wohnungsanzahl).

Optimierungsvariablen:

$$P_{peak} = \text{Optimierungsvariable}(T) \quad (3.31)$$

$$e_{pv2last} = \text{Optimierungsvariable}(N, T) \quad (3.32)$$

$$e_{pv2netz} = \text{Optimierungsvariable}(N, T) \quad (3.33)$$

$$e_{netz} = \text{Optimierungsvariable}(N, T) \quad (3.34)$$

$$bin_{pv} = \text{Binäre Optimierungsvariable}(1) \quad (3.35)$$

bin_{pv}	–	Binärvariable über Existenz der PV-Anlage
e_{netz}	–	Strombezug aus dem Netz in [kWh]
$e_{pv2last}$	–	Strombezug von der PV-Anlage in [kWh]
$e_{pv2netz}$	–	Einspeisung der PV-Anlage ins Netz [kWh]
P_{peak}	–	Spitzenleistung der PV-Anlage in [kW _{peak}]
T	–	Anzahl der Wohnungen

Nebenbedingungen:

$$Lastprofile(t, j) == e_{netz}(t, j) + e_{pv2last}(t, j) \quad (3.36)$$

$$e_{pv2last}(t, j) + e_{pv2netz}(t, j) == E(t) \cdot P_{peak}(j) \cdot faktor_{m2.kW} \quad (3.37)$$

$$\sum_{j=1}^T (P_{peak}(j)) \leq P_{peak_max} \cdot bin_{pv} \quad (3.38)$$

$$P_{peak}(j) \geq 0 \quad (3.39)$$

$$e_{netz}(t, j) \geq 0 \quad (3.40)$$

$$e_{pv2last}(t, j) \geq 0 \quad (3.41)$$

$$e_{pv2netz}(t, j) \geq 0 \quad (3.42)$$

$$(3.43)$$

j	–	Laufvariable für die Anzahl der Tops T
t	–	Laufvariable für die Zeitschritte N
Lastprofile	–	Lastprofile der einzelnen Tops (15min. Intervalle) in [kWh]
P_{peak_max}	–	Maximal erlaubte Spitzenleistung der PV-Anlage begrenzt durch Dachfläche in [kW _{peak}]

3 Methode und Modell

Kostenberechnungen:

$$C_{Var}(j) = c_{Var_strom} \cdot \sum_{t=0}^N (e_{netz}(t, j)) - p_{einsp} \cdot \sum_{t=0}^N (e_{pv2netz}(t, j)) \quad (3.44)$$

$$C_{PV_Peak}(j) = (i_0 \cdot \alpha + c_{R_kW}) \cdot P_{peak}(j) \quad (3.45)$$

$$C_{sonstige_ges} = bin_{pv} \cdot (c_B + c_V + \alpha_{PV} \cdot c_{Fix_PV}) + c_{Fix_strom} \cdot T \quad (3.46)$$

$$C_{sonstige_Tops}(j) = bin_{pv} \cdot (c_B + c_V + \alpha_{PV} \cdot c_{Fix_PV}) \cdot \frac{P_{peak}(j)}{\sum_{j=0}^T P_{peak}} + c_{Fix_strom} \quad (3.47)$$

c_B	–	Betriebskosten in [€/a]
c_{Fix_strom}	–	Fixer Anteil der Stromkosten in [€/a]
$c_{sonstige_ges}$	–	Sonstige Kostenanteile d. ges. Gebäudes [€/a]
$c_{sonstige_Tops}$	–	Sonstige Kostenanteile d. Tops [€/a]
c_V	–	Versicherungskosten [€/a]
c_{Var_strom}	–	Variable Stromkosten in [€/kWh]
i_0	–	Spezifische Investitionskosten in [€/kW _{peak}]
p_{einsp}	–	Preis für Überschusseinspeisung [€/kWh]
C_{PV_Peak}	–	Jährliche von PV-Peakleistung abh. Zahlungen in [€/a]
C_{Var}	–	Variable Kosten in [€/a]
T	–	Anzahl der Wohnungen

Optimierung nach minimalen Kosten

Optimierungsziel:

$$Objective_{Kosten} = \sum_{j=1}^T (C_{Var}(j) + C_{PV_Peak}(j)) + C_{sonstige_ges} \quad (3.48)$$

$Objective_{Kosten}$ – Optimale Kosten

Optimierung nach maximaler Eigenversorgung

Optimierungsziel:

$$Objective_{Eigenverbrauch} = \sum_{j=1}^T \sum_{t=1}^N e_{netz}(t, j) \quad (3.49)$$

$Objective_{Eigenverbrauch}$ – Optimale Kosten

Optimierung nach verschiedenen gewichteten Kriterien

$$Kosten(j) = \sum_{j=1}^T (C_{Var}(j) + C_{PV_Peak}(j)) + C_{sonstige_ges} \quad (3.50)$$

Zielfunktion:

$$Z_{Opt} = \sum_{j=1}^T \gamma(j) \cdot \frac{Kosten(j)}{Objective_{Kosten}} + \sum_{j=1}^T (1 - \gamma(j)) \cdot \frac{\sum_{t=0}^N (e_{netz}(t, j))}{Objective_{EV}} \quad (3.51)$$

3.1.5 Optimierung - Betrachtung des gesamten Mehrparteienhauses, PV-Anlage mit Speicher

Das Modell soll nun um einen Speicher erweitert werden. Es handelt sich hierbei um einen Lithium-Ionen Batteriespeicher, der im Untergeschoss des Gebäudes untergebracht wird. Der Speicher dient dazu, den möglichen Eigenverbrauch zu vergrößern, indem zu Zeiten niedrigen Strombedarfs von der PV-Anlage überschüssig erzeugter Strom gespeichert und zu Starklastzeiten wieder verbraucht werden kann. Ob ein Speicher realisiert wird bzw. wie hoch die Speicherkapazitäten gewählt werden, wird von den jeweiligen Wünschen der Kostenminimierung bzw. Eigenverbrauchsmaximierung abhängen. Die grundlegenden Berechnungen sind abermals Kapitel 3.1.3 zu entnehmen. Diese werden im Falle der Berücksichtigung eines Speichers noch um einen weiteren Annuitätenfaktor, jenen des Speichers,

$$\alpha_{Sp} = \frac{z \cdot (z + 1)^{LD_{Sp}}}{(z + 1)^{LD_{Sp}} - 1} \quad (3.52)$$

sowie die Annuität des Speichers

$$A_{Speicher} = \alpha_{Sp} \cdot I_{0_Speicher} \quad (3.53)$$

ergänzt.

α_{Sp}	–	Annuitätenfaktor des Speichers in [1/a]
z	–	Kalkulationszinssatz
$A_{Speicher}$	–	Annuität des Speichers in [€/kWha]
$I_{0_Speicher}$	–	Spezifische Investitionskosten des Speichers in [€/kWh]
LD_{Sp}	–	Lebensdauer in [a]

3 Methode und Modell

Für die Optimierung mit Speicher werden zusätzlich zu den bereits bekannten Optimierungsvariablen, welche der optimalen Dimensionierung der PV-Anlage dienen (Peakleistung der PV-Anlage, Strombezug von der PV-Anlage, Einspeisung von Überschussstrom ins Netz, Strombezug aus dem Netz zur Deckung der Residuallast und Binärvariable über die Existenz einer PV-Anlage), vier zusätzliche Optimierungsvariablen angelegt.

$$P_{peak} = \text{Optimierungsvariable}(1) \quad (3.54)$$

$$e_{pv2last} = \text{Optimierungsvariable}(N, 1) \quad (3.55)$$

$$e_{pv2netz} = \text{Optimierungsvariable}(N, 1) \quad (3.56)$$

$$e_{netz} = \text{Optimierungsvariable}(N, 1) \quad (3.57)$$

$$bin_{pv} = \text{Binäre Optimierungsvariable}(1) \quad (3.58)$$

$$SOC = \text{Optimierungsvariable}(N, 1) \quad (3.59)$$

$$SOC_{max} = \text{Optimierungsvariable}(1) \quad (3.60)$$

$$e_{in} = \text{Optimierungsvariable}(N, 1) \quad (3.61)$$

$$e_{out} = \text{Optimierungsvariable}(N, 1) \quad (3.62)$$

Durch diese vier zusätzlichen Optimierungsvariablen, die den Speicher definieren, können für jeden Zeitpunkt der je nach Optimierungsziel optimale Speicherstand, die optimale ein- und ausgespeicherte Energiemenge sowie die optimale Speicherkapazität bestimmt werden.

bin_{pv}	–	Binärvariable über Existenz der PV-Anlage
e_{in}	–	In den Speicher eingespeicherte Energie [kWh]
e_{out}	–	Aus dem Speicher ausgespeicherte Energie [kWh]
e_{netz}	–	Strombezug aus dem Netz in [kWh]
$e_{pv2last}$	–	Strombezug von der PV-Anlage in [kWh]
$e_{pv2netz}$	–	Einspeisung der PV-Anlage ins Netz [kWh]
P_{peak}	–	Spitzenleistung der PV-Anlage in [kW _{peak}]
SOC	–	Speicherstand (State-Of-Charge) des Speichers in [kWh]
SOC_{max}	–	Maximaler Speicherstand (State-Of-Charge) des Speichers in [kWh]

3.1 Aufbau und Ablauf des Modells

Nebenbedingungen:

$$Lastprofile_{ges}(t) == e_{netz}(t) + e_{pv2last}(t) + e_{out}(t) \quad (3.63)$$

$$e_{pv2last}(t) + e_{pv2netz}(t) + e_{in}(t) == E(t) \cdot P_{peak} \cdot faktor_{m2.kW} \quad (3.64)$$

$$SOC(t) == SOC(t-1) - \frac{e_{out}(t)}{\eta_{Speicher}} + e_{in}(t) \cdot \eta_{Speicher} \quad (3.65)$$

$$0 \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (3.66)$$

$$SOC(1) == SOC(N) == 0 \quad (3.67)$$

$$P_{peak} \leq P_{peak_max} \cdot bin_{pv} \quad (3.68)$$

$$P_{peak} \geq 0 \quad (3.69)$$

$$e_{netz}(t) \geq 0 \quad (3.70)$$

$$e_{pv2last}(t) \geq 0 \quad (3.71)$$

$$e_{pv2netz}(t) \geq 0 \quad (3.72)$$

$$e_{in}(t) \geq 0 \quad (3.73)$$

$$e_{out}(t) \geq 0 \quad (3.74)$$

$\eta_{Speicher}$	–	Wirkungsgrad des Ein- und Ausspeicherns
t	–	Laufvariable für die Zeitschritte N
$Lastprofile_{ges}$	–	Gesamtlastprofil des Gebäudes (15min. Intervalle) in [kWh]
P_{peak_max}	–	Maximal erlaubte Spitzenleistung der PV-Anlage begrenzt durch Dachfläche in [kW _{peak}]
SOC_{max}	–	Maximale Speicherkapazität in [kWh]

Die oben angeführten Nebenbedingungen bedeuten ausformuliert:

- Die Last muss zu jedem Zeitpunkt durch Strom aus dem öffentlichen Netz, der PV-Anlage oder dem Speicher gedeckt werden.
- Der gesamte von der Photovoltaikanlage erzeugte Strom kann zur Lastdeckung verwendet, in den Speicher eingespeichert oder ins öffentliche Netz eingespeist werden.
- Der Speicherstand zu jedem Zeitpunkt ergibt sich aus dem Speicherstand des vorhergehenden Zeitpunktes, zuzüglich der von der PV-Anlage eingespeisten Energie, abzüglich der zur Lastdeckung ausgespeicherten Energie.
- Der Speicherstand darf die Speicherkapazität nicht übersteigen.
- Es wird ein Jahreszyklus betrachtet, was bedeutet, dass der Speicherstand am Beginn sowie am Ende des Betrachtungszeitraumes völlig entladen sein muss.
- Die Größe der PV-Anlage darf die maximale PV-Größe, die durch die Dachfläche festgelegt ist, nicht überschreiten.

3 Methode und Modell

- Die Peakleistung der PV-Anlage sowie jegliche Energieflüsse müssen größer Null sein.

Die jährlichen Kostenanteile setzen sich nun aus variablen und fixen Stromkosten, Annuitäten für PV-Anlage sowie Speicher, Fixkosten für die Installation der PV-Anlage, Betriebs-, Reinigungs- und Versicherungskosten zusammen.

$$C_{Var}(t) = c_{Var_strom} \cdot e_{netz}(t) - e_{pv2netz}(t) \cdot p_{einsp} \quad (3.75)$$

$$C_{PV_Peak} = (i_0 \cdot \alpha + c_{R.kW}) \cdot P_{peak} \quad (3.76)$$

$$C_{sonstige} = bin_{pv} \cdot (c_B + c_V + \alpha_{PV} \cdot c_{Fix_PV}) + c_{Fix_strom} \cdot T \quad (3.77)$$

$$C_{Sp} = A_{Speicher} \cdot SOC_{max} \quad (3.78)$$

$$(3.79)$$

c_B	– Betriebskosten in [€/kW _{peak}]
c_{Fix_strom}	– Fixer Anteil der Stromkosten in [€/a]
c_V	– Versicherungskosten [€/a]
c_{Var_strom}	– Variable Stromkosten in [€/kWh]
i_0	– Spezifische Investitionskosten in [€/kW _{peak}]
p_{einsp}	– Preis für Überschusseinspeisung [€/kWh]
C_{PV_Peak}	– Jährliche von PV-Peakleistung abh. Kosten in [€/a]
$C_{sonstige}$	– Sonstige Kostenanteile [€/a]
C_{Sp}	– Jährliche Zahlungen für den Speicher in [€/a]
C_{Var}	– Variable Kosten (15min. Intervalle) in [€]
T	– Anzahl der Wohnungen

Optimierung nach minimalen Kosten

Die Optimierung nach minimalen Kosten hat zum Ziel, die jährlich entstehenden Gesamtkosten zu minimieren, was zu folgender Optimierungszielfunktion führt:

$$ZF_{MinKosten} = \sum_{t=0}^N (C_{Var}(t)) + C_{PV_Peak} + C_{sonstige} + C_{Sp} \quad (3.80)$$

$ZF_{MinKosten}$ – Zielfunktion der Optimierung nach min. Kosten

Optimierung nach maximalem Eigenverbrauch

Die Optimierung nach maximalem Eigenverbrauch kommt dem Ziel der Minimierung des Netzbezugs gleich, weshalb das Optimierungsziel folgendermaßen angeschrieben werden kann:

$$ZF_{MaxEV} = \sum_{t=0}^N e_{netz}(t) \quad (3.81)$$

ZF_{MaxEV} – Zielfunktion der Optimierung nach max. Eigenverbrauch

Optimierung nach verschiedenen gewichteten Kriterien

Die Zielfunktion der Multi-Kriterien-Optimierung besteht aus der Kombination der Optimierungen nach minimalen Kosten und maximalem Eigenverbrauch. Die Gewichtung der beiden Grundoptimierungen werden durch den Faktor γ festgelegt.

$$Objective_{Multi} = \gamma \cdot \frac{ZF_{MinKosten}}{Objective_{MinK}} + (1 - \gamma) \cdot \frac{ZF_{MaxEV}}{Objective_{MaxEV}} \quad (3.82)$$

γ	– Minimale Kosten - Optimierungsziel
$Objective_{MaxEV}$	– Ergebnis der Optimierung nach max. Eigenverbrauch
$Objective_{MinK}$	– Ergebnis der Optimierung nach min. Kosten
$Objective_{Multi}$	– Optimierungsziel der Multi-Kriterien-Optimierung
ZF_{MaxEV}	– Zielfunktion maximaler Eigenverbrauch
$ZF_{MinKosten}$	– Zielfunktion minimale Kosten

3.1.6 Berechnung der jährlichen Gesamtkosten und des Netzbezugs ohne PV-Anlage

Die Bestimmung der jährlichen Gesamtkosten sowie des Netzbezugs ohne Photovoltaikanlage sind nötig, um Vergleiche unterschiedlicher Fallanalysen mit der Ausgangssituation anstellen zu können. Ein Vergleich der jährlichen Gesamtkosten lässt Schlüsse auf die Wirtschaftlichkeit der Implementierung einer Photovoltaikanlage sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung eines Speichers zu.

Der Strombezug aus dem öffentlichen Netz, der ohne Installation einer Photovoltaikanlage nötig wäre, gleicht der (Gesamt-)last. Für die gesamtheitliche Betrachtung des Mehrparteienhauses ergibt sich der Netzbezug zu jedem Zeitpunkt als

$$e_{netz}(t) = Lastprofile_{ges}(t), \quad (3.83)$$

3 Methode und Modell

während der Netzbezug der einzelnen Wohnungen zu jedem Zeitpunkt als

$$e_{netz}(t, j) = Lastprofile(t, j) \quad (3.84)$$

angeschrieben werden kann.

Die Stromkosten setzen sich aus einem variablen und einem fixen Stromkostenanteil zusammen, weshalb sich die Kosten für das gesamte Mehrparteienhaus zu

$$Kosten_Z = \sum_{t=0}^N (c_{Var_strom}(t) \cdot Lastprofile_{ges}(t)) + T \cdot c_{Fix_strom} \quad (3.85)$$

ergeben, während die Kosten für die einzelnen Wohneinheiten zu

$$Kosten_T(j) = \sum_{t=0}^N (c_{Var_strom}(t, j) \cdot Lastprofile(t, j)) + c_{Fix_strom} \quad (3.86)$$

bestimmt werden.

- $Kosten_T$ – Jährliche Kosten der Tops ohne PV und Speicher
- $Kosten_Z$ – Jährliche Kosten Mehrparteienhauses ohne PV und Speicher

Mit den Berechnungen ohne PV-Anlage kann ein Vergleich der ursprünglichen Situation mit der um eine PV-Anlage und einen Speicher erweiterten neuen Situation durchgeführt werden. Hieraus können anschließend Aussagen über die Wirtschaftlichkeit getroffen werden.

3.2 Daten und Annahmen

Kostenannahmen der PV-Anlage:

Betriebskosten	–	60 €/a
Fixkosten d. Installation	–	3372 €
Reinigungskosten	–	2.5 €/m ²
Spezifische Investitionskosten	–	1029 €/kW
Versicherungskosten	–	0 €/a

Österreichische Endkundenstrompreise:

Fixe Stromkosten	–	65 €/a
Variable (mengenbezogene) Stromkosten	–	0.148 €/a

3.2 Daten und Annahmen

Deutsche Endkundenstrompreise:

Fixe Stromkosten	–	50 €/a
Variable (mengenbezogene) Stromkosten	–	0.2732 €/a

Daten der Photovoltaikanlage:

Aufstellungsort - Breitengrad	–	48.2 °C
Aufstellungsort - Längengrad	–	16.3 °C
Azimutwinkel d. PV-Anlage	–	180 °C
Größe eines Panels	–	1.5 m ²
Lebensdauer	–	25 a
Maximale PV-Peakleistung	–	21 kW _{peak}
Neigungswinkel d. PV-Anlage	–	30 °C
Peakleistung eines Panels	–	0.25 kW _{peak}
Sonstige Verluste	–	20 %
Wirkungsgrad der Panele	–	17 %

Daten des Speichers:

Lade-/Entladewirkungsgrad	–	0.98 %
Lebensdauer	–	20 a
Spezifische Speicherkosten	–	1000 €/kWh
Standby-Verluste	–	0.001 %

Sonstige Kostenannahmen:

Kalkulationszinssatz	–	3 %
Preis für Überschusseinspeisung - Großhandelspreis	–	0.03 €/kWh
Preis für Überschusseinspeisung - ungefördert	–	0.00 €/kWh

4 Ergebnisse ausgewählter Fallstudien

In diesem Kapitel sollen Ergebnisse ausgesuchter Fallstudien, die mithilfe des in Kapitel 3 vorgestellten Optimierungsmodells errechnet wurden, dargestellt und erläutert werden. Sämtliche Fallstudien werden zum Vergleich des Einflusses sowohl mit österreichischen als mit deutschen Endkundenstrompreisen berechnet. Weiters werden die meisten Fallstudien einerseits mit Erlösen für Überschusseinspeisung in der Höhe des Großhandelspreises und andererseits ohne Erlöse für Überschusseinspeisung berechnet.

Die meisten Graphen veranschaulichen Optimierungsergebnisse, aufgetragen über dem Grad der Kostenminimierung. Dieser gibt an, welche Prioritäten jährlicher Kostenminimierung bzw. Eigenverbrauchsmaximierung beigemessen werden. Ein Kostenminimierungsgrad von 0 (das entspricht 0 %) bedeutet, dass die Kosten keine Rolle spielen. Es steht somit das Ziel der Maximierung des Eigenverbrauchs im Vordergrund. Ein Kostenminimierungsgrad von 1 (das entspricht 100 %) bedeutet hingegen, dass die Optimierung nur auf Kostenminimierung ausgelegt ist. Alle Werte der Kostenminimierung zwischen 0 und von 1 bedeuten beliebig gewichtete Kombinationen der konträren Optimierungsziele Kostenminimierung und Eigenverbrauchsmaximierung.

Die Berechnungen der Fallstudien ohne Berücksichtigung eines Speichers werden sowohl für das Mehrparteienhaus als Gesamtlast als auch für die einzelnen Wohnungen durchgeführt. Ziel ist der Vergleich dieser beiden Fälle, da positive Synergieeffekte bei der Betrachtung des Mehrparteienhauses als Gesamtlast vermutet werden. Diese Vermutung gründet auf der Tatsache, dass die den Tops 1-10 zugeordneten Einzellastprofile unterschiedlich mit den Sonnenstunden und somit mit der Energieproduktion der PV-Anlage korrelieren, was in Abbildung 4.1 dargestellt ist.

Eine negative Korrelation bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Last zu Zeiten hoher Stromproduktion gering ist (je mehr desto weniger). Die positive Korrelation hingegen beschreibt das Prinzip „je mehr desto mehr“ und sagt aus, dass auch die Last zu Zeiten hoher Stromproduktion groß ist. Jene Lastprofile, bei denen eine positive Korrelation zu den Sonnenstunden besteht, haben somit ein wesentlich größeres Potenzial die Sonnenenergie zu nutzen als solche, die einen negativen Korrelationskoeffizienten aufweisen. In Abbildung 4.1 ist zu sehen, dass Top 7 einen, im Vergleich zu den anderen Lastprofilen,

4 Ergebnisse ausgewählter Fallstudien

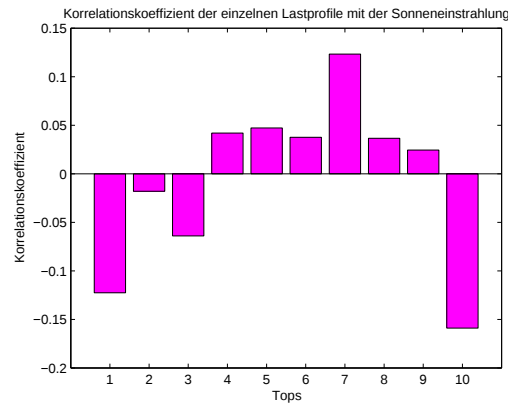


Abbildung 4.1: Korrelation der einzelnen Lastprofile der Tops mit der Sonneneinstrahlung

deutlich höheren positiven, Top 10 hingegen einen stark negativen Korrelationskoeffizienten aufweist. Synergieeffekte würden in diesem Zusammenhang nun bedeuten, dass der für Top 10 während der Mittagszeit produzierte Strom, der aufgrund des stark negativen Korrelationskoeffizienten zu einem Großteil nicht zur Eigenbedarfsdeckung herangezogen wird, beispielsweise von Top 7, genutzt werden kann. Aufgrund der hohen positiven Korrelation ist anzunehmen, dass die Last von Top 7 während der Sonnenstunden größer ist als jene Energiemenge, die vom eigenen Teil der PV-Anlage produziert werden kann. Synergie heißt in diesem Fall, dass Strom, der theoretisch einer Wohnung zugeordnet wird und von dieser nicht genutzt wird, von einer anderen verwendet werden kann. Hierfür wird die Fallstudie der gesamtheitlichen Betrachtung des Gebäudes herangezogen, da nicht zwischen einzelnen Wohnungen und deren Lastprofilen unterschieden wird. Der Korrelationskoeffizient, der zur Bewertung der Korrelation zwischen Lastprofilen und Sonnenstunden herangezogen wird, berechnet sich zu:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n ((x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y}))}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}} \quad (4.1)$$

4.1 Einzelne Wohnungen - PV ohne Speicher mit österreichischen und deutschen Endkundenstrompreisen

Bei der getrennten Betrachtung der Einzellastprofile ergibt sich die optimale PV-Anlagengröße für das Mehrparteienhaus aus der Summe der optimalen PV-Peakleistungen, die für jede Wohneinheit berechnet werden. Besonders auffällig bei der Betrachtung der optimalen PV-Peakleistungen, die für unterschiedliche Kostenminimierungsgrade in Abbildung

4.1 Einzelne Wohnungen - PV ohne Speicher mit österreichischen und deutschen Endkundenstrompreisen

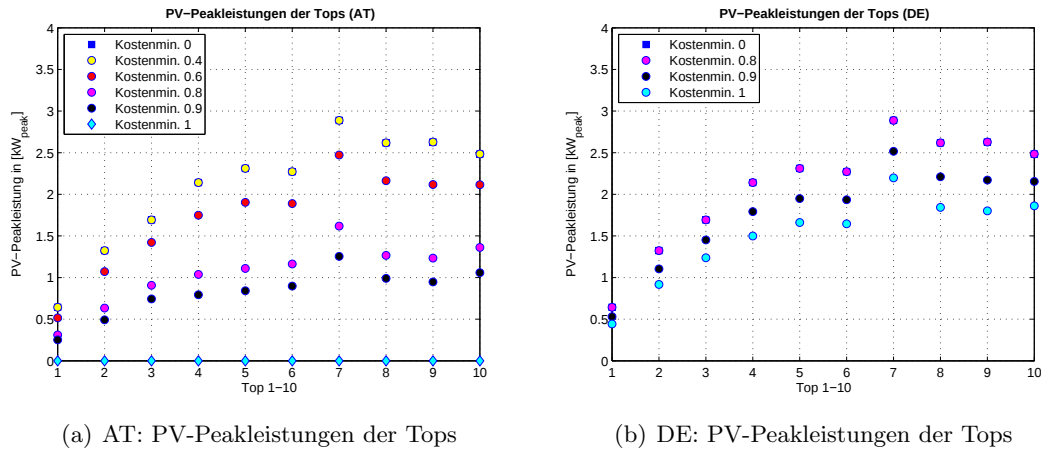
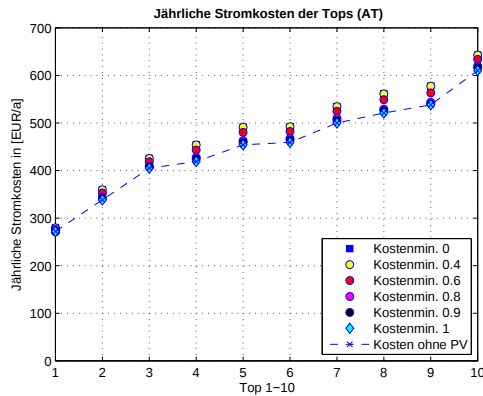


Abbildung 4.2: PV-Peakleistungen der einzelnen Tops des Mehrparteienhauses für unterschiedliche Kostenminimierungsgrade für das österreichische und deutsche Modell bei einem Preis für Überschusseinspeisung: 0.03 €/kWh

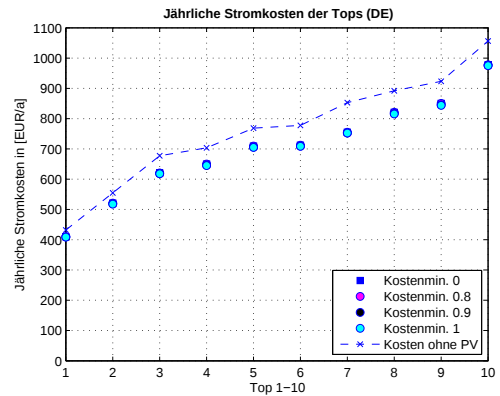
4.2 dargestellt sind, ist, dass im Falle absoluter Kostenminimierung bei österreichischen Endkundenstrompreisen keine PV-Anlage gebaut wird. Das heißt, dass die Mieter durch Installation einer PV-Anlage keine Kosten einsparen können. Sobald sich das Optimierungsziel von absoluter Kostenminimierung zu einer Multi-Kriterien-Optimierung verändert, wodurch die Kostenkomponente mit sinkendem Grad der Kostenminimierung immer weiter in den Hintergrund rückt, wird in PV-Anlagen investiert. Ebenfalls ist bei österreichischen Endkundenstrompreisen zu beobachten, dass ab einem Kostenminimierungsgrad von 40 % die maximal mögliche PV-Peakleistung ausgebaut wird. Bei deutschen Endkundenstrompreisen hingegen wird die maximale Anlagengröße bereits bei einem hohen Grad der Kostenminimierung von 80 % ausgebaut, was ein enormes Kosteneinsparungspotenzial im Bereich deutscher Endkundenstrompreise aufzeigt. Dies zeigt sich auch dadurch, dass selbst bei 100 % Kostenminimierung im Vergleich zu österreichischen Endkundenstrompreisen die Installation einer PV-Anlage zur Kosteneinsparung beiträgt, was in Abbildung 4.3 zu sehen ist.

Abbildung 4.3 zeigt die sich je nach Grad der Kostenminimierung ergebenden jährlichen Stromkosten. Die strichliert eingezeichnete Linie beschreibt die jährlichen Stromkosten, die ohne PV-Anlage anfallen würden. Die Unterschiede zwischen Fallstudien mit österreichischen und deutschen Endkundenstrompreisen können bei dieser Gegenüberstellung deutlich erkannt werden. Aufgrund des bei deutschen Verhältnissen wesentlich höheren variablen (mengenbezogenen) Stromkostenanteils sind die jährlichen Stromkosten, selbst bei einem Ziel absoluter Eigenverbrauchsmaximierung, niedriger als ohne PV-Anlage, was abermals das hohe Kosteneinsparungspotenzial zeigt. Im Falle österreichischer

4 Ergebnisse ausgewählter Fallstudien



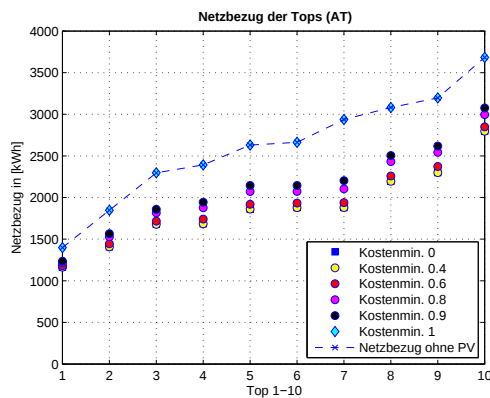
(a) AT: Jährliche Stromkosten der Tops



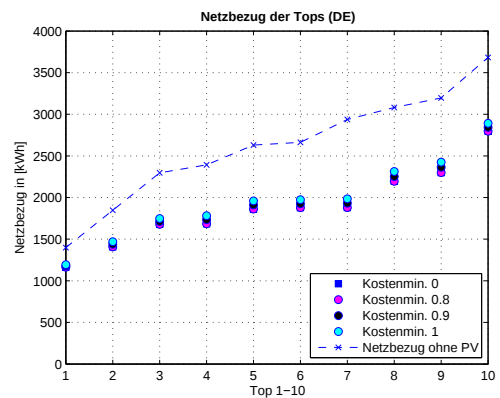
(b) DE: Jährliche Stromkosten der Tops

Abbildung 4.3: Entstehende jährliche Stromkosten der einzelnen Tops des Mehrparteienhauses bei unterschiedlichen Kostenminimierungsgraden für das österreichische und deutsche Modell bei einem Preis für Überschusseinspeisung: 0.03 €/kWh

Endkundenstrompreise zeigt sich, dass kein Kosteneinsparungspotenzial besteht.



(a) AT: Netzbezug der Tops



(b) DE: Netzbezug der Tops

Abbildung 4.4: Netzbezug der einzelnen Tops des Mehrparteienhauses bei unterschiedlichen Kostenminimierungsgraden für das österreichische und deutsche Modell bei einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh

Der Netzbezug, dargestellt in Abbildung 4.4, kann durch Berücksichtigung einer PV-Anlage je nach Optimierungsziel unterschiedlich stark verringert werden.

4.2 Mehrparteienhaus als Gesamtlast - PV ohne Speicher

In diesem Kapitel wird das Gebäude als Gesamtlast betrachtet. Dies bedeutet, dass die Einzellastprofile der Wohnungen je Zeitschritt addiert werden, wodurch sich ein Gesamtlastprofil in 15-minütiger Auflösung ergibt.

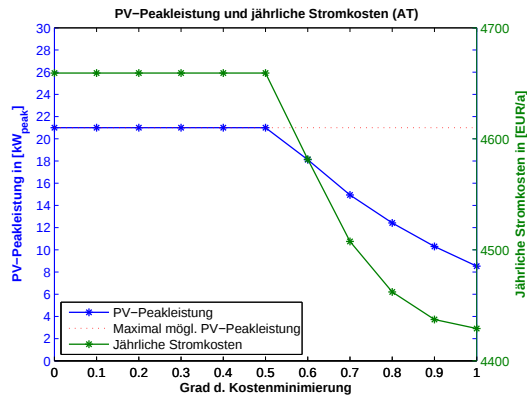
4.2.1 Österreichische Endkundenstrompreise

Abbildung 4.5 zeigt die PV-Peakleistung und die Kosten bzw. den Netzbezug des gesamten Gebäudes, aufgetragen über unterschiedliche Grade der Kostenminimierung und berechnet für einen Überschusseinspeisepreis von 0.03 €/kWh. Es ist zu erkennen, dass die maximale PV-Anlagenleistung bis zu einem Kostenminimierungsgrad von 50 % ausgebaut wird. Besonders auffällig im Vergleich zur Betrachtung nach einzelnen Wohnungen im Kapitel 4.1 ist, dass hier selbst bei absoluter Kostenminimierung eine PV-Anlage gebaut wird, was bei den einzelnen Wohnungen nicht der Fall war. Dies bestätigt die Vermutung für die Existenz von Synergieeffekten, da der gesamtheitliche Ansatz ein geringes, jedoch vorhandenes Kosteneinsparungspotenzial bei absoluter Kostenminimierung unter Berücksichtigung einer PV-Anlage errechnet. Weiters ist aus Abbildung 4.5 ersichtlich, dass der Netzbezug im schlechtesten Fall um ungefähr 23 %, im besten Fall jedoch um über 30 % verringert werden kann.

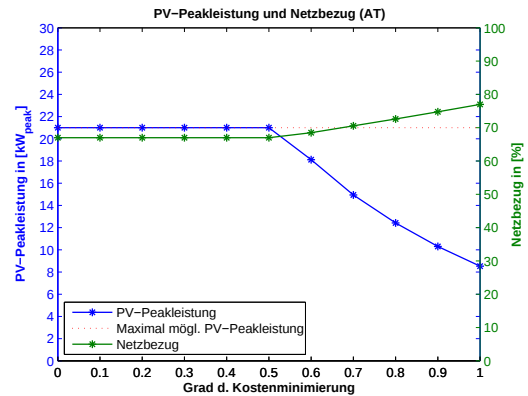
Abbildung 4.6 verdeutlicht den merklichen Einfluss des Preises für Überschusseinspeisung. In dieser Fallstudie wird nicht mehr der Großhandelspreis herangezogen; es wird kein Erlös für Überschusseinspeisung vorgesehen. Dieser Einfluss zeigt sich beim PV-Peakleistungsausbau, der in diesem Fall deutlich zurückgeht. Die jährlichen Stromkosten hingegen steigen im direkten Vergleich zu voriger Fallstudie an, da die mengenabhängigen variablen Stromkosten nun nicht mehr durch Einspeiserlöse verringert werden. Der Netzbezug steigt im Vergleich zu jener Fallstudie, die mit dem Großhandelspreis für Überschusseinspeisung gerechnet wurde, etwas an, da die PV-Anlage weniger stark ausgebaut wird. Im besten Fall kann der Netzbezug wieder um mehr als 30 % verringert werden, im schlechtesten Fall jedoch nur um etwas weniger als 20 %.

Abbildung 4.7 zeigt die jährlichen Stromkosten des gesamten Mehrparteienhauses mit PV-Anlage im Vergleich zu jenen, die ohne PV-Anlage anfallen würden. Bereits die Variante mit dem Großhandelspreis als Erlös für Überschusseinspeisung zeigt das geringe Kosteneinsparungspotenzial für österreichische Endkundenstrompreise. Für den Fall absoluter Kostenminimierung wird eine jährliche Differenz der Stromkosten für das gesamte Gebäude von unter 100 € erreicht. Diese Differenz wird bei nicht vorhandenen Einspeiserlösen noch wesentlich geringer.

4 Ergebnisse ausgewählter Fallstudien

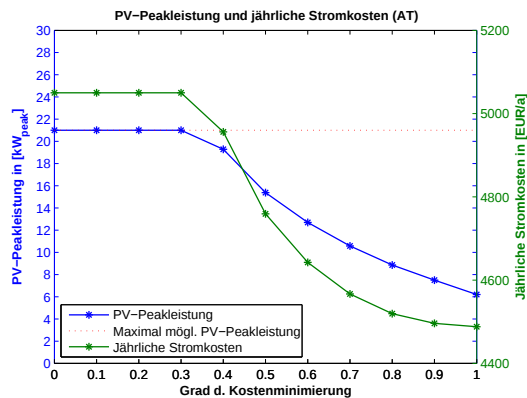


(a) PV-Peakleistung und jährliche Stromkosten

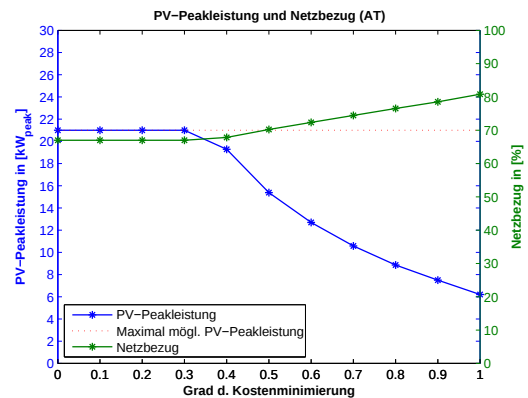


(b) PV-Peakleistung und Netzbezug

Abbildung 4.5: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Mehrparteienhauses, dargestellt für unterschiedliche Kostenminimierungsgrade bei einem Preis f. Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh



(a) PV-Peakleistung und jährliche Stromkosten



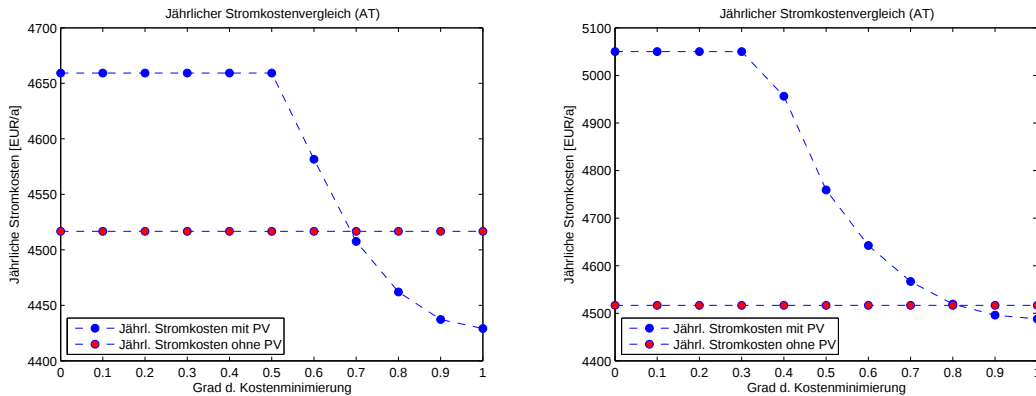
(b) PV-Peakleistung und Netzbezug

Abbildung 4.6: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Mehrparteienhauses, dargestellt für unterschiedliche Kostenminimierungsgrade bei einem Preis f. Überschusseinspeisung von 0.00 €/kWh

4.2.2 Deutsche Endkundenstrompreise

Abbildung 4.8 zeigt die PV-Peakleistung und die Kosten bzw. den Netzbezug, dargestellt für unterschiedliche Kostenminimierungsgrade. Im Vergleich zu dem in Kapitel 4.2.1 dargestellten österreichischen Endkundenstrompreis zeichnet sich die Fallstudie mit

4.2 Mehrparteienhaus als Gesamtlast - PV ohne Speicher



(a) Jährlicher Stromkostenvergleich bei einem Preis f. Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh
 (b) Jährlicher Stromkostenvergleich bei einem Preis f. Überschusseinspeisung von 0.00 €/kWh

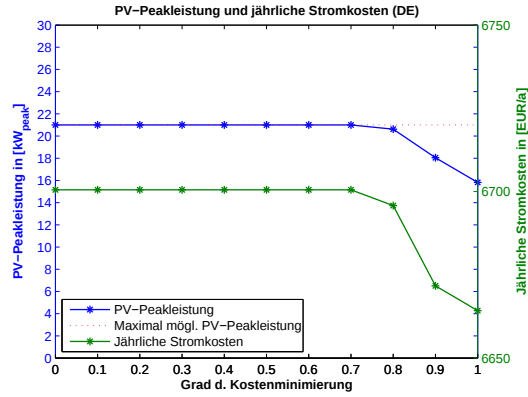
Abbildung 4.7: Jährlicher Stromkostenvergleich der Fallstudien mit und ohne PV-Anlage bei unterschiedlichen Einspeisepreisen von 0.03 €/kWh und 0.00 €/kWh

deutschem Endkundenstrompreis dadurch aus, dass die maximale PV-Peakleistung der Anlage bis zu einem Kostenminimierungsgrad von 70 % voll ausgebaut wird. Auch danach geht die ausgebaute Anlagenleistung nicht sehr stark zurück, was dazu führt, dass der Netzbezug in allen Fällen der Kostenminimierung unter 70 % bleibt. Für den Fall nicht vorhandener Überschusseinspeiseerlöse, dargestellt in Abbildung 4.9, zeigt sich dasselbe Phänomen, das bereits bei österreichischem Endkundenstrompreis beobachtet werden konnte. Die PV-Peakleistung wird weniger stark ausgebaut, wodurch die Residuallast und somit der Netzbezug wieder ansteigen. Die Kosten steigen ebenfalls, da die mengenbezogenen variablen Stromkosten nicht mehr durch Überschusseinspeiseerlöse reduziert werden können.

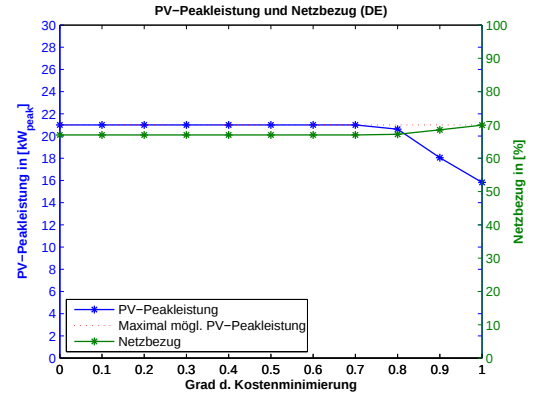
Abbildung 4.10 zeigt einen Vergleich der jährlichen Stromkosten für beide Fälle der Überschusseinspeiseerlöse. Auffällig ist, dass in allen Fällen die jährlichen Stromkosten ohne PV-Anlage deutlich über jenen mit PV-Anlage liegen. Das bedeutet, dass sogar beim Ziel der Eigenverbrauchsmaximierung (die Kostenkomponente spielt eine untergeordnete Rolle) Stromkosten eingespart werden können, was abermals das immense Kosteneinsparungspotenzial bei deutschen Endkundenstrompreisen verdeutlicht.

Der Übersichtlichkeit wegen werden in Abbildung 4.11 die optimalen PV-Peakleistungen aller für das Mehrparteienhaus als Gesamtlast behandelten Fälle innerhalb eines Diagramms dargestellt. Der Vergleich zeigt, dass im Falle deutscher Endkundenstrompreise die PV-Anlage sogar ohne Überschusseinspeiseerlöse stärker ausgebaut wird, als im Fall österreichischer Endkundenstrompreise mit Einspeiseerlösen in Höhe des Großhandelspreises.

4 Ergebnisse ausgewählter Fallstudien

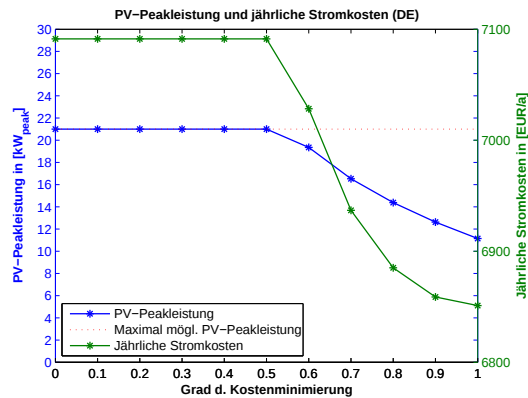


(a) PV-Peakleistung und jährliche Stromkosten

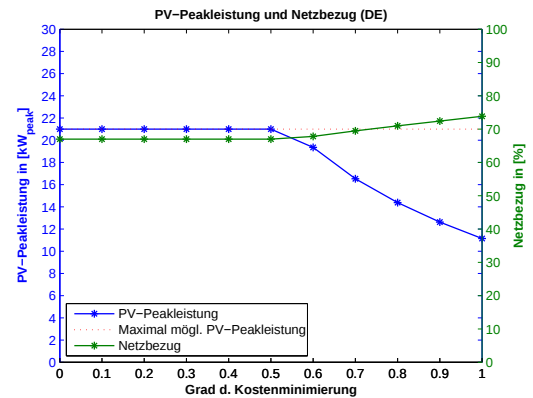


(b) PV-Peakleistung und Netzbezug

Abbildung 4.8: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Mehrparteienhauses, dargestellt für unterschiedliche Kostenminimierungsgrade bei einem Preis f. Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh



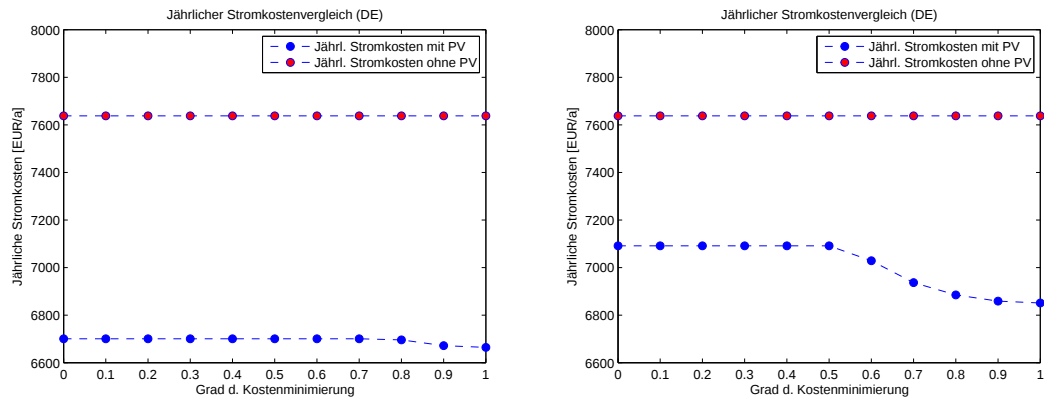
(a) PV-Peakleistung und jährliche Stromkosten



(b) PV-Peakleistung und Netzbezug

Abbildung 4.9: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Mehrparteienhauses, dargestellt für unterschiedliche Kostenminimierungsgrade bei einem Preis f. Überschusseinspeisung von 0.00 €/kWh

4.2 Mehrparteienhaus als Gesamtlast - PV ohne Speicher



(a) Jährlicher Stromkostenvergleich bei einem Preis f. Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh
 (b) Jährlicher Stromkostenvergleich bei einem Preis f. Überschusseinspeisung von 0.00 €/kWh

Abbildung 4.10: Jährlicher Stromkostenvergleich der Fallstudien mit und ohne PV-Anlage bei unterschiedlichen Einspeisepreisen von 0.03 €/kWh und 0.00 €/kWh

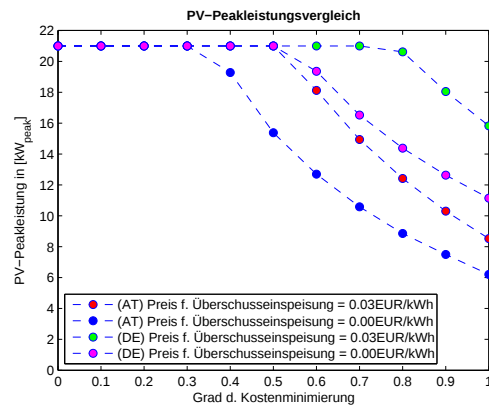
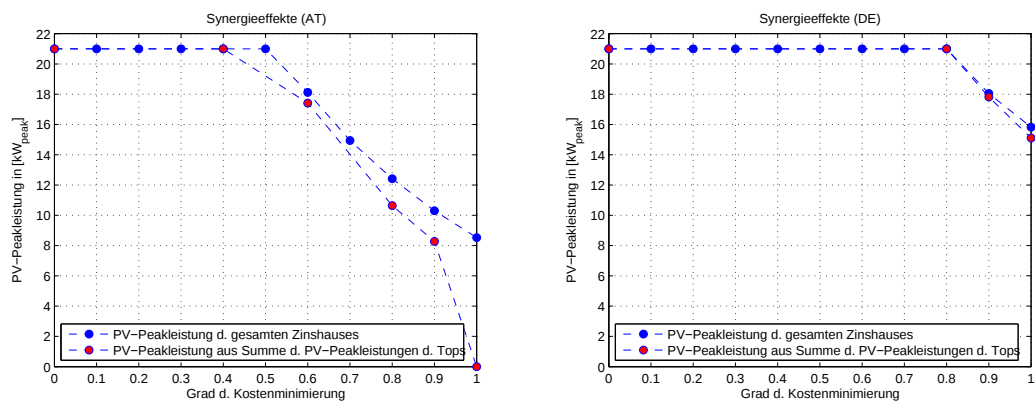


Abbildung 4.11: PV-Peakleistungsvergleich des österreichischen und deutschen Modells bei Preisen für Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh und 0.00 €/kWh

4 Ergebnisse ausgewählter Fallstudien

4.2.3 Synergieeffekte

Um die Existenz von Synergieeffekten bei der Betrachtung des Mehrparteienhauses als Gesamtlast tatsächlich darstellen zu können, werden die Ergebnisse der optimalen PV-Peakleistungen der einzelnen Wohnungen für unterschiedliche Grade der Kostenminimierung addiert. Die sich daraus Punkt für Punkt ergebende optimale PV-Anlagengröße wird den optimalen PV-Peakleistungen gegenübergestellt, die für das Gebäude als Gesamtlast errechnet wurden. Hieraus ergeben sich für die Fallstudien mit österreichischen und deutschen Endkundenstrompreisen Verläufe, die in Abbildung 4.12 dargestellt werden. Es ist zu beobachten, dass die Synergieeffekte im Falle österreichischer Endkundenstrompreise bei hohen Graden der Kostenminimierung deutlich ausfallen. Je mehr man sich dem Ziel der Eigenverbrauchsmaximierung nähert, desto geringer wird der Einfluss von Synergieeffekten. In jedem Fall jedoch lassen diese Ergebnisse den Schluss zu, dass es in Zukunft besonders in Österreich wichtig sein wird, Geschäftsmodelle zu entwickeln, die den Einfluss von Synergien nicht außer Acht lassen. Ohne Berücksichtigung von Synergieeffekten wäre der Ausbau von PV-Anlagen mit Ziel der absoluten Kostenminimierung in Österreich nicht gegeben.



(a) Synergieeffekte bei österr. Endkundenstrompreisen (b) Synergieeffekte deutschen Endkundenstrompreisen

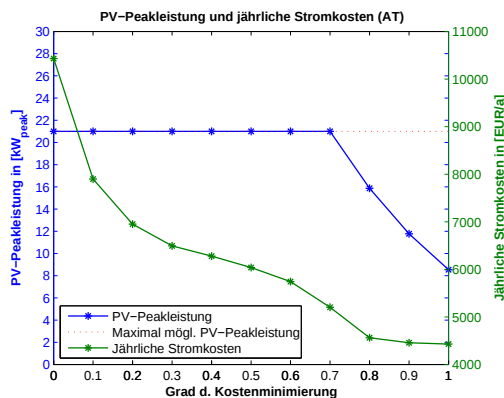
Abbildung 4.12: Synergieeffekte der ganzheitlichen Betrachtung im Vergleich zur Betrachtung nach einzelnen Tops

4.3 Mehrparteienhaus als Gesamtlast - PV mit Speicher

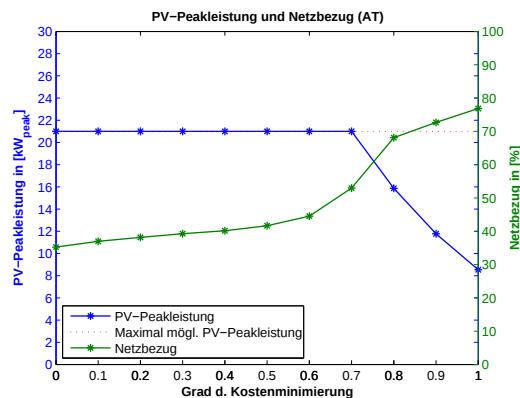
Bei den folgenden Fallstudien wird neben der Möglichkeit zur Implementierung einer PV-Anlage auch jene eines Speichers berücksichtigt. Dadurch soll es möglich werden den Eigenverbrauchsanteil weiter zu erhöhen, indem ein Teil des von der PV-Anlage erzeugten überschüssigen Stroms gespeichert wird. Die Berücksichtigung eines Speichers im Modell ist besonders für jene Mieter vorteilhaft, die den meisten Strom in den Abendstunden benötigen, was eine schlechte Korrelation des Lastprofils mit den Sonnenstunden bedeutet. Die maximale Speicherkapazität wird mit 100 kWh begrenzt.

4.3.1 Österreichische Endkundenstrompreise

Abbildung 4.13 stellt die Entwicklung der ausgebauten PV-Peakleistung und die jährlichen Stromkosten bzw. den Netzbezug für unterschiedliche Grade der Kostenminimierung dar. Der Einfluss des Speichers ist gut erkennbar, da die PV-Peakleistung nun bis zu einem Kostenminimierungsgrad von 70 % maximal möglich ausgebaut wird. Im Vergleich zur Fallstudie ohne Speicher, welche in Kapitel 4.2.1 behandelt wurde, wird die PV-Peakleistung nur bis zu einem Kostenminimierungsgrad von 50 % voll ausgebaut. Der in diesem Fall stärkere PV-Ausbau ist damit zu begründen, dass die von der PV-Anlage produzierte Energie zwischengespeichert werden kann und nicht zu niedrigen Preisen bzw. gänzlich ohne Erlös in das öffentliche Netz eingespeist werden muss.



(a) PV-Peakleistung und jährliche Stromkosten



(b) PV-Peakleistung und Netzbezug

Abbildung 4.13: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Mehrparteienhauses mit Speicher bei Speicherkosten von 1000 €/kWh und einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh

4 Ergebnisse ausgewählter Fallstudien

Erwartungsgemäß sinkt der Netzbezug durch Berücksichtigung eines Speichers. Beim Ziel der Eigenverbrauchsmaximierung kann der Netzbezug sogar bis deutlich unter 40 % verringert werden. Das Ziel einer Kostenminimierung von 100 % führt zu demselben Ergebnis, das bereits bei der Fallstudie ohne Speicher als optimal errechnet wurde. Hier wird zwar eine PV-Anlage gebaut, jedoch kein Speicher implementiert. Ab einem Kostenminimierungsgrad von 90 % wird bereits ein Speicher sehr geringer Kapazität implementiert, was in Abbildung 4.15 zu sehen ist.

Abbildung 4.14 zeigt einen ähnlichen Fall mit dem Unterschied, dass der in das Netz eingespeiste Überschussstrom nicht vergütet wird. Dies führt in manchen Fällen dazu, dass der Speicher tendenziell etwas stärker ausgebaut wird (Abbildung 4.15), um Verluste durch ungenutzten bzw. nicht vergüteten Strom zu vermeiden. Die optimale PV-Peakleistung hoher Kostenminimierungsgrade ist in diesem Fall geringer, als bei Einspeiseerlösen in der Höhe des Großhandelspreises. Dies liegt daran, dass zusätzlich zu fehlenden Einspeiseerlösen die Speicherkapazität nur bescheiden bis gar nicht ausgebaut wird.

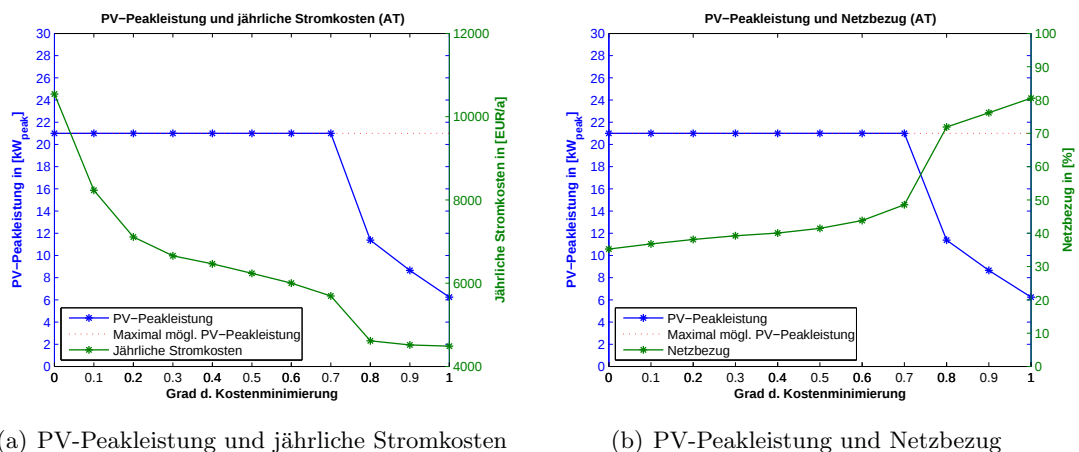


Abbildung 4.14: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Mehrparteienhauses mit Speicher bei Speicherkosten von 1000 €/kWh und einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.00 €/kWh

Abbildung 4.16 zeigt einen Vergleich der jährlichen Stromkosten aller bisherigen Fallanalysen für österreichische Endkundenstrompreise, die für das Gebäude als Gesamtlast betrachtet wurden. Hieraus kann erkannt werden, dass durch den Speicher im Vergleich zu den übrigen Fällen, keine zusätzlichen Kosten eingespart werden können. Die Berücksichtigung des Speichers wirkt sich vor allem in jenen Fällen aus, in denen die Kosten eine untergeordnete Rolle spielen (niedrige Grade der Kostenminimierung), da

4.3 Mehrparteienhaus als Gesamtlast - PV mit Speicher

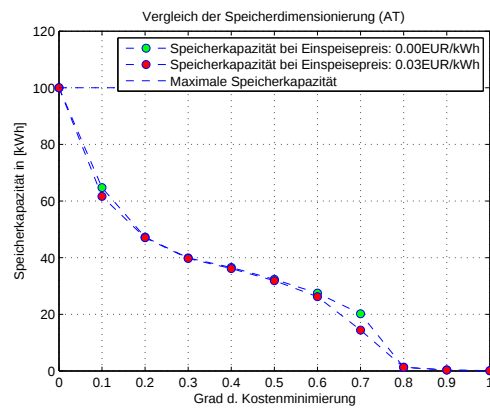
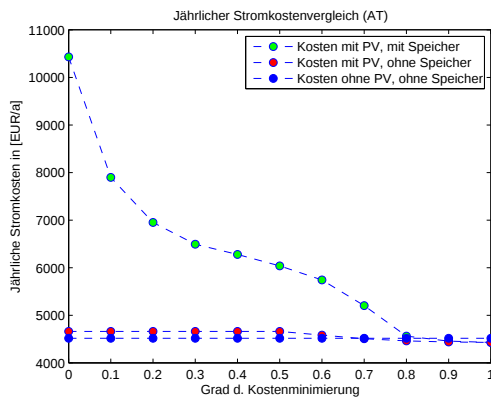
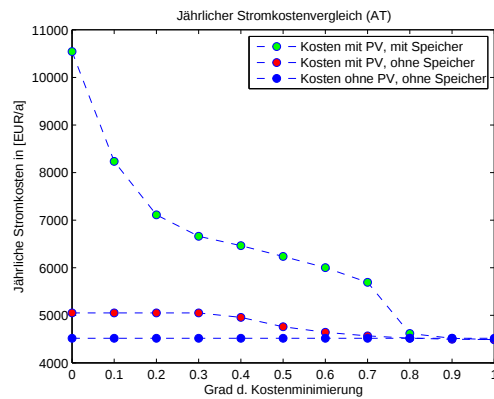


Abbildung 4.15: Vergleich der Speicherkapazität bei jährlichen Stromkosten von 1000 €/kWh und unterschiedlichen Preisen für Überschusseinspeisung

hier das Ziel eines hohen Eigenverbrauchs durch entsprechend große Speicherkapazität leicht erreicht werden kann.



(a) Jährlicher Stromkostenvergleich, Überschuss-einspeisepreis: 0.03 €/kWh



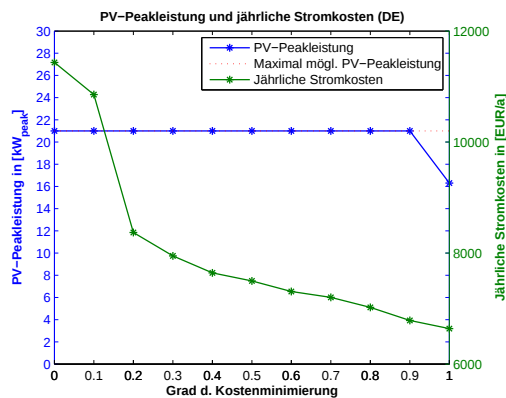
(b) Jährlicher Stromkostenvergleich, Überschuss-einspeisepreis: 0.00 €/kWh

Abbildung 4.16: Jährlicher Stromkostenvergleich und Netzbezug des gesamten Mehrparteienhauses mit Speicher bei Speicherkosten von 1000 €/kWh und Preisen für Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh bzw. 0.00 €/kWh

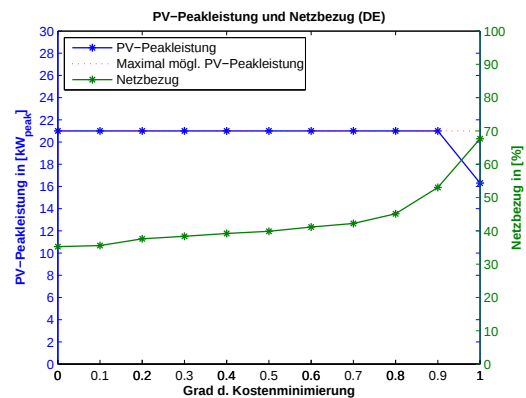
4 Ergebnisse ausgewählter Fallstudien

4.3.2 Deutsche Endkundenstrompreise

Bei deutschen Endkundenstrompreisen äußert sich der Einfluss eines Speichers im Optimierungsmodell noch drastischer. Die Peakleistung der PV-Anlage wird bis zu einem Kostenminimierungsgrad von 90 % voll ausgebaut, was in Abbildung 4.17 zu sehen ist. Aufgrund des hohen variablen (mengenbezogenen) Endkundenstrompreises ist das Kosteneinsparungspotenzial bei deutschen Endkundenstrompreisen durch den Verbrauch von selbst produziertem Strom deutlich höher, was dazu führt, dass der Speicherausbau stärker vorangetrieben wird als im Falle der österreichischen Endkundenstrompreise. Der geringst mögliche Netzbezug liegt auch in diesem Fall bei deutlich unter 40 % und unterscheidet sich somit nicht vom Fall mit österreichischen Endkundenstrompreisen, da die maximale Speicherdimension mit 100 kWh ausgeschöpft ist. Bei absoluter Kostenminimierung kann der Netzbezug für beide Fälle der Einspeisevergütung (0.03 €/kWh - Abbildung 4.17 und 0.00 €/kWh - Abbildung 4.18) im Vergleich zur Fallanalyse mit österreichischen Endkundenstrompreisen (siehe Kapitel 4.3.1) um jeweils ungefähr 10 % reduziert werden.



(a) PV-Peakleistung und jährliche Stromkosten



(b) PV-Peakleistung und Netzbezug

Abbildung 4.17: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Mehrparteienhauses mit Speicher bei Speicherkosten von 1000 €/kWh und einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh

Analog zum Fall mit österreichischen Endkundenstrompreisen kann auch hier in Abbildung 4.19 beobachtet werden, dass im Falle einer Abschaffung von Überschusseinspeiseerlösen die optimale Kapazität des Speichers tendenziell etwas größer bestimmt wird, da durch das Einspeisen ins öffentliche Netz keine zusätzlichen Erlöse erzielt werden können und es sinnvoller wäre, die Energie zwischenspeichern.

Abbildung 4.20 zeigt einen Vergleich der jährlichen Stromkosten. Hier ist im Vergleich

4.3 Mehrparteienhaus als Gesamtlast - PV mit Speicher

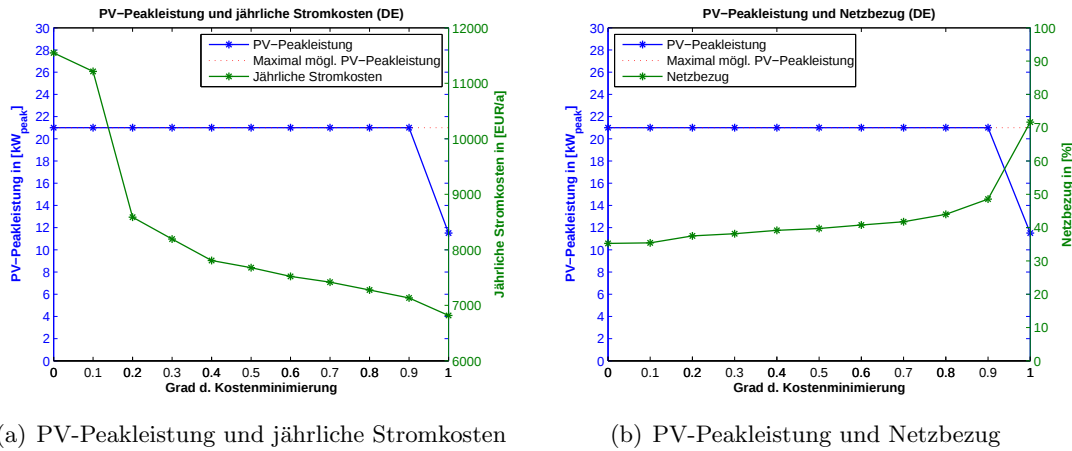


Abbildung 4.18: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Mehrparteienhauses mit Speicher bei Speicherkosten von 1000 €/kWh und einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.00 €/kWh

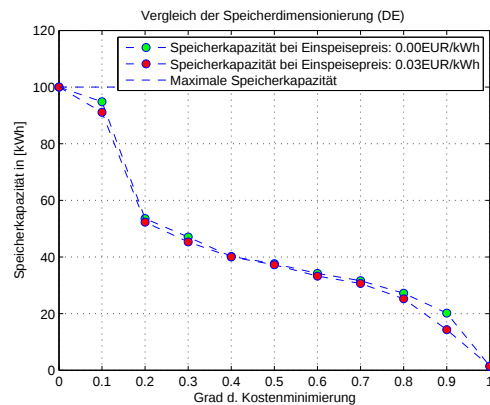
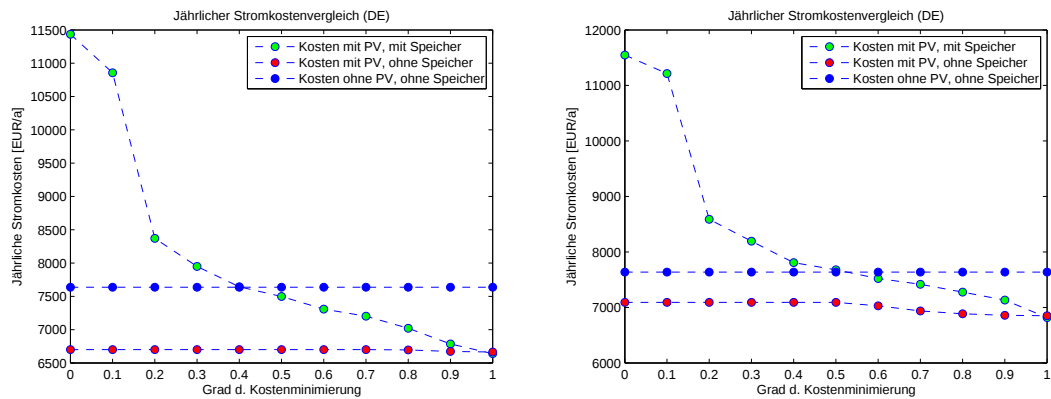


Abbildung 4.19: Vergleich der Speicherkapazität bei jährlichen Stromkosten von 1000 €/kWh und unterschiedlichen Preisen für Überschusseinspeisung

zur Variante mit österreichischen Endkundenstrompreisen auffällig, dass selbst bei der Berücksichtigung einer Kombination von PV-Anlage und Speicher gegenüber den jährlichen Stromkosten ohne PV-Anlage und ohne Speicher Kosteneinsparungspotenzial besteht. Lediglich bei vorrangigem Ziel nach Maximierung des Eigenverbrauchs übersteigen die Kosten dieser Fallanalyse die ursprünglichen Stromkosten, was auf die große Kapazität des Speichers zurückzuführen ist.

4 Ergebnisse ausgewählter Fallstudien



(a) Jährlicher Stromkostenvergleich, Überschuss-einspeisepreis: 0.03 €/kWh (b) Jährlicher Stromkostenvergleich, Überschuss-einspeisepreis: 0.00 €/kWh

Abbildung 4.20: Jährlicher Stromkostenvergleich und Netzbezug des gesamten Mehrparteienhauses mit Speicher bei Speicherkosten von 1000 €/kWh und Preisen für Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh bzw. 0.00 €/kWh

5 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

5.1 Fallstudie mit unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen

Alle bisherigen Berechnungen wurden mit einem Kalkulationszinssatz von 3 % durchgeführt. Da der Kalkulationszinssatz jedoch eine subjektive Annahme darstellt, die je nach Situation und persönlichem Ziel variieren kann, werden die Berechnungen für das Mehrparteienhaus als Gesamtlast für drei unterschiedliche Kalkulationszinssätze durchgeführt. Sämtliche in diesem Kapitel folgende Abbildungen zeigen Vergleichsergebnisse für Kalkulationszinssätze von 3 %, 5 % und 10 %.

5.1.1 Österreichische Endkundenstrompreise

Abbildungen 5.1 und 5.2 zeigen die Situation unterschiedlicher Kalkulationszinssätze bei Preisen für Überschusseinspeisung in der Höhe des Großhandelspreises sowie ohne Einspeisevergütung. Aus den Diagrammen ist gut zu erkennen, dass höhere Kalkulationszinssätze zu einer Reduktion des PV-Anlagenausbaues führen. Der Grund liegt darin, dass der Kalkulationszinssatz zur Berechnung des Annuitätenfaktors herangezogen wird. Dieser wird wiederum dafür verwendet, die Anfangsinvestitionssumme auf jährliche Zahlungen (Annuitäten) umzulegen. Je höher der Kalkulationszinssatz gewählt wird, desto größer wird der Annuitätenfaktor, woraus höhere jährliche Zahlungen resultieren. Im Falle des Modells mit österreichischen Endkundenstrompreisen zeigt sich, dass bei einem Kalkulationszinssatz von 5 % bei einem Kostenminimierungsziel von 100 % keine PV-Anlage errichtet wird. Dies bedeutet, dass ohne Implementierung einer PV-Anlage geringere jährliche Stromkosten anfallen. Dieser Effekt fällt bei einem Kalkulationszinssatz von 10 % noch deutlicher aus. Hier wird sogar bis zu einem Kostenminimierungsgrad von 80 % nicht in eine PV-Anlage investiert. Der große Sprung der PV-Peakleistung, der den Übergang zwischen keinem und erstmaligem Ausbau einer PV-Anlage kennzeichnet, wird durch den relativ hohen Fixkostenanteil der PV-Anlage bedingt.

5 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

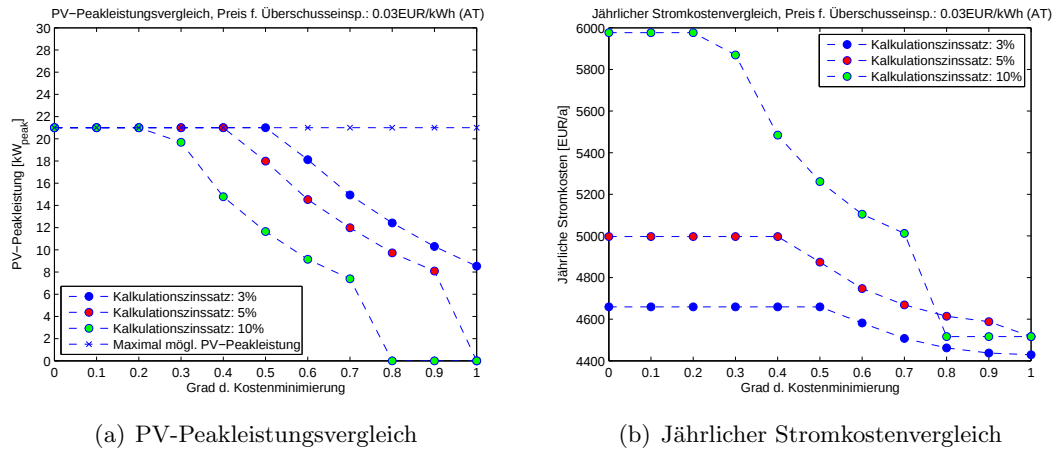


Abbildung 5.1: PV-Peakleistungs- und jährlicher Stromkostenvergleich bei österreichischen Endkundenstrompreisen, Preis für Überschusseinspeisung: 0.03 €/kWh

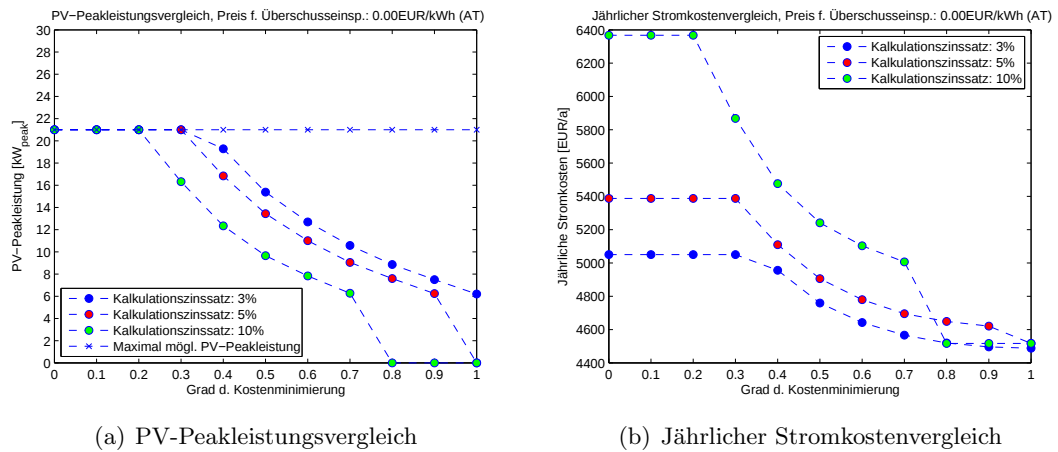


Abbildung 5.2: PV-Peakleistungs- und jährlicher Stromkostenvergleich bei österreichischen Endkundenstrompreisen, Preis für Überschusseinspeisung: 0.00 €/kWh

5.1.2 Deutsche Endkundenstrompreise

Im Falle der in Abbildungen 5.3 und 5.4 dargestellten Fallanalysen mit deutschen Endkundenstrompreisen ist zu beobachten, dass mit steigenden Kalkulationszinssätzen die ausgebaute Anlagenleistung zwar zurückgeht, jedoch auch bei hohen Graden der Kostenminimierung, wie in den Fällen der österreichischen Strompreisszenarien, nicht gänzlich ausbleibt. Grund hierfür ist abermals das hohe Kosteneinsparungspotenzial von

5.1 Fallstudie mit unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen

PV-Anlagen bei deutschen Endkundenstrompreisen, welches seinen Einfluss auch bei einem hohen Kalkulationszinssatz von 10 % zeigt.

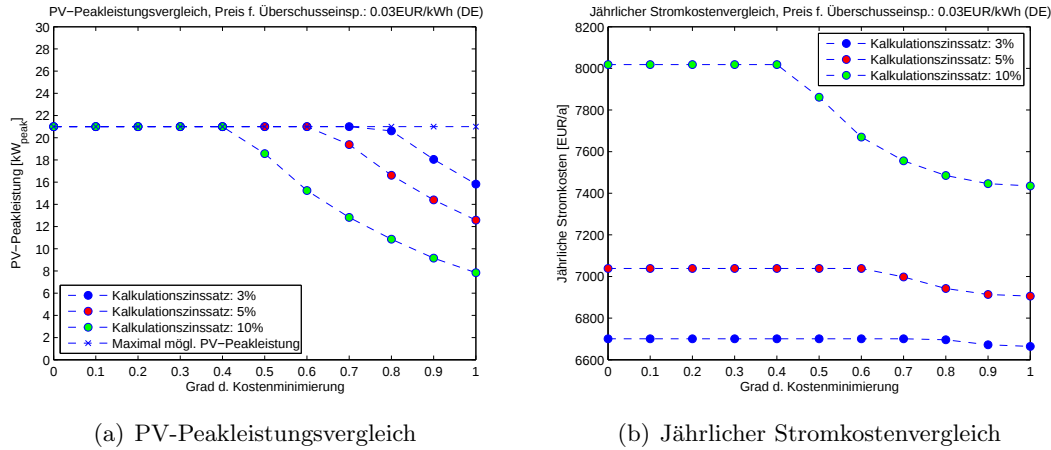


Abbildung 5.3: PV-Peakleistungs- und jährlicher Stromkostenvergleich bei deutschen Endkundenstrompreisen, Preis für Überschusseinspeisung: 0.03 €/kWh

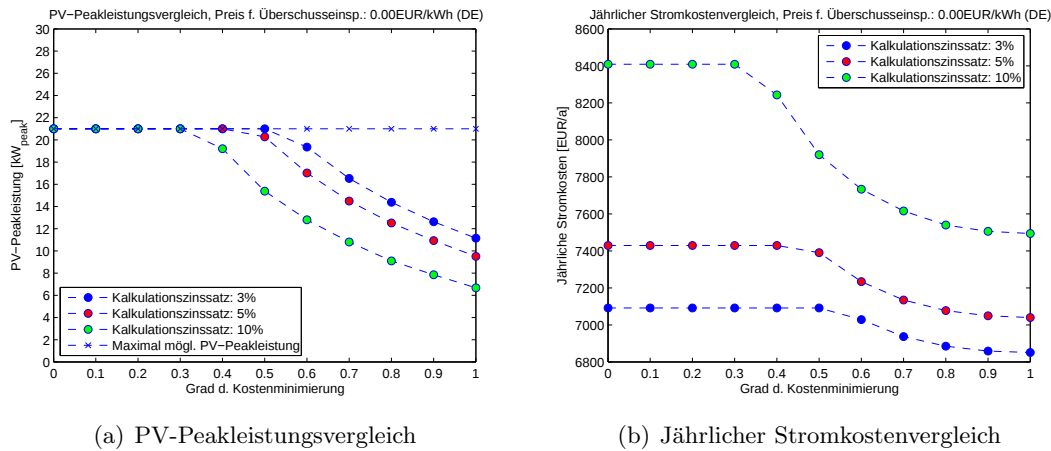


Abbildung 5.4: PV-Peakleistungs- und jährlicher Stromkostenvergleich bei deutschen Endkundenstrompreisen, Preis für Überschusseinspeisung: 0.00 €/kWh

5.2 Fallstudie mit niedrigeren Speicherkosten

Im Vergleich zu den in Kapitel 4.3 beschriebenen Ergebnissen der Implementierung eines Speichers mit spezifischen Kosten von 1000 €/kWh sollen hier die Ergebnisse derselben Berechnungen, lediglich mit geänderten spezifischen Speicherkosten, dargestellt und verglichen werden. Diese Fallstudie geht nun von um die Hälfte verminderten spezifischen Speicherkosten (500 €/kWh) aus, was eine optimistische zukünftige Kostenentwicklung darstellen soll.

5.2.1 Österreichische Endkundenstrompreise

Abbildungen 5.5 und 5.6 zeigen die PV-Peakleistung und die jährlichen Stromkosten bzw. den Netzbezug, aufgetragen über dem Grad der Kostenminimierung, für unterschiedliche Preise der Überschusseinspeisung. Im Vergleich zum Fall mit höheren Speicherkosten wird die PV-Anlage hier stärker ausgebaut, was daran liegt, dass aufgrund der größeren optimalen Speicherkapazität, die durch verminderte spezifische Kosten bedingt wird, mehr Überschussstrom gespeichert werden kann.

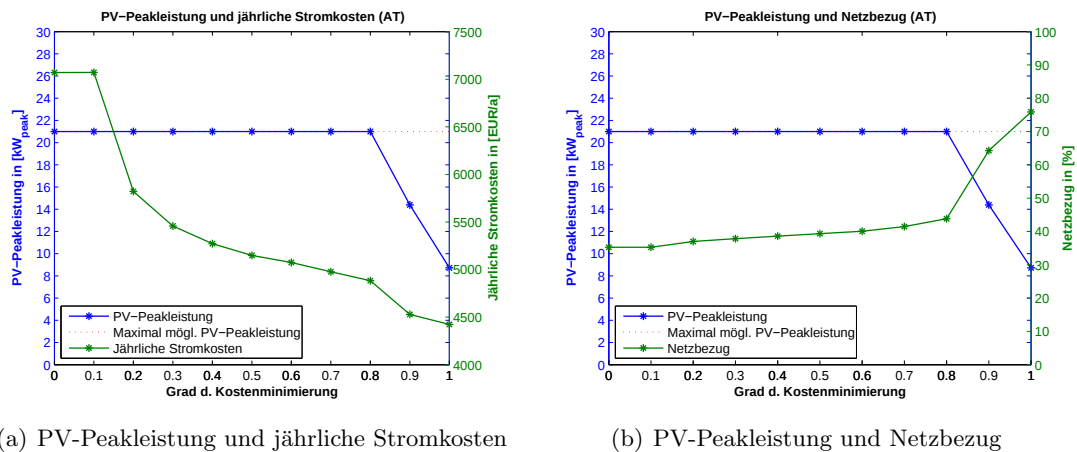
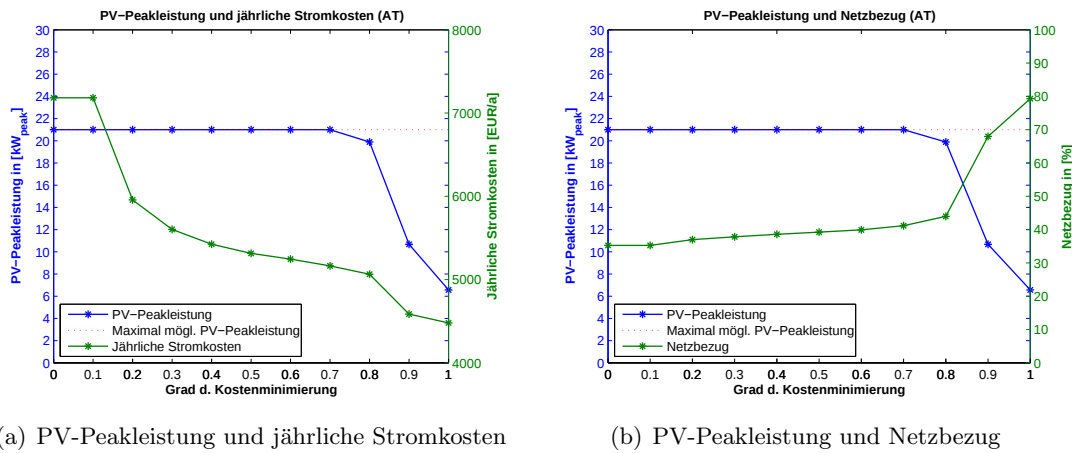


Abbildung 5.5: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Gebäudes mit Speicher bei Speicherkosten von 500 €/kWh und einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh

Abbildung 5.7 stellt die optimale Speicherkapazität für unterschiedliche Grade der Kostenminimierung dar. Es zeigt sich, dass der Speicher im Falle niedrigerer Speicherkosten bis zu einem Kostenminimierungsgrad von 10 % maximal ausgebaut wird. Im Falle der Speicherkosten von 1000 €/kWh findet der maximale Speicherausbau bis 100 kWh nur

5.2 Fallstudie mit niedrigeren Speicherkosten



(a) PV-Peakleistung und jährliche Stromkosten

(b) PV-Peakleistung und Netzbezug

Abbildung 5.6: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Gebäudes mit Speicher bei Speicherkosten von 500 €/kWh und einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.00 €/kWh

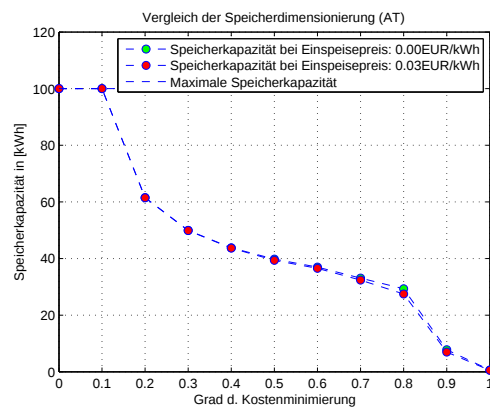


Abbildung 5.7: Vergleich der Speicherkapazität bei jährlichen Stromkosten von 500 €/kWh und unterschiedlichen Preisen für Überschusseinspeisung

im Falle absoluter Maximierung des Eigenverbrauchs statt. Geringere Speicherkosten tragen auch dazu bei, dass der Speicher selbst bei hohen Graden der Kostenminimierung (80 % und 90 %) nun merklich ausgebaut wird. Im Falle höherer Speicherkosten strebt die optimale Kapazität des Speichers schon ab einem Kostenminimierungsgrad von 80 % gegen null (vgl. Abbildung 4.15).

5 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen

5.2.2 Deutsche Endkundenstrompreise

Die günstigeren Speicherkosten wirken sich bei der Fallstudie mit deutschen Endkundenstrompreisen noch deutlicher aus, als bei jener mit österreichischen Endkundenstrompreisen. Im Falle von Überschusseinspeisepreisen von 0.03 €/kWh wird die PV-Anlage sogar bei absoluter Kostenminimierung maximal ausgebaut. Dadurch kann der Netzbezug sogar auf 45 % verringert werden, was in Abbildung 5.8 zu sehen ist. Im Falle höherer Speicherkosten kann der Netzbezug mit dem Ziel absoluter Kostenminimierung lediglich auf ungefähr 70 % reduziert werden. Der große Unterschied in der Reduktion des Netzbezugs der beiden Fälle liegt vor allem daran, dass bei einem Kostenminimierungsgrad von 100 % und Speicherkosten von 1000 €/kWh die optimale Speicherkapazität fast bei null liegt. Werden die Speicherkosten um die Hälfte reduziert, berechnet sich die optimale Speicherkapazität hingegen zu ungefähr 30 kWh, was in Abbildung 5.10 zu sehen ist. Abbildung 5.9 zeigt den Fall ohne Überschusseinspeiserlöse. Hier wird die PV-Peakleistung im Falle absoluter Kostenminimierung fast voll ausgebaut. Es ergeben sich nur geringe Unterschiede in den Speicherkapazitäten, die ohne Einspeiserlöse tendentiell höher ausfallen.

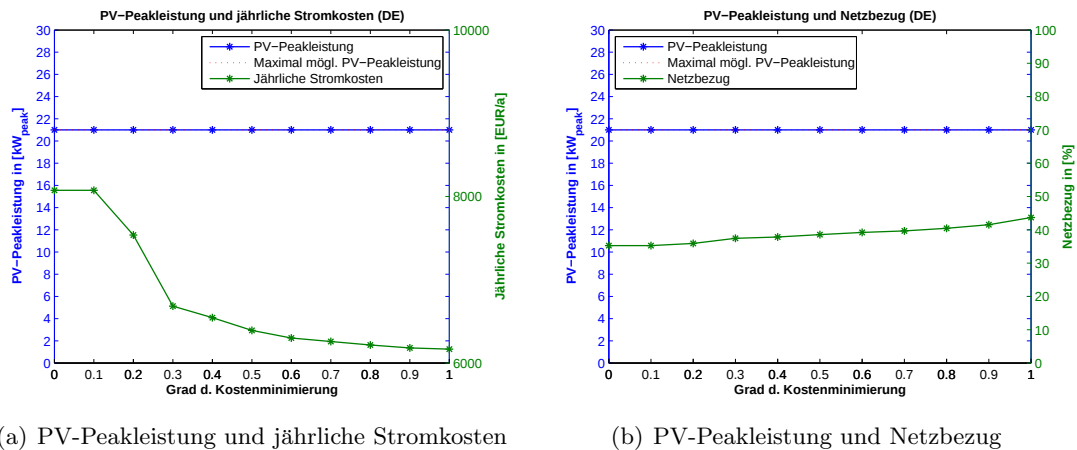
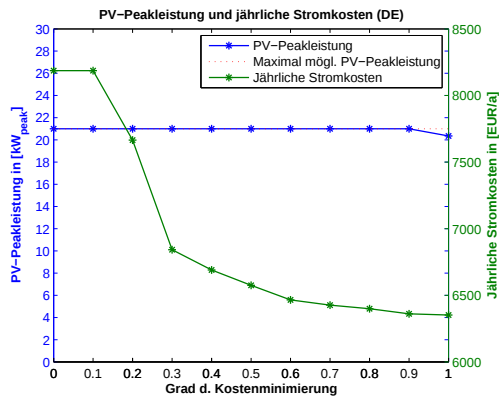
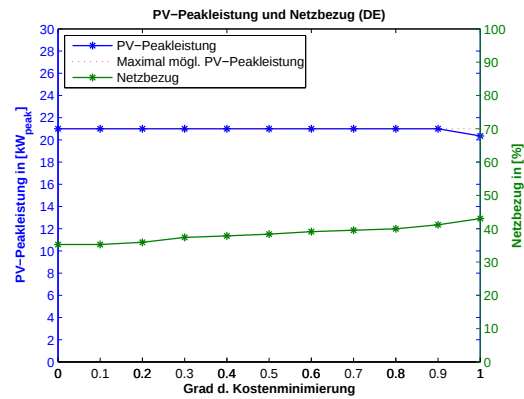


Abbildung 5.8: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Gebäudes mit Speicher bei Speicherkosten von 500 €/kWh und einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh

5.2 Fallstudie mit niedrigeren Speicherkosten



(a) PV-Peakleistung und jährliche Stromkosten



(b) PV-Peakleistung und Netzbezug

Abbildung 5.9: PV-Peakleistung, jährliche Stromkosten und Netzbezug des gesamten Gebäudes mit Speicher bei Speicherkosten von 500 €/kWh und einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.00 €/kWh

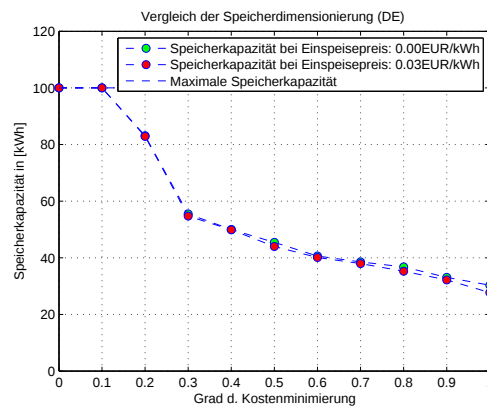


Abbildung 5.10: Vergleich der Speicherkapazität bei jährlichen Stromkosten von 500 €/kWh und unterschiedlichen Preisen für Überschusseinspeisung

5.3 Berücksichtigung zweier Elektrofahrzeugladestationen

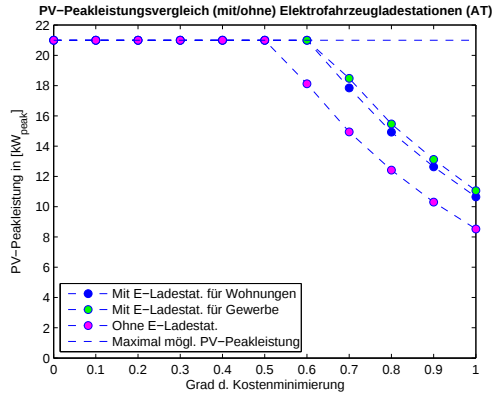
Derzeit wird die Entwicklung von Elektrofahrzeugen stark forciert. Dieser Trend kann durch Integration von Stromtankstellen für Mieter in Wohnhausanlagen weiter vorangetrieben werden. In einem solchen Fall bietet es sich an, den von der hauseigenen PV-Anlage regenerativ erzeugten Strom zur Betankung der Fahrzeuge zu nutzen. Es ist davon auszugehen, dass die meisten Bewohner ihre Fahrzeuge über Nacht laden möchten, was zu einer negativen Korrelation mit den Sonnenstunden führt. Etwas anders verhält es sich bei der Berücksichtigung von Gewerbebetrieben. Hier ist davon auszugehen, dass die Korrelation der Elektrofahrzeugladeprofile mit den Sonnenstunden besser ausfällt, da die Mitarbeiter des Gewerbebetriebes ihre (Dienst-)fahrzeuge während der Arbeitszeit, also tagsüber, laden können. Zur Untersuchung dieser beiden Fallstudien wurde die Gesamtlast des Mehrparteienhauses um zwei Elektrofahrzeugladeprofile erweitert.

Abbildung 5.11 zeigt die Auswirkung der Berücksichtigung von Elektrofahrzeugladestationen für Fallstudien mit österreichischen Endkundenstrompreisen. Die optimale PV-Peakleistung der Anlage wird durch die zusätzlichen Lasten nach oben verschoben. Auch im Falle von schlecht korrelierenden Ladelastprofilen eines durchschnittlichen Hausbewohners wird die PV-Anlage größer ausgelegt. Ebenfalls zeigt sich der zu erwartende Effekt bei Betrachtung von Gewerbelastprofilen. Das ursprüngliche Ladelastprofil eines Mieters wurde um den Zeitraum von zwölf Stunden zirkular verschoben, um das Ladeverhalten von Gewerbebetrieben abbilden zu können. Dies hat somit zur Folge, dass eine ursprüngliche Nachtladespitze zur Mittagszeit auftritt. Aufgrund der besseren Korrelation mit den Sonnenstunden wird die PV-Anlage im Vergleich zu jener des Durchschnittsmieters noch etwas größer dimensioniert.

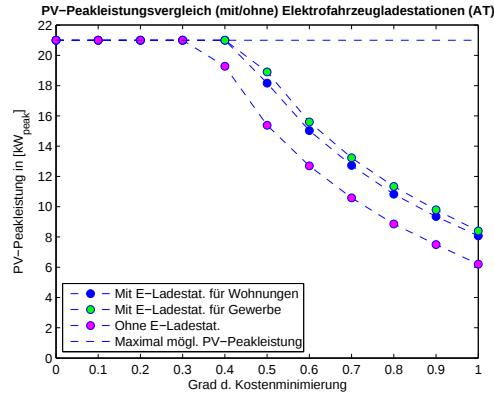
Abbildung 5.12 zeigt dieselben Effekte, die bereits für österreichische Endkundenstrompreise beobachtet wurden, auch für deutsche Endkundenstrompreise. Zusätzlich kann beim deutschen Fall beobachtet werden, dass die Unterschiede in den PV-Peakleistungen zwischen Ladeprofilen für Durchschnittsmieter und Gewerbebetriebe etwas deutlicher ausfallen, was wiederum auf die höheren variablen (mengenbezogenen) Stromkosten zurückzuführen ist.

In Abbildung 5.13 werden die optimalen PV-Peakleistungen eines Durchschnittsmieters für österreichische und deutsche Endkundenstrompreise bei unterschiedlichen Überschusseinspeisepreisen gezeigt. Diese Graphik verdeutlicht, dass die optimale Anlagendimension sehr sensibel auf Anzahl und Charakteristika zusätzlich berücksichtigter Lastprofile reagiert.

5.3 Berücksichtigung zweier Elektrofahrzeugladestationen

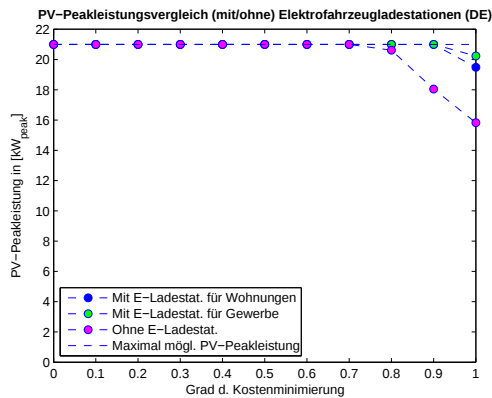


(a) PV-Peakleistungsvergleich, Überschusseinspeise-
preis: 0.03 €/kWh

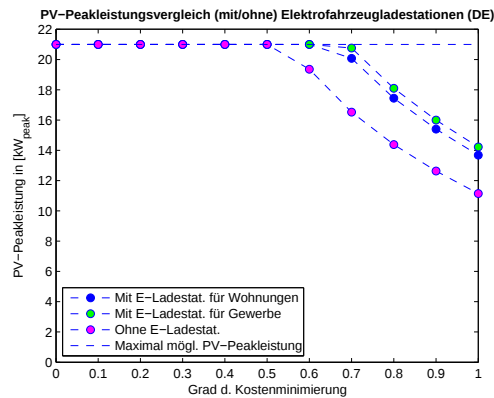


(b) PV-Peakleistungsvergleich, Überschusseinspeise-
preis: 0.00 €/kWh

Abbildung 5.11: PV-Peakleistungsvergleich über Kostenminimierungsgrad für österreichische Endkundenstrompreise unter Berücksichtigung zweier Elektrofahrzeugladestationen



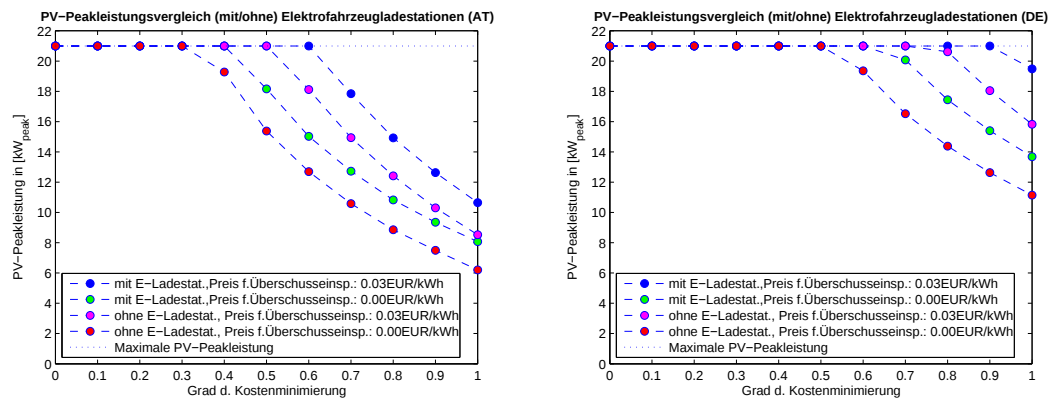
(a) PV-Peakleistungsvergleich, Überschusseinspeise-
preis: 0.03 €/kWh



(b) PV-Peakleistungsvergleich, Überschusseinspeise-
preis: 0.00 €/kWh

Abbildung 5.12: PV-Peakleistungsvergleich über Kostenminimierungsgrad für deutsche Endkundenstrompreise unter Berücksichtigung zweier Elektrofahrzeugladestationen

5 Ergebnisse der Sensitivitätsanalysen



(a) PV-Peakleistungsvergleich - österreichischer Endkundenstrompreis (b) PV-Peakleistungsvergleich - deutscher Endkundenstrompreis

Abbildung 5.13: PV-Peakleistungsvergleich über Kostenminimierungsgrad für österreichische und deutsche Endkundenstrompreise unter Berücksichtigung zweier Elektrofahrzeugladestationen

6 Synthese der Ergebnisse und Diskussion von Geschäftsmodellen

6.1 Kostenvergleiche der Mieter und Rendite des Vermieters/Investors

6.1.1 Erlöse/Mehrkosten des Mieters

Dieses Kapitel zeigt die Kostendifferenz der jährlichen Stromkosten ohne PV-Anlage zu jenen mit PV-Anlage, dargestellt für die einzelnen Wohnungen, sowie für das gesamte Mehrparteienhaus. Diese Ergebnisse werden jeweils für österreichische und deutsche Endkundenstrompreise über dem Eigenverbrauch aufgetragen. Derzeit ist bei österreichischen Endkundenstrompreisen und Betrachtung nach einzelnen Wohnungen (erster Teil der Abbildung 6.1) noch Unwirtschaftlichkeit gegeben, da die jährliche Stromkostendifferenz

$$K_{Diff} = K_{oPV} - K_{mPV} \quad (6.1)$$

durchwegs negative Werte ergibt.

- K_{Diff} – Differenz der jährlichen Stromkosten
- K_{oPV} – Jährliche Stromkosten ohne PV-Anlage
- K_{mPV} – Jährliche Stromkosten mit PV-Anlage

Bei negativen Kostendifferenzen fallen den Mietern durch die Implementierung einer PV-Anlage geringfügig höhere Kosten an, als im herkömmlichen Fall ohne PV-Anlage. Die Punkte der einzelnen Tops, welche die größten Kostendifferenzen markieren, stehen für das Optimierungsziel des maximalen Eigenverbrauchs. Beachtlich ist, dass die jährliche Stromkostendifferenz zwischen dem Fall ohne PV-Anlage und dem Fall maximalen Ausbaus der PV-Anlage am Beispiel der Top 8 nur ungefähr 40 € beträgt. Das bedeutet, dass ein beachtlicher Eigenverbrauch von 30 % bereits mit einem finanziellen Mehraufwand von 40 € im Jahr erreicht werden kann. Das entspricht etwa 3.3 € pro Monat. Die zweite Graphik der Abbildung 6.1 zeigt einen Vergleich der Summe der jährlichen Stromkostendifferenzen der Tops und des gesamten Mehrparteienhauses. Hier werden abermals die Synergieeffekte der ganzheitlichen Betrachtung des Gebäudes deutlich, da nun auch positive Kostendifferenzen erreicht werden können.

6 Synthese der Ergebnisse und Diskussion von Geschäftsmodellen

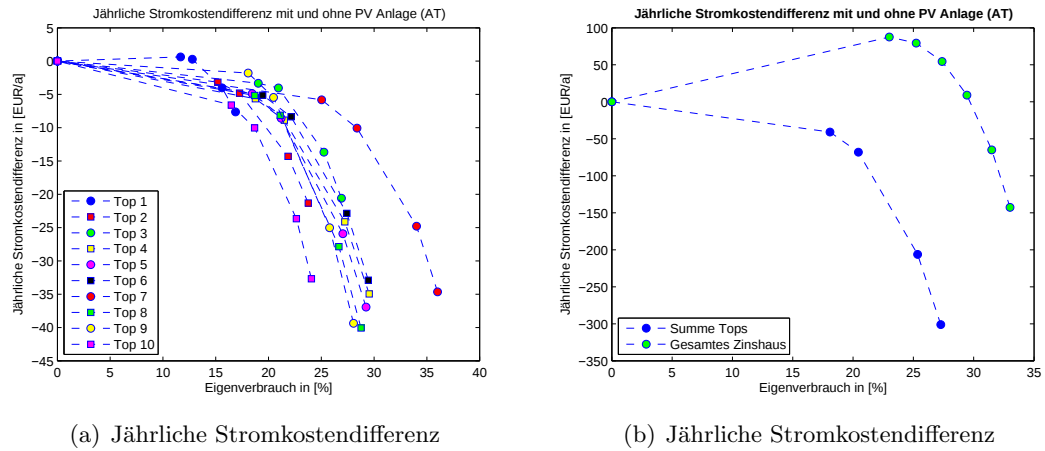


Abbildung 6.1: Jährliche Stromkostendifferenz der Tops für die Fälle mit und ohne PV-Anlage im Vergleich zum Gebäude betrachtet als Gesamtlast für österreichische Endkundenstrompreise

Die Fallstudie mit deutschen Endkundenstrompreisen, dargestellt in Abbildung 6.2, ergibt einen auffällig anderen Kurvenverlauf der jährlichen Stromkostendifferenz. Dies kann damit begründet werden, dass aufgrund des hohen variablen (mengenbezogenen) Endkundenstrompreises die PV-Anlage durchwegs wirtschaftlich ist, weshalb sich in allen Fällen positive Kostendifferenzen ergeben. Die positive Kostendifferenz sinkt mit steigendem Eigenverbrauchsanteil, da für größtmöglichen Ausbau der PV-Anlage mehr investiert werden muss. Der zweite Teil von Abbildung 6.2 zeigt die Unterschiede in der Differenz der jährlichen Stromkosten, berechnet aus der Summe der Differenzkosten der einzelnen Tops sowie des gesamten Mehrparteienhauses. Es zeigt sich, dass durch die Synergieeffekte der Betrachtung des Gebäudes als Gesamtlast wesentlich mehr Kosten gespart werden können.

6.1.2 Rendite des Vermieters/Investors bei unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen

Investoren können im Falle von Mehrparteienhäusern Vermieter, Genossenschaften, gemeinnützige Gesellschaften sowie die Hausverwaltung oder auch Pächter der Dachfläche sein. Im Falle von im Eigentum befindlichen Wohnanlagen (der Vermieter ist gleichzeitig Investor in die PV-Anlage) ist zu erwarten, dass einige Objektbesitzer die Implementierung von Mieterstrommodellen nur im Falle einer Rendite in Erwägung ziehen werden, da ihnen die Aufwertung ihres Objekts, die eine PV-Anlage mit sich bringt, nicht ausreicht. Die Kosten, welche in diesem Fall von den Vermietern getragen werden müssen, sind die

6.1 Kostenvergleiche der Mieter und Rendite des Vermieters/Investors

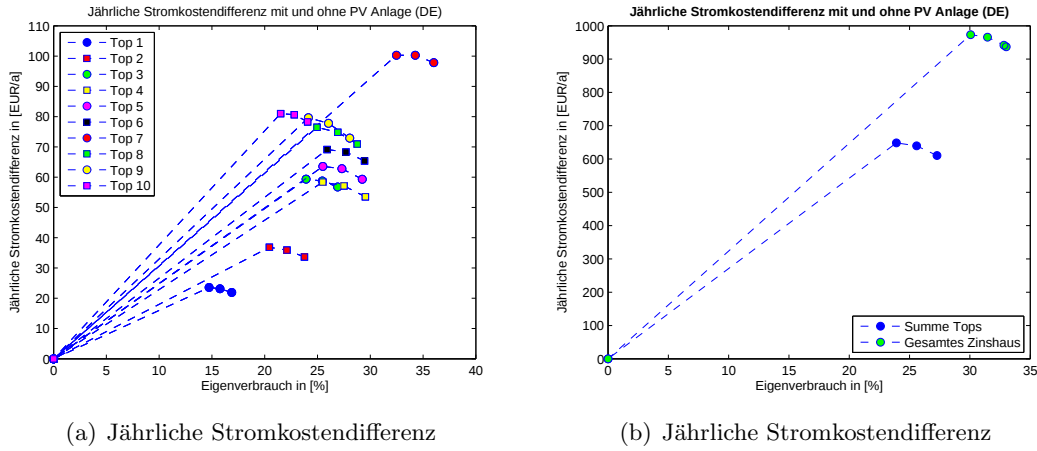


Abbildung 6.2: Jährliche Stromkostendifferenz der Tops im Vergleich zum Gebäude betrachtet als Gesamtlast für deutsche Endkundenstrompreise und einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh

Investitionskosten und fallen zum Zeitpunkt der Installation der PV-Anlage an. Diese gliedern sich in einen fixen Kostenbestandteil für die Installation der PV-Anlage, unabhängig von der zu installierenden Anlagengröße, und einem variablen, peakleistungsbezogenen Anteil.

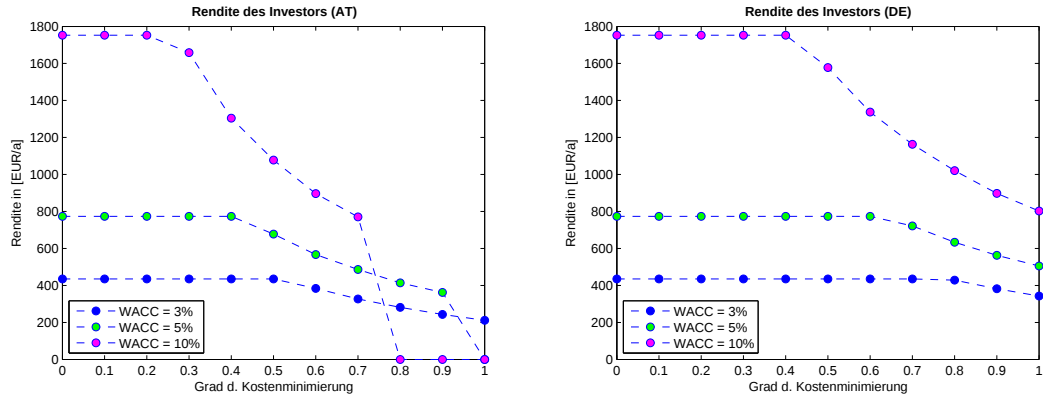
$$K_{Inv} = K_{fix} + K_{var} \cdot P_{peak} \quad (6.2)$$

- K_{Inv} – Gesamte Investitionskosten in [€]
- K_{fix} – Fixer Investitionskostenanteil in [€]
- K_{var} – Variabler Stromkostenanteil in [€/kW_{peak}]
- P_{peak} – Installierte Peakleistung der PV-Anlage in [kW_{peak}]

Für den Vermieter ist es wichtig, diese anfänglichen Ausgaben über erhöhte Betriebs- bzw. Mietkosten wieder zu kompensieren. Der Vermieter wird je nach Höhe des angestrebten Gewinns oder des zu erwartenden Risikos einen entsprechenden Kalkulationszinssatz wählen. Dieser Kalkulationszinssatz ist für die Höhe der von den Mietern zu tragenden jährlichen Kostenanteile, die zur monetären Kompensation der PV-Anlage dienen, verantwortlich. Ein hoher Kalkulationszinssatz bedeutet für die Mieter höhere jährliche Zahlungen und somit größere Einnahmen für den Vermieter. Für die Mieter wird das Mieterstrommodell mit steigenden Kalkulationszinssätzen unwirtschaftlicher. Abbildung 6.3 zeigt die Kostendifferenz zwischen den jährlich für die Anlage entstehenden Kosten unter Berücksichtigung unterschiedlicher Kalkulationszinssätze und den jährlichen Kosten ohne Berücksichtigung eines Kalkulationszinssatzes. Diese Differenz kann als Rendite

6 Synthese der Ergebnisse und Diskussion von Geschäftsmodellen

des Vermieters betrachtet werden, wobei jedoch bedacht werden muss, dass etwaige Rückstellungen getätigt werden müssen.



(a) Rendite d. Vermieters - österreichische Strompreise (b) Rendite d. Vermieters - deutsche Strompreise

Abbildung 6.3: Mögliche Rendite des Vermieters bei Berechnung mit unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen

Im Vergleich zu den erörterten, positiven Zahlungsströmen an den Vermieter bzw. Investor soll in Kapitel 6.1.3 die Lage der Mieter bei unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen gezeigt werden.

6.1.3 Jährliche Stromkostendifferenzen bei unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen

Abbildung 6.4 zeigt die Differenz der jährlichen Stromkosten, die für das gesamte Mehrparteienhaus anfallen,

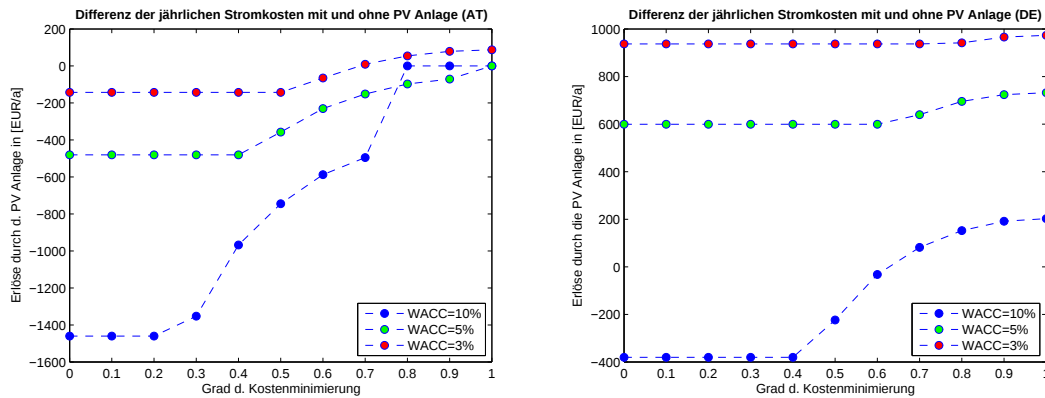
$$K_{Diff} = K_{oPV} - K_{mPV}, \quad (6.3)$$

wobei diese für Kalkulationszinssätze von 3 %, 5 % und 10 % variieren. Im Falle von österreichischen Endkundenstrompreisen zeigt sich, dass nur beim geringsten angenommenen Kalkulationszinssatz bei einem hohen Grad der Kostenminimierung auch für die Mieter geringe Ersparnisse möglich sind. Bei der Berechnung mit höheren Kalkulationszinssätzen wird die Stromkostendifferenz stark negativ. Die Folge sind zusätzliche jährliche Zahlungen. Der Kurvenverlauf bei einem Kalkulationszinssatz von 10% ergibt sich aus Abbildung 5.1, die zeigt, dass ab einem Kostenminimierungsgrad von 80 % keine PV-Anlage mehr installiert wird.

Selbst bei der Fallstudie mit deutschen Endkundenstrompreisen ist ersichtlich, dass

6.1 Kostenvergleiche der Mieter und Rendite des Vermieters/Investors

bei einem Kalkulationszinssatz von 10 % Wirtschaftlichkeit für die Mieter nur noch bei hohen Graden der Kostenminimierung gegeben ist. Für die zukünftige Entwicklung von



(a) Jährliche Stromkostendifferenz bei unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen - AT (b) Jährliche Stromkostendifferenz bei unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen - DE

Abbildung 6.4: Jährliche Differenz der Investitionskosten bei Berechnung mit unterschiedlichen Kalkulationszinssätzen

Geschäftsmodellen wird es wichtig sein, den schmalen Grad zu finden, wo sowohl Mietern als auch Vermietern keine Verluste entstehen.

6.1.4 Erlöse/Mehrkosten des Mieters bei Betrachtung mit Speicher

Analog zu Kapitel 6.1.1, welches die Kostendifferenz zwischen den jährlich anfallenden Stromkosten mit und ohne PV-Anlage zeigt, wird hier ebenfalls die Differenz der jährlichen Stromkosten unter Berücksichtigung eines Speichers veranschaulicht. Dabei wird zwischen den Fallstudien mit Speicherkosten von 1000 €/kWh und 500 €/kWh unterschieden. Die Kostendifferenz wird zu

$$K_{Diff} = K_{oPVoS_p} - K_{mPVmSp} \quad (6.4)$$

berechnet.

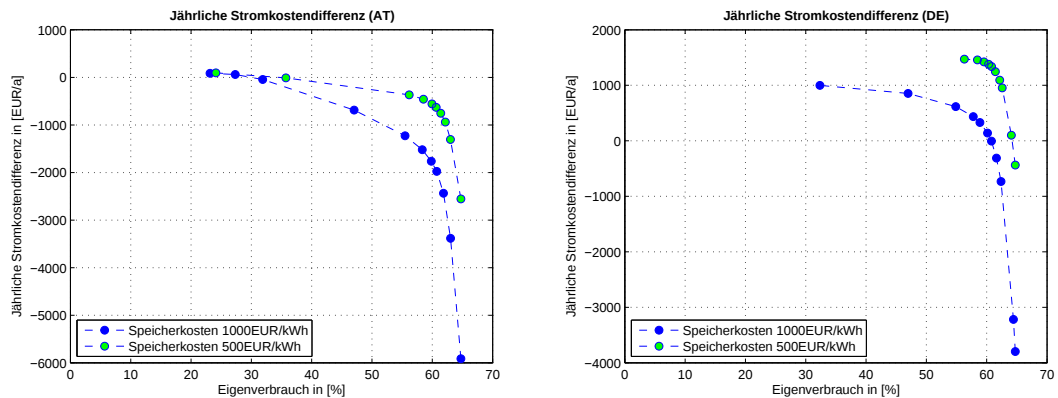
- K_{Diff} – Differenz der jährlichen Stromkosten
- K_{oPVoS_p} – Jährliche Stromkosten ohne PV-Anlage und ohne Speicher
- K_{mPVmSp} – Jährliche Stromkosten mit PV-Anlage und mit Speicher

Abbildung 6.5 veranschaulicht die jährliche Stromkostendifferenz für Fallstudien mit österreichischen und deutschen Endkundenstrompreisen. Im Falle der Berechnung mit österreichischen Endkundenstrompreisen ergibt sich bei der Berücksichtigung eines Speichers nur eine minimale Wirtschaftlichkeit zu Beginn der Differenzkostenkurve. Dies

6 Synthese der Ergebnisse und Diskussion von Geschäftsmodellen

liegt daran, dass kein bzw. nur ein Speicher sehr geringer Kapazität implementiert wird. Bei größeren Speicherdimensionen ist ersichtlich, dass die Kostendifferenz stark in den negativen Bereich anwächst und somit zusätzliche Kosten anfallen. Bei einem jährlichen Stromkostenmehraufwand von ungefähr 350 € wird bei geringeren Speicherkosten von 500 €/kWh eine bereits beachtliche Eigenverbrauchsquote von über 55 % erreicht. Dieser Betrag, umgelegt auf zehn Wohnungen, wird für viele Mieter akzeptabel sein. Der Punkt des höchsten Eigenverbrauchs bei Speicherkosten von 1000 €/kWh mit jährlichen Zusatzkosten von 6000 € erweist sich als nicht sinnvoll. Im Vergleich zu den jährlichen Stromkosten bei 60 % Eigenverbrauch (Mehrkosten von ungefähr 1800 €), müssten für eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote von lediglich 4 % bereits 4000 € mehr bezahlt werden.

Bei der Betrachtung mit deutschen Endkundenstrompreisen ist bemerkenswert, dass selbst bei höheren Speicherkosten bis zu einem Eigenverbrauchsgrad von 60 % Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Bei einer Reduktion der Speicherkosten um die Hälfte ist sogar fast bis zum maximalen Eigenverbrauchsgrad von 64 % Wirtschaftlichkeit gegeben.



(a) Jährliche Stromkostendifferenz bei unterschiedlichen Speicherkosten - AT

(b) Jährliche Stromkostendifferenz bei unterschiedlichen Speicherkosten - DE

Abbildung 6.5: Jährliche Differenz der Stromkosten für unterschiedliche Speicherkosten bei einem Preis für Überschusseinspeisung von 0.03 €/kWh

6.2 Geschäftsmodelle zur Umsetzung des Mieterstrommodells in Österreich

Dieses abschließende Unterkapitel gibt einen Überblick über Möglichkeiten zur Umsetzung des Mieterstrommodells in Österreich. Es werden ausschließlich Eckpunkte jedes Geschäftsmodells betrachtet. Auf die tatsächliche technische und organisatorische Umsetzung in der Praxis wird nicht eingegangen.

6.2.1 Derzeitig genutztes Geschäftsmodell in Deutschland

Die einfachste Möglichkeit eines Geschäftsmodells bestünde darin, das in Deutschland bereits erfolgreich implementierte Konzept zu übernehmen. Dafür wäre es in Österreich notwendig Energielieferanten zu finden, die das Mieterstrommodell unterstützen. Dieses Geschäftsmodell würde durch folgende Eckpunkte gekennzeichnet sein:

- Der Vermieter/Investor verkauft den gesamten von der PV-Anlage erzeugten Strom an den Energielieferant.
- Der Energielieferant kauft den Strom zu einem Preis, der höher ist, als der übliche Preis für Einspeisung von PV-Anlagen.
- Der Energielieferant verkauft den Mietern Strom zu einem Preis, der unter dem variablen (mengenabhängigen) Tarif liegt.

Vorteile dieses Geschäftsmodells sind:

- Hoher Grad der Absicherung für den Vermieter/Investor, da der Energielieferant unabhängig von der Anzahl der Mieter, die sich aktuell am Mieterstrommodell beteiligt, den gesamten Strom der PV-Anlage abkauft.
- Daraus resultiert garantierte Wirtschaftlichkeit für den Mieter.
- Derzeit (mit aktuellem Preis für Einspeisung ins öffentliche Netz) garantierte Wirtschaftlichkeit für den Vermieter.
- Synergieeffekte werden indirekt genutzt/berücksichtigt.

Probleme dieses Geschäftsmodells könnten sein:

- Energielieferanten müssen sich dazu bereit erklären, das Mieterstrommodell zu unterstützen.
- Preisverfall für PV-Einspeisung ins öffentliche Netz.

6.2.2 Statische Zuordnung des erzeugten PV-Stroms

In einem zweiten möglichen Geschäftsmodell wird der Verkauf des gesamten PV-Stroms an den Energielieferant umgangen.

- Der Vermieter/Investor investiert in eine PV-Anlage optimaler Größe für die einzelnen Wohneinheiten. Die Anlage amortisiert sich über erhöhte Betriebs- bzw. Mietkosten.
- Die Mieter beziehen anteilmäßig Strom aus der Gemeinschaftsanlage.
- Der anteilmäßig zugeordnete, nicht selbst genutzte Strom wird ins öffentliche Netz gespeist, wodurch der Mieter je nach Preis für Überschusseinspeisung gewisse Erlöse erzielt.
- Die Residuallast wird durch Strombezug aus dem öffentlichen Netz gedeckt.
- Der Netzbetreiber wird durch die ElWOG Novelle [Nationalrat, 2017] dazu verpflichtet, den in diesem Modell statischen Anteil des erzeugten Stroms den jeweiligen Miet-einheiten zuzuordnen. Dafür müssen entsprechende Mess- und Zähleinrichtungen vom Netzbetreiber installiert werden. Falls dies nicht möglich ist kann nach einem vereinbarten Aufteilungsschlüssel jährlich mit den Verbrauchswerten saldiert werden.

Vorteile dieses Geschäftsmodells sind:

- Der Energielieferant muss das Mieterstrommodell nicht direkt unterstützen.
- Alte Mess- und Zähleinrichtungen müssen nicht sofort ausgetauscht werden.
- Die statische Zuordnung des PV-Stroms sowie die Verrechnung sind für die Mieter leicht nachvollziehbar, wodurch Misstrauen vorgebeugt wird.

Nachteile dieses Geschäftsmodells sind:

- Hohes Risiko für den Vermieter/Investor im Falle von Leerstehungen oder neuen Mietern, die nicht an einer Beteiligung des Mieterstrommodells interessiert sind. In solchen Fällen muss der Vermieter/Investor den nicht genutzten Strom ins öffentliche Netz einspeisen und erhält dafür lediglich den aktuellen Preis für Überschusseinspeisung.
- Keine Nutzung von Synergien zwischen den einzelnen Haushaltslastprofilen möglich.

6.2.3 Dynamische Zuordnung des erzeugten PV-Stroms

Mit diesem Geschäftsmodell wird es möglich, Synergieeffekte, welche sich zwischen den einzelnen Haushaltslastprofilen ergeben, direkt zu nutzen.

6.2 Geschäftsmodelle zur Umsetzung des Mieterstrommodells in Österreich

- Der Vermieter/Investor investiert in eine PV-Anlage optimaler Größe für das gesamte Mehrparteienhaus. Die Anlage amortisiert sich über höhere Betriebs- bzw. Mietkosten.
- Die Mieter beziehen anteilmäßig Strom aus der Gemeinschaftsanlage.
- Für den Fall, dass Mieter den eigenen Anteil des PV-Stroms nicht vollständig nutzen, kann der Überschuss von anderen Hausbewohnern, zusätzlich zu deren Anteil des erzeugten PV-Stroms, zur Lastdeckung herangezogen werden.
- Der Netzbetreiber wird durch die ElWOG Novelle [Nationalrat, 2017] dazu verpflichtet den in diesem Modell dynamischen Anteil des erzeugten Stroms den jeweiligen Mieteinheiten zuzuordnen. Dafür müssen entsprechende Mess- und Zähleinrichtungen vom Netzbetreiber installiert werden.

Vorteile dieses Geschäftsmodells sind:

- Nutzung von Synergieeffekten zwischen den Einzellastprofilen der Wohnungen
- Größere Kostenersparnis für Mieter als in vorhergehenden Geschäftsmodellen
- Maximaler Eigenverbrauch des insgesamt erzeugten PV-Stroms

Nachteile dieses Geschäftsmodells sind:

- Hohes Risiko für den Vermieter/Investor im Falle von Leerstehungen oder neuen Mietern, die nicht an einer Beteiligung des Mieterstrommodells interessiert sind. In solchen Fällen muss der Vermieter/Investor den nicht genutzten Strom ins öffentliche Netz einspeisen und erhält dafür lediglich den aktuellen Preis für Überschusseinspeisung.
- Alte Mess- und Zähleinrichtungen müssen sofort ausgetauscht werden.
- Dynamische Zuordnung des erzeugten PV-Stroms ist für die Mieter nicht direkt nachvollziehbar.

6.2.4 Abschließender Vergleich der Geschäftsmodelle

Abschließend werden die grundlegenden Unterschiede der drei zuvor aufgeführten Geschäftsmodelle in Tabelle 6.1 nochmals zusammengefasst. Bei jedem der drei Geschäftsmodelle wird angenommen, dass der Vermieter gleichzeitig auch der Investor in die PV-Anlage ist.

Geschäftsmodell	Amortisierung	Verrechnung	Technische Ausstattung	Risiken für den Vermieter
Derzeitig genutztes Geschäftsmodell in Deutschland	Durch Einspeiserlöse	Stromrechnung mit günstigeren mengenbez. Stromkosten	Keine intelligenten Mess- und Zähleinrichtungen erforderlich	Keine Risiken bei derzeitigen Einspeiserlösen
Statische Zuordnung des erzeugten PV-Stroms	Erhöhte Betriebs- bzw. Mietkosten	Auf Basis statischer Zuordnung durch den Netzbetreiber	Intelligente Mess- und Zähleinrichtung empfehlenswert, jedoch auch Saldierung möglich	Risiko bei Leerstellungen und neuen Mietern
Dynamische Zuordnung des erzeugten PV-Stroms	Erhöhte Betriebs- bzw. Mietkosten	Auf Basis dynamischer Zuordnung durch den Netzbetreiber	Intelligente Mess- und Zähleinrichtungen erforderlich	Risiko bei Leerstellungen und neuen Mietern

Tabelle 6.1: Vergleich der drei Geschäftsmodelle

6.2 Geschäftsmodelle zur Umsetzung des Mieterstrommodells in Österreich

Für die Implementierung des Mieterstrommodells in Österreich ist es ausschließlich empfehlenswert, das dritte Geschäftsmodell heranzuziehen, welches eine dynamische Zuordnung des erzeugten PV-Stroms vorsieht. Auf diese Weise können der Direktverbrauch des erzeugten PV-Stroms maximiert und Synergieeffekte zwischen den Lastprofilen der einzelnen Wohnparteien genutzt werden. Die Umsetzung der ersten Mieterstromprojekte mit dynamischer Zuordnung des erzeugten Stroms darf jedoch nicht zur Stagnation der Entwicklung weiterer Geschäftsmodelle führen. Bereits jetzt sollte an der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle gearbeitet werden, welche Handel mit PV-Strom auch innerhalb kleiner lokaler Bereiche, also liegenschaftsübergreifend zwischen mehreren Gebäuden, möglich machen. Zusätzlich sollte bei der Entwicklung neuer Geschäftsmodelle darauf geachtet werden, dass in Zukunft auch die Integration von Elektrofahrzeugladestationen möglich ist.

7 Schlussfolgerungen

Die zur Beantwortung der Fragestellung über die Wirtschaftlichkeit von Photovoltaikanlagen im mehrgeschossigen Wohnbau herangezogene Methode der multikriteriellen Analyse hat sich durchwegs bewährt. Eine Optimierung von PV-Anlage und Speicher, welche ausschließlich auf Kostenminimierung abzielt, wäre nicht ausreichend um unterschiedliche Bedürfnisse der einzelnen Wohneinheiten abzubilden. Deshalb wurde ein zweites, konträres Optimierungsziel, nämlich das der Eigenverbrauchsmaximierung, in das Optimierungsmodell miteinbezogen. Auf diese Weise war es möglich, eine breit angelegte Analyse unterschiedlich gewichteter Zielfunktionen durchzuführen. An den Ergebnissen dieses Lösungsansatzes fällt auf, dass ausschließlich PV-Anlagen installiert werden, die zu Eigenverbrauchsanteilen von meist über 15 % führen. Dies bedeutet, dass kleinere PV-Anlagen, die zu niedrigeren Eigenverbrauchsquoten führen würden, vom Lösungsansatz dieser Multi-Kriterien-Analyse nicht berücksichtigt werden, da weder das Ziel der Kostenminimierung (zu hoher Fixkostenanteil von PV-Anlagen) noch das Ziel der Eigenverbrauchsmaximierung erfüllt werden.

Aus den Ergebnissen der Fallanalysen geht hervor, dass sich die Investition in eine PV-Anlage (und einen Speicher) bei österreichischen Endkundenstrompreisen derzeit noch an der Wirtschaftlichkeitsgrenze befindet. Aufgrund der sinkenden Preise für PV-Anlagen sowie für Speichersysteme ist jedoch in Zukunft mit steigender Wirtschaftlichkeit zu rechnen. Die Ergebnisse der Diplomarbeit zeigen, dass eine dynamische Allokation (Betrachtung des Mehrparteienhauses als Gesamtlast) des von der PV-Anlage erzeugten Stroms zu den einzelnen Wohneinheiten im Vergleich zur statischen Allokation (Betrachtung der Einzellastprofile der Wohneinheiten) die deutlich wirtschaftlichere Variante darstellt. Aus diesem Grund sollte die Umsetzung des Mieterstrommodells in Österreich direkt mittels dynamischer Zuordnung des erzeugten PV-Stroms erfolgen, um nach aktuellem Stand bestmögliche Ergebnisse hinsichtlich Wirtschaftlichkeit erzielen zu können.

Nach Schaffung der nötigen rechtlichen Grundlage, welche mit der ElWOG-Novelle [Nationalrat, 2017] bereits im Nationalrat beschlossen wurde, ist es Vermietern möglich, ihre Objekte durch Installation von PV-Anlagen aufzuwerten. Auch wenn Netzbetreiber gesetzlich durch die ElWOG-Novelle verpflichtet werden, entsprechende Mess- und Zähleinrichtungen zu installieren und dadurch diese Kostenanteile dem Vermieter entfallen, stellt die Implementierung des Mieterstrommodells dennoch einen Mehraufwand und

7 Schlussfolgerungen

je nach Geschäftsmodell auch ein gewisses Risiko (z.B. Leerstehungen oder neue Mieter, die sich nicht am Mieterstrommodell beteiligen möchten) dar. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass sich in den ersten Jahren eher Gesellschaften, Genossenschaften oder die öffentliche Hand (Stadt, Gemeinde) als Wohnungseigentümer an die Umsetzung des Mieterstrommodells wagen werden. Für diese ist das Risiko aufgrund der großen Anzahl an Wohnparteien in den jeweiligen Objekten wesentlich geringer, als beispielsweise für den Eigentümer eines einzelnen Zinshauses.

Grundsätzlich stellt das Mieterstrommodell ein erfolgversprechendes Konzept mit großem Potenzial dar, welches es vielen Menschen ermöglicht, an der Energiewende teilzunehmen und selbst PV-Strom zu erzeugen. Um eine rasche Marktdurchdringung des Mieterstrommodells in Österreich zu ermöglichen, ist es notwendig, Stagnation zu vermeiden und stets an neuen Lösungsansätzen zu arbeiten. Zukünftig ist es anzustreben, das Mieterstrommodell und somit den Stromhandel zwischen einzelnen Wohnparteien eines einzelnen Gebäudes auf mehrere Gebäude liegenschaftsübergreifend in unmittelbarer Nähe auszuweiten. Dadurch können Synergieeffekte zwischen unterschiedlichen Lastprofilen noch besser ausgenutzt werden. Für zukünftige Entwicklungen ist auch anzustreben, Geschäftsmodelle zu entwickeln, welche die Möglichkeit des Ladens von Elektrofahrzeugen vorsehen.

Literatur

- Blabensteiner, Rainer (2011). *Modellierung eines Wärmeschichtspeichers mit Solareinbindung in Excel/VBA* (siehe S. 13).
- Bundesverband der Energie- und Klimaschutzagenturen Deutschlands e.V. (2016). *Mieterstrommodelle ermöglichen*. URL: %5Curl%7Bhttp://energieagenturen.de/2016/11/21/1280/%7D (siehe S. 5).
- EM-EnergieManagement. *BHKW&PV Eigenstromvermarktung im Objekt*. URL: %5Curl%7Bhttp://www.em-energiemanagement.de/leistungen/bhkw-pv-eigenstromvermarktung.html?gclid=CJKDprfU1dMCFYwK0wodFHcKxw%7D (siehe S. 7).
- Institut für Wohnen und Umwelt. *Energieeffizienz und künftige Energieversorgung im Wohngebäudesektor: Analyse des zeitlichen Ausgleichs von Energieangebot und nachfrage*. URL: %5Curl%7Bhttp://www.iwu.de/forschung/energie/laufend/eegbaeudezukunft/%7D (siehe S. 7).
- PV-Magazine (2017). *BMWi-Studie empfiehlt direkte Förderung von Mieterstrommodellen*. URL: %5Curl%7Bhttps://www.pv-magazine.de/2017/01/24/bmwi-studie-empfehltdirektefrderungvonmieterstrommodellen/%7D (siehe S. 5).
- Nationalrat (2017). *Regierungsvorlage*. URL: %5Curl%7Bhttps://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXV/I/I_01519/fname_618840.pdf%7D (siehe S. 1, 7, 64, 65, 69).
- ÖGUT. *SEFIPA: Sustainable Energy Financing Platform Austria*. Hrsg. von ÖGUT. URL: %5Curl%7Bhttp://www.oegut.at/de/projekte/investment/sefipa.php%7D (siehe S. 8).
- Polarstern GmbH. *Mieterstrommodell-So funktioniert es*. Hrsg. von Polarstern GmbH. URL: %5Curl%7Bhttps://www.polarstern-energie.de/magazin/mieterstrommodell-so-funktioniert-es/#frage3%7D (siehe S. 5, 7).
- PV Financing (2016). *Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom: Projekt PV Financing*. Hrsg. von Dr. Harald Will, Urbane Energie GmbH, München&Fabian Zuber. Berlin. URL: %5Curl%7Bhttps://www.pv-mieterstrom.de/wp-content/uploads/2016/11/PV_Financing_Mieterstrom.pdf%7D (siehe S. 6, 7).