

Planung, Abwicklung und Optimierungsmöglichkeiten einer gemeinschaftlichen PV-Anlage im Rahmen des WGG

Masterarbeit

eingereicht von: **Herbert Lackner, M.A.**
Matrikelnummer: 00926731

im Fachhochschul-Masterstudiengang Wirtschaftsinformatik
der Ferdinand Porsche FernFH GmbH

zur Erlangung des akademischen Grades

Master of Arts in Business

Betreuung und Beurteilung: Ing. Günther Wenzel, BA MA

Zweitgutachten: Mag. Norbert Leitner

Brunn am Gebirge, Mai 2020

Ehrenwörtliche Erklärung

Ich versichere hiermit,

1. dass ich die vorliegende Masterarbeit selbständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Alle Inhalte, die direkt oder indirekt aus fremden Quellen entnommen sind, sind durch entsprechende Quellenangaben gekennzeichnet.
2. dass ich diese Masterarbeit bisher weder im Inland noch im Ausland in irgendeiner Form als Prüfungsarbeit zur Beurteilung vorgelegt oder veröffentlicht habe.
3. dass die vorliegende Fassung der Arbeit mit der eingereichten elektronischen Version in allen Teilen übereinstimmt.

Brunn am Gebirge, 17.5.2020

A handwritten signature in blue ink, consisting of stylized cursive letters, positioned above a horizontal line.

Unterschrift

Kurzzusammenfassung: Planung, Abwicklung und Optimierungsmöglichkeiten einer gemeinschaftlichen PV-Anlage im Rahmen des WGG

Seit 2017 ist die gesetzliche Basis für gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen in Österreich vorhanden. Die konkrete Umsetzung solcher Anlagen wirft in der Praxis noch viele rechtliche und wirtschaftliche Fragen auf. Im Fallbeispiel werden im Rahmen des WGG Umsetzungsmöglichkeiten diskutiert und aufgezeigt. Die wirtschaftliche Bewertung der gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage zeigt die Vorteilhaftigkeit für potentielle teilnehmende Berechtigte sowie Investorinnen und Investoren auf, sofern die entsprechenden Förderbedingungen gegeben sind. Für Mieterinnen und Mieter ist es somit möglich, Strom aus einer gemeinschaftlichen PV-Anlage unter den variablen Bezugskosten aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Durch die viertelstündliche Saldierung der Verbrauchs- und Produktionswerte haben gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen einen Abrechnungsvorteil gegenüber Anlagen auf Einfamilienhäusern. Zusätzliche Eigenverbrauchsoptimierungen sind Demand Side Management und Batteriespeicher möglich. Zukünftige legislative Entwicklungen wie das angekündigte Erneuerbaren Ausbaugesetz werden die Verbreitung und Umsetzung gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen beeinflussen und damit auch direkte Rückwirkung auf die Erreichung der gesetzten Ausbauziele für erneuerbare Energie in Österreich haben.

Schlagwörter:

Photovoltaik, Gemeinschaftsanlage, Genossenschaft, PV-Optimierung

Abstract: Planning, implementation and optimization of a joint photovoltaic system on multi occupancy buildings

The legal basis for joint production facilities in multi-occupancy buildings in Austria was established in 2017. Nevertheless, several legal and economic questions still arise for the realisation of such facilities. Using a case study as reference, various implementation models are discussed. The profitability of a joint photovoltaic facility is proven for tenants, as well as for investors, if the necessary subsidiaries are granted. Tenants could receive electricity from a joint photovoltaic system at a lower cost than the variable cost of electricity from the public grid. As production and consumption are netted within an interval of 15 minutes, joint production facilities show higher own consumption rates than photovoltaic systems on detached houses. Own consumption optimisations by demand side management or battery storages are discussed within this paper. The further development of the legal Framework, such as the upcoming "Erneuerbaren Ausbaugesetz," will directly influence the diffusion of joint production facilities with retroactive effect on reaching the renewable energy goals of Austria.

Keywords:

photovoltaics, multi-occupancy buildings, joint production, optimisation

Inhaltsverzeichnis

1	EINLEITUNG	1
1.1	Einführung in die Thematik	2
1.2	Aufbau und Methodik	5
1.3	Begriffsdefinitionen	6
2	GEMEINSCHAFTLICHE PHOTOVOLTAIKANLAGEN IN ÖSTERREICH	8
2.1	Entwicklung Photovoltaikmarkt Österreich	9
2.2	Gesetzliche Grundlagen	12
2.3	Allgemeine Modellbeschreibungen	13
2.3.1	Aufteilung des erzeugten Stroms	14
2.3.2	Rollen und Verträge	15
3	KONKRETE ANLAGENAUSLEGUNG	17
3.1	Ausgangsparameter	17
3.1.1	Technische Aspekte	18
3.1.2	Erhebungsergebnisse Verbrauch	20
3.2	Ergebnisse Anlagenauslegung	25
3.3	Eigenverbrauch	28
3.4	Kostenabschätzung	32
4	UMSETZUNGS- UND ABWICKLUNGSMODELLE	34
4.1	Umsetzung durch Dritte	34
4.2	Umsetzung durch die gemeinnützige Genossenschaft	36
4.3	Umsetzung durch Mieterinnen und Mieter	40

5	WIRTSCHAFTLICHE BETRACHTUNG	42
5.1	Finanzielle Parameter	43
5.1.1	Kapitalkosten	44
5.1.2	Betriebskosten	46
5.1.3	Kosten Netzbetreiber	46
5.1.4	Förderungen	47
5.1.5	Einspeisetarif	48
5.1.6	Anzahl teilnehmender Berechtigter	48
5.1.7	Kosten teilnehmende Berechtigte	49
5.2	Technische Parameter	51
5.2.1	Anlagenlebensdauer	51
5.2.2	Jahreserzeugung	51
5.2.3	Eigenverbrauch	52
5.2.4	Degradation	52
5.3	Ergebnis und Sensitivitätsanalyse	52
6	OPTIMIERUNGSMÖGLICHKEITEN EIGENVERBRAUCH	61
6.1	Batteriespeicher	62
6.2	(Automatisierte) Optimierungsmöglichkeiten durch Laststeuerung	64
6.2.1	Identifizierte verschiebbare Lasten	66
6.2.2	Schematisches Modell	68
6.2.3	Entscheidungsfindung Optimierung	70
7	FAZIT & AUSBLICK	73
7.1	Fazit Fallbeispiel	74
7.2	Ausblick	76

LITERATURVERZEICHNIS	78
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	87
TABELLENVERZEICHNIS	89
ANHANG	90

1 Einleitung

Photovoltaik ist eine boomende Stromerzeugungstechnologie in Österreich. In den Jahren 2010 bis 2018 konnte eine durchschnittliche jährliche Zuwachsrate (Constant average growth rate) von über 40 % der installierten Leistung verzeichnet werden [Bi19, S.113]. Bis zum Jahr 2017 gab es in Österreich keine ausreichenden gesetzlichen Grundlagen für die Errichtung von Photovoltaikanlagen auf Mehrparteienhäusern („gemeinschaftliche PV-Anlagen“), die eine Verbrauchsabrechnung innerhalb des Gebäudes mit mehreren Parteien zuließen. Dies stellte einen wirtschaftlichen Hinderungsgrund zur Umsetzung solcher Anlagen dar, da Photovoltaikanlagen, die nicht zur Volleinspeisung errichtet werden, sich vorrangig durch den Eigenverbrauch des produzierten Stroms im Vergleich zu den Kosten des vom öffentlichen Netz zu beziehenden Stroms rechnen. Die grundlegenden gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Verteilung und Abrechnung des erzeugten Stroms einer gemeinschaftlichen PV-Anlage wurden erst im Juli 2017 mit der „kleinen Ökostromnovelle“ geschaffen [En17a].

Die Ausrollung von Smart-Metern, welche für die Umsetzung einer gemeinschaftlichen Anlage notwendig sind, ist in Österreich deutlich verzögert [En18]. Beide angeführten Gründe führen dazu, dass in Österreich bis dato eine geringe Anzahl solcher Anlagen umgesetzt ist und somit breitflächige, öffentlich verfügbare Erfahrungswerte fehlen.

Die Komplexität der Umsetzung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen ist im Vergleich zu einer Photovoltaik-Anlage auf einem Einfamilienhaus deutlich höher, da es eine Vielzahl von möglichen Akteuren und unterschiedliche vertragliche Konstruktionsmöglichkeiten gibt.

Im Rahmen dieser Arbeit wird die gesamthafte Umsetzung einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage anhand eines Fallbeispiels einer Wohnanlage, die dem Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz (WGG) unterliegt, behandelt. Es werden die technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen allgemein und bezogen auf das Fallbeispiel erörtert.

Hinzu kommt, dass in einem weiteren Schritt mögliche Optimierungen des Eigenverbrauchs – und damit der Wirtschaftlichkeit der Anlage – in konkreten Beispielen, auf Basis der aktuell gesetzlichen, vertraglichen und technischen Möglichkeiten, anhand des Fallbeispiels untersucht werden sollen.

Die Aktualität des Themas führt zu der Problematik mangelnder „klassischer“ Literaturquellen, die die Umsetzung von gemeinschaftlichen Photovoltaikanlagen auf Basis der österreichischen gesetzlichen Vorgaben beschreiben. Jedoch wurden beispielsweise im Rahmen des von der Europäischen Kommission kofinanzierten Horizon2020 Projekts „PV FINANCING“ wesentliche Grundlagen für solche Modelle aufgearbeitet. Durch die Zusammenarbeit mehrerer Institutionen stehen auf www.pv-gemeinschaft.at Vertragsschablonen zur Verfügung [Bu19a, Eu19a].

Die politischen Entwicklungen - mit der im Juni 2018 erschienenen Klima- und Energiestrategie und den darin geplanten Maßnahmen - unterstreichen den Willen zum Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik in Österreich [Bu18b, S.73]. Die Zielsetzungen und Vorhaben werden durch den nationalen Energie- und Klimaschutzplan und das vorliegende Regierungsprogramm für die Legislaturperiode von 2020 bis 2024 bestätigt. Darin werden u.a. Novellierungen des Wohn- und Anlagenrechts wie dem Wohnungseigentumsgesetz (WEG) zur Umsetzung von PV-Anlagen in Gemeinschaftsobjekten in Aussicht gestellt [Bu19e, S.155, DD20, S.42].

Der Ausbau von gemeinschaftlichen Photovoltaikanlagen ist, wie viele andere Maßnahmen, ein Baustein, um die gesteckten energiepolitischen Ziele zu erreichen. Erste verfügbare Statistiken für Österreich zeigen, dass solche Modelle zunehmend umgesetzt werden, jedoch noch nicht weit verbreitet sind [En19a, S.55]. Dementsprechend soll diese Arbeit einen Beitrag zur möglichen Realisierung des vorhandenen Ausbaupotentials für Photovoltaik-Gemeinschaftsanlagen leisten.

1.1 Einführung in die Thematik

“However fast overall energy demand grows, electricity grows faster” [In19a] wird im World Energy Outlook 2019 als wesentliche Botschaft festgehalten. Die zunehmende

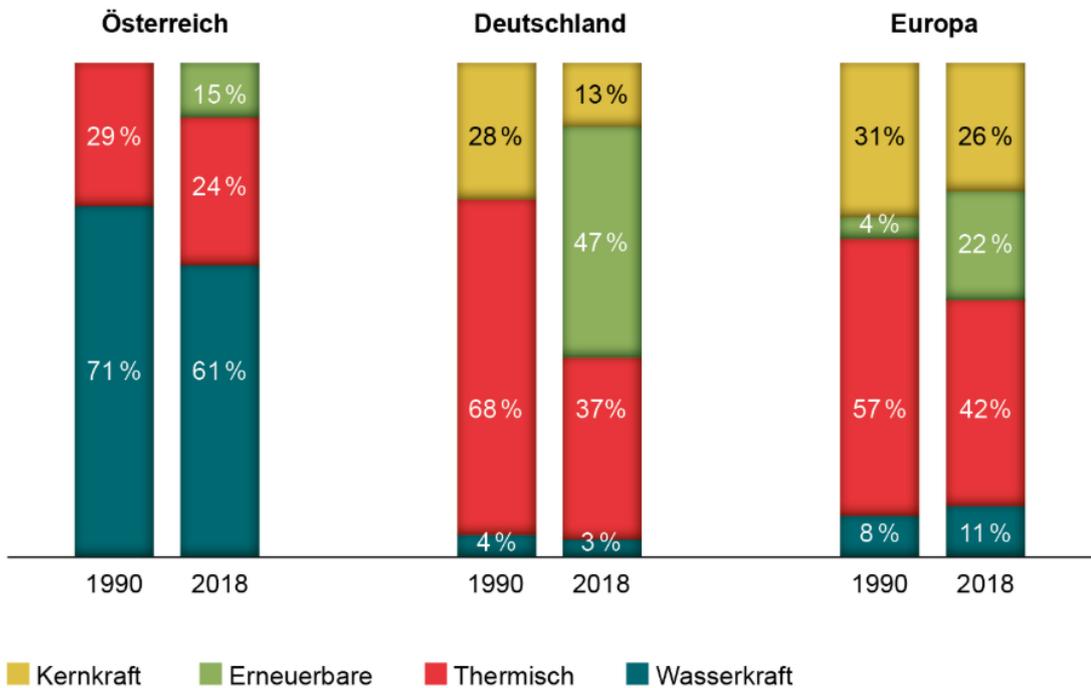
Elektrifizierung der Gesellschaft im industriellen Umfeld (bspw. Elektrolyseverfahren für Wasserstoff) als auch im privaten Bereich (bspw. Wärmepumpen, E-Mobilität) erfordert auch den Ausbau der entsprechenden Erzeugungseinheiten. Um die in der Pariser Klimaschutzkonferenz im Dezember 2015 gesetzten Ziele zu erreichen, führt kein Weg am Ausbau erneuerbarer Energien vorbei.

In einer Vielzahl von Studien und Vorhaben wird der Photovoltaikerzeugung dabei eine der Hauptrollen zugesprochen. In den zwei wichtigsten Szenarien („Main case“ und „accelerated case“) des World Energy Outlook 2019 wird im Vergleich zum weltweit erwarteten Ausbau der Windkapazitäten ein rund doppelt so hoher Zuwachs an installierter Photovoltaikleistung bis 2024 prognostiziert. Über 850 Gigawatt (GW) an zusätzlicher Leistung könnten innerhalb von nur 5 Jahren installiert werden, was mehr als einer Verdoppelung der seit dem Jahr 2000 installierten Leistung entsprechen würde [In19b].

Im integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) hat sich Österreich zum Ziel gesetzt, bis 2030 bilanziell zu 100 % Ökostrom bzw. Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen [Bu18b]. Wie Abbildung 1 zeigt, ist Österreich mit einem Anteil von 76 % Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgrund des historischen Ausbaus der Wasserkraft im Vergleich zu Deutschland und dem europaweiten Durchschnitt führend. Jedoch liegt Anteil der sogenannten „Neuen Erneuerbaren“ - das sind insbesondere Wind und Sonne - mit 15 % an der Gesamterzeugung unter den beiden Vergleichswerten.

Der Stromerzeugungsmix im Vergleich

Angaben in Prozent



Quelle: Österreich 2018: E-Control (Strom in Österreich 2019); Deutschland 2018: Fraunhofer ISE; Europa 2018: Agora Energiewende, Sandbag „The European Power Sector in 2018“

Abbildung 1: Stromerzeugungsmixvergleich 1990/2018 [Ös20]

Hinzu kommt, dass Österreich Nettoimporteur für Strom ist. Das bedeutet, dass sowohl der Anteil an thermischer Erzeugung zu kompensieren wäre, als auch Teile des Imports, um bilanziell eine 100 %-ige Stromversorgung aus erneuerbaren Energien zu erreichen [En19b, S.25].

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik wird eine wesentliche Rolle zur Erreichung der Klimaschutzziele spielen und vor diesem Hintergrund ist es notwendig, durch entsprechende legislative Änderungen, Förderanreize und innovative Energieverteilungssysteme möglichst viele geeignete Flächen für die Stromerzeugung aus Sonnenenergie nutzbar zu machen. Dazu zählen auch weitere Maßnahmen, die eine wirtschaftlich sinnvolle Nutzung von Photovoltaikanlagen in Mehrfamilienhäusern zulassen.

1.2 Aufbau und Methodik

Die vorliegende Arbeit ist im ersten Teil insbesondere von theoretischen Elementen geprägt, um die Bedeutung der Photovoltaik zu erörtern und die Voraussetzungen für die Umsetzung solcher Erzeugungsanlagen in Mehrparteienhäusern grundlegend aufzubereiten.

Die nachfolgenden Abschnitte widmen sich vor allem der zentralen Forschungsfrage: Wie stellt sich gesamthaft die Umsetzung einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage in einer Genossenschaftsanlage anhand eines konkreten Fallbeispiels dar? Hierbei gilt es die technischen, wirtschaftlichen und juristischen Rahmenbedingungen allgemein zu erörtern und für das Fallbeispiel zu erarbeiten.

Daher werden im zweiten Abschnitt die relevanten fallspezifischen Bedingungen dargelegt und im konzeptionellen Teil, unter zu Hilfenahme der für das Fallbeispiel erhobenen Daten, die entsprechenden Umsetzungsaspekte erörtert.

Die daraus resultierenden Ergebnisse werden im Hinblick auf die Forschungsfrage nach den interpretiert und mögliche Verbesserungspotentiale hinsichtlich einer wirtschaftlichen Optimierung diskutiert.

Als Ausgangsbasis für die Recherchen dienen Literaturanalysen und Datenerhebungen. Zur Beleuchtung der Rahmenbedingungen sind Literaturanalysen zum Thema Photovoltaik im Allgemeinen und insbesondere zu den gesetzlichen Rahmenbedingungen bei Gemeinschaftsanlagen vorgesehen.

Für die Deduktion auf das konkrete Fallbeispiel wurden Datenerhebungen mittels einer Online-Befragung und Dokumentenanalysen (Stromrechnungen) durchgeführt, um die notwendige Datenbasis für die technischen und wirtschaftlichen Modellierungen zu schaffen [Yi18, S.129f]. Dabei wird auf die weitgehende Anonymisierung der erhobenen Daten geachtet, insbesondere da das Fallbeispiel nur 14 mögliche teilnehmende Parteien und den Verbrauch des Allgemeinteils umfasst [Yi18, S.88f].

Die wirtschaftliche Modellierung erfolgt durch eine Kosten-Nutzen-Analyse auf Basis einer Levelized Cost of Electricity Berechnung. Zusätzlich wird die Berechnung einer Kontrolle mittels einer Wirtschaftlichkeitsrechnung nach der Discounted-Cashflow-Methode (DCF-Methode) unterzogen.

In Abhängigkeit von den Modellierungsergebnissen und den sonstigen Umsetzungsparametern werden die Umsetzungsmöglichkeiten aus Sicht der verschiedenen Parteien entsprechend interpretiert und diskutiert, um den explorativen Charakter des Fallbeispiels linear-analytisch abzudecken [Yi18, S.229f].

1.3 Begriffsdefinitionen

Um etwaige Unklarheiten zu den in der vorliegenden Arbeit verwendeten Begriffen zu vermeiden, werden nachfolgend die wichtigsten Begriffsdefinitionen in alphabetischer Reihenfolge festgehalten:

Betreiber einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, Anlagenbetreiberin bzw. Anlagenbetreiber

Jene Partei, mit der von den teilnehmenden Berechtigten gemäß § 16a Abs 4 EIWOG 2010 ein Errichtungs- und Betriebsvertrag abgeschlossen wird und die „sich vertraglich zum Betrieb der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage für die teilnehmenden Berechtigten verpflichtet und dem Netzbetreiber angezeigt wird.“ [Bu17]

Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage, gemeinschaftliche PV-Anlage oder Gemeinschafts-PV

Darunter sind „Erzeugungsanlagen, die elektrische Energie zur Deckung des Verbrauchs der teilnehmenden Berechtigten erzeugen“ im Sinne des § 2 Abs 1 Z 23a EIWOG 2010 zu verstehen.

Gemeinnützige Genossenschaft

Bauvereinigungen, welche den Vorschriften des Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetzes (WGG) entsprechen [Bu19b].

Eigenverbrauchsanteil oder Eigenverbrauchsquote

Verhältnis des aus selbst verbrauchtem Solarstrom einer Anlage zum insgesamt erzeugten Solarstrom [Me18, S.200f]. Für gemeinschaftliche PV-Anlagen entspricht dies dem Verhältnis des durch die teilnehmenden Berechtigten verbrauchten (zugeordneten) Stroms zur Gesamterzeugung der Anlage.

Lieferant

Der Begriff wird entsprechend § 7 Abs 1 Z 45 EIWOG 2010 für „eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt“ verwendet.

Smart Meter

Entsprechend § 7 Abs 1 Z 31 EIWOG 2010 ist ein Smart Meter „eine technische Einrichtung die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst, und die über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt“.

Teilnehmender Berechtigter

Die Definition entspricht jener des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes 2010 (EIWOG 2010): „eine juristische oder natürliche Person oder eingetragene Personengesellschaft, die mit ihrer Verbrauchsanlage einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage zugeordnet ist“ [Bu17].

Zählpunkt

Ein Zählpunkt ist gemäß § 7 Abs 1 Z 83 EIWOG 2010 „die Einspeise- bzw. Entnahmestelle, an der eine Strommenge messtechnisch erfasst und registriert wird“ [Bu17].

2 Gemeinschaftliche Photovoltaikanlagen in Österreich

Bis zur Novelle des EIWOG 2010 im Jahr 2017 im Rahmen der sogenannten „kleinen Ökostromnovelle“ war eine Aufteilung des erzeugten Stroms einer PV-Anlage auf einem Mehrparteienhaus auf die verschiedenen Wohneinheiten nicht möglich. Solche Anlagen konnten entweder als Volleinspeisungsanlagen errichtet werden oder nur für einen Teilbedarf (z.B. jenen des Verbrauchs für die allgemeinen Teile) die wirtschaftlichen Vorteile des Eigenverbrauchs nutzen. Waren alle Parteien eines Mehrparteienhauses mit eigenen Zählpunkten ausgerüstet, war somit auch die Gesamtoptimierung der Anlagenauslegung für Überschusseinspeisungsanlagen mit der Abnahmemenge eines Zählpunkts begrenzt [Lo18, S.4]. Österreich befindet sich bei der Umsetzung solcher Modelle nicht in der Vorreiterrolle. In Märkten wie Deutschland wurden verschiedene Modelle in Form von Energiegenossenschaften oder Summenzählermodellen bereits früher umgesetzt [Bi19, S.23ff].

Das Potential für die Umsetzung von Gemeinschafts-PV Anlagen ist groß. In Österreich waren im Jahr 2011 fast 250.000 von rund 2 Mio. Gebäuden mit drei und mehr Wohnungen ausgestattet. Davon entfielen rund 50.000 Gebäude auf gemeinnützige Bauvereinigungen [ST13].

Erstmals wurden im Ökostrombericht 2019 Daten zu umgesetzten Gemeinschafts-PV Anlagen durch E-Control veröffentlicht. Anfang 2019 waren in Österreich 57 sogenannte §-16a-Anlagen in Betrieb, 189 in Umsetzung und 134 in Planung.

Aus diesen Zahlen ist großes Entwicklungspotential für Gemeinschafts-PV Anlagen zu erwarten, obwohl es in Bereichen wie dem WEG noch Verbesserungen und Klarstellungen bedarf, um eine optimierte Umsetzbarkeit solcher Anlagen zu erreichen [En19a, S.55, St17]. Insbesondere bei bestehenden Gebäuden sollten die geplanten Gesetzesnovellierungen zu einfacheren Umsetzungsmöglichkeiten hinsichtlich der notwendigen Beschlussfassungen führen [DD20, S.42]. Im Bereich des WGG wurden durch die Novellierung 2019 bereits Klarstellungen vorgenommen. Eine Bauvereinigung darf laut § 7 Abs 3 Z 4 WGG Einrichtungen zur Erzeugung und Versorgung mit

elektrischer Energie errichten, erwerben und betreiben. Die Errichtung einer Gemeinschafts-PV Anlage ist gemäß § 14 Abs 2 Z 5 WGG explizit als Erhaltungsmaßnahme angeführt, sofern ein entsprechendes wirtschaftlich vernünftiges Verhältnis gegeben ist, das eine Nutzung des Erhaltungs- und Verbesserungsbetrags (EVB) zur Anlagenerrichtung ermöglicht.

Ein wichtiger Schritt war auch die Anpassung der sogenannten „Eigenverbrauchssteuer“ im September 2019. In § 2 Abs 4 Elektrizitätsabgabegesetz ist nun eine mengenunabhängige Steuerbefreiung für den selbst produzierten und verbrauchten Strom aus Photovoltaikanlagen vorgesehen, explizit auch für Erzeugergemeinschaften [Bu19c].

Förderungen sind sowohl auf Bundes- als auch auf Länderebene für Gemeinschafts-PV Anlagen verfügbar. Es sind österreichweit die im Rahmen des ÖSG 2012 durch die OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG abgewickelten Tarif- und Investitionsförderungen verfügbar, soweit die entsprechenden Fördermittel vorhanden sind. Auf Bundesländerebene bietet zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit beispielsweise das Land Kärnten eine spezielle Förderung für Gemeinschaftsanlagen an [Am19].

2.1 Entwicklung Photovoltaikmarkt Österreich

Die Anzahl der installierten Photovoltaikanlagen in Österreich wächst seit Beginn des Jahrtausends stetig an. Der bis dato höchste Zuwachs war mit rd. 263 MWp im Jahr 2013 aufgrund der damaligen Förderumstände zu verzeichnen. Aktuell verfügbare Daten aus den Jahren 2017 und 2019 zeigen einen jährlichen Zuwachs von rd. 170 MWp, was über 8.000 Anlagen p.a. entspricht [Bi19, S.110f].

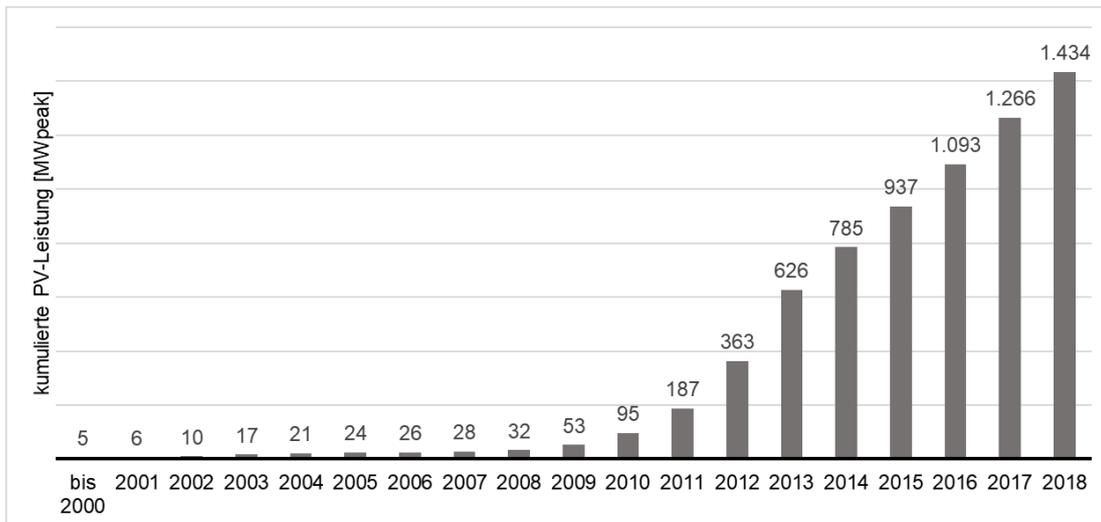


Abbildung 2: Entwicklung in Betrieb befindlicher PV-Anlagen in Österreich nach [Bi19, S.112]

Wie in Abbildung 2 ersichtlich, waren Ende 2018 Photovoltaikanlagen mit einer Spitzenleistung von über 1.400 MWp installiert. Um die zunehmende Bedeutung der Photovoltaik für das österreichische Stromsystem zu verdeutlichen, kann festgehalten werden, dass die derzeit größte thermische Kraftwerkseinheit in Österreich eine maximale Leistung von 1.305 MW_{el} besitzt [Ös19]. Natürlich kann die dargebotsabhängige Erzeugung aus Sonne nicht mit der Erzeugung eines Gaskraftwerkes verglichen werden, jedoch zeigt der Vergleich deutlich, wie viele kleine dezentrale Erzeugungseinheiten bereits jetzt die Größenordnung eines Großkraftwerks erreichen können.

Die technische Potentialabschätzung für Österreich von Lippitsch et al aus dem Jahr 2019 zeigt auf, dass bis zu 5,4 Terawattstunden (TWh) elektrische Energie auf Flachdächern und bis zu 11,4 TWh auf Schrägdächern erzeugt werden könnten. Dies würde einer gesamt installierten Leistung von 16,7 GW entsprechen. Zusätzlich wird das technische Potential auf Fassadenflächen mit bis zu 5,4 TWh angegeben [Li09, S.189]. Berücksichtigt man, dass die Werte in Abbildung 3 aus dem Jahr 2009 stammen und somit der aktuelle technologische Stand sowie die neuesten Gebäudebestandsstatistiken nicht enthalten sind, ist aktuell von noch höheren Potentialen auszugehen. Die Zahlen verdeutlichen jedoch, dass der Ausbau von Photovoltaik auf Gebäudedächern ein wesentlicher Faktor ist, um die Ausbauziele für

erneuerbare Energien zu erreichen, was auch in entsprechenden Berichten bestätigt wird [Bi19, S.136].

		Flachdächer	Schrägdächer	Gebäude- fassaden
Theorisches Flächenpotential	[km ²]	155	479	809
Technisches Flächenpotential ^a	[km ²]	35	79	52
Technisch installierte Leistung	[GW]	2,4-5,5	5,6-12,7	3,6-8,3
Jährlicher Ertrag	[kWh/kW]	950	900	650
Technisches Angebotspotential	[TWh/a]	2,3-5,3	5,0-11,4	2,4-5,4

^aentspricht der installierbaren Modulfläche

^bbei solarer Flächenleistung von 1.000 W/m², Bandbreite durch verschiedene Technologien

Abbildung 3: Potentialschätzung Photovoltaik Österreich nach [Li09, S.189]

Um die Zielsetzungen aus dem Regierungsprogramm 2020 – 2024 - bilanziell 100 % Ökostrom bzw. Strom aus erneuerbaren Energieträgern im Jahr 2030 in Österreich zu erzeugen – erreichen zu können, ist insgesamt ein Zubau von Kapazitäten in Höhe von 27 TWh notwendig. Davon sollen 11 TWh durch die Stromerzeugung aus Photovoltaik aufgebracht werden [DD20, S.112, Kr15, S.50]. Durch diese und weitere Maßnahmen soll der Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoendenergieverbrauch von rd. 33 % in 2017 auf 45-50 % im Jahr 2030 in Österreich steigen [Bu19e, S.78]. Die vom Umweltbundesamt im Szenario „with existing measures“ bis zum Stichtag 30.6.2019 verarbeiteten Maßnahmen reichen dazu nicht aus, es werden nur 39 % erreicht. Nur durch zusätzliche Maßnahmen wie beispielsweise im Szenario „Transition“, die einen verstärkten Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbarer Energie beinhalten, können die Ziele erreicht werden [Kr17, S.7].

Es bedarf vor allem einer raschen Umsetzungen der Vorhaben und dazu werden auch die entsprechenden rechtlichen Rahmenbedingungen sowie Klarheit zur weiteren Fördersituation benötigt. Das für 2019 geplante Erneuerbaren-Ausbau Gesetz, welches mittelfristige Klarheit zu den Förderbedingungen (Art der Förderung, Höhe etc.) bringen sollte, trat 2020 aufgrund der politischen Umstände nicht in Kraft. Es konnte nur eine Anpassung des Ökostromgesetzes 2012 (ÖSG) im September 2019 erreicht werden, um den Ausbau der erneuerbaren Energien in Österreich nicht gänzlich zum Stillstand zu bringen [Bu19d, RF19].

Für den Photovoltaikmarkt in Österreich sind mit den bereits genannten Zielsetzungen und der angekündigten 1 Mio. Dächer Offensive äußerst positive Wachstumszeichen gegeben [DD20, S.113].

2.2 Gesetzliche Grundlagen

Im Gegensatz zu Photovoltaikanlagen auf Einfamilienhäusern sind bei Gemeinschafts-PV Anlagen weitreichendere gesetzliche Vorgaben und Rahmenbedingungen zu prüfen. Neben den Vorschriften zur technischen Umsetzung (bspw. geltende Bauordnung) können bei Mehrparteienhäusern aufgrund unterschiedlichster Besitz- und Mietverhältnisse zahlreiche Hindernisse zur Umsetzung einer Gemeinschafts-PV Anlage auftreten. Dabei gilt es im ersten Schritt die Eigentumsverhältnisse und die geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen zu untersuchen. Es sind hier insbesondere die Anwendungsbereiche des Mietrechtsgesetzes (MRG), des WEG und des WGG zu berücksichtigen.

Als grundlegendste Gesetzesmaterie ist das EIWOG 2010 heranzuziehen, welches die wesentlichen elektrizitätsrechtlichen Regelungen beinhaltet. In § 16a EIWOG 2010 werden sowohl die Anschlussmöglichkeiten einer gemeinschaftlichen PV-Anlage geregelt als auch der notwendige Abschluss eines Errichtungs- und Betriebsvertrags zwischen den teilnehmenden Berechtigten und einem Betreiber bzw. einer Betreiberin. Voraussetzung für die Abrechnung ist gemäß § 16a Abs. 5 EIWOG 2010 die Messung der Einspeisung in die Hauptleitung (Erzeugung der Photovoltaikanlage) und des Bezugs der teilnehmenden Berechtigten im Viertelstundenintervall. Dazu hat die Installation von intelligenten Messgeräten (Smart Meter) durch den Netzbetreiber zu erfolgen, welche grundsätzlich innerhalb von sechs Monaten erfolgen muss. Ein entsprechendes „Opt-In“ zur Übermittlung der Viertelstundenwerte der teilnehmenden Berechtigten ist daher notwendig [En18, S.21–22, Ve17a]. Für jede Partei eines Mehrparteienhauses, auch wenn sie bzw. er teilnehmender Berechtigter an einer Gemeinschaftsanlage ist, bleibt weiterhin die freie Wahl des Lieferanten für den aus dem öffentlichen Netz zu beziehenden Strom bestehen.

Gemäß EIWOG 2010 ist, sofern nicht die teilnehmenden Berechtigten die Anlage selbst betreiben, ein Errichtungs- und Betriebsvertrag mit dem Betreiber bzw. der Betreiberin der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage abzuschließen. Darin sind unter anderem allgemeine Beschreibungen, Zählpunktnummern, Aufteilungsschlüssel, Kosten- und Haftungstragungen sowie die Regelungen zur Aufnahme und dem Ausscheiden von teilnehmenden Berechtigten zu regeln.

2.3 Allgemeine Modellbeschreibungen

Wie in Abbildung 4 ersichtlich, wird die Erzeugung einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage in die Hauptleitung eines Mehrparteienhauses eingespeist. Die erzeugte Energie wird von einem Smart Meter aufgezeichnet. Der Strombezug der berechtigten Teilnehmer wird ebenfalls durch Smart Meter im Viertelstundenintervall aufgezeichnet. Dadurch kann der Netzbetreiber die Erzeugung der Photovoltaikanlage den Verbräuchen der berechtigten Teilnehmer jeweils im Viertelstundensaldo gegenüber stellen. Sowohl die Erzeugungsanlage als auch die Verbraucher müssen dabei vor dem Übergabepunkt in das öffentliche Netz liegen, um ein Gemeinschaftsanlagenmodell umsetzen zu können. Die Einbeziehung eines beispielsweise danebenliegenden Hauses (über Eigentumsgrenzen hinweg) über das öffentliche Netz ist im Rahmen des Modells einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage aktuell nicht möglich.

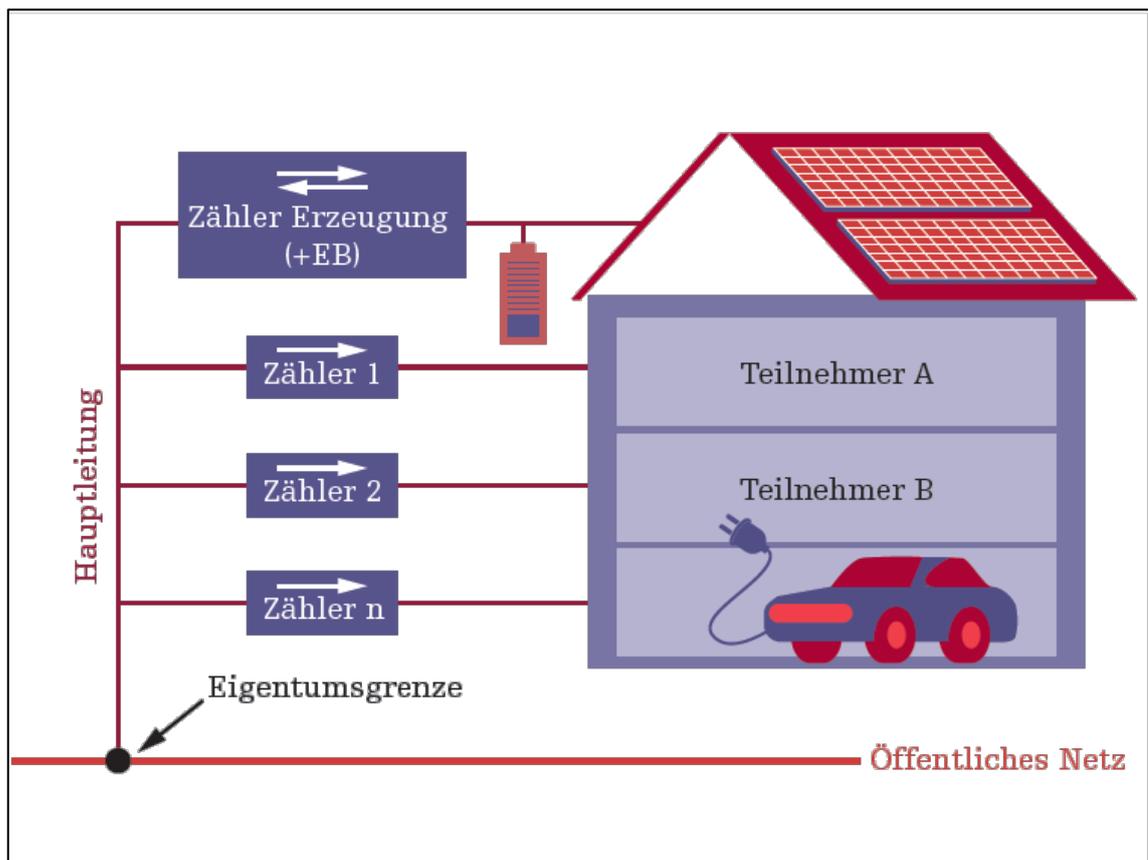


Abbildung 4: Grundlegendes Modell Gemeinschaftsanlage [Ös18]

Es müssen nicht alle Parteien (bspw. Mieterinnen und Mieter, Miteigentümerinnen und Miteigentümer) eines Mehrparteienhauses am Modell einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage teilnehmen. Die Teilnahme kann auch – entsprechend der vertraglichen Regelungen – zwischendurch beendet werden oder zu einem anderen Zeitpunkt aufgenommen werden. Jedoch müssen mindestens zwei teilnehmende Berechtigte vorhanden sein [Lo18, S.8].

2.3.1 Aufteilung des erzeugten Stroms

Im EIWOG 2010 sind zwei mögliche Aufteilungsmodelle für die Zuteilung der erzeugten elektrischen Energie vorgesehen. Es ist die Vereinbarung eines statischen Aufteilungsschlüssels oder eines dynamischen Aufteilungsschlüssels möglich.

Bei der Vereinbarung einer statischen Aufteilung wird die Produktion der Anlage nach einem fixen prozentuellen Schlüssel auf die teilnehmenden Berechtigten aufgeteilt. Dies hat den Nachteil, dass in den meisten Fällen nicht das wirtschaftliche Optimum – ein möglichst hoher Eigenverbrauchsanteil an der Gesamterzeugung - erreicht wird. Hingegen wird bei einer dynamischen Aufteilung die Erzeugung den Verbräuchen aller teilnehmenden Berechtigten in der jeweiligen Viertelstunde gegenübergestellt und somit der jeweils maximale Eigenverbrauchsgrad für die Gesamtanlage erreicht. Der Nachteil dabei ist, dass sich die Abrechnung komplexer darstellt [Lo18, S.10].

2.3.2 Rollen und Verträge

Abbildung 5 stellt die Rollen und Vertragsbeziehungen der wichtigsten Akteurinnen und Akteure für die Umsetzung und das Betreiben einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage dar. Dabei können auch mehrere Rollen durch eine Akteurin oder einen Akteur ausgeübt werden, beispielsweise könnte die Gebäudeeigentümerin bzw. der Gebäudeeigentümer auch gleichzeitig die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber sein. Es könnten auch die teilnehmenden Berechtigten die Gebäudeeigentümerinnen bzw. -eigentümer sein und den Betrieb sowie die Errichtung über eine Eigentümergemeinschaft oder einen Verein abwickeln. Im Falle einer Fremdfinanzierung kommt auch noch der Geldgeber bzw. die Geldgeberin als Akteur bzw. Akteurin hinzu.

Mit der Gebäudeeigentümerin bzw. dem Gebäudeeigentümer ist von der Anlagenbetreiberin bzw. dem Anlagenbetreiber ein Vertrag zur Nutzung der Fläche, auf der die Gemeinschaftsanlage installiert werden soll, abzuschließen. Dies kann zu entsprechenden Entgeltzahlungen (bspw. Pacht) führen. Die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber hat die zentrale Rolle im Modell inne. Sie bzw. er ist für die Errichtung, den Betrieb und die Administration zuständig. Mit den teilnehmenden Berechtigten ist ein Errichtungs- und Betriebsvertrag abzuschließen. Zusätzlich muss die Zustimmung zur Weitergabe der Viertelstundenwerte eingeholt werden. Als Organisatorin bzw. Organisator sollte auch darauf geachtet werden, dass die teilnehmenden Berechtigten eine Zusatzvereinbarung zum Netzzugangsvertrag für die Beteiligung an der gemeinschaftlichen Anlage abschließen.

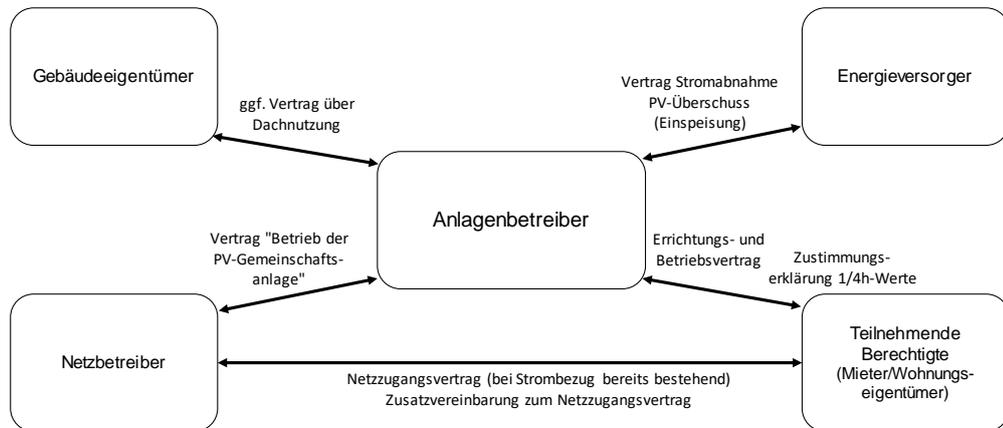


Abbildung 5: Vertragsbeziehungen Gemeinschaftsanlagen nach [Bu20a]

Für die Überschusseinspeisung - jene Erzeugung die nicht durch die teilnehmenden Berechtigten verbraucht (zugerechnet) wird - muss ein Vertrag mit einem Energieversorgungsunternehmen abgeschlossen werden, nicht zuletzt ist hier auf unterschiedliche Vergütungssätze zu achten. Mit dem Netzbetreiber sind die technischen und organisatorischen Abläufe im Rahmen eines Betriebsvertrages zu regeln und ein Vertrag für den Netzzugang der PV-Anlage abzuschließen [Bu20a].

3 Konkrete Anlagenauslegung

Um die Anlagenauslegung durchzuführen sind grundsätzlich zwei Ausgangsparameter wesentlich. Einerseits die Daten zur Dachfläche (Größe, Ausrichtung, Neigung etc.) sowie der Verbrauch innerhalb der Wohnanlage.

Die entsprechenden Daten wurden für die im Fallbeispiel untersuchte Wohnanlage eruiert und für ein unverbindliches Richtangebot an zwei Unternehmen, die Photovoltaikanlagen errichten, übermittelt. Dabei ist festzuhalten, dass die erhaltenen Angebote auf Basis einer Abschätzung unverbindlich gelegt wurden, da für eine Detailauslegung eine Vor-Ort Besichtigung notwendig ist, welche erst im Falle eines konkreten Umsetzungswunsches durch die angefragten Unternehmen erfolgen würde.

3.1 Ausgangsparameter

Die Wohnhausanlage einer gemeinnützigen Genossenschaft liegt in Niederösterreich, ca. 13 km südlich vom Zentrum Wiens. Sie umfasst 14 Wohneinheiten, welche reihenhausartig mit eigenen Gärten gestaltet sind und über die Allgemeinflächen (insbesondere Tiefgarage und Zwischenplatz) jeweils einzelne Hauszugänge besitzen.

Die Wohnhausanlage wurde im Jahr 2015 fertiggestellt und im September des gleichen Jahres bezogen. Die Wohnnutzflächen aller Einheiten beträgt jeweils 123 m², Unterschiede gibt es im Wesentlichen nur bei der Größe der zugeordneten Gartenflächen.

Aufgrund der Regelungen des § 15c WGG haben alle aktuellen Mieterinnen und Mieter Anspruch auf nachträgliche Übertragung in das Wohnungseigentum. Da die Verträge bereits vor Inkrafttreten der WGG-Novelle 2019 abgeschlossen wurden, ist gemäß § 39 Abs. 37 WGG ein Anspruch auf erstmalige Übertragung nach Ablauf von 10 Jahren gegeben. Dementsprechend steht die Anlage derzeit im Eigentum der gemeinnützigen Wohnbaugesellschaft.

3.1.1 Technische Aspekte

Einen wesentlichen Faktor für die Möglichkeit zur Installation einer Photovoltaikanlage stellen die verfügbaren Flächen dar.

Als geeignete Flächen kommen dazu die Dachflächen der beiden Gebäude in Frage. Da die Anlage auf bestehenden Gebäuden errichtet werden soll und die Spitzenleistung unter 500 kWp liegt, ist ein einfaches Genehmigungsverfahren anwendbar. Wesentlich ist dabei, die entsprechend erforderlichen statischen Voraussetzungen nachzuweisen. Nach telefonischer Rücksprache am 16.1.2020 mit dem für den ursprünglichen Bau der Wohnhausanlage beauftragten Statiker, sollte aufgrund der Bauweise mittels Stahlbetondecke aus statischer Sicht die Errichtung einer Photovoltaikanlage möglich sein. Ein statisches Gutachten, welches auch die mögliche Belastung der Dämmung berücksichtigt, kostet laut telefonischer Auskunft ca. 1.500 € bis 2.000 €. Dementsprechend sind diese Kosten in der Wirtschaftlichkeitsrechnung zu berücksichtigen.

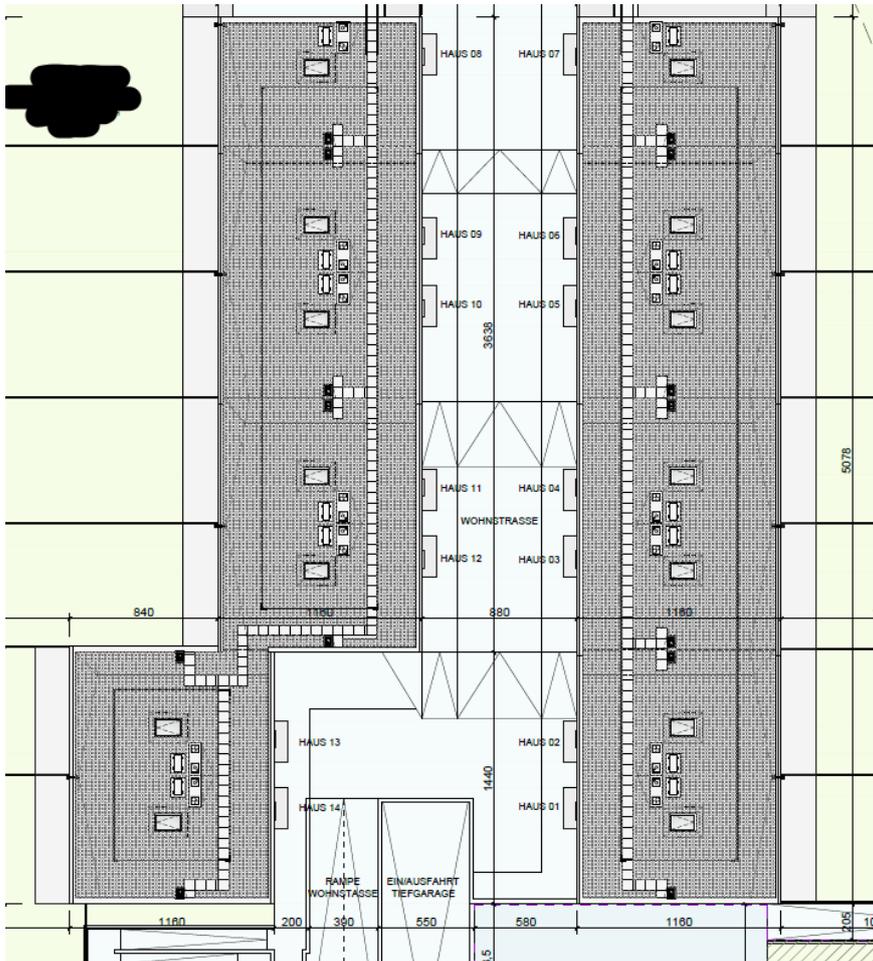


Abbildung 6: Gebäudebestand Draufsicht

Als Rahmenbedingung für die mögliche Installation einer Photovoltaikanlage sind die Aufbauten am Dach zu berücksichtigen, welche in Abbildung 6 ersichtlich sind. Neben den vorhandenen Außenaggregaten der Wärmepumpen, Kaminen und Dachflächenfenstern sind auf den Dächern die vorhandenen Seilsicherungen und Höhenunterschiede (insgesamt 4 Abstufungen je Dach) bei der Planung miteinzubeziehen. Zusätzlich sind bei einer konkreten Umsetzung nachträglich installierte Aufbauten am Dach zu berücksichtigen. Einerseits begrenzen diese Faktoren die installierbare Modulfläche, andererseits sind insbesondere die Aufbauten für die mögliche Verschattung der Module relevant.

Neben der Verfügbarkeit geeigneter Flächen ist auch die mögliche Ausrichtung der Module von Bedeutung. Auf begrenzten Flächen kann eine Ost-West Ausrichtung sinnvoll sein, da im Vergleich zur Südausrichtung nahezu kein Abstand zwischen den Modulen zur Vermeidung der Eigenverschattung notwendig ist. Dies geht zu Lasten des erzielbaren spezifischen Ertrags, welcher bei einer Südausrichtung mit rd. 25 – 45° Neigung am höchsten ist [Me18, S.301, RSS14, S.404, WB14, S.28]. Jedoch kann der gleichmäßigere Erzeugungsverlauf einer Ost-West ausgerichteten Anlage von Vorteil sein, wenn bei entsprechenden Verbrauchsprofilen dadurch der Eigenverbrauchsgrad erhöht werden kann. Im Fall einer Volleinspeisungsanlage mit einem zeitunabhängigen und fixen Einspeisetarif ist natürlich die Maximierung der erzielbaren Produktion eine der wichtigsten Faktoren, jedoch ist im vorliegenden Fallbeispiel die Höhe des Eigenverbrauchs von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit.

3.1.2 Erhebungsergebnisse Verbrauch

Allen Einheiten und dem Allgemeinteil sind eigene Zähler des Netzbetreibers Wiener Netze GmbH zugeordnet. Zur Verbrauchserhebung wurden für alle 14 Wohnungen und den Allgemeinteil (entspricht nachfolgend 15 Einheiten) die Stromrechnungen angefordert. Die Abrechnungsperioden laufen jeweils von Juli 2018 bis Juli 2019 und umfassen 364 Tage aufgrund des Ablesezeitpunkts des Netzbetreibers. Es wurde aliquot der Verbrauch für einen Tag hinzuaddiert, um ein ganzjähriges Ergebnis (365 Tage) zu erhalten. Die aliquote Hinzurechnung weicht zwar vom tatsächlichen Verbrauch ab, ist jedoch aufgrund der Unsicherheiten der Entwicklung des tatsächlichen Verbrauchs in Folgejahren statistisch vernachlässigbar und somit für die Modellrechnung ausreichend.

Aus Datenschutzgründen werden die erhobenen Daten der Wohneinheiten nur kumuliert oder weitestgehend anonymisiert in dieser Arbeit dargestellt.

Der Gesamtverbrauch für die Abrechnungsperiode von Juli 2018 bis Juli 2019 betrug 93.418 kWh, wovon 7.492 kWh auf den Allgemeinteil entfielen.

Wie in Abbildung 7 dargestellt, betrug der Höchstverbrauch einer Einheit über 9.500 kWh, der niedrigste Verbrauch lag bei rund 4.000 kWh. Der Median der Verbräuche je Zählpunkt betrug 5.813 kWh, das arithmetische Mittel lag bei 6.228 kWh.

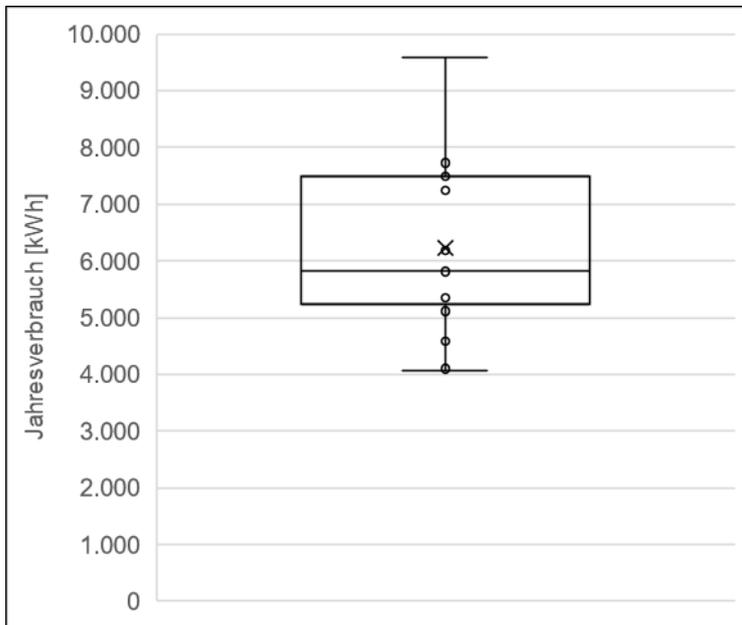


Abbildung 7: Verteilung Jahresstromverbräuche in den 14 Einheiten und Allgemeinteil

Rechnet man den Gesamtverbrauch durch die Anzahl der Wohneinheiten und legt somit den Verbrauch des Allgemeinteils auf die Wohneinheiten um, ergibt sich ein Verbrauchsmittelwert von 6.673 kWh für die Abrechnungsperiode.

Vergleicht man diesen Verbrauch mit den durchschnittlichen Bezügen von Haushalten in Österreich aus dem öffentlichen Netz, so lag der Verbrauchsmittelwert in der Anlage deutlich darüber. Die durchschnittliche Abgabe aus dem öffentlichen Netz im Jahr 2018 betrug 2.891 kWh je Zählpunkt bzw. 3.566 kWh je Verbraucher im Haushaltssegment [En19b, S.42]. Legt man den Haushaltstromverbrauch je Einwohner von 1.646 kWh im Jahr 2018 auf die durchschnittliche Haushaltsgröße von 2,22 Personen um, so ergibt sich ein Verbrauch von 3.655 kWh je Haushalt [En19b, S.9, En19c].

Der höhere Durchschnittsverbrauch ist einerseits durch die größere durchschnittliche Haushaltsgröße von 3,29 Personen erklärbar, die größere durchschnittliche Wohnfläche

und andererseits auf die elektrische Heizung (eine Wärmepumpe pro Einheit) und sonstige Großverbraucher zurückzuführen [ST18a, S.7ff].

Im Vergleich zu den verfügbaren Erhebungen von STATISTIK AUSTRIA aus 2016 liegt der mittlere Verbrauch jedoch deutlich unter dem erhobenen Wert von 9.185,4 kWh für die Untergruppe „Haushalte mit Elektroheizung und Heizungswärmepumpe“ als Hauptheizung [ST18b]. Wie in der Erhebung angegeben, kann die Verbrauchsermittlung für die Untergruppe aufgrund der geringen Stichprobengröße nicht repräsentativ sein. Ebenso sind die bereits zuvor genannten Faktoren im Vergleich zu beachten sowie die thermische Isolierung des Gebäudes.

Da zum Erhebungszeitpunkt keine Smart Meter installiert waren, sind weder stündliche noch saisonale Verbrauchswerte verfügbar. Dies wäre für die Berechnung der Anlagenauslegung von Vorteil, da die Ermittlung des voraussichtlichen Eigenverbrauchs mit den vorliegenden Daten nur über Standardlastprofile und nicht über individuelle Verbrauchsprofile erfolgen kann. Daher kann eine von der allgemeinen Definition des H0-Standardlastprofils abweichende Bezugscharakteristik, die sowohl zu deutlich höheren als auch niedrigeren Eigenverbrauchsanteilen führen kann, ermittelt werden. Zur konkreten Erläuterung dienen die nachfolgenden Beispiele.

Für eine der Wohneinheiten erfolgte im Rahmen des Horizon2020 Forschungsprojektes „FLEXICIENCY“ eine mehrjährige Verbrauchsaufzeichnung im Intervall von 5 Sekunden [Cu19]. Dazu wurde ein nicht geeichter Stromzähler mit lokalen Datenschnittstellen installiert und die entsprechenden Messwerte lokal aufgezeichnet. Zusätzlich wurden die Daten fernübertragen und konnten mittels App visualisiert werden.

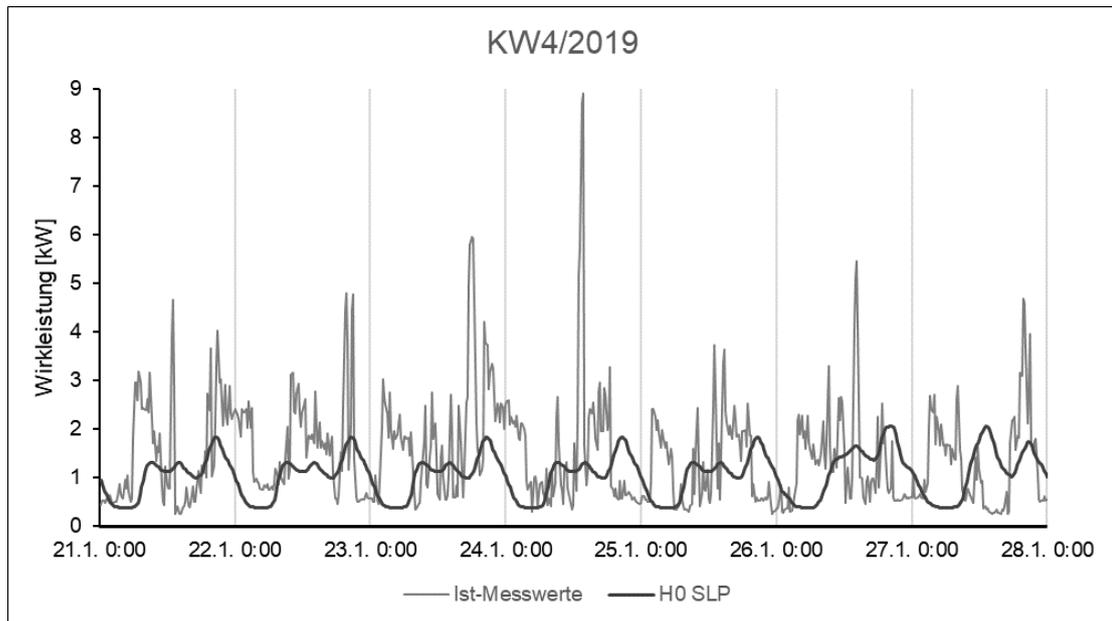


Abbildung 8: Vergleich H0-Standardlastprofil und Ist-Messwerte KW4/2019

Durch Übereinanderlegen der gemessenen Ist-Daten (15-Minuten Intervall, Mittelwert der verfügbaren Messdaten innerhalb des Intervalls) und einem hochskalierten Standardlastprofil wie in den Abbildungen 8 und 9 dargestellt, werden die Abweichungen deutlich aufgezeigt [AP20]. Während ein Standardlastprofil für Haushalte (H0) für die zufällig ausgewählten Beispielwochen im Jahr 2019 einen geglätteten Leistungsverlauf abbildet, sind aus den Ist-Daten deutlich höhere Leistungsspitzen zu erkennen.

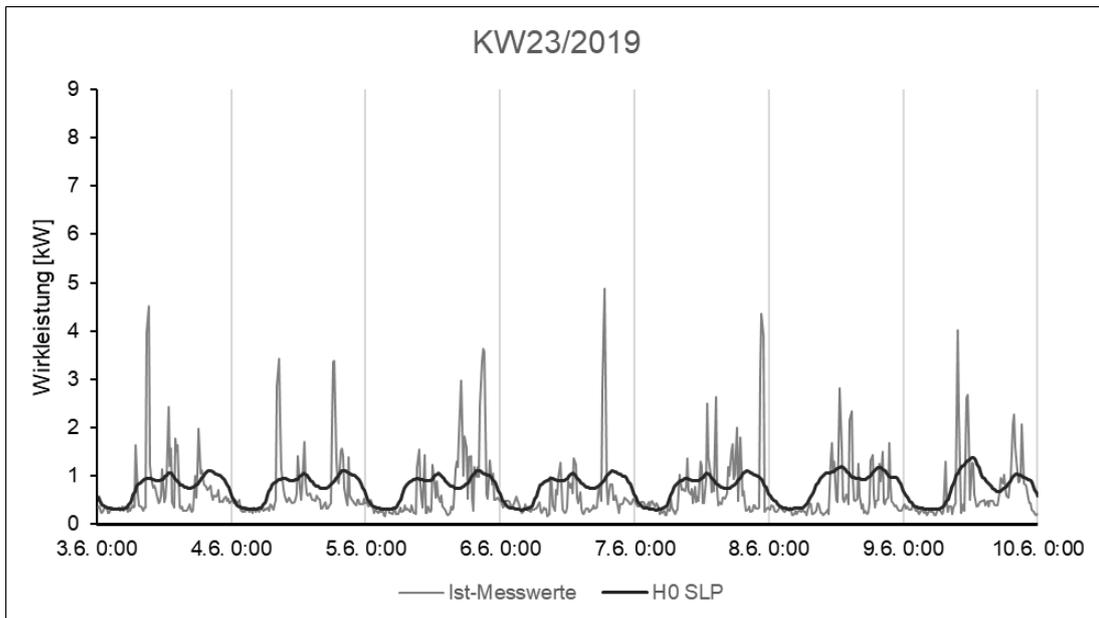


Abbildung 9: Vergleich H0-Standardlastprofil und Ist-Messwerte KW23/2019

Trotz Mittelwertbildung der alle 5 Sekunden gemessenen Leistung innerhalb des 15 Minuten Intervalls, sind Spitzen bis über 8,5 kW sichtbar. Besonders in der ausgewählten Kalenderwoche 4, welche in einer Heizperiode liegt, sind zusätzlich deutliche Verbrauchsverschiebungen zum Standardlastprofil erkennbar, beispielsweise am 25.1.2019 im Zeitraum von 02:00 Uhr bis ca. 05:00 Uhr.

Zusätzlich ergibt sich durch die Nutzung von Standardlastprofilen auch eine Verschiebung der Energiemenge. In Tabelle 1 sind die geringfügigen Unterschiede zwischen dem gerechneten Verbrauch aus den Leistungsmessdaten und dem gemessenen Verbrauch (Wirkarbeit) auf die 15-minütige Mittelwertbildung zurückzuführen. Die Abweichung zu den errechneten Verbräuchen aus dem Standardlastprofil zu den (nicht geeicht) gemessenen Verbrauchswerten beträgt in beiden ausgewählten Wochen mehr als 15 %. Jedoch wird durch die Anwendung des Standardlastprofils im vorliegenden Fall in Kalenderwoche 4/2019 der Verbrauch unterschätzt, während es in Kalenderwoche 23/2019 genau umgekehrt ist (Wert SLP H0 ist größer als Messdaten Wirkarbeit).

[kWh]	KW4/19	KW23/19
SLP H0	177,92	129,54
Messdaten Leistung umgerechnet	250,49	111,75
Messdaten Wirkarbeit	250,42	111,99

Tabelle 1: Vergleich Verbrauchsberechnungen und Messwerte

Für eine genaue Eigenverbrauchsanalyse wäre daher die Verfügbarkeit von detaillierten Verbrauchsmesswerten von Vorteil, auch wenn die zukünftige Verbrauchsstruktur von den historischen Werten durch Nutzungsänderungen oder neue Anlagen deutlich abweichen kann.

Da Smart Meter eine Voraussetzung für die Gemeinschafts-PV Modelle sind, ist diesem Thema zukünftig verstärkt Beachtung zu schenken. Insbesondere in Mehrparteienhäusern wäre dadurch auch eine Analyse von Gleichzeitigkeitseffekten und gegenläufigen Effekten möglich, was Einfluss auf die Anlagenauslegung bzw. den möglichen Eigenverbrauch haben kann. Durch eine zunehmende Elektrifizierung wie beispielsweise Elektroautos, können sich die Abweichungen zum Standardlastprofil noch deutlich verstärken.

Zukünftig ist die Nutzung von historischen Verbrauchsdaten für jeden Haushaltspunkt mittels Tages- oder Viertelstundenwerten möglich, sofern nicht das Opt-Out bei der Datenerfassung durch Smart Meter gewählt wurde [Ve17a].

Aus den vorhandenen Daten für das Fallbeispiel kann somit nur eine grobe Eigenverbrauchsabschätzung erfolgen, welche im Rahmen der Anlagenauslegung erläutert wird.

3.2 Ergebnisse Anlagenauslegung

Es wurden zwei mögliche Anbieter für eine Angebotslegung angefragt. Dazu wurden die entsprechenden Pläne sowie der Gesamtstromverbrauch aller Einheiten inklusive Allgemeinteil übermittelt. In beiden Fällen wurde zusätzlich auf Satellitenbilder zurückgegriffen und telefonisch weitere Details abgeklärt. Für die Grobkalkulation im Rahmen dieser Arbeit sind die Richtangebote ausreichend, im Falle einer konkreten

Umsetzung müssen im Rahmen einer Vor-Ort Begehung die Angebote weiter verfeinert werden, um etwaige Aufbauhindernisse zu identifizieren und eine detaillierte Planung zur Energieableitung durchzuführen.

Beide Anbieter haben aufgrund des hohen Gesamtverbrauchs eine Maximalauslegung der Anlagengröße unternommen, welche primär durch die geeigneten Flächen beschränkt ist. Während Anbieter 1 (SOLAVOLTA Energie- und Umwelttechnik GmbH) eine geringere Belegung errechnet hat (148 Module, 48,1 kWp), hat Anbieter 2 (Wien Energie GmbH in Zusammenarbeit mit 10hoch4 Energiesysteme GmbH) im ersten Schritt eine höhere Belegung vorgenommen (258 Module, 76,11 kWp). Die Grobplanungen unterscheiden sich vor allem bei den Annahmen zu den Flächen an den äußeren Rändern des Daches. Durch die umlaufende Seilsicherung hat Anbieter 1 eine geringere Anzahl von Modulen eingeplant als Anbieter 2. Wie bereits betont, ist für eine mögliche konkrete Umsetzung jedenfalls eine Vor-Ort Besichtigung zur Belegungsoptimierung notwendig.

Die Angebote unterscheiden sich außerdem auch bei den gewählten Komponenten. Insbesondere hat Anbieter 1 Module mit einer maximalen Leistung (P_{max}) von jeweils 325 Wp angeboten, während P_{max} je Modul von Anbieter 2 nur 295 Wp beträgt. Der Unterschied erklärt sich aus der Nutzung von mono- und polykristallinen Zellen sowie durch unterschiedliche Hersteller. Die Größe der Module unterscheidet sich mit 40 mm in der Länge und 10 mm in der Breite nur geringfügig [Ha18, VS19].

Für das Angebot von Anbieter 1 wurde eine Ertragssimulation mittels der Optimierungssoftware PV-Sol (PV*SOL premium 2019 (R10)) der Firma Valentin Software GmbH durchgeführt. Es wurden die entsprechenden Anlagendaten (Module, Wechselrichter, Neigung, Ort usw.) eingegeben und nach Rücksprache mit dem Anbieter 1 verschiedene Szenarien zur Verschattungen der Module angenommen, um die Aufbauten am Dach zu berücksichtigen. Bei 0 % Verschattung beträgt die errechnete Jahresproduktion 50.983 kWh, bei 10 % werden 45.963 kWh erreicht und bei 20 % Verschattung 40.880 kWh prognostiziert. Abbildung 10 zeigt die errechnete Verteilung der Jahresproduktion bei Annahme einer 10 %-igen Verschattung.

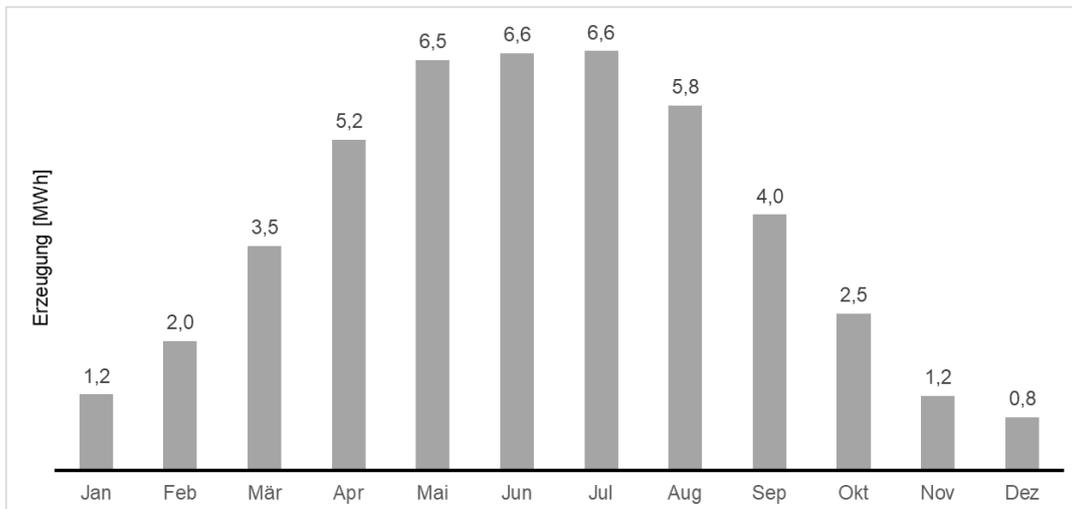


Abbildung 10: Ertragsprognose für Anlage Anbieter 1 (10 % Verschattung)

Die errechneten Ertragsprognosen ergeben somit, je nach Verschattungsszenario, zwischen 850 und 1.060 Volllaststunden für die Anlage. Damit liegt die Ertragsprognose im mittleren Drittel der von E-Control für 2018 ermittelten durchschnittlichen Volllaststunden für Photovoltaik in Österreich [En19a, S.69].

Im Zuge der Arbeit wird in weiterer Folge auf das Angebot 1 referenziert, da es ohne Vor-Ort Begehung die konservativere Planungsvariante für die vorhandenen Dachflächen darstellt. Zur Wirtschaftlichkeitsbeurteilung ist die Annahme einer kleineren Anlage ausreichend. Im Zuge einer Umsetzung kann darauf aufbauend auch eine größere Anlagenauslegung bewertet werden. Ein weiterer Grund für die Auswahl der kleineren Anlagenauslegung ist der zu erwartende höhere Eigenverbrauchsanteil im Vergleich zur größeren Anlagenauslegung. Dieser ist relevant, wenn die Tarif- und Investitionsförderung, welche durch die OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG abgewickelt wird, beantragt werden soll. Durch die Abschätzung des Eigenverbrauchs kann der für die Antragsstellung relevante Eigenversorgungsanteil ermittelt werden, welcher wiederum relevant für die Reihung der Förderanträge ist [Oe20b].

3.3 Eigenverbrauch

Basierend auf den Verbrauchserhebungen und der Grobabschätzungen der Anlagenauslegung durch die beiden Anbieter, wurde für die kleinere Anlagenvariante (48,1 kWp) eine Eigenverbrauchsrechnung durchgeführt. Die Wirtschaftlichkeit einer Photovoltaikanlage wird im Falle des Modells einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage wesentlich durch die Höhe des Eigenverbrauchs (Erzeugung der Anlage und Verbrauch der Teilnehmer fallen in der gleichen Viertelstunde zusammen) bestimmt. Wird der Verbrauch durch die Photovoltaikerzeugung abgedeckt, ersparen sich die teilnehmenden Berechtigten die Kosten des Netzbezugs. Dazu ist festzuhalten, dass sich der Preis für aus dem Netz bezogene elektrische Energie aus drei Komponenten zusammensetzt. Dem Energiepreis, den Netzgebühren sowie Steuern und Abgaben.

Für einen Musterhaushalt (3.500 kWh Verbrauch p.a.) in Wien (das Fallbeispiel liegt im Versorgungsgebiet der Wiener Netze) hat sich der Strompreis am Jahresanfang 2020 zu

- ca. 37,5 % aus dem Energiepreis,
- zu ca. 25 % aus den Netzgebühren und
- zu ca. 37,5 % aus den Steuern und Abgaben zusammengesetzt [En20a].

Nicht alle Bestandteile der Netzgebühren sind verbrauchsabhängig. Ein Teil davon wie beispielsweise der fixe Grundpreisbestandteil des Netznutzungsentgelts ist verbrauchsunabhängig. Gleiches gilt auch für den Energiepreis, der sich zumeist aus Grundgebühr und einem Tarif pro bezogener Kilowattstunde zusammensetzt. Der durchschnittliche Strompreis inkl. Netz, Steuern und Abgaben für Haushalte betrug 20,34 ct/kWh im ersten Halbjahr 2019 [Eu19b].

Solange die Bezugskosten für elektrische Energie aus der Photovoltaikanlage unter den variablen Kosten für den Bezug von Strom aus dem öffentliche Netz liegen, ist es für die teilnehmenden Berechtigten wirtschaftlich sinnvoll, einen möglichst hohen Eigenverbrauchsanteil zu erreichen. Man spricht dabei vom Erreichen der Netzparität („grid parity“), wenn der Strombezug aus der Photovoltaikanlage günstiger als der

Strombezug aus dem öffentlichen Netz ist [Me14, S.249]. Für den Anlageninvestor bzw. die -investorin ist dies auch wirtschaftlich vorteilhaft, da die Einspeisetarife für die Überschussproduktion typischerweise unter den Preisen liegen, die den teilnehmenden Berechtigten für den verbrauchten Strom verrechnet werden können. Beispielsweise lag der mögliche Einspeisetarif gemäß Ökostromeinspeisetarifverordnung 2019 für Photovoltaikanlagen auf Gebäuden mit einer Engpasseleistung zwischen 5 kWp und 200 kWp für 2019 bei 7,67 ct/kWh [Ve17b].

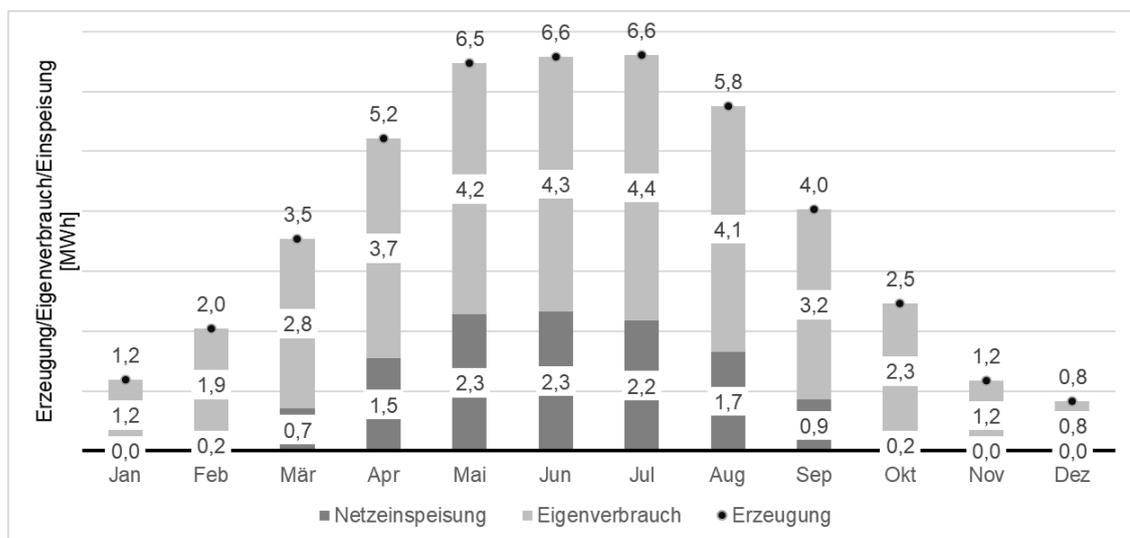


Abbildung 11: Eigenverbrauch PV-Anlage H0-Profil

Mit Hilfe des Programms PV-Sol wurde auf Basis der Anlagenparameter und der Verbrauchsdaten der voraussichtliche Eigenverbrauchsanteil für die 48,1 kWp Anlage bei 10-%iger Verschattung berechnet, die Ergebnisse auf Monatsbasis sind in Abbildung 11 dargestellt. Dazu wurde der Jahresstromverbrauch von 93.418 kWh mittels dem in PV-Sol hinterlegten BDEW-H0-Profil modelliert. Daraus ergab sich ein Eigenverbrauchsanteil von 74 %, was 33.980 kWh pro Jahr entspricht. Wie in obiger Grafik ersichtlich, liegt der Eigenverbrauchsanteil in den Monaten November bis Jänner bei nahezu 100 %. Im Umkehrschluss ergibt sich dadurch ein solarer Deckungsgrad von 36,4 %. Dies bedeutet, dass über ein Drittel der benötigten Jahresstrommenge der gesamten Wohnhausanlage durch die Gemeinschafts-PV-Anlage abgedeckt werden könnte, dieser Anteil wird auch Autarkiegrad genannt [Va20]. Näherungsweise können die obigen Werte auch mit der frei verfügbaren Version von PV-Sol online nachvollzogen

werden (<http://pvsol-online.valentin-software.com/>). Nur die Ost-West Ausrichtung ist nicht konfigurierbar.

Es ist abermals festzuhalten, dass aufgrund nicht verfügbarer individueller zeitlich aufgelöster Verbrauchsdaten die Berechnungen nur eine Abschätzung darstellten. Bei 14 potentiellen teilnehmenden Berechtigten (15 Einheiten inklusive Allgemeinteil) können durch verschiedene Lebensgewohnheiten deutliche Abweichungen zum angewendeten H0-Profil entstehen. Dies kann sich durch gegenläufige und gleichzeitige Effekte (z.B. Uhrzeiten wann gekocht wird) sowohl positiv als auch negativ auf den Eigenverbrauchsgrad auswirken.

Aus der durchgeführten Befragung der Bewohnerinnen und Bewohner (siehe Anhang D) ist aufgrund der Ausstattung aller Wohneinheiten mit einer Wärmepumpe davon auszugehen, dass im Winter wegen der elektrischen Heizung höhere Verbräuche anzusetzen sind, als im H0-Standardlastprofil vorgesehen. Daher wurde auch eine zweite Berechnung mit einem adaptierten Lastprofil in PV-Sol durchgeführt. Konkret wurde das Lastprofil 12 (Haushalt, Lastprofil mit niedrigem Sommeranteil) der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme an der HTW Berlin hinterlegt, welches einen höheren Winteranteil ausweist [Tj15].

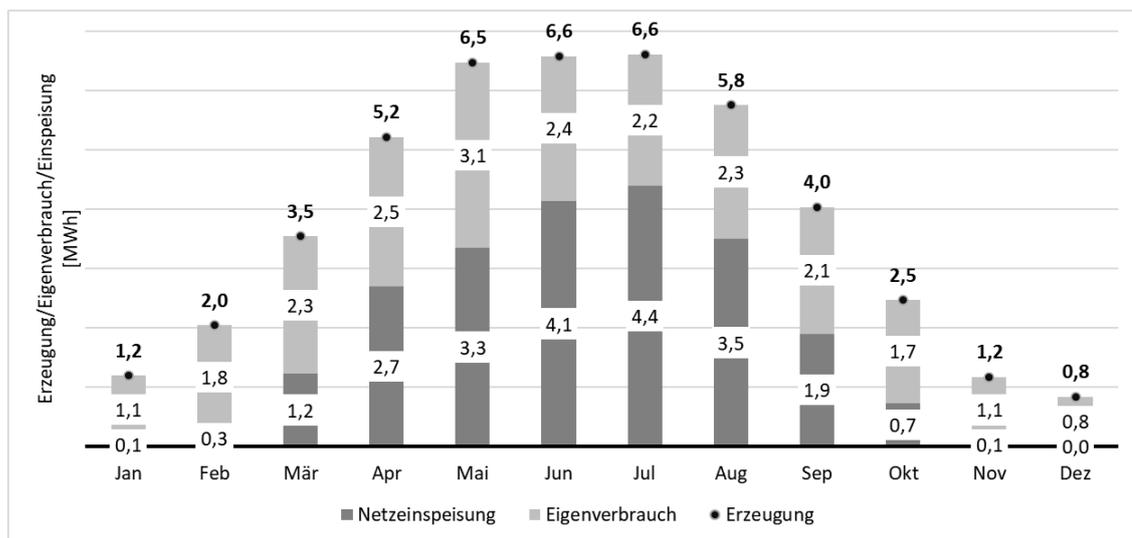


Abbildung 12: Eigenverbrauch PV-Anlage mit höherem Winteranteil im Verbrauch

Wie in Abbildung 12 ersichtlich, ergibt sich durch die Verschiebung von Verbrauchsanteilen in die Wintermonate eine deutlich höhere Jahreseinspeisung in das Netz im Vergleich zur Berechnung mittels H0-Lastprofil. Der in PV-Sol ermittelte Eigenverbrauchsanteil fällt somit von 74 % auf rd. 51 % und der solare Deckungsanteil sinkt um ca. 11 %-Punkte auf rd. 25 %.

Wie bereits erörtert, lassen sich Verbrauchseffekte durch unterschiedliche Verhaltensweisen der Bewohnerinnen und Bewohner mit positiven als auch negativen Auswirkungen auf den Eigenverbrauchsanteil, konkret nur mittels Messungen ermitteln und sind nur bedingt geeignet um auf das zukünftige Verbrauchsverhalten zu schließen, insbesondere falls neue Großverbraucher wie beispielsweise Elektroautos angeschafft werden. Die Möglichkeit einer genaueren Verbrauchsabschätzung anhand verschiedener sozialer Parameter zeigt unter anderem die Dissertation von Noah Daniel Pflugradt auf, wobei für die 100 simulierten zufälligen Haushalte eine gute Annäherung an das H0-Profil erreicht wird. Analog zu den Abbildungen 8 und 9 weist das H0-Profil deutlich weniger Spitzen und Hübe („Zacken“) im Vergleich zu den Simulationsergebnissen auf [Pf16, S.153ff].

Auf die vorteilhaften Effekte aufgrund der aktuell vorgegebenen viertelstündlichen Saldierung von Verbräuchen der teilnehmenden Berechtigten und Produktion der gemeinschaftlichen PV-Anlage wird im Kapitel 6 eingegangen.

Für die nachfolgende wirtschaftliche Betrachtung wird die Bandbreite des Eigenverbrauchanteils auf Basis der Simulationsergebnisse verwendet. Setzt man diese Werte in Relation zu Eigenverbrauchsanteilen in Einfamilienhäusern, so liegen diese über den in der Literatur auffindbaren Durchschnittswerten von rd. 30 % [We12, S.52]. Dies ist einerseits auf den überdurchschnittlichen Verbrauch von mehr als 6.000 kWh je Einheit (Wohnungen und Allgemeinteil) und andererseits auf die vergleichbar geringe Anlagengröße der gemeinschaftlichen PV-Anlage von rd. 3,2 kWp je Einheit zurückzuführen.

3.4 Kostenabschätzung

Auf Basis der gelegten Angebote wurde eine Kostenschätzung unternommen. Aufgrund der fehlenden Detailplanung wurde unter der Position „Diverses“ ein pauschaler Zuschlag von 10 % des Preises für die kleinere Anlage (Anbieter 1) angenommen, um etwaige zusätzliche Arbeiten (z.B. Stemmen von Leitungsdurchführungen, geringfügige Anpassungen, Elektroinstallation) abzudecken, welche nicht im Angebotsumfang der Anbieter enthalten sind und auch nicht direkt von der Anlagengröße abhängig sind. Nicht enthalten sind Aufwände für die Arbeitszeit des zukünftigen Anlagenbesitzers wie bspw. zur Einholung der Angebote, Abklärungen mit Anbietern oder zur Vorbereitung notwendiger Unterlagen. Die in Kapitel 3.1.1 angeführten Kosten für das statische Gutachten wurden berücksichtigt.

		Anbieter 1	Anbieter 2
Nennleistung	[kWp]	48,1	76,1
Preis Brutto	[€]	56.703,16	86.177,34
Gutachten Statiker	[€]	1.500,00	1.500,00
Diverses	[€]	5.670,32	5.670,32
Summe	[€]	63.873,48	93.347,66
spezifische Kosten inkl. USt.	[€/kWp]	1.327,93	1.226,48
spezifische Kosten exkl. USt.	[€/kWp]	1.106,61	1.022,07

Tabelle 2: Vergleich Angebote PV-Anlage

Die spezifischen Kosten liegen bei beiden Angeboten innerhalb der typischen Bandbreite von 800 bis 1.650 €/kWp für netzgekoppelte Anlagen größer als 10 kWp in Österreich. Der für 2018 erhobene Mittelwert von 1.267 €/kWp (exkl. Umsatzsteuer) liegt über den angebotenen spezifischen Preisen [Bi19, S.119–120]. Auch im Vergleich mit anderen Quellen mit Kostenangaben aus 2012 liegen die Kosten, unter Berücksichtigung der Kostendegression der letzten Jahre, innerhalb der zu erwartenden Bandbreiten [LK14, S.432].

Ohne Berücksichtigung der Positionen „Gutachten Statiker“ und „Diverses“ liegen die spezifischen Kosten der beiden Angebote inklusive Umsatzsteuer nur rd. 46 €/kWp auseinander. Auf Basis des Vergleichs der Angebote untereinander sowie dem Abgleich mit typischen Systemkosten in Österreich wird nachfolgend von grundsätzlich validen Kostenabschätzungen für das vorliegende Fallbeispiel ausgegangen. Wie bereits im vorhergehend festgehalten, soll auch nach Verifikation der Kosten das Angebot 1 vorrangig für die weiteren Ausführungen herangezogen werden.

4 Umsetzungs- und Abwicklungsmodelle

Für das vorliegende Fallbeispiel steht eine Vielzahl von Modellen zur Umsetzung zur Auswahl. Anhand einer Auswahl der möglichen Betreiberinnen und Betreiber kann eine Unterscheidung in folgende Grobmodelle erfolgen:

- Umsetzung durch Dritte
- Umsetzung durch die gemeinnützige Genossenschaft (aktuelle Eigentümerin)
- Umsetzung durch die teilnehmenden Berechtigten (aktuelle Mieterinnen und Mieter)

Diese Unterteilung erfolgt vor allem unter den Gesichtspunkten der Hauptakteure im jeweiligen Modell. Es sind durchaus Mischmodelle denkbar, beispielsweise eine gemeinsame Umsetzung durch die Mieterinnen und Mieter sowie der Genossenschaft. Zur Vereinfachung werden diese in den nachfolgenden Beschreibungen außen vor gelassen. Die Reihenfolge der nachfolgend dargestellten Modelle ist aufsteigend nach deren Umsetzungscomplexität zu verstehen.

Allgemein ist festzuhalten, dass eine Umsetzung einer gemeinschaftlichen PV-Anlage bereits in der Planungs- bzw. Bauphase eines Mehrparteienhauses einfacher ist. In Bestandsgebäuden kann, neben möglichen technischen Umsetzungserschwernissen, vor allem die Abstimmung zwischen Eigentümerin bzw. Eigentümer und den möglichen teilnehmenden Berechtigten zu erhöhtem Aufwand führen, besonders wenn keine einhellige Meinung zur Umsetzung einer gemeinschaftlichen Anlage vorherrscht.

4.1 Umsetzung durch Dritte

Eine „Full-Service“ Umsetzung durch Dritte, wie beispielsweise Energieversorgungsunternehmen, ist aus Sicht der Abwicklungsaufwendungen sowohl für die Eigentümerin als auch für die teilnehmenden Berechtigten die einfachste Variante. Dabei übernimmt das anbietende Unternehmen die Errichtung, den Betrieb und die Abrechnung der Anlage über eine bestimmte Laufzeit. Dazu trägt es auch das Investitionsrisiko. Im Gegenzug dafür erhält es die gesamten Einnahmen aus der Erzeugung der Photovoltaikanlage. Zusätzlich kann noch eine Pacht vom Anbieter an

die Hauseigentümerin gezahlt werden bzw. in den Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag fließen.

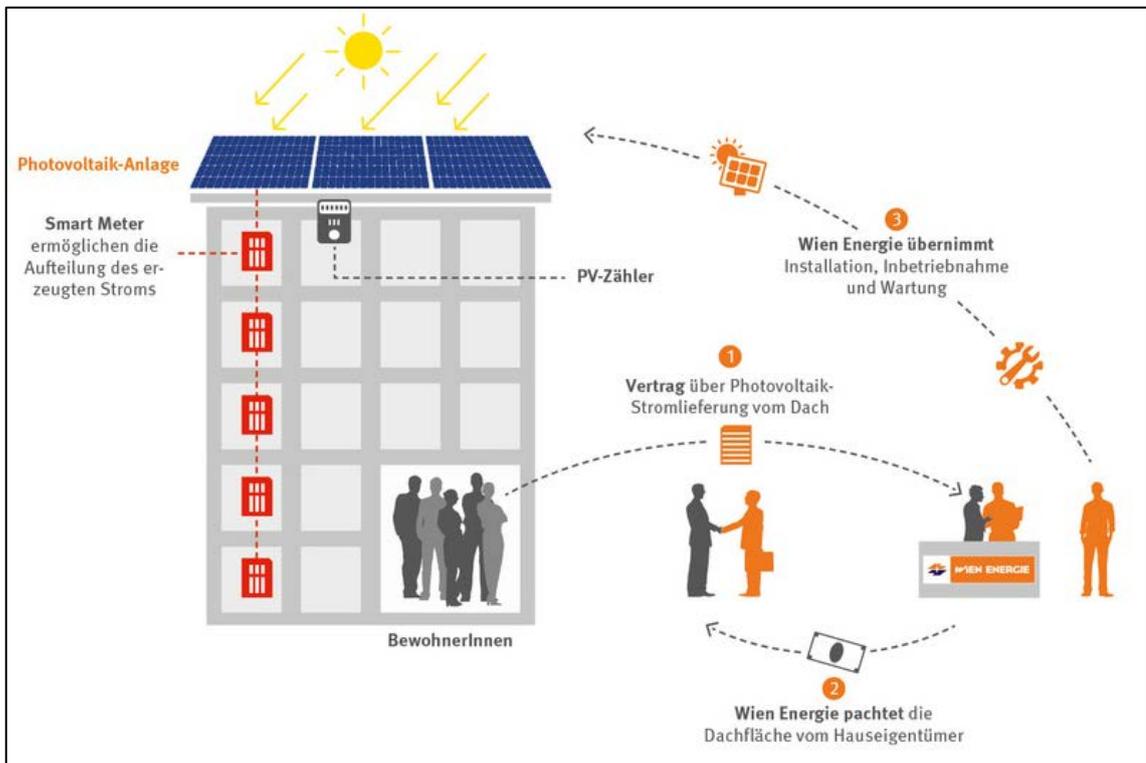


Abbildung 13: Beispielmodell Wien Energie [WW20]

Wien Energie hat beispielsweise ein entsprechendes Angebot wie in Abbildung 13 dargestellt und vermarktet dieses aktiv. Voraussetzung – neben den technischen Gegebenheiten – ist die Teilnahme von genügend Mieterinnen und Mietern sowie das Einverständnis der Eigentümerin des Objekts. Die Mieterinnen und Mieter sind grundsätzlich ein Jahr an den Vertrag gebunden. Ist ein teilnehmender Berechtigter zusätzlich Kundin bzw. Kunde bei Wien Energie für den Reststrombezug, so wird ein Preisvorteil gewährt [WW20].

Diese „Full-Service-Modelle“ werden in den nachfolgenden Kapiteln nicht detailliert betrachtet, da die wirtschaftliche Entscheidungsgrundlage auf einem Vergleich des Preises des aus dem Netz bezogenen Stroms und dem angebotenen Bezugspreis für den Strom aus der Photovoltaikanlage und der eventuellen Pacht darstellt.

Sollte eine tatsächliche Umsetzung geplant werden, wird jedoch die Einholung eines Angebots empfohlen, da es als Benchmark zu den anderen Umsetzungsvarianten zu verstehen ist, mit dem Vorteil, dass keine Investitionen seitens der Eigentümerin oder der Mieterinnen und Mieter notwendig sind. Es ist jedoch zu erwarten, dass die Risikoübernahme durch solch ein „Full-Service-Modell“ zu entsprechend höheren Abnahmepreisen für den aus der Photovoltaikanlage bezogenen Strom für die teilnehmenden Berechtigten im Vergleich zu den nachfolgenden Varianten führt.

4.2 Umsetzung durch die gemeinnützige Genossenschaft

Auf Basis des WEG kann die Errichtung, der Betrieb und die Instandhaltung einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage durch die Genossenschaft erfolgen, welche auch aktuell Eigentümerin der gesamten Liegenschaft ist. Dabei stehen der Genossenschaft generell mehrere Umsetzungsmodelle zur Verfügung, jedoch steht die Nutzung des Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrags (EVB) zur Umsetzung nur der Genossenschaft zur Verfügung.

Wie bereits ausgeführt, listet § 14a Abs 2 Z 5 WGG die Installation gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen explizit als Erhaltungsmaßnahme auf, welche in einem entsprechenden wirtschaftlich vernünftigen Verhältnis zum allgemeinen Erhaltungszustand stehen muss. Um Erhaltungsmaßnahmen zu finanzieren, darf eine Genossenschaft abhängig vom Alter des Gebäudes, laufend einen EVB einheben. Im vorliegenden Fallbeispiel liegt das Erstbezugsdatum weniger als fünf Jahre zurück, weshalb gemäß § 14d Abs 2 WGG ein EVB von 0,51 € (März 2020) je Quadratmeter Nutzfläche pro Monat eingehoben werden darf. Die Wohnnutzfläche pro Einheit beträgt rd. 123 m², daher kann aktuell jährlich ein EVB von rd. 10.300 € eingehoben werden.

Da eine Investition von über 60.000 € eine vergleichsweise hohe Ausgabe darstellt, ist eine detaillierte Vorschaurechnung anzustellen. Dabei sind die nicht verbrauchten EVB-Beiträge und die zukünftigen EVB-Beiträge den künftig anfallenden Erhaltungs- und Verbesserungsmaßnahmen gegenüberzustellen. Dabei dürfen auch zuzuführende sonstige Einnahmen und sonstige Mehrerträge einberechnet werden. Finden die entsprechenden Kosten für die Umsetzung einer Gemeinschaftsanlage keine Deckung,

so ist eine Erhöhung der laufenden Beiträge für einen bestimmten Zeitraum notwendig. Für eine Gemeinschafts-PV Anlage, die mit öffentlichen Förderungen errichtet werden würde, wäre dazu gemäß § 14 Abs 2b WGG die Zustimmung von drei Viertel aller Mieter notwendig, nach Vorlage einer Stellungnahme eines Sachverständigen.

Der Beschluss zur Anhebung des EVB kann aber auch durch eine einstimmige Zustimmung aller Mieterinnen und Mieter erfolgen. Die im WGG vorgesehene Möglichkeit, die Erhöhung des EVB durch ein Begehren bei Gericht umzusetzen, um eine nicht unbedingt notwendige Maßnahme wie die Errichtung einer Photovoltaikanlage umzusetzen, ist als nicht zielführend zu bewerten.

Abbildung 14 veranschaulicht das beschriebene Modell, wenn die Genossenschaft ihren Mietern den erzeugten Photovoltaikstrom gratis zur Verfügung stellte. Die verbleibende in das Netz eingespeiste Menge generiert – je nach gewählten Stromanbieter – Einnahmen. Auf Basis des 2019 geltenden Tarifs idHv. 7,67 ct/kWh aus der ÖSET-VO 2018 wäre mit Einnahmen von ca. 915 € p.a. für 13 Jahre zu rechnen. Der Tarif liegt deutlich über den aktuell gebotenen Einspeisetarifen der Stromanbieter laut Abruf des Tarifkalkulators der E-Control [En20b]. Diese Einnahmen könnten der EVB-Vorschaurechnung zugerechnet werden, sind jedoch bei einer Investitionssumme von über 60.000 € von untergeordneter Bedeutung.

Das dargestellte Modell hat zusätzlich den Nachteil, dass die Kostenaufteilung über den EVB nicht den Abnahmeverhältnissen des aus der gemeinschaftlichen Anlage verbrauchten Stroms der einzelnen Mieterinnen und Mieter bei Anwendung des dynamischen Aufteilungsverfahrens Rechnung trägt, da die Verrechnung des EVB auf Basis der Wohnnutzfläche erfolgt. Alternativ könnte ein statischer Aufteilungsschlüssel entsprechend der Wohnnutzfläche festgelegt werden, was jedoch der Maximierung des Eigenverbrauchs entgegensteht. Außerdem wird durch das Modell keine kostenseitige Differenzierung zwischen teilnehmenden Berechtigten und nicht teilnehmenden Wohneinheiten vorgenommen.

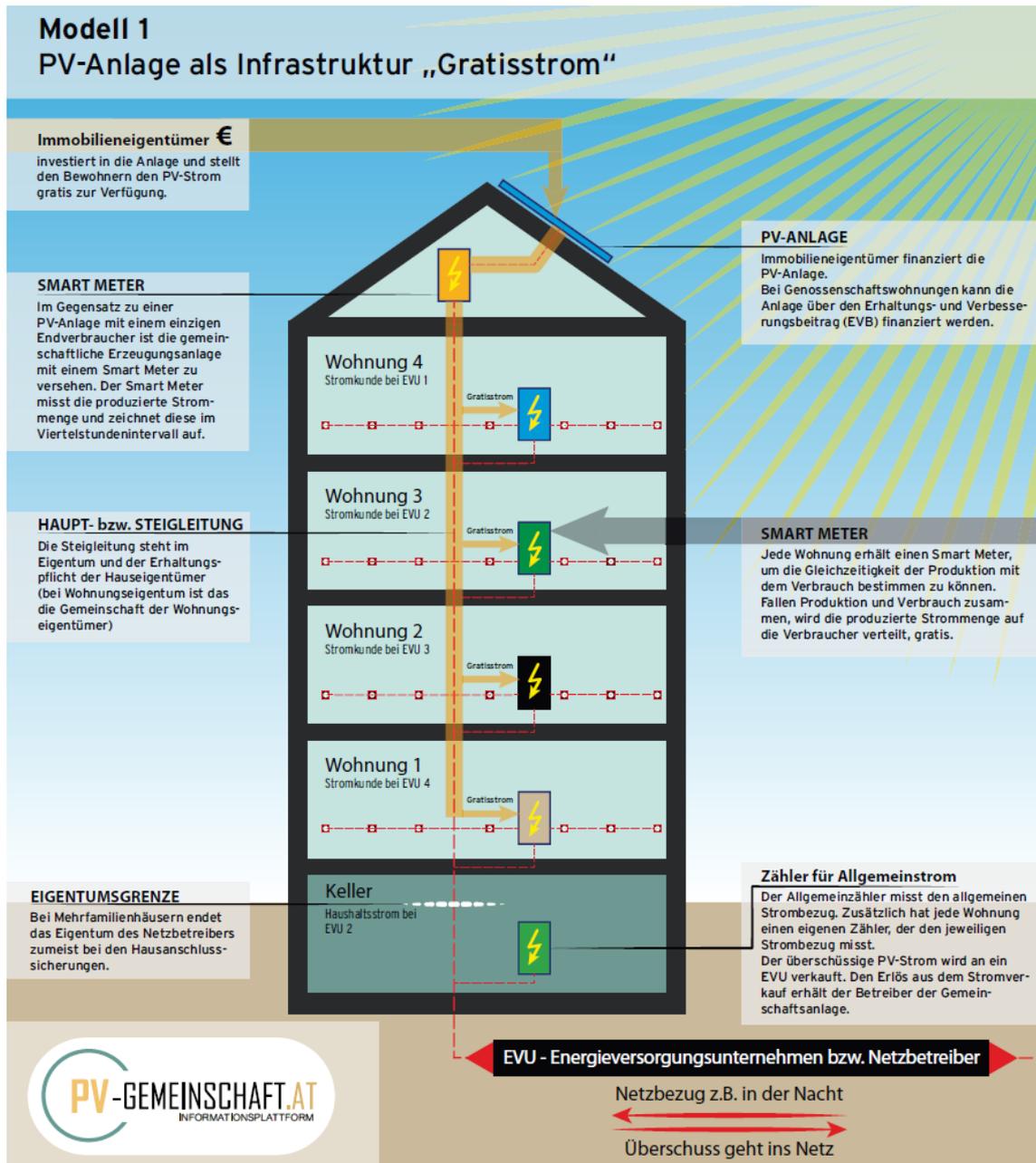


Abbildung 14: Genossenschaft als Betreiber – Gratisstrom [Bu18a]

Unter der Annahme, dass die Erträge aus einer im Rahmen des EVB umgesetzten gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage in die Vorscheurechnung einfließen dürfen, ebenso wie die laufenden Kosten für die Anlage, wäre unter der Voraussetzung, dass

sich die Anlage wirtschaftlich rechnet, eine entsprechende Mitteldeckung über die Lebensdauer der Anlage zu erreichen.

Dazu müsste, abweichend zum oben dargestellten Modell, die Genossenschaft den von den teilnehmenden Berechtigten bezogenen Strom bepreisen. Solange der Preis unter den Bezugskosten aus dem öffentlichen Netz liegt, haben die Mieterinnen und Mieter einen finanziellen Anreiz, am Gemeinschaftsmodell teilzunehmen. Bei einem angenommenen Preis von 15 ct/kWh würden sich jährliche Einnahmen – zusätzlich zum vergüteten Überschussstrom – von rund 5.000 € ergeben. Dies bedingt aber vor allem, neben dem Eintreten der errechneten Erzeugungs- und Eigenverbrauchswerte, dass ein großer Teil der möglichen Berechtigten auch am Modell teilnimmt, da sonst die zu erwartenden Einnahmen deutlich geringer sind. Dementsprechend sollten vor einer Umsetzung die Mieterinnen und Mieter einbezogen werden und soweit zivilrechtlich möglich, deren Teilnahme vertraglich fixiert werden.

Ein tatsächliches Umsetzungsbeispiel über den EVB und die Strompreisverrechnung wie oben beschrieben konnte im Rahmen der Recherche für diese Arbeit nicht ermittelt werden. Daher sollte bei einer konkreten Umsetzung des Fallbeispiels mit juristischer Unterstützung und unter Einbindung möglicher relevanter Stellen wie dem österreichischem Verband gemeinnütziger Bauvereinigungen eine Detailprüfung erfolgen. Alternative Modellvorschläge, wie eine Abrechnung über den Mietzins, haben unter anderem Woess-Gallasch et al. im Jahr 2017 beschrieben [Wo18, S.120ff].

Für die Genossenschaft bedeutet die Umsetzung einer gemeinschaftlichen PV-Anlage einen Mehraufwand. Einerseits betrifft dies die Arbeiten im Rahmen der Errichtung (Angebote einholen, Verträge aufsetzen, Versicherung klären etc.) und andererseits die laufende Abwicklung und Administration. Durch die Auslagerung an eine Anlagenbetreiberin bzw. einen Anlagenbetreiber kann der laufende Aufwand reduziert werden. Salzburg AG bietet beispielsweise die energiewirtschaftliche Betreiberrolle für eine gemeinschaftlichen PV-Anlage an, ohne die Errichtung durchzuführen bzw. zu investieren. Die Kosten dafür beginnen bei 4,8 € p.a. (netto) je teilnehmenden Berechtigten. Weitere Dienstleistungen wie die Instandhaltung oder Störungsbehebung werden zusätzlich angeboten [Sa19].

4.3 Umsetzung durch Mieterinnen und Mieter

Als mögliche Option kommt auch eine Umsetzung einer Gemeinschafts-PV Anlage durch die Mieterinnen und Mieter, die gleichzeitig auch die teilnehmenden Berechtigten sind, in Frage. Ebenso sind Mischformen, beispielsweise die Mieterinnen und Mieter gemeinsam mit der Eigentümerin bzw. dem Eigentümer, denkbar.

Dazu können Zusammenschlüsse der Mieterinnen und Mieter durch Gründung eines Vereins, einer Genossenschaft oder anderen Rechtsformen wie einer GmbH erfolgen. Neben Haftungs- und Versicherungsfragen sowie steuerlichen Implikationen ist vor allem der Aufwand für die Abwicklung der gewählten Form des Zusammenschlusses zu berücksichtigen. Einerseits ist der Aufwand für die handelnden Personen selbst (bspw. Wahrnehmung von Funktionen im Verein) und andererseits sind laufende Kosten wie Buchhaltung, Abrechnung des Strombezugs usw. einzubeziehen. Die Kosten können pro Jahr mehrere tausend Euro betragen und somit erheblich die Wirtschaftlichkeit der Anlage beeinflussen [Wo18, S.77]. Eine Form des Zusammenschlusses ist notwendig, um die entsprechenden Rahmenbedingungen für die Errichtung der Anlage zu schaffen und Verträge mit der Hauseigentümerin abzuschließen. Die laufende Abrechnung des Strombezugs sowie die Wartung der Anlage könnte auch durch die Beauftragung von Dienstleistungen abgedeckt werden und muss somit nicht zwingend durch die Gemeinschaft erfolgen.

Da im vorliegenden Fallbeispiel die Wohnhausanlage derzeit nicht im Eigentum der teilnehmenden Berechtigten steht, ist aktuell eine Abwicklung der Gemeinschafts-PV Anlage über eine Eigentümergemeinschaft nicht möglich. Erwähnenswert ist die Möglichkeit trotzdem, da eine Kaufoption (nachträgliche Übertragung in das Eigentum) nach 10 Jahren besteht und somit eine zukünftige Umsetzung durch die Eigentümergemeinschaft möglich wäre. Im Rahmen der WGG-Novelle 2019 wurde die erstmalige Möglichkeit der Eigentumsübertragung auf 5 Jahre verkürzt. Dies gilt aber nur für Verträge, die nach dem 31.7.2019 abgeschlossen wurden.

Sollten sich die Mieterinnen und Mieter zu einer gemeinsamen Umsetzung entschließen, wird empfohlen, die Investitions- und auch die Teilnahmebereitschaft verbindlich vorab

zu klären. Der Aufwand für die Koordination der Umsetzungsvorbereitungen darf keinesfalls unterschätzt werden. Es ist ebenfalls zu empfehlen, professionelle Unterstützung (z.B. Steuerberater) für die Auswahl der Art des Zusammenschlusses und die Ausarbeitung der vertraglichen Regelungen beizuziehen. Wie beim vorhergehenden Modell, besteht natürlich die Möglichkeit, Aufgaben wie die laufende Abrechnung an Unternehmen zu vergeben.

Im vorliegenden Fallbeispiel sollte ein Zuwarten bis zur Eigentumsübertragung in Betracht gezogen werden, um möglicherweise die Eigentümergemeinschaft als Vehikel für die Abwicklung zu nutzen. Bis zum Jahr 2026 sind auch weitere gesetzliche Klarstellungen für die Umsetzung einer Gemeinschafts-PV Anlage im Rahmen des WEG zu erwarten [DD20, S.42]. Bis zu diesem Zeitpunkt sind – aus organisatorischer Sicht – die beiden vorhergehend diskutierten Modelle zu bevorzugen. Für alle drei Modelle gilt aufgrund der derzeitigen Eigentümerstruktur, dass eine Umsetzung ohne die Unterstützung durch die Wohnbaugenossenschaft nicht möglich ist.

5 Wirtschaftliche Betrachtung

Die wirtschaftliche Betrachtung umfasst die technisch zu erwartende Lebensdauer der Anlage inklusive aller laufenden Kosten und Einnahmen. Dabei wird im ersten Schritt die Perspektive der AnlagenerrichterIn bzw. des Anlagenerrichters eingenommen und ein Tarif, angelehnt an die Berechnung von Levelized Cost of Electricity (LCOE), errechnet. Vereinfacht formuliert, werden die diskontierten Einnahmen und Ausgaben über die Laufzeit, der Summe der diskontierten Jahreserzeugungen gegenübergestellt. Rechnet man mit nominalen Werten, leitet sich der für die Errichtung und den Betrieb wirtschaftlich notwendige konstante Preis für den Bezug von Strom aus der gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage durch die teilnehmenden Berechtigten ab, um die nominellen Kapitalkosten über die Laufzeit zu erwirtschaften. Werden reale Werte (inflationsbereinigt) verwendet und reale Kapitalkosten zur Diskontierung herangezogen, so erhält man den notwendigen Tarif für den Zeitpunkt $t=0$, um die realen Kapitalkosten zu erwirtschaften [AR19, S.170]. Solange kein variabler (bspw. tageszeitenabhängig) Preis angewendet werden soll, können die LCOE als Annäherung herangezogen werden [CF20, Ko18, S.29–31].

Zusätzlich wird zur Verifikation eine Discounted-Cashflow Rechnung angestellt, um auf Basis des errechneten Tarifs zum Zeitpunkt $t=0$ mit einer nominalen Betrachtung zu überprüfen, ob der Kapitalwert 0 ergibt und somit die interne Verzinsung den nominalen Kapitalkosten entspricht [LV13, S.105ff].

Außen vor bleibt eine individuelle steuerliche Betrachtung, da diese im Einzelfall für die jeweiligen Akteure, je nach gewähltem Modell, spezifisch zu beurteilen wären. Es wird jedoch eine Nettobetrachtung (Vorsteuerabzug) für die Sichtweise der AnlagenbetreiberIn bzw. des Anlagenbetreibers vorgenommen.

Um die aus derzeitiger Sicht bestehenden Unsicherheiten zu würdigen (bspw. Ertragsschwankungen, Abweichungen zu konkreten Angeboten, Modellwahl), werden für wesentliche Inputparameter Bandbreiten angewendet und drei Szenarien festgelegt. Für das Base-Szenario werden darauffolgend Sensitivitätsanalysen erstellt. Diese

dienen zur Abwägung der Risiken durch ungeplante Entwicklungen der Einflussgrößen in der Zukunft.

Im zweiten Schritt wird die Sichtweise der möglichen teilnehmenden Berechtigten eingenommen. Dazu wird der Bruttowert des errechneten Tarifs zum Zeitpunkt t=0 mit den variablen Kosten für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz für die potentiellen teilnehmenden Berechtigten verglichen.

Die wirtschaftliche Betrachtung wird unter Verwendung der in den vorhergehenden Kapiteln diskutierten Daten und zusätzlich erhobener Inputparameter angestellt. Neben den finanziellen Parametern wie Investitions- und Betriebskosten, sind auch technische Parameter wesentlich für den Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage.

5.1 Finanzielle Parameter

Die nachfolgenden finanziellen Parameter für die Wirtschaftlichkeitsrechnung werden überwiegend aus möglichst aktuellen Quellen für vergleichbare Anlagen ermittelt. Die jährlichen Kostensteigerungen werden, sofern anwendbar, pauschal mit 2 % p.a. im mittleren Szenario angenommen und in den Sensitivitätsanalysen berücksichtigt. Die Erlössteigerungen werden mit maximal 1,5 % p.a. im besten Fall berücksichtigt.

Parameter	Einheit	Szenario		
		Low	Base	High
Kostensteigerung	[%]	3,00	2,00	1,00
Erlössteigerung	[%]	1,00	1,50	1,50
Errichtungskosten (netto)	[€]	55.952	50.865	45.779
Kapitalkosten (nominal)	[%]	5,0	3,5	3,0
Betriebskosten von Investsumme	[%]	2,0	1,5	1,0
Abrechnungskosten	[€]	940,0	675,0	600,0
Teilnehmende Berechtigte	[Anzahl]	8	13	15
Maximale Anzahl teiln. Berechtigte	[Anzahl]	15	15	15
Einmalige Einrichtung Aufteilungsschlüssel	[€/Partei]	20,00	20,00	20,00
Entgelt Messleistung Zähler	[€/Jahr]	26,16	26,16	26,16
Laufende Verrechnung Netzbetreiber	[€/Monat]	0,50	0,50	0,50
Investitionsförderung	[€]	-	12.025,0	12.025,0
Einspeisetarif	[€/MWh]	39,9	44,9	49,9

Tabelle 3: Zusammenfassung Annahmen finanzielle Parameter

Tabelle 3 zeigt die Zusammenfassung aller finanziellen Parameter und deren Bandbreiten für die Wirtschaftlichkeitsrechnungen. Mit dem Szenarien „Low“ und „High“ sollen die Zusammenwirkungen der negativsten bzw. positivsten Parameter zusammengefasst werden. Die Errichtungskosten für die Anlage werden in den Szenarien um 10 % variiert, ein Restwert der Anlage wird nicht abgebildet. Ob in 20 bis 30 Jahren die hergestellte Anlage noch einen wesentlichen wirtschaftlichen Wert darstellt, ist aus heutiger Perspektive nicht vorhersehbar.

5.1.1 Kapitalkosten

Für die Ermittlung der Bandbreite möglicher anwendbarer Kapitalkosten werden unterschiedliche Betrachtungswinkel gewählt. Die seit mehreren Jahren günstigen Finanzierungsquellen stellen grundsätzlich einen Vorteil für die Errichtung einer Gemeinschafts-PV Anlage dar.

Als oberes Ende der Bandbreite werden die vom Fraunhofer-Institut ermittelten Weighted Average Cost of Capital (WACC) herangezogen. Es ist anzumerken, dass diese für Deutschland ermittelt wurden und aufgrund unterschiedlicher Steuersätze geringfügig von einer detaillierten Ermittlung in Österreich abweichen können, was aber durch die Darstellung einer Bandbreite im Ergebnis vernachlässigbar ist. Für das Jahr 2018 wurde für PV Dach Großanlagen von 100 bis 1.000 kWp ein nominaler WACC von 4,1 % ermittelt [Ko18, S.11].

Im Falle der Errichtung einer Photovoltaikanlage durch eine gemeinnützige Genossenschaft kann die Errichtung entweder durch bestehende EVB-Rücklagen abgedeckt werden oder muss entsprechend vorfinanziert werden. Die angemessene Verzinsung von eingesetzten Eigenmitteln der Genossenschaft darf gemäß § 14 Abs 1 Z 1 WGG dabei 3,5 % nicht übersteigen. Eine zweite Deckelung liegt bei 5 %, falls sich eine entsprechende Entwicklung der Sekundärmarktrendite aller Bundesanleihen zukünftig ergeben sollte. Somit wird als mittlere Berechnungsbasis ein Zinssatz von 3,5 % verwendet.

Sollte eine Finanzierung im Rahmen eines Vereins oder ähnlichen juristischen Personen, die durch Privatpersonen wie den teilnehmenden Berechtigten etabliert

werden, ist eine Fremdfinanzierung der Anlage notwendig, sofern nicht das gesamte Kapital durch Eigenmittel aufgebracht wird. Diese kann von der „klassischen“ Bankfinanzierung bis hin zu verschiedenen Varianten des Crowdfunding reichen.

Die Verzinsung wird vorrangig von den erwarteten Anlagenerträgen und von den Detailregelungen (bspw. Pfandrechte an der Anlage oder Zession der Vereinseinnahmen) abhängig sein. Dementsprechend spielt die Erzielung einer Tarifförderung im Hinblick auf die erwartbaren Anlagenerträge eine große Rolle. Tarifförderungen über mehrere Jahre führen zu einer Reduktion des Preisrisikos und können somit vorteilhaft für die Finanzierungsbedingungen sein.

Im Rahmen der Erstellung der vorliegenden Arbeit wurden drei Bankinstitute angefragt, um Auskünfte zu möglichen Konditionen für das vorliegende Fallbeispiel bei Abwicklung der Errichtung und des Betriebs im Rahmen einer Vereinskonstruktion zu erhalten. Neben pauschalen Absagen, für ein theoretisches Projekt keine Auskünfte erteilen zu wollen, wurde mehrfach telefonisch mitgeteilt, dass eine 100 %-ige Fremdfinanzierung über eine Vereinskonstruktion geringe Finanzierungschancen hätte. Daher ist für diese Finanzierungsvariante keine Datenbasis vorhanden.

Die Befragung der Mieterinnen und Mieter im Fallbeispiel zeigt eine überwiegende Bereitschaft, eine Gemeinschafts-PV Anlage mitzufinanzieren. 8 von 14 Parteien haben angegeben, jeweils mindestens 1.000 € investieren zu wollen. Ebenfalls haben 8 von 14 Parteien angegeben, eine jährlichen Verzinsung von unter 3 % auf das eingesetzte Kapital als ausreichend anzusehen.

Basierend auf den vorgehend erläuterten Erhebungen wird eine Bandbreite der Kapitalkosten von 3 % bis 5 % in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung verwendet. Eine Fremdfinanzierung durch die Genossenschaft bzw. im Rahmen des EVB mit entsprechenden Sicherheiten (Forderungsabtretung etc.) stellt ein Potential für deutlich niedrigere Kapitalkosten dar.

5.1.2 Betriebskosten

Die Betriebskosten werden im vorliegenden Fallbeispiel einer gemeinschaftlichen PV-Anlage in zwei Kategorien unterschieden. Einerseits die Betriebskosten der Anlage selbst, wie Wartung, Instandhaltung und Versicherung, andererseits die Kosten für die Abwicklung des Gemeinschaftsmodells.

Die Betriebskosten für die Anlage werden zwischen 1 % bis 2 % der Investitionskosten angenommen, im Basisszenario mit 1,5 % [Fr20a, S.8, Me18, S.310]. Mit dieser Kostenannahme ist auch der notwendige Austausch der Wechselrichter über die Lebensdauer der Anlage pauschal berücksichtigt.

Die Kosten zur Abwicklung des Gemeinschaftsmodells (Abrechnungsleistungen, Abwicklung von Wechsel der teilnehmenden Berechtigten usw.) werden mangels klassischer Literaturquellen auf Basis des Angebots der Salzburg AG angenommen. Aufgrund des errechneten möglichen Eigenverbrauchs von bis zu rd. 33 MWh, werden bei Verteilung auf 15 teilnehmende Berechtigte (14 Mietwohnungen und Allgemeinteil) die höchsten Preise (ab 2.000 kWh) mit 45 €/p.a. angesetzt, was Gesamtkosten von 675 € p.a. entspricht. Woess-Gallasch et al. setzen 2017 Werte von 600 € bis 1.500 € für die Abrechnung einer Gemeinschaftsanlage in einem 24 Wohneinheiten umfassenden Objekts an, was auf 15 teilnehmende Berechtigte umgerechnet einen Wert für das Low-Szenario von rd. 940 € ergibt [Wo18, S.104].

5.1.3 Kosten Netzbetreiber

Der Netzbetreiber erfasst die Messwerte für die Erzeugung aus der Gemeinschaftsanlage und dem Verbrauch der teilnehmenden Berechtigten. Gemäß dem vorab mitgeteilten Aufteilungsschlüssel (statisch/dynamisch) werden die Erzeugungsmengen zugeteilt und mit den einzelnen Verbräuchen je Viertelstunden saldiert. Diese Daten werden den Energieversorgern der teilnehmenden Berechtigten, dem Anlagenbetreiber bzw. der Anlagenbetreiberin und dem für die Überschusseinspeisung gewählten Energieversorger zur Verfügung gestellt. Zusätzlich fallen administrative Aufwände beim Netzbetreiber bei Eintritt, Austritt und Wechsel von teilnehmenden Berechtigten an. Für diese Leistungen dürfen Netzbetreiber gemäß

§ 11 Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V) nachfolgende Kosten in Berechnung stellen:

- Erstmalige Einrichtung Aufteilungsschlüssel: 20,00 € (jedem teilnehmenden Berechtigten und dem Anlagenbetreiber bzw. der Anlagenbetreiberin)
- Änderung Aufteilungsschlüssel: 20,00 € (dem Personenkreis, der für die Änderung genannt wird – beispielsweise ein neu eintretender teilnehmender Berechtigter)
- Laufende Berechnung des verbrauchten bzw. eingespeisten Stroms: 0,50 € pro Monat (jedem teilnehmenden Berechtigten und dem Anlagenbetreiber bzw. der Anlagenbetreiberin) [Ve19]

Dementsprechend sind die Kosten für den Anlagenbetreiber bzw. die Anlagenbetreiberin und die teilnehmenden Berechtigten separat zu betrachten.

Aufgrund der bestehenden Netzanbindung für 14 Wohneinheiten und dem Allgemeinteil, welchen eine Leistung von 4 kW gemäß Wiener Netze unterstellt wird, ist davon auszugehen, dass keine Erweiterungen für die Einspeisung der Photovoltaikanlage am Netzanschluss vorgenommen werden müssen und somit kein Netzzutrittsentgelt anfällt. Für den Zähler der PV-Gemeinschaftsanlage fallen jedoch gemäß aktueller Verordnung Entgelte für die Messleistung in Höhe von 26,16 € jährlich an [Ve19].

5.1.4 Förderungen

Förderungen für das vorliegende Fallbeispiel sind zum Zeitpunkt der Erstellung der vorliegenden Arbeiten im Rahmen des ÖSG 2012 durch die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) verfügbar. Zu unterscheiden ist zwischen Investitions- und Tarifförderungen. Dabei handelt es sich um jährlich verfügbare Kontingente, die in der Vergangenheit meist schnell ausgeschöpft waren [Bu19f]. Für das Jahr 2020 sind 36 Mio. € für Investitionsförderungen verfügbar, davon 24 Mio. € vorrangig für die Errichtung bzw. Erweiterung von Photovoltaikanlagen. Für die Tarifförderung (Einspeisetarif) stehen 8 Mio. € zur Verfügung. Der Fördertarif für PV-Anlagen auf Gebäuden beträgt 7,67 ct/kWh für 13 Jahre gemäß der geltenden Ökostrom-

Einspeisetarifverordnung 2018 und die Reihung der Anträge erfolgt nach dem Eigenversorgungsanteil [Oe20a].

Das mehrfach angekündigte und verschobene Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz soll nun Anfang 2021 in Kraft treten. Grundsätzlich sind aufgrund der gestiegenen politischen Zielsetzungen, wie dem eine Million Dächer Programm, positive Aussichten gegeben, jedoch ist aktuell noch kein Gesetzesentwurf in Begutachtung und somit für das Fallbeispiel keine gesicherte Vorausschau für Förderungen gegeben [OR20].

Sowohl im High als auch im Base-Szenario werden Förderungen gemäß den geltenden Förderrichtlinien im Jahr 2020 berücksichtigt. Für Anlagen bis 100 kWp Engpassleistung beträgt der Investitionszuschuss 250 €/kWp bzw. maximal 30 % der förderbaren Kosten [Bu19d]. Die Kosten für das statische Gutachten, welches sinnvollerweise vor Antragsstellung angefertigt wird, dürften nicht miteinbezogen werden. Somit ergibt sich eine maximale Investitionsförderung von 12.025 € bei einer Engpassleistung von 48,1 kWp. Der Betrag liegt unter der 30 % Grenze der förderbaren Kosten.

5.1.5 Einspeisetarif

Aufgrund der Anlagengröße von nahezu 50 kWp und der möglichen Entkoppelung von Einspeisung und Bezug (zwei Energieversorgungsunternehmen) wird auf den aktuellen Abnahmepreis der OeMAG Referenz genommen. Dieser beträgt für das 1. Quartal 2020 4,488 ct/kWh und wird in den Sensitivitätsanalysen jeweils um 0,5 ct/kWh nach oben und nach unten variiert [Bu20b]. Positive Potentiale könnten sich beispielsweise durch die Nutzung eines Energieversorgungsunternehmens als Anlagenbetreiber ergeben, welches möglicherweise für die Kombination der Betreiberrolle und des Abnehmers des Stromüberschusses ein besseres Angebot legt. Ebenso wäre die Erreichung einer Tarifförderung wie vorgehend beschrieben eine wirtschaftliche Verbesserung.

5.1.6 Anzahl teilnehmender Berechtigter

Insgesamt könnten maximal 15 teilnehmende Berechtigte (14 Mietparteien und Allgemeinverbrauch) Strom aus der gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage beziehen. Bei der Befragung der Mieterinnen und Mieter des Fallbeispiels gaben nur 2 Parteien

an, keinen Strom aus einer gemeinschaftlichen PV-Anlage beziehen zu wollen. Um das wirtschaftliche Risiko der erhöhten Einspeisung in das öffentliche Netz durch Nicht-Teilnahme von potentiellen teilnehmenden Berechtigten abzudecken, wird eine Bandbreite von 8 bis 15 Teilnehmern abgedeckt. Dies wird durch eine aliquote Verringerung des Eigenverbrauchs simuliert, womit korrespondierend die in das Netz eingespeiste Überschussmenge sinkt oder steigt. Da nicht vorhersehbar ist welche Partei nicht teilnehmen möchte, kann somit auch nicht festgelegt werden, welcher der erhobenen Verbräuche einer spezifischen Einheit wegfällt.

5.1.7 Kosten teilnehmende Berechtigte

Es gilt, die Bezugskosten für Strom aus dem öffentlichen Netz für die potentiellen teilnehmenden Berechtigten abzuschätzen. Wie in Kapitel 3.3 beschrieben sind nur die variablen Kosten für den Vergleich relevant.

Um diese zu ermitteln, erfolgte ein Abruf des E-Control Tarifkalkulators am 7.3.2020 mit Eingabe des erhobenen durchschnittlichen arithmetischen Verbrauchs von 6.228 kWh unter Ausschluss von wechselbedingten Einmalrabatten. Zusätzlich wurden nur Tarife mit Preisbindung herausgefiltert, um aktuelle Marktschwankungen abzumildern, welche in den variablen Tarifen (Floater) zum Tragen kämen. Auf Basis der zum Abrufzeitpunkt geltenden Verordnungen und Gesetze wurde der Tarif „Online Pur“ vom Lieferant MyElectric als günstigster Tarif angezeigt (Anhang D).

Darauf aufbauend wurden die Bestandteile der Jahreskosten in fixe und variable Kosten unterteilt. Wie in Tabelle 4 ersichtlich ist, wurden variable Kosten für den Netzbezug in der Höhe von 13,73 ct/kWh inkl. Umsatzsteuer ermittelt. Geringfügige Differenzen zum im Anhang D abgebildeten Angebot ergeben sich durch rechnerische Rundungen. Die variablen Netzbezugskosten, ohne Preisentwicklungsannahmen für die Zukunft, werden den ermittelten LCOE gegenübergestellt, um die Wirtschaftlichkeit der gemeinschaftlichen PV-Anlage aus Sicht der möglichen teilnehmenden Berechtigten zu verifizieren.

My Electric - Online Pur, Preisgarantie bis 1.1.2021

Jahresverbrauch

6.228 kWh

Netzebene 7

Bezeichnung	Jahres- kosten	Variable Kosten	Fixkosten
Einheit	[€]	[ct/kWh]	[€/p.a.]
Arbeitspreis	303,80	4,87	
Grundpreis	12,00		12,00
Energiekosten	315,80		
Netznutzungsentgelt			
Arbeitspreis	204,90	3,29	
Leistungspreis	36,00		36,00
Arbeitspreis Netzverlustentgelt	25,78	0,41	
Entgelt Messleistungen	26,16		26,16
Summe Netzkosten	292,85		
Elektrizitätsabgabe			
	93,42	1,50	
Ökostromförderbeitrag			
Leistungspreis Netznutzung	7,72		7,72
Arbeitspreis Netznutzung	67,57	1,09	
Netzverlust	5,61	0,09	
Ökostrompauschale	28,38		28,38
Biomasseförderbeitrag (Niederösterreich)			
Netznutzung	11,39	0,18	
Netzverlust	0,76	0,01	
Grundpreis	1,30		1,30
KWK Pauschale	1,25		1,25
Summe Abgaben	217,39		
Gesamt netto	826,04		
Gesamt Brutto	991,25		
Variable Kosten Netzbezug netto		11,44	
Variable Kosten Netzbezug brutto		13,73	

Tabelle 4: Variable Kosten Netzbezug teilnehmende Berechtigte

Die monatlichen Kosten von 0,5 € (inkl. USt.) für die Abrechnung durch den Netzbetreiber je teilnehmenden Berechtigten sowie die einmaligen Kosten für die Einrichtung beim Netzbetreiber idHv. 20 € (inkl. USt.) stellen Fixkosten dar und könnten nur auf den zu erwartenden individuellen Eigenverbrauch der teilnehmenden Partei

umgelegt werden. Diese Kosten finden daher in den nachfolgenden Vergleichen bzw. Berechnungen keine Berücksichtigung.

5.2 Technische Parameter

Einflussgrößen aus der Umwelt und den technischen Erfahrungen mit Photovoltaikanlagen werden in der Wirtschaftlichkeitsrechnung auch durch die Anwendung von Bandbreiten für verschiedene Parameter berücksichtigt. Diese werden vorwiegend aus den Simulationen mittels PV-Sol sowie verfügbaren Literaturquellen abgeleitet.

Parameter	Einheit	Szenario		
		Low	Base	High
Techn. Lebensdauer (ausg. Wechselrichter)	[Jahre]	25,0	27,0	30,0
Jahreserzeugung	[kWh]	41.367	45.963	50.559
Eigenverbrauch	[%]	51,4	62,7	74,0
Degradation	[%]	0,50	0,25	0,01

Tabelle 5: Zusammenfassung Annahmen technische Parameter

Tabelle 5 fasst die Annahmen für die drei gewählten Szenarien aus technischer Sicht zusammen, welche nachfolgend erläutert werden.

5.2.1 Anlagenlebensdauer

Der notwendige Tausch der Wechselrichter innerhalb der Lebensdauer der Gesamtanlage ist, wie in Kapitel 5.1.2 beschrieben, in den Betriebskosten enthalten. Die technische Lebensdauer von Photovoltaikanlagen (Komponenten außer Wechselrichter) beträgt zwischen 25 und 30 Jahre [Ko18, S.10, LK14, S.435f]. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wird eine Bandbreite von 25 bis 30 Jahren angenommen.

5.2.2 Jahreserzeugung

Die jährliche Erzeugungsmenge aus Berechnungen von PV-Sol unterliegt den Annahmen der Richtangebote und somit gewissen Unsicherheiten (bspw. Verschattungen Dachaufbauten). Zusätzlich unterliegt der Jahresertrag natürlich Schwankungen aufgrund der Witterungseinflüsse, Verschmutzungen und der

zukünftigen Klimaentwicklung. Ebenso hat die Anlagenverfügbarkeit Einfluss auf die Erzeugungsmenge. Die von PV-Sol errechnete Jahreserzeugungsmenge von 45.963 kWh (10%-ige Verschattung) wird für die Szenarien um +/-10 % variiert.

5.2.3 Eigenverbrauch

Die bereits diskutierten Unsicherheiten bezüglich des Eigenverbrauchs sollen ebenfalls berücksichtigt werden. Deshalb wird der Eigenverbrauchsanteil zwischen 74,0 % und 51,4 % gemäß den in Kapitel 3.3 beschriebenen Berechnungen angenommen, der Mittelwert beträgt 62,7 %.

5.2.4 Degradation

Über die Lebensdauer der Anlage sinkt der Wirkungsgrad der Module. Dies wird als Degradation bezeichnet. Es wird eine Degradation von 0,5 % bis 1,0 % p.a. angenommen [Fr20a, S.24, Me18, S.313].

5.3 Ergebnis und Sensitivitätsanalyse

Auf Basis der oben dargestellten Parameter wurde eine jährliche Einnahmen/Ausgaben-Rechnung erstellt. Die Beträge werden als zahlungswirksam im gleichen Jahr der Zuordnung angenommen.

Die nominale LCOE-Berechnung, verkürzt in Abbildung 15 dargestellt, ergab für das Basis-Szenario einen Wert exkl. Umsatzsteuer (USt.) von 12,08 ct/kWh. Dies bedeutet, dass bei einer Verrechnung eines gleichbleibenden Tarifs von 14,49 ct/kWh inklusive Umsatzsteuer für die durch die teilnehmenden Berechtigten abgenommene Strommenge aus der Erzeugung der Gemeinschaftsanlage, eine Rendite auf das eingesetzte Kapital von 3,5 % erreicht wird. Der Tarif würde somit nur rd. 0,8 ct/kWh über den als Vergleichswert ermittelten variablen Bezugskosten für Strom aus dem öffentlichen Netz für die teilnehmenden Berechtigten liegen. Bei einer jährlichen Kostensteigerung von 2,00 % wären, im Falle einer Vereinbarung eines Fixtarifs ohne Gleitungsklauseln, bereits im vierten Jahr die Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz für die teilnehmenden Berechtigten höher, als die Kosten für den Strombezug aus

der gemeinschaftlichen PV-Anlage. Innerhalb der angenommenen Laufzeit von 27 Jahren wäre somit der Bezug des Stroms aus der Gemeinschaftsanlage zum überwiegenden Teil vorteilhaft für die teilnehmenden Berechtigten im Vergleich zum Netzbezug.

Jahr		0	1	2	3	4	5	26
Diskontierungsfaktor		1,000	0,966	0,934	0,902	0,871	0,842	0,409
Jahreserzeugung inkl. Degradation	[MWh]	46,0	45,8	45,7	45,6	45,5	45,4	43,1
Eigenverbrauch gemäß PV-Sol	[MWh]	28,8	28,7	28,7	28,6	28,5	28,5	27,0
Eigenverbrauch aliquot teiln. Ber.	[MWh]	25,0	24,9	24,9	24,8	24,7	24,7	23,4
Einspeisung	[MWh]	21,0	20,9	20,9	20,8	20,8	20,7	19,7
Tarif Einspeisung	[€/MWh]	44,9	45,6	46,2	46,9	47,6	48,3	66,1
Einnahmen Einspeisung	[€]	941,9	953,6	965,5	977,5	989,7	1.002,1	1.299,7
Investitionsförderung	[€]	12.025,0						
Summe Einnahmen		12.966,9	953,6	965,5	977,5	989,7	1.002,1	1.299,7
Investition	[€]	-50.865,3						
Einrichtung Aufteilungsschlüssel	[€]	-20,0						
Betriebskosten	[€]	-763,0	-778,2	-793,8	-809,7	-825,9	-842,4	-1.276,8
Abrechnungskosten	[€]	-675,0	-688,5	-702,3	-716,3	-730,6	-745,3	-1.129,6
Entgelt Messleistung Zähler	[€]	-26,2	-26,7	-27,2	-27,8	-28,3	-28,9	-43,8
Verrechnung Strommengen (Betreiber)	[€]	-6,0	-6,1	-6,2	-6,4	-6,5	-6,6	-10,0
Summe Ausgaben	[€]	-52.355,4	-1.499,5	-1.529,5	-1.560,1	-1.591,3	-1.623,2	-2.460,2
Cashflow (Einnahmen-Ausgaben)	[€]	-39.388,5	-545,9	-564,0	-582,6	-601,6	-621,1	-1.160,4
Diskontierter Cashflow	[€]	-39.388,5	-527,5	-526,5	-525,5	-524,3	-522,9	-474,4
Diskontierte Eigenverbrauchsmenge	[MWh]	24,98	24,07	23,20	22,36	21,55	20,77	9,57
LCOE netto nominal	[€/MWh]	120,78						
LCOE netto nominal	[ct/kWh]	12,08						
LCOE brutto nominal	[€/MWh]	144,94						
LCOE brutto nominal	[ct/kWh]	14,49						

Abbildung 15: LCOE-Berechnung nominal (verkürzt)

Durch die Verwendung realer Werte (ohne Inflation mit dementsprechend angepassten Kapitalkosten) kann ein Tarif für den Zeitpunkt $t=0$ errechnet werden. Durch die entsprechende Anwendung des Jahres 2020 als Preisbasis kann somit ein Tarif für das Jahr 2020 errechnet werden. Da die variablen Strombezugskosten für die teilnehmenden Berechtigten mit Jahresanfang 2020 erhoben wurden, kann somit ein direkter Vergleich aufgrund der einheitlichen Preisbasis erfolgen.

Wie in Abbildung 16 ersichtlich, ergibt sich somit ein Tarif von 12,26 ct/kWh (inkl. USt), welcher unter den am Jahresanfang 2020 ermittelten variablen Kosten für den

Strombezug aus dem öffentlichen Netz für die teilnehmenden Berechtigten liegt. Somit ist bereits im ersten Betriebsjahr ein wirtschaftlicher Vorteil für die teilnehmenden Berechtigten gegeben, da die variablen Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz 13,73 ct/kWh (inkl. USt.) betragen.

Jahr		0	1	2	3	4	5	26
Diskontierungsfaktor Einnahmen		1,000	0,981	0,962	0,943	0,925	0,907	0,602
Diskontierungsfaktor Ausgaben		1,000	0,986	0,971	0,957	0,943	0,930	0,684
Diskontierungsfaktor Menge		1,000	0,981	0,962	0,943	0,925	0,907	0,602
Jahreserzeugung inkl. Degradation	[MWh]	46,0	45,8	45,7	45,6	45,5	45,4	43,1
Eigenverbrauch gemäß PV-Sol	[MWh]	28,8	28,7	28,7	28,6	28,5	28,5	27,0
Eigenverbrauch aliquot teiln. Ber.	[MWh]	25,0	24,9	24,9	24,8	24,7	24,7	23,4
Einspeisung	[MWh]	21,0	20,9	20,9	20,8	20,8	20,7	19,7
Tarif Einspeisung	[€/MWh]	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,88
Einnahmen Einspeisung	[€]	941,9	939,5	937,2	934,8	932,5	930,2	882,5
Investitionsförderung	[€]	12.025,0						
Summe Einnahmen		12.966,9	939,5	937,2	934,8	932,5	930,2	882,5
Investition	[€]	-50.865,3						
Einrichtung Aufteilungsschlüssel	[€]	-20,0						
Betriebskosten	[€]	-763,0	-763,0	-763,0	-763,0	-763,0	-763,0	-763,0
Abrechnungskosten	[€]	-675,0	-675,0	-675,0	-675,0	-675,0	-675,0	-675,0
Entgelt Messleistung Zähler	[€]	-26,2	-26,2	-26,2	-26,2	-26,2	-26,2	-26,2
Verrechnung Strommengen (Betreiber)	[€]	-6,0	-6,0	-6,0	-6,0	-6,0	-6,0	-6,0
Summe Ausgaben	[€]	-52.355,4	-1.470,1	-1.470,1	-1.470,1	-1.470,1	-1.470,1	-1.470,1
Diskontierter Cashflow	[€]	-39.388,5	-527,5	-526,5	-525,5	-524,3	-522,9	-474,4
Diskontierte Eigenverbrauchsmenge	[MWh]	24,98	24,43	23,90	23,38	22,87	22,37	14,09
LCOE netto t=0	[€/MWh]	102,18						
LCOE netto t=0	[ct/kWh]	10,22						
LCOE brutto t=0	[€/MWh]	122,62						
LCOE brutto t=0	[ct/kWh]	12,26						

Abbildung 16: LCOE-Berechnung real (verkürzt)

Um die Berechnung zu überprüfen, wurde der ermittelte Tarif zum Zeitpunkt t=0 sowie die gesamten Einnahmen und Ausgaben in eine Discounted-Cashflow Berechnung eingesetzt und mit den entsprechenden Kosten- und Erlössteigerungen pro Jahr inflationiert. Zur Ermittlung der Diskontierungsfaktoren wurden die nominellen Kapitalkosten herangezogen. In Abbildung 17 ist ersichtlich, dass sich dadurch ein Kapitalwert von 0 ergibt und eine Internal Rate of Return (IRR, Interner Zinsfuß), die den angewendeten Kapitalkosten entspricht, ermittelt wird.

Jahr		0	1	2	3	4	5	26
Diskontierungsfaktor		1,000	0,966	0,934	0,902	0,871	0,842	0,409
Jahreserzeugung inkl. Degradation	[MWh]	46,0	45,8	45,7	45,6	45,5	45,4	43,1
Eigenverbrauch gemäß PV-Sol	[MWh]	28,8	28,7	28,7	28,6	28,5	28,5	27,0
Eigenverbrauch aliquot teiln. Ber.	[MWh]	25,0	24,9	24,9	24,8	24,7	24,7	23,4
Einspeisung	[MWh]	21,0	20,9	20,9	20,8	20,8	20,7	19,7
Tarif Einspeisung	[€/MWh]	44,9	45,6	46,2	46,9	47,6	48,3	66,1
Einnahmen Einspeisung	[€]	941,9	953,6	965,5	977,5	989,7	1.002,1	1.299,7
Investitionsförderung	[€]	12.025,0						
Summe Einnahmen		12.966,9	953,6	965,5	977,5	989,7	1.002,1	1.299,7
Investition	[€]	-50.865,3						
Einrichtung Aufteilungsschlüssel	[€]	-20,0						
Betriebskosten	[€]	-763,0	-778,2	-793,8	-809,7	-825,9	-842,4	-1.276,8
Abrechnungskosten	[€]	-675,0	-688,5	-702,3	-716,3	-730,6	-745,3	-1.129,6
Entgelt Messleistung Zähler	[€]	-26,2	-26,7	-27,2	-27,8	-28,3	-28,9	-43,8
Verrechnung Strommengen (Betreiber)	[€]	-6,0	-6,1	-6,2	-6,4	-6,5	-6,6	-10,0
Summe Ausgaben	[€]	-52.355,4	-1.499,5	-1.529,5	-1.560,1	-1.591,3	-1.623,2	-2.460,2
Cashflow (Einnahmen-Ausgaben)	[€]	-39.388,5	-545,9	-564,0	-582,6	-601,6	-621,1	-1.160,4
Tarif Eigenverbrauch	[€/MWh]	102,2	103,7	105,3	106,9	108,5	110,1	150,5
Einnahmen Eigenverbrauch	[€]	2.552,2	2.584,0	2.616,2	2.648,8	2.681,8	2.715,2	3.521,8
Cashflow inkl. Einnahmen Eigenverbrauch	[€]	-36.836,4	2.038,0	2.052,1	2.066,2	2.080,2	2.094,1	2.361,3
Diskontierter CF	[€]	-36.836,4	1.969,1	1.915,7	1.863,6	1.812,8	1.763,2	965,4
NBW manuell	[€/MWh]	0,00						
NBW Formel	[ct/kWh]	0,00						
IRR		3,5%						

Abbildung 17: Verprobung DCF-Berechnung (verkürzt)

Die in den Kapiteln 5.1 und 5.2 dargestellten Parameter für die Szenarien Low und High wurden ebenfalls für die reale LCOE-Berechnung herangezogen. Zu den Szenarien ist festzuhalten, dass diese jeweils die untere bzw. obere Bandbreite der Parameter gleichzeitig darstellen. Dementsprechend sind die in Tabelle 6 dargestellten Ergebnisse von geringer Aussagekraft, insbesondere im Low-Szenario. Beispielsweise werden die Errichtungskosten vor Umsetzung einer Photovoltaikanlage üblicherweise mittels eines verbindlichen Angebots fixiert. Sollten diese inklusive erwarteter Förderzusagen so weit abweichen, dass kein wirtschaftlicher Vorteil aus Sicht der teilnehmenden Berechtigten gegeben ist, würde keine Umsetzung der Gemeinschaftsanlage erfolgen. Die Szenarien stellen somit nur Anhaltspunkte dar, wenn mehrere Parameter gleichzeitig positiv bzw.

negativ abweichen. Dementsprechend ergibt sich nahezu ein Faktor von 10 bei der Bandbreite der ermittelten LCOE zwischen den Szenarien Low und High.

Szenario		Low	Base	High
LCOE brutto t=0	[€/MWh]	540,63	122,62	56,13
LCOE brutto t=0	[ct/kWh]	54,06	12,26	5,61

Tabelle 6: Ergebnisse LCOE t=0 Szenarien

Um die Auswirkung der Änderung einzelner Parameter auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage besser zu verstehen, wurden Sensitivitätsanalysen mit Hilfe der Datentabellen-Funktion von Microsoft Excel erstellt [Mi20a]. Die nachfolgenden Tabellen stellen jeweils die Auswirkung der Änderung von zwei verschiedenen Parametern auf die LCOE inklusive Umsatzsteuer zum Zeitpunkt t=0 ceteris paribus dar. Der mittlere Wert der variierten Parameter entspricht jeweils dem im Basis-Szenario angewendeten Wert.

Die Variation der Erlössteigerung für den überschüssigen Strom aus der Photovoltaikanlage hat aufgrund des hohen Eigenverbrauchs einen geringen Einfluss auf die LCOE, die Variation der Kostensteigerungen um 1 %-Punkt verändert die LCOE im Basisszenario um rd. 1 ct/kWh.

		Erlössteigerung [%]				
		1,00	1,13	1,25	1,38	1,50
Kosten- steigerung [%]	3,00	14,30	14,03	13,77	13,51	13,26
	2,50	13,75	13,49	13,24	12,99	12,74
	2,00	13,25	13,00	12,75	12,50	12,26
	1,50	12,78	12,54	12,30	12,06	11,82
	1,00	12,35	12,11	11,88	11,64	11,41

Tabelle 7: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Erlös- und Kostensteigerung

Die Variation der Jahreserzeugung um 10 % beeinflusst die LCOE um über 1,5 ct/kWh, Eine Änderung des Eigenverbrauchsanteils über die Laufzeit zwischen Low (51,4 %) und High-Szenario (74,0 %) wirkt sich ebenfalls in nahezu gleicher Höhe aus.

		Eigenverbrauch [%]				
		51,4	57,1	62,7	68,4	74,0
Jahres- erzeugung [kWh]	41.367	16,05	14,99	14,13	13,40	12,79
	43.665	14,85	13,91	13,15	12,50	11,96
	45.963	13,77	12,94	12,26	11,69	11,21
	48.261	12,80	12,06	11,46	10,96	10,53
	50.559	11,91	11,27	10,74	10,29	9,92

Tabelle 8: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Eigenverbrauch und Jahreserzeugung

Wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben sowohl die Errichtungskosten als auch die Höhe der Investitionsförderung. Ohne Investitionsförderung liegen selbst bei 10 % geringeren Investitionskosten als im Basisszenario die LCOE zum Zeitpunkt t=0 über den variablen Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz für die teilnehmenden Berechtigten, wodurch kein finanzieller Anreiz für die Mieterinnen und Mieter zur Teilnahme am Gemeinschaftsmodell besteht. Bereits die Halbierung der Investitionsförderung führt zu LCOE, die nur mehr geringfügig über den variablen Opportunitätskosten der teilnehmenden Berechtigten liegen. Eine mögliche Erhöhung der Förderung im erwarteten EAG wurde durch eine 10 bzw. 20 %-ig erhöhte Investitionsförderung abgebildet und wirkt sich geringfügig positiv auf die LCOE aus. Der erhebliche Einfluss der Errichtungskosten ist bei deren Variation um +/-10 % ersichtlich. Die LCOE verändern sich dadurch um jeweils 1,59 ct/kWh. Wie bereits erörtert ist es daher für eine mögliche Umsetzung des Fallbeispiels unabdingbar, entsprechende Detailplanungen in Verbindung mit verbindlichen Angeboten einzuholen.

		Investitionsförderung				
		0	6.013	12.025	13.228	14.430
Errichtungs- kosten (netto) [€]	55.952	16,66	15,25	13,85	13,57	13,29
	53.409	15,86	14,46	13,06	12,78	12,49
	50.865	15,07	13,67	12,26	11,98	11,70
	48.322	14,28	12,87	11,47	11,19	10,91
	45.779	13,48	12,08	10,67	10,39	10,11

Tabelle 9: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Investitionsförderung und Errichtungskosten

Sollten die Abrechnungskosten auf den Wert des Low-Szenarios (940 € p.a.) steigen, so würden die LCOE noch knapp unter variablen Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz für die teilnehmenden Berechtigten liegen. Dementsprechend sollten diese Kosten

verbindlich vor einer Umsetzung vereinbart werden. Eine Steigerung der Betriebskosten um rd. 250 € p.a. würde dazu führen, dass der wirtschaftliche Vorteil für die teilnehmenden Berechtigten nicht mehr gegeben ist, da der Tarif mit 14,99 ct/kWh deutlich über den variablen Opportunitätskosten des Netzbezugs liegen würde.

		Abrechnungskosten [€]				
		940	808	675	638	600
Betriebskosten von Investsumme [%]	2,00	14,99	14,29	13,60	13,40	13,20
	1,75	14,32	13,62	12,93	12,73	12,54
	1,50	13,65	12,96	12,26	12,07	11,87
	1,25	12,99	12,29	11,59	11,40	11,20
	1,00	12,32	11,62	10,93	10,73	10,53

Tabelle 10: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Abrechnungs- und Betriebskosten

Bei einem Anstieg der Kapitalkosten um einen Prozentpunkt wäre die Vorteilhaftigkeit des gemeinschaftlichen Photovoltaikmodells noch immer gegeben. Ein Anstieg auf 5,5 % würde bedeuten, dass die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit aus Sicht der teilnehmenden Berechtigten nicht mehr gegeben wäre. Daher ist vor der Umsetzung des Fallbeispiels eine Abklärung der erwarteten Eigenkapitalrendite vorzunehmen bzw. verbindliche Angebote für eine Finanzierung durch Fremdkapitalgeber einzuholen. Die Anzahl der teilnehmenden Berechtigten beeinflusst die LCOE wesentlich, da dadurch der Anteil der in das öffentlichen Netz zu einem niedrigeren Tarif eingespeisten Erzeugungsmenge der Gemeinschaftsanlage steigt. Im Umkehrschluss muss deshalb der Abnahmetarif für die aus der Gemeinschaftsanlage bezogene Strommenge für die teilnehmenden Berechtigten steigen. Sollten nur 10 der potentielle 15 (inkl. Allgemeinteil) Parteien am Gemeinschaftsmodell teilnehmen, so übersteigen die LCOE die variablen Opportunitätskosten für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz. Daher ist eine frühzeitige Einbindung der Mieterinnen und Mieter äußerst wichtig. Die durchgeführte Vollerhebung hat aufgezeigt, dass alle Parteien Interesse zur Teilnahme an einem Gemeinschaftsmodell haben, sofern die Bezugskosten von Strom aus der gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage zumindest geringfügig unter den Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz liegen.

		Kapitalkosten [%]				
		3,0	3,3	3,5	4,5	5,5
Teilnehmende Berechtigte [Anzahl]	8	15,77	16,16	16,56	18,21	19,95
	10	13,69	14,01	14,32	15,65	17,04
	13	11,77	12,02	12,26	13,28	14,35
	14	11,32	11,54	11,77	12,72	13,71
	15	10,92	11,13	11,35	12,23	13,15

Tabelle 11: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Kapitalkosten und teilnehmende Berechtigte

Die Variation der technischen Lebensdauer der Anlage sowie der Degradation zeigen einen geringen Einfluss auf die errechneten LCOE innerhalb der gewählten Bandbreiten. Sollte sich die Lebensdauer der Anlage über den für die Tarifberechnung hinterlegten Annahmen liegen, so ergibt sich dadurch die Möglichkeit, einen sehr kostengünstigen Tarif nach Überschreitung der angenommenen Lebensdauer anzubieten. Alternativ könnte der Anlageninvestor bzw. die -investorin eine Überrendite erwirtschaften oder bei einer entsprechenden vertraglichen Vereinbarung die Anlage in das Eigentum der künftigen Wohnungseigentümerinnen und -eigentümer übergehen.

		Lebensdauer [Jahre]				
		25,0	26,0	27,0	28,0	30,0
Degradation [%]	0,50	13,22	12,98	12,76	12,56	12,20
	0,38	12,98	12,74	12,51	12,30	11,93
	0,25	12,75	12,49	12,26	12,05	11,67
	0,13	12,52	12,26	12,03	11,81	11,42
	0,01	12,30	12,04	11,79	11,57	11,18

Tabelle 12: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Lebensdauer und Degradation

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass eine wirtschaftliche Umsetzung des Fallbeispiels im Basis Szenario unter den vorliegenden Annahmen gegeben ist. Der errechnete Tarif von 12,26 ct/kWh liegt 1,47 ct/kWh unter den variablen Netzbezugskosten der teilnehmenden Berechtigten (Preisbasis 2020). Die Einholung verbindlicher Angebote für die Errichtung der Gemeinschafts-PV Anlage und die Klärung, ob eine Umsetzung durch die Genossenschaft in der diskutierten Ausgestaltung möglich und gewünscht ist, würden die Planungssicherheit deutlich erhöhen.

Ein wesentlicher wirtschaftlicher Faktor, der in den obigen Darstellung nicht variiert bzw. betrachtet wurde, ist die zukünftige Entwicklung der variablen Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz für die teilnehmenden Berechtigten. Durch zukünftige Änderungen der Netzentgeltstruktur könnte beispielsweise ein Erhöhung der Leistungskomponenten (=Fixkosten in der vorliegenden Betrachtung) zu Gunsten reduzierter Arbeitskomponenten (=variable Kosten in der vorliegenden Betrachtung) vorgenommen werden. Bereits seit mehreren Jahren wird die dadurch verursachungsgerechtere Belastung von Prosumern im Rahmen der Verrechnung des Netznutzungsentgeltes bzw. die Einführung von Prosumer-Tarifen diskutiert [Bu19e, S.194, En17b, S.9ff]. Eine weitere Konkretisierung ist im Rahmen der Smart Meter Ausrollungen zu erwarten. Durch eine Verlagerung der Tarife hin zu Leistungskomponenten kann die Attraktivität des Strombezugs aus der gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage für die teilnehmenden Berechtigten deutlich sinken.

6 Optimierungsmöglichkeiten Eigenverbrauch

Gemeinschaftsanlagen, wie im Fallbeispiel beschrieben, weisen einen wesentlichen Vorteil gegenüber Anlagen von Einfamilienhäusern bzw. gegenüber der Umsetzung einzelner Photovoltaikanlagen je Mieteinheit bezüglich des Eigenverbrauchs auf. Die aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Abrechnung bauen auf den ermittelten Verbrauchs- und Erzeugungswerten je Viertelstunde auf. Dadurch können kurzfristige Überschuss- und Unterdeckungsphasen durch die Nettobetrachtung innerhalb einer Viertelstunde ausgeglichen werden. Bei einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage eines Einfamilienhauses wird jede Überschussphase durch den Zähler innerhalb des jeweiligen Messzyklus erfasst, genauso wie ein kurzfristiger Netzbezug. Dementsprechend ist aus wirtschaftlicher Sicht durch das bestehende Abrechnungsverfahren ein Vorteil für die Ermittlung des Eigenverbrauchsanteils von PV-Gemeinschaftsanlagen gegenüber PV-Anlagen, die nur einem Verbraucher zugeordnet sind (z.B. Einfamilienhaus), gegeben. Dies ist ein rein abrechnungsbedingter Vorteil und physikalisch nicht gegeben.

Die technisch einfachste Möglichkeit einer Eigenverbrauchsoptimierung – auch für eine gemeinschaftliche Photovoltaikanlage – stellt die Nutzung eines Batteriespeichers dar.

Eine andere Möglichkeit stellt die Verlagerung des Verbrauchs elektrischer Energie durch (teil-)automatisierte Ansteuerung flexibler elektrischer Verbraucher dar. Flexibles Lastmanagement, auch „Demand Side Management“ genannt, kann durch die Ansteuerung von elektrischen Geräten erfolgen, deren Ein- bzw. Ausschaltzeitpunkt verlagert wird oder deren Leistungsaufnahme regelbar ist [Me18, S.344]. Solche Systeme werden allgemein „Home Energy Management Systems“ (HEMS) genannt [SM15, S.12].

Voraussetzung für die Optimierung des Eigenverbrauchs ist in allen Fällen die Erfassung des aktuellen Saldos aus Photovoltaikproduktion und dem Verbrauch aller teilnehmenden Berechtigten. Wie bereits erläutert, ist die Installation von Smart Metern für alle teilnehmenden Berechtigten und für die Erfassung der Produktion der Gemeinschaftsanlage notwendig. Die Datenerfassung der Zählerwerte muss für die

Optimierung des Eigenverbrauchs nahezu in Echtzeit erfolgen. Während die Daten an den Netzbetreiber nur einmal täglich übermittelt werden, können über die Kundenschnittstelle der Smart Meter die notwendigen Daten lokal mittels entsprechender Adapter in kürzeren Intervallen ausgelesen werden [Wi19]. Es ist notwendig, die momentanen Wirkleistungswerte zu erfassen, um eine Saldobetrachtung errechnen zu können.

Alternativ zur Nutzung der Smart Meter Kundenschnittstelle können auch für alle teilnehmenden Berechtigten separate Zähler mit entsprechenden Messwerterfassungen und Datenschnittstellen installiert werden und die Photovoltaikerzeugung über Datenschnittstellen der Wechselrichter (sofern verfügbar) ausgelesen werden [Fr20b, SM20]. Neben einer Kostenabwägung wäre insbesondere die technische Umsetzbarkeit (Platzbedarf, Anschlussmöglichkeit) zu prüfen.

Wie bereits in Kapitel 3.3 festgehalten, ist gemäß den Simulationen bereits ein sehr hoher Eigenverbrauchsgrad von zwischen rd. 51 und 74 % gegeben. Daher sind nachfolgende Ausführungen vor allem aus technischer Perspektive dargestellt. Für wirtschaftliche Bewertungen müssten Messdaten aus dem Realbetrieb vorliegen, um eine konkrete Gegenüberstellung zu den möglichen Potentialen aus Eigenverbrauchsoptimierungen, die entsprechende Investitionen (z.B. Aktoren zur Steuerung von Großverbrauchern) bedingen, anstellen zu können.

Zusätzlich wären bei konkreten Umsetzungsplanungen neben wirtschaftlichen Aspekten auch mögliche Komforteinbußen oder Datenschutzaspekte aus Sicht der teilnehmenden Berechtigten vor einer Umsetzung von Optimierungen, die beispielsweise eine Anbindung von Großverbrauchern einzelner Haushalte benötigen, zu bedenken [SM15, S.15].

6.1 Batteriespeicher

Das Be- und Entladen eines Batteriespeichers wird durch den aktuellen Saldo der Photovoltaikproduktion und dem Verbrauch der teilnehmenden Berechtigten bestimmt

sowie über die verfügbare Kapazität. Einschränkend hinzu kommt die maximale elektrische Be- und Entladeleistung des Batteriespeichers.

Die mögliche Umsetzung eines Batteriespeichers im Fallbeispiel ist vor allem aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu betrachten. Die Umsetzung aus rechtlichen Gesichtspunkten (Bauvorschriften, Betreibermodelle, Zustimmungspflichten, etc.) kann sich ebenso kompliziert gestalten wie bei der gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage eingehend erörtert. Steuerungstechnisch muss nur der Saldowert über die entsprechende Schnittstelle der Ladesteuerung des Batteriespeichers zur Verfügung gestellt werden.

Auf Basis der hochskalierten H0-Verbrauchsprofile wurde im Fallbeispiel der Eigenverbrauchsanteil zwischen 51 % und 74 % errechnet. Auf Basis der in PV-Sol ermittelten Erzeugungs-, Eigenverbrauchs- und Einspeisewerte wurde die in Tabelle 13 ersichtliche Simulation der Veränderung des Eigenverbrauchsgrads abhängig von Speichergrößen und der Ein- und Ausspeiseleistung erstellt. Es wurde das 10 %ige Verschattungsszenario mit dem Lastprofil 12 der HTW Berlin herangezogen (51,4 % Eigenverbrauch). Die in PV-Sol im 15 Minuten Raster berechneten Energiewerte wurden auf stündliche Werte aggregiert und darauf aufbauend die mögliche Verlagerung für verschiedene Speichergrößen simuliert.

		Nutzbare Speicherkapazität [kWh]					
		5	10	20	30	40	50
Ein-/Ausspeiseleistung [kW]	5	58,5%	61,1%	65,3%	68,6%	70,6%	71,4%
	10	58,5%	61,6%	66,3%	70,4%	73,8%	76,7%
	15	58,5%	61,6%	66,4%	70,6%	74,2%	77,3%
	20	58,5%	61,6%	66,4%	70,6%	74,2%	77,4%
	20	58,5%	61,6%	66,4%	70,6%	74,2%	77,4%
	30	58,5%	61,6%	66,4%	70,6%	74,2%	77,4%

Tabelle 13: Eigenverbrauchssimulation Batteriespeicher

In der Simulation ist ersichtlich, dass die Ein- bzw. Ausspeiseleistung einen geringen Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil hat. Eine Ein- bzw. Ausspeiseleistung über 10 kW lässt nur mehr geringfügige positive Effekte erwarten. Der Eigenverbrauchsanteil steigt hingegen pro 10 kWh zusätzlicher nutzbarer Speicherkapazität im Schnitt um ca. 5 Prozentpunkte. Durch die Hochskalierung des Lastprofils auf den

Gesamtverbrauch aller teilnehmenden Berechtigten und der Verwendung von aggregierten Energiewerten pro Stunde wird der Vorteil des Batteriespeichers beim kurzfristigen Ausgleich von Netzeinspeisungen und -bezügen nicht ausreichend berücksichtigt.

Das Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme hat im Jahr 2018 Gestehungskosten von 16,34 bis 47,34 ct/kWh für Strom aus PV-Batteriespeichern errechnet. Damit liegen die Kosten deutlich über den durchschnittlichen variablen Kosten für Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz für die teilnehmenden Berechtigten. Zusätzlich muss noch hinzugerechnet werden, dass bei jeder eigenverbrauchten Kilowattstunde der Erlös aus dem Einspeisetarif wegfällt.

Die technische Auslegung eines Batteriespeichers sollte erst nach Sammlung entsprechender Daten des Echtbetriebs einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage erfolgen. Darauf aufbauend kann eine solide wirtschaftliche Betrachtung unter Einbezug der Förderlandschaft und den erwarteten Kostendegressionen erstellt werden.

6.2 (Automatisierte) Optimierungsmöglichkeiten durch Laststeuerung

Die einfachste Möglichkeit, um ohne Eingriffe in technische Geräte der teilnehmenden Berechtigten die Eigenverbrauchsquote zu verbessern, stellt die Visualisierung der Saldobetrachtung der Wirkleistung für die teilnehmenden Berechtigten dar. Die Information zum aktuellen Saldowert versetzt die teilnehmenden Berechtigten in die Lage, entsprechende Handlungen bei Überschuss- und Netzbezugsphasen vorzunehmen, wie bspw. ein verzögertes Einschalten von einem Geschirrspüler. Durch unmittelbare Handlungen oder dauerhafte Verhaltensanpassungen können die teilnehmenden Berechtigten eine Reduktion des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz erreichen.

Zur Identifikation relevanter elektrischer Lasten im Fallbeispiel wurde in einem an Mieterinnen und Mieter versendeten Fragebogen nach vorhandenen elektrischen Geräten gefragt. Es wurden acht Gerätearten explizit angeführt und die Befragten hatten

die Möglichkeit, weitere Großverbraucher anzugeben. Es machte keine Partei von der Möglichkeit der Ergänzung der vorgegebenen Liste Gebrauch. Aus den explizit angeführten Großverbrauchern eignen sich Geschirrspüler, Waschmaschinen und Trockner besonders für eine manuelle Handlung bzw. Verhaltensanpassung bezugnehmend auf die Eigenverbrauchsoptimierung. Der Einschaltzeitpunkt dieser Gerätetypen kann aktuell kaum durch Regelungssysteme automatisiert werden, da es noch wenige verfügbare Geräte mit entsprechenden Anbindungen gibt. Zusätzlich bedingen diese Geräte manuelle Vorarbeiten, wie das Beladen mit Geschirr oder Wäsche. Fünf der 14 befragten Haushalte gaben an, dass an Werktagen zwischen 9 und 17 Uhr jemand zu Hause ist. Somit könnte diese Zielgruppe, unter der Voraussetzung, dass entsprechende Informationen zum aktuellen Stromverbrauchs- und Erzeugungssaldo verfügbar sind, in ihrem wirtschaftlichen Eigeninteresse zu einer Erhöhung der Eigenverbrauchsquote der gemeinschaftlichen PV-Anlage beitragen.

In zahlreichen Forschungsprojekten wurde der Einfluss von In-Home Displays und anderen Darstellungsarten (bspw. mobile Applikationen), welche den aktuellen Stromverbrauch anzeigen, auf den Stromverbrauch von Haushalten untersucht. Dazu wurden unterschiedlichen Erfahrungen gemacht, nicht zuletzt aufgrund uneinheitlicher Evaluierungsmethoden [BGX14, S.6, Sc13, S.5ff]. Pauschale Annahmen für das Fallbeispiel zu möglichen Verbrauchseinsparungen bzw. Änderungen des Eigenverbrauchs sind jedoch, wie die Auswertungsergebnisse von Cupal et al. zeigen, nicht zielführend [Cu19, S.53ff].

Für eine automatisierte Optimierung des Eigenverbrauchs durch Demand Side Management ist es notwendig, geeignete Geräte zu identifizieren, Schnittstellen, technische Daten und Betriebsparameter (z.B. Mindestlaufzeiten) zu erheben sowie einen möglichen Einfluss auf die Bewohnerinnen und Bewohner zu berücksichtigen.

In deutlich größeren Dimensionen wird Demand Response durch das Pooling von flexiblen Lasten und Erzeugern von Industrieunternehmen betrieben, um die Flexibilitäten am Regelenergiemarkt zu vermarkten. Entsprechend den gereichten Angeboten aus Anlagen, die am Regelenergiemarkt teilnehmen, wird die Vorhaltung bzw. der Abruf flexibler Leistungen vergütet [Ve18].

Für die teilnehmenden Berechtigten an der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage steht jedoch die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit, den Strom aus der Photovoltaikanlage anstatt aus dem öffentlichen Netz zu beziehen im Vordergrund und nicht ein netzdienlich optimiertes Verbrauchsverhalten.

Ausgehend von einer gleichbleibenden Abrechnungsmethode für PV-Gemeinschaftsanlagen, müssen für das vorliegende Fallbeispiel keine schnell regelbaren (bspw. im Sekundenbereich) regelbare Lasten zur Steuerung des Verbrauchs verfügbar sein. Einerseits sind steuerbare elektrische Verbraucher, die im Minutenbereich regelbar sind von Interesse, andererseits ebenso elektrische Geräte, deren Verbrauch von Perioden mit Netzbezug (Produktion der Gemeinschaftsanlage geringer als Verbrauch aller teilnehmenden Berechtigten) in längere Perioden mit durchgehendem Überschuss (Produktion der Gemeinschaftsanlage größer als Verbrauch aller teilnehmenden Berechtigten) verschiebbar ist.

6.2.1 Identifizierte verschiebbare Lasten

Die größten elektrischen Einzelverbraucher von jeder der 14 Wohneinheiten sind mit großer Wahrscheinlichkeit die Wärmepumpen, welche sowohl für die Warmwasserbereitung als auch zur Heizung genutzt werden. Die installierten Wärmepumpen (Mitsubishi Electric Ecodan, Herstellungsjahr 2015) besitzen kein SG Ready Label, die Ecodan Systeme verfügen erst seit September 2016 über die notwendige Regelungstechnik [Mi20b]. Daher eignen sich die verbauten Wärmepumpen nicht für eine einfache Einbindung in ein Regelungssystem, um Lastverschiebungen durchzuführen, wie sie mit einem Smart Grid Eingang möglich wären [Bu20c]. Da die Wärmepumpen für die Warmwasserbereitung und die Heizung genutzt werden, sind diese ohne entsprechende SG-Ready Schnittstelle nur aufwändig in eine Lastverschiebungsoptimierung einzubinden und somit nicht geeignet. Einfache Maßnahmen, die im Rahmen der vom Hersteller bereitgestellten Steuerung möglich sind, werden u.a. im Projekt Sol2Pump für Einfamilienhaushalte beschrieben, die teilweise auch auf das Fallbeispiel umlegbar sind. So ist die Forcierung des Tagbetriebs der Heizung (Sperrung für Nachstunden) eine Möglichkeit für die Eigenverbrauchserhöhung. Jedoch wird auch festgehalten, dass die Strommenge zur

Warmwasserherstellung nur in den Sommermonaten zumeist durch die Erzeugung aus Photovoltaikanlagen bereitgestellt werden kann, während in den Wintermonaten kaum der Haushaltsstrombedarf ohne Wärmepumpe aus Sonnenstrom gedeckt werden kann [RS16, S.110f]. Abbildung 12 zeigt das geringe Optimierungspotential in den Wintermonaten anhand der geringen Netzeinspeisung für das Fallbeispiel auf. Veranschaulicht wird die Gegenläufigkeit der Jahreswärmenachfrage (HGT, ohne Warmwasser) zur Photovoltaikerzeugung (PV) anhand eines anderen Beispiels (realer Standort im Jahr 2014) in Abbildung 18, wobei anzumerken ist, dass diese Darstellung nicht den zeitlichen Zusammenfall (bspw. innerhalb einer Stunde) von Wärmenachfrage und der PV-Erzeugung berücksichtigt [BAA15, S.20].

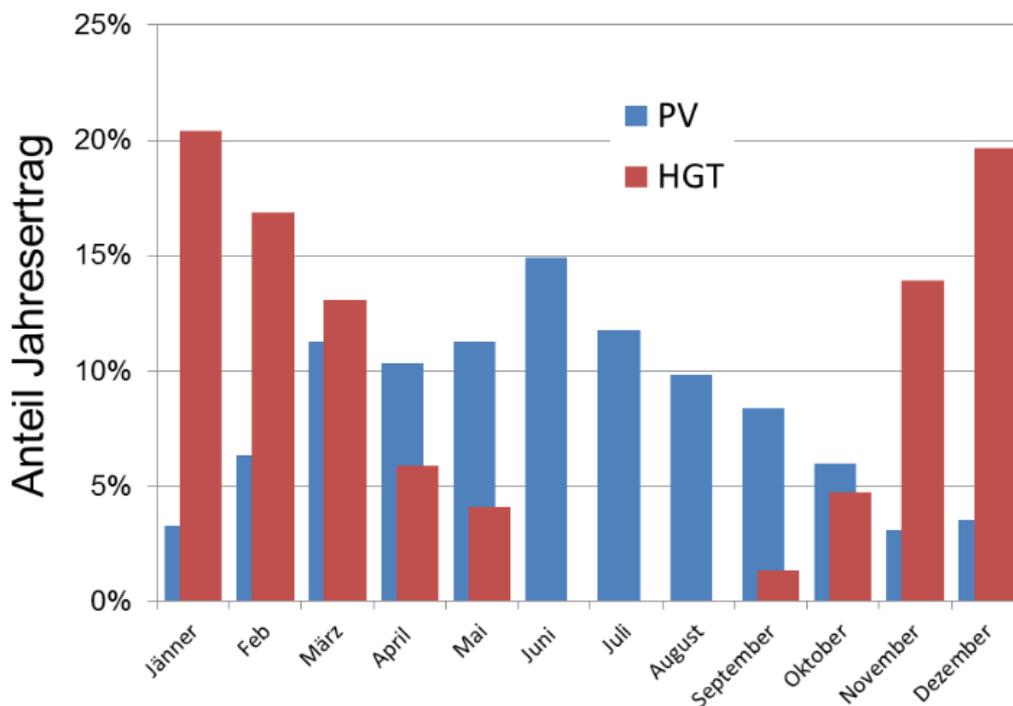


Abbildung 18: Verteilung Jahreswärmenachfrage (Heizgradtage) und Ertrag einer PV-Anlage 2014 [BAA15, S.20]

Als weitere identifizierte Großverbraucher im Rahmen der Befragung sind Klimaanlage (10 von 14 Haushalten), separate Wärmepumpen für Pools (3 von 14 Haushalten) und Poolpumpen anzuführen. Es kann davon ausgegangen werden, dass diese elektrischen

Verbraucher überwiegend in den in Abbildung 12 dargestellten Zeiten mit relevanter Netzeinspeisung eingesetzt werden, also in den Monaten April bis September.

Sollte eine automatisierte Eigenverbrauchsoptimierung nach Umsetzung der gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage im Fallbeispiel in Betracht gezogen werden, so ist eine konkrete Erhebung der technischen Daten der Klimaanlage, der Wärmepumpen für Pools und der Poolpumpen notwendig. Nachfolgend werden für diese drei Geräteklassen prinzipielle Steuerungsoptionen erörtert.

Generell gilt es, für die Poolwärmepumpen zu erheben, ob diese SG-Ready sind oder ähnliche entsprechende Ansteuerungsmöglichkeiten bieten. Wenn dies der Fall ist, können Ein- und Ausschaltzeitpunkte unter Einhaltung der Herstellervorgaben (bspw. Mindestlaufzeiten) automatisiert angesteuert werden.

Für die verbauten Klimaanlage sind Ansteuerungsmöglichkeiten, sofern entsprechende Schnittstellen und Parameteransteuerungen vorhanden sind, für die Änderungen von Ein- und Ausschaltzeitpunkten denkbar, genauso wie mögliche Leistungsansteuerungen durch die Änderung von Zieltemperaturen.

Für Poolpumpen gibt es bereits verbreitete Ansätze zur Ansteuerung, da die Logik einem einfachen Ein- und Ausschalten entspricht. Hier gilt es, ein aus technischer Sicht zu häufiges Ein- und Ausschalten durch definierte Mindestlaufzeiten zu verhindern [Fr18, S.11].

6.2.2 Schematisches Modell

Die nachfolgenden Ausführungen für ein einfaches schematisches Modell sind bewusst ohne Festlegungen auf bestimmte Hard- oder Softwarekomponenten bzw. Übertragungsprotokolle und -standards gewählt. Es bieten sich beispielsweise für die Ansteuerung von Aktoren eine Vielzahl möglicher Übertragungsstandards, wie Z-Wave, ZigBee, Powerline, Ethernet usw. an, die jeweils bestimmte Zwecke erfüllen können und unterschiedliche Vor- und Nachteile besitzen.

Ebenso bieten sich für die Datenübertragung von den Gateways zum Gemeinschaftsserver verschiedene Protokolle an, beispielsweise das Message Queuing

Telemetry Transport Protokoll (MQTT) oder das Constrained Application Protocol (CoAP) [Ja14].

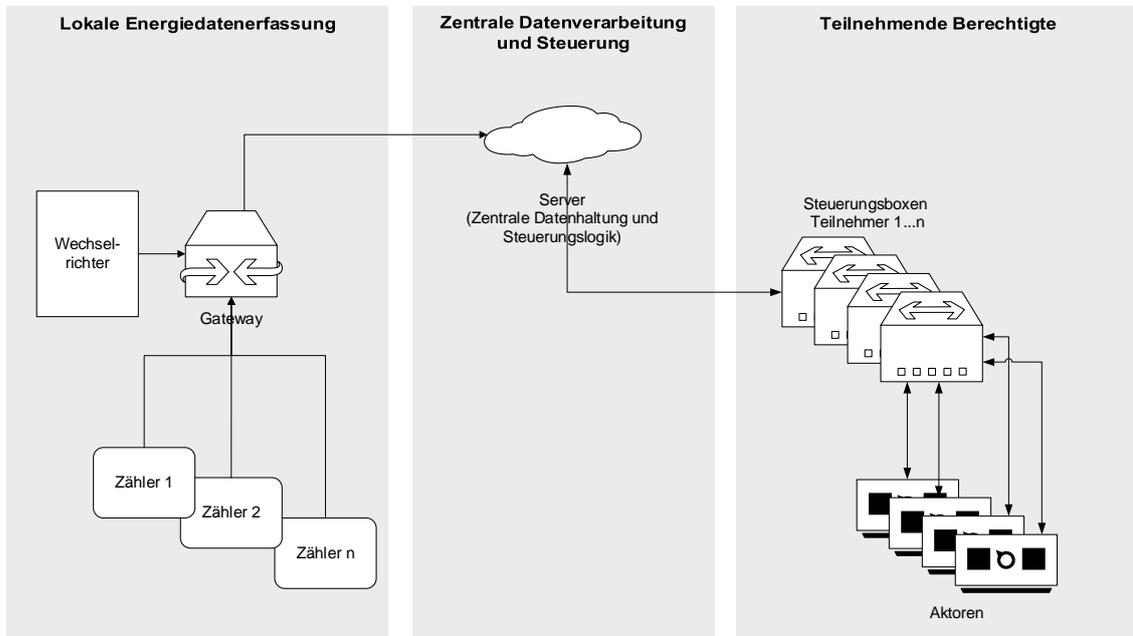


Abbildung 19: Schema Optimierungslandschaft

Grundlage des in Abbildung 19 dargestellten Schemas ist auf der Ebene „Lokale Energiedatenerfassung“ die Aufzeichnung der Stromverbrauchsdaten aller teilnehmenden Berechtigten und der Produktion der gemeinschaftlichen Photovoltaik nahezu in Echtzeit. Die Übermittlung der erfassten Daten an die Ebene „Zentrale Datenverarbeitung und Steuerung“ muss dabei unmittelbar erfolgen. Auf dieser Ebene wird – sofern nicht bereits zuvor erfolgt – der Saldo der Verbräuche und der Produktion errechnet, um zu ermitteln, ob aktuell ein Überschuss oder eine Unterdeckung vorherrscht.

Auf der Ebene „Teilnehmende Berechtigte“ werden die steuerbaren Lasten parametrisiert und lokal angesteuert. Es müssen sowohl Leistungsdaten hinterlegt werden, als auch weitere technische Restriktionen wie Mindestlaufzeiten oder maximale Laufzeiten. Zusätzlich müssen Einschränkungen, die auf Wünsche der teilnehmenden Berechtigten bzw. deren Komfort Rücksicht nehmen, erfasst werden. Dazu gehören bspw. manuelle Sperren von Geräten, Mindesttemperaturen oder zeitliche

Einschränkungen. Beispielsweise kann gewünscht sein, Poolpumpen nur unter Tags zu gewissen Zeiten laufen zu lassen, jedoch eine definierte Mindestzeit, um die ausreichende Umwälzung des Poolwassers zu gewährleisten. Als anderes Beispiel kann ein Einsatz der Wärmepumpen zur Erwärmung des Poolwassers nur in den Übergangsmonaten gewünscht sein, jedoch nicht im Hochsommer.

Somit muss jede Steuerungsbox der teilnehmenden Berechtigten dem zentralen Server anhand definierter Parameter zurückmelden, welche steuerbaren Lasten unter welchen Bedingungen und innerhalb welcher Zeiträume für eine Eigenverbrauchsoptimierung zur Verfügung stehen. Auf Basis der technischen Daten und der Nutzereinschränkungen können im Abgleich mit dem aktuellen Stromsaldo aus Erzeugung und Verbrauch durch den zentralen Server bspw. Ein- und Ausschaltbefehle an die Steuerungsboxen der teilnehmenden Berechtigten übermittelt werden. Die Steuerungsboxen wiederum senden – nach erneuter Prüfung ob die Bedingungen für einen bestimmten Steuerbefehl erfüllt werden – die Befehle weiter an lokale Aktoren bzw. angebundene Schnittstellen der steuerbaren Lasten.

6.2.3 Entscheidungsfindung Optimierung

Um eine Optimierung des Eigenverbrauchs durch die Zu- und Abschaltung von steuerbaren Lasten bestmöglich durchzuführen, müssten mit entsprechenden Modellen und Prognosetechniken unter Einbeziehung notwendiger externer Daten (z.B. Wettervorhersagen) Optimierungsrechnungen stattfinden, typischerweise für die nächsten 24 Stunden [MN19].

Ohne Prognosen für die Entwicklung der Photovoltaikerzeugung und des Verbrauchs kann eine Optimierung nur auf Basis der aktuellen Messdaten erfolgen, welche mit den verfügbaren steuerbaren Lasten abgeglichen werden. Um kurzzeitige Schwankungen des Verbrauchs und der Photovoltaikerzeugung (bspw. kurzfristige Produktionsreduktion wegen Verschattung durch vorbeiziehende Wolken) nicht als Entscheidungsgrundlage für die Ansteuerung von Lasten heranzuziehen, könnte eine Durchschnittsberechnung des Wirkleistungssaldos über einen bestimmten Zeitraum (bspw. 5 Minuten) als Entscheidungsgrundlage für Steuerbefehle verwendet werden. Dieser Wert kann anschließend mit den von den Steuerboxen der teilnehmenden Berechtigten an den

Server gemeldeten verfügbaren steuerbaren Lasten abgeglichen werden. Dadurch kann ein Steuerbefehl für jene Last ausgegeben werden, deren Leistungsaufnahme dem Leistungssaldo am nächsten liegt.

Neben den technischen Herausforderungen, die sich bei der Eigenverbrauchsoptimierung generell ergeben, stellt sich im Gegensatz zu einem Einfamilienhaus auch die Frage, wie die Reihung der teilnehmenden Berechtigten bei der Eigenverbrauchsoptimierung einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage erfolgen soll. Bei der Optimierung des Eigenverbrauchs für ein Einfamilienhaus gibt es nur eine wirtschaftlich zu optimierende Einheit, bei gemeinschaftlichen Photovoltaikmodellen stellt sich jedoch – insbesondere bei gleichen steuerbaren Lasten mit den gleichen hinterlegten Parametern – die Frage von welchem teilnehmenden Berechtigten die steuerbare Last zuerst abgerufen werden soll. Dazu wäre beispielsweise die Priorisierung von Lasten des Allgemeinteils denkbar, welche allen Mieterinnen und Mietern zu Gute kommen würde, auch jenen, die nicht am Modell teilnehmen. Alternativ könnte eine alternierende Priorisierung von steuerbaren Lasten unterschiedlicher teilnehmender Berechtigter innerhalb bestimmter Kategorien (bspw. nach Leistung) erfolgen. Es sollte jedoch der Grundsatz im Vordergrund stehen, jene teilnehmenden Berechtigten zu belohnen, die am flexibelsten (mit geringen Einschränkungen) steuerbare Lasten bereitstellen, um Anreize für geringe Einschränkungen, aus beispielsweise Komfortgründen, zu liefern.

Als Ausblick für zukünftige Entwicklungen sollte das Thema der Leistungsoptimierung einer Wohnhausanlage bei der Umsetzung einer Eigenverbrauchsoptimierung nicht außer Acht gelassen werden. Beispielsweise kann die Zunahme von Verbrauchsspitzen durch die vermehrte Ladung von Elektroautos in Mehrfamilienhäusern zu Engpässen bzw. notwendigen Regelungsmaßnahmen am Netzanschluss führen. Wie in Kapitel 5.2 aufgezeigt, könnte auch ein Anstieg des Anteils von Leistungskomponenten in Netzentgelten dazu führen, dass die Reduktion der bezogenen Netzanschlussleistung als zukünftiges Optimierungskriterium im Vordergrund stehen könnte. Die Forcierung von „Energy Communities“ durch die Europäische Union, wie zuletzt im Clean Energy Package, könnte auch neue Absatz- und Kooperationsmöglichkeiten für eine

gemeinschaftliche Erzeugungsanlage zukünftig ermöglichen, was wiederum zu neuen Optimierungsanreizen führen kann [Eu19c, S.13, Ri19].

Bezugnehmend auf das Fallbeispiel ist abschließend festzuhalten, dass die Implementierung eines gesamthaften Energiemanagementsystems aufgrund der errechneten hohen Eigenverbrauchsquote (derzeit) wahrscheinlich keine wirtschaftliche Option darstellt.

7 Fazit & Ausblick

Noch fehlen großflächige Erfahrungen für Umsetzungen von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen, insbesondere bei bestehenden Mehrfamilienhäusern. Rund 250 solcher Anlagen waren Anfang 2019 in Betrieb bzw. in Umsetzung, jedoch ist unklar wie viele dieser Anlagen auf Bestandsgebäuden umgesetzt werden [En19a, S.55, 57].

Die gesamthafte Ausgestaltung von gemeinschaftlichen Photovoltaikanlagen in Mehrparteienhäusern im Rahmen des WGG ist trotz der erfolgten Gesetzesnovellen als komplex zu bezeichnen. Auf Basis der geltenden Rahmenbedingungen sind unterschiedliche Modellausgestaltungen möglich, die, je nach Anzahl der Akteure und damit notwendigen Verträge, eine Herausforderung in der Umsetzung darstellen können. Insbesondere bei der nachträglichen Errichtung auf Bestandsgebäuden stellen sich – sofern nicht ein „Full Service Angebot“ von Dritten in Betracht gezogen wird – Fragen zu einer möglichst fairen und effizienten Umsetzung sowie Risikotragung. Dabei spielen sowohl technische, juristische als auch wirtschaftliche Risiken eine Rolle, weshalb die Wahl des Umsetzungsmodells gut überlegt sein sollte.

Insbesondere Umsetzungsmodelle durch die Mieterinnen und Mieter selbst (z.B. mittels Verein) können komplexe juristische Fragestellungen aufwerfen und hohen Aufwand für die laufende Abwicklung bedeuteten, weshalb diese in der Praxis in der Zukunft wahrscheinlich eine untergeordnete Rolle spielen werden. Die diskutierte Möglichkeit der Erfassung von Errichtungs- und Betriebskosten der gemeinschaftlichen PV-Anlage sowie Einnahmen daraus im EVB sollte vertieft juristisch geprüft werden, da sie ein valides Modell für bestehende Gebäude innerhalb des WGG sein könnte. Durch das Modell wären Umsetzungen für jene Wohnbauten möglich, die auch eine spätere Übertragung in das Eigentum vorsehen und gleichzeitig eine Investition der Genossenschaft ermöglichen, ohne Mieterinnen und Mieter zu benachteiligen, die keine teilnehmenden Berechtigten sein möchten.

Aktuell sehen die gesetzlichen Regelungen eine Saldierung der viertelstündlichen Verbrauchswerte der teilnehmenden Berechtigten mit der jeweiligen viertelstündlichen Erzeugung der Gemeinschaftsanlage vor. Dies ist ein Vorteil hinsichtlich der

Eigenverbrauchsoptimierung, da kurze Überschuss- gefolgt von kurzen Netzbezugsphasen innerhalb der jeweiligen Viertelstunde durch den Abrechnungsmodus gegengerechnet werden. Dies stellt einen wirtschaftlichen Vorteil von gemeinschaftlichen Photovoltaikanlagen gegenüber Anlagen auf Einfamilienhäusern dar.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die nachträgliche Errichtung einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage die Initiative der Genossenschaft erfordert unter aktiver Einbindung und Mitwirkung der Mieterinnen und Mieter. Der Hauptanreiz für Mieterinnen und Mieter ist ein möglicher Strombezug zu geringeren Kosten, als den aktuellen variablen Netzkosten. Neben ökologischen Aspekten ist dies der wichtigste Anreiz, wie auch die für das Fallbeispiel durchgeführte Umfrage zeigt. Daher ist eine wirtschaftliche Betrachtung einer Anlagenumsetzung von Fall zu Fall durchzuführen.

7.1 Fazit Fallbeispiel

Für das Fallbeispiel wurden die Grobplanung und -kalkulation einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage für ein bestehendes Mehrfamilienhaus mit 14 Parteien in Niederösterreich anhand externer Angebote durchgeführt. Die darauf aufbauenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen mittels LCOE-Methode bzw. Discounted-Cashflow Berechnung zeigen die wirtschaftliche Attraktivität der Umsetzung einer solchen Anlage auf, jedoch vorrangig in Verbindung mit einer entsprechenden Investitionsförderung. Die Strombezugskosten für teilnehmende Berechtigte liegen im Basisszenario unter den variablen Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz, die die Opportunitätskosten für die Mieterinnen und Mieter darstellen. Aus Sicht der Errichterin bzw. des Errichters werden die im Basisszenario hinterlegten Kapitalkosten von 3,5 % erreicht. Die Abhängigkeit der Wirtschaftlichkeit von einzelnen Parametern wird in den Sensitivitätsanalysen verdeutlicht. Hier ist zwischen Parametern zu unterscheiden, die sich über die Laufzeit ändern können (bspw. variable Netzbezugskosten, Anzahl Teilnehmer) und jenen, die vor einer finalen Umsetzungsentscheidung der Anlage feststehen, wie beispielsweise beantragte Investitionsförderungen, die den Finanzierungsbedarf unmittelbar senken.

Für das Fallbeispiel wird empfohlen, konkrete Angebote für die Errichtung erstellen zu lassen, um eine gesicherte Basis für die Kalkulation zu haben. Parallel dazu sollte ein „Full-Service“ Angebot für die Errichtung, den Betrieb und die Abrechnung durch beispielsweise ein Energieversorgungsunternehmen eingeholt werden. Je nach Verlauf der Konsultationen zum EAG ist mit konkreteren Informationen zu Förderungen und gesetzlichen Anpassungen ab Herbst 2020 zu rechnen. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen könnte eine Umsetzung im Jahr 2021 eine wirtschaftliche Option für alle Parteien darstellen.

Zusätzlich wurde untersucht, wie eine wirtschaftliche Optimierung der Anlage erfolgen könnte. Dies ist vorrangig durch die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote möglich. Die Eigenverbrauchsoptimierung von gemeinschaftlichen Photovoltaikanlagen stellt eine neue Herausforderung dar, da Erfahrungswerte aus Einfamilienhäusern nicht unbedingt Rückschlüsse auf Mehrparteienhäusern zulassen. Gleichzeitigkeitsfaktoren sowie unterschiedliche Verbrauchsverhalten von Parteien in einem Mehrfamilienhaus erschweren eine Abschätzung des Eigenverbrauchs und möglicher Optimierungsmaßnahmen. Um eine monetär bewertbare Optimierung des errechneten Eigenverbrauchs der gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage im Fallbeispiel durchzuführen, wären im ersten Schritt reale Messdaten notwendig. Die Unsicherheiten aus der Nutzung von Standardlastprofilen für die Eigenverbrauchsberechnung wird u.a. durch die errechnete Eigenverbrauchsbandbreite von 51 % bis 74 % aufgezeigt. Die geringe spezifische Anlagengröße von 3,2 kWp je Einheit, im Verhältnis zu den hohen Stromverbräuchen (über 6.000 kWh je Einheit), sowie die Saldierung der viertelstündlichen Verbrauchs- und Produktionswerte, sprechen jedoch für eine deutlich über dem für Einfamilienhäuser üblichen Wert liegende Eigenverbrauchsquote.

Auf Basis der Befragung der Mieterinnen und Mieter wurden mögliche steuerbare Lasten identifiziert und ein allgemeines schematisches Modell zu deren Ansteuerung erarbeitet. Durch Demand Side Management könnten Verbrauchsphasen einzelner Geräte verlagert werden, um eine Erhöhung des Eigenverbrauchsgrads zu erreichen. Das in der Arbeit dargestellte schematische und allgemeine Modell stellt dabei nur einen Startpunkt für eine konkrete Ausgestaltung dar. Neben konkreten technischen Ausgestaltungsaspekten sind auch Fragen der wirtschaftlich gerechten Aufteilung von

Einsparungen offen. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn Lasten von mehreren Parteien gleichzeitig zu einer Optimierung beitragen könnten, jedoch der Optimierungsbedarf nur für eine Last vorhanden ist. Für das Fallbeispiel ist festzuhalten, dass die gewählte Auslegungsvariante der gemeinschaftlichen PV-Anlage bereits einen sehr hohen Eigenverbrauchsgrad aufweist, wodurch die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit einer Investition in ein Optimierungssystem oder einen Batteriespeicher aus aktueller Sicht fraglich ist.

7.2 Ausblick

Für zukünftig geplante gemeinschaftliche Photovoltaikanlagen können die im Rahmen dieser Arbeit aufgezeigten Unsicherheiten bzw. notwendigen Abschätzungen durch die aktuell laufende flächendeckende Ausrollung von Smart Meter deutlich reduziert werden. Sofern durch Mieterinnen und Mieter kein Opt-Out gewählt wird, stehen zukünftig zumindest Tagesverbrauchswerte zur Verfügung. Dadurch kann die Auslegung von gemeinschaftlichen PV-Anlagen besser bewertet werden und somit konkrete wirtschaftliche Aussagen mit Bezug auf das Verbrauchsverhalten von potentiellen teilnehmenden Berechtigten getroffen werden. Dies gilt auch für die wirtschaftliche Bewertung von Eigenverbrauchsoptimierungsmöglichkeiten wie Batteriespeichern oder Energiemanagementsystemen.

Vorausschauend kann aufgrund der erwartbaren zunehmenden Elektrifizierung (bspw. Elektroautos) davon ausgegangen werden, dass die Verbräuche elektrischer Energie auch in Mehrparteienhäusern steigen und damit zukünftig auch zusätzliche Lasten mit Möglichkeiten zur Eigenverbrauchsoptimierung bereit stehen. Zusätzlich können durch zukünftige regulatorische Entwicklungen (bspw. Netztarifkomponenten, Energy Communities) neue Anforderungen, Chancen und Risiken entstehen, die ein Optimierungssystem erfordern, um die Wirtschaftlichkeit einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage bestmöglich zu sichern oder zu verbessern.

Während der Erstellung der Masterarbeit geriet die Klimapolitik immer stärker in den Fokus des öffentlichen Interesses. Insbesondere Ankündigungen zum Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik übertrumpften sich gegenseitig in den verschiedenen

politischen Programmen und Presseaussendungen, zuletzt mit der Ankündigung, die installierte Leistung von Photovoltaikanlagen in Niederösterreich bis 2030 verzehnfachen zu wollen [Am20]. Mit dem erwarteten Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) und den angekündigten Novellierungen der Wohnrechtsmaterien sind begünstigende Bedingungen für den Ausbau von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen in den nächsten Jahren zu erwarten. Die Erhebungen und Erkenntnisse zeigen die Möglichkeiten der Umsetzung zukünftiger Anlagen im Rahmen des gemeinnützigen Wohnbaus auf und sollen somit einen kleinen Beitrag zur Umsetzung der erneuerbaren Energiezukunft leisten.

Literaturverzeichnis

- [Am19] Amt der Kärntner Landesregierung: Förderung Photovoltaik Gemeinschaftsanlagen Kärnten 2019/2020, <https://portal.ktn.gv.at/Forms/Download/BW207>, 2019, Stand: 02.02.2020.
- [Am20] Amt der Niederösterreichischen Landesregierung: Strategie zum Ausbau der PV-Anlagen in NÖ präsentiert, https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20200305_OTS0140/strategie-zum-ausbau-der-pv-anlagen-in-noe-praesentiert, 2020, Stand: 07.03.2020. — OTS.at
- [AP20] APCS Power Clearing and Settlement AG: Synthetische Lastprofile APCS - Power Clearing & Settlement, <https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>, Stand: 31.01.2020.
- [AR19] Aldersey-Williams, John; Rubert, Tim: Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. In: Energy Policy, Nr. 124, 2019.
- [BAA15] Benke, Georg; Amann, Christof; Amann, Stefan: Expertise zum Einsatz von Luftwärmepumpen in Österreich, 2015.
- [BGX14] Bogacka, Anna; Grigoriou, Rafaila; Xu, Steve: Assessing the Use and Value of Energy Monitors in Great Britain, S. 19, 2014.
- [Bi19] Biermayr, Peter; Fürnsinn, Bernhard; Wonisch, Patrik; Moidl, Stefan; Weiß, Werner; Eberl, Manuela; Leonhartsberger, Kurt; Fischer, Lukas; Fechner, Hubert; Wopienka, Elisabeth; Strasser, Christoph; Schmidl, Christoph; Enigl, Monika; Dißauer, Christa ; Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.): Innovative Energietechnologien in Österreich. Marktentwicklung 2018, Berichte aus Energie- und Umweltforschung (Nr. 20/2019). Wien, 2019.
- [Bu17] Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010), BGBl. I Nr. 110/2010 idF BGBl. I Nr. 108/2017
- [Bu18a] Bundesverband Photovoltaic Austria; Energie- und Umweltagentur Niederösterreich; Klima- und Energiefonds; SEFIPA; Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik: Modell 1 PV-Anlage als Infrastruktur „Gratisstrom“, <http://pv-gemeinschaft.at/wp->

content/uploads/2018/05/Betreibermodell_Model-1_PV-Anlage-als-Infrastruktur-Gratisstrom.pdf, 2018, Stand: 01.02.2020.

- [Bu18b] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus; Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie: Die österreichische Energie- und Klimastrategie, 2018.
- [Bu19a] Bundesverband Photovoltaic Austria; Energie- und Umweltagentur Niederösterreich; Klima- und Energiefonds; SEFIPA; Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik: ALLGEMEINES UND RECHTSGRUNDLAGE, <http://pv-gemeinschaft.at/allgemeines/>, o.J., Stand: 26.04.2019.
- [Bu19b] Bundesgesetz vom 8. März 1979 über die Gemeinnützigkeit im Wohnungswesen (Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz – WGG), BGBl. Nr. 139/1979 idF BGBl. I Nr. 104/2019
- [Bu19c] Bundesgesetz, mit dem eine Abgabe auf die Lieferung und den Verbrauch elektrischer Energie eingeführt wird (Elektrizitätsabgabegesetz), BGBl. Nr. 201/1996 idF BGBl. I Nr. 103/2019
- [Bu19d] Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), BGBl. I Nr. 75/2011 idF BGBl. I Nr. 97/2019
- [Bu19e] Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus: Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich - Periode 2021-2030. Wien, 2019.
- [Bu19f] Bundesverband Photovoltaic Austria: Start der PV-Kleinanlagenförderung mit gekürztem Budget, <https://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2019-03-01-Start-der-PV-Kleinanlagenf%C3%B6rderung-mit-gek%C3%BCrztem-Budget.pdf>, 2019, Stand: 07.03.2020.
- [Bu20a] Bundesverband Photovoltaic Austria; Energie- und Umweltagentur Niederösterreich; Klima- und Energiefonds; SEFIPA; Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik: VERTRAGSBEZIEHUNGEN UND MUSTERVERTRÄGE, <http://pv-gemeinschaft.at/mustervertraege/>, o.J., Stand: 01.02.2020.
- [Bu20b] Bundesverband Photovoltaic Austria: PV-Strom verkaufen: PVA-Plattform für Überschuss-Einspeiser, <https://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/>, o.J., Stand: 07.03.2020.

- [Bu20c] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e. V.: SG Ready-Label, <https://www.waermepumpe.de/normen-technik/sg-ready/>, o.J., Stand: 25.03.2020.
- [CF20] CFI Education Inc.: Levelized Cost of Electricity (LCOE) - Overview, How To Calculate, <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/knowledge/finance/levelized-cost-of-energy-lcoe/>, o.J., Stand: 07.03.2020.
- [Cu19] Cupal, Jan; Hartl, Christian; Lackner, Herbert; Praschl, Christoph; Eva Plunger; Karl Zach; Andraž Andolšek; Peter Nemček; Michael Pachlatko: Report on the Results achieved in the Austrian and PanEuropean Demonstrations, 2019.
- [DD20] Die neue Volkspartei; Die Grünen – Die Grüne Alternative: Aus Verantwortung für Österreich., <https://gruene.at/themen/demokratieverfassung/regierungsuebereinkommen-tuerkisgruen/regierungsuebereinkommen.pdf>, 2020, Stand: 05.01.2020.
- [En17a] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control): Gemeinschaftliche Nutzung von Stromerzeugungsanlagen, <https://www.e-control.at/gemeinschaftliche-nutzung-von-stromerzeugungsanlagen>, 2017, Stand: 05.01.2020.
- [En17b] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control): „TARIFE 2.0“ WEITERENTWICKLUNG DER NETZENTGELTSTRUKTUR FÜR DEN STROMNETZBEREICH, 2017.
- [En18] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control): Bericht zur Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich. Wien, 2018.
- [En19a] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control): ÖKOSTROMBERICHT 2019, 2019.
- [En19b] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control): Statistikbroschüre 2019, 2019.
- [En19c] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control): Betriebsstatistik Öffentliches Netz in Österreich Verbrauch und Einwohner, 2019.
- [En20a] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control): Strompreiszusammensetzung, <https://www.e->

- control.at/documents/1785851/1810784/Strom_Preiszusammensetzung_Haushalt_E-Control.jpg/5e106a6a-1d04-4807-ba24-b64fc6ffea20?t=1548844897057, 2020, Stand: 08.02.2020.
- [En20b] Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control): Tarifkalkulator, <https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator>, 2020, Stand: 08.02.2020.
- [Eu19a] Europäische Kommission: PV FINANCING | Projects | H2020 | CORDIS, <https://cordis.europa.eu/project/rcn/194454/factsheet/en>, Stand: 25.04.2019.
- [Eu19b] Eurostat: Strompreisstatistik, https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics/de#Strompreise_f.C3.BCr_Haushaltskunden, 2019, Stand: 08.02.2020.
- [Eu19c] Europäische Kommission: Clean energy for all Europeans, 2019.
- [Fr18] Fronius International GmbH: ENERGIEFLUSSMANAGEMENT MIT DEN VIER DIGITALEN AUSGÄNGEN, 2018.
- [Fr20a] Fraunhofer ISE: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>, 2020, Stand: 02.03.2020.
- [Fr20b] Fronius International GmbH: Fronius Solar API (JSON), <https://www.fronius.com/de/solarenergie/produkte/alle-produkte/anlagen-monitoring/offene-schnittstellen/fronius-solar-api-json->, Stand: 22.03.2020.
- [Ha18] Hanwha Q CELLS GmbH: Q.PEAK DUO-G5, https://www.q-cells.de/uploads/tx_abdownloads/files/Q_CELLS_Datenblatt_Q.PEAK_DUO-G5_315-330_2018-12_Rev01_DE.pdf, 2018, Stand: 02.02.2020.
- [In19a] International Energy Agency: World Energy Outlook 2019 – Analysis, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>, 2019, Stand: 06.01.2020.
- [In19b] International Energy Agency: Installed power generation capacity by source in the New Policies Scenario, 2000-2040, <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/installed-power-generation-capacity-by-source-in-the-new-policies-scenario-2000-2040>, 2019, Stand: 06.01.2020.

- [Ja14] Jaffey, Toby: MQTT and CoAP, IoT Protocols | The Eclipse Foundation,
https://www.eclipse.org/community/eclipse_newsletter/2014/february/article2.php, 2014, Stand: 26.03.2020.
- [Ko18] Kost, Christoph; Shammugam, Shivenes; Jülich, Verena; Schlegl, Thomas ; Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hrsg.): Stromgestehungskosten erneuerbare Energien. Freiburg, 2018.
- [Kr15] Krutzler, Thomas; Kellner, Michael; Gallauner, Thomas; Gössl, Michael; Heller, Christian; Wiesenberger, Herbert; Lichtblau, Günther; Schindler, Ilse; Stoiber, Helga; Storch, Alexander; Stranner, Gudrun; Winter, Ralf; Zechmeister, Andreas ; Umweltbundesamt (Hrsg.): Energiewirtschaftliche Szenarien im Hinblick auf die Klimaziele 2030 und 2050 Synthesebericht 2015. Wien, 2015.
- [Kr17] Krutzler, Thomas; Zechmeister, Andreas; Stranner, Gudrun; Wiesenberger, Herbert; Gallauner, Thomas; Gössl, Michael; Heller, Christian; Heinfellner, Holger; Ibesich, Nikolaus; Lichtblau, Günther; Schieder, Wolfgang; Schneider, Jürgen; Schindler, Ilse; Storch, Alexander; Winter, Ralf ; Umweltbundesamt GmbH (Hrsg.): Energie- und Treibhausgas-Szenarien im Hinblick auf 2030 und 2050 (Synthesebericht, 2017Nr. REP-0628). Wien, 2017.
- [Li09] Lippitsch, Kornelia; Neubarth, Jürgen; Kaltschmitt, Martin; Wilk, Heinrich: Potentiale und Nutzung. In: Kaltschmitt, M. ; Streicher, W. (Hrsg.): Regenerative Energien in Österreich: Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung, Praxis. 1. Aufl. Wiesbaden : Vieweg + Teubner, S. 188–195, 2009.
- [LK14] Lippitsch, Kornelia; Kaltschmitt, Martin: Ökonomische und ökologische Analyse. In: Kaltschmitt, M. ; Streicher, W. ; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5., erweiterte Auflage, korrigierter Nachdruck. Berlin : Springer Vieweg, S. 430–442, 2014.
- [Lo18] Losch, Michael; Fuchs, Michael; Ennser, Benedikt; Baierl, Maria; Dür, Stefan; Hohenwarter, Bettina; Kronberger, Hans; Liebl, Vera; Brandlmaier, Horst; Brunner, Magnus; Seidl, Martin ; Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (Hrsg.): Mehr Sonnenstrom für Österreich, 2018.
- [LV13] Larrabee, David T.; Voss, Jason Apollo: Valuation techniques: discounted cash flow, earnings quality, measures of value added,

and real options, CFA Institute investment perspectives series : John Wiley & Sons, Inc. Hoboken, New Jersey, 2013.

- [Me14] Mertens, Konrad: Photovoltaics: fundamentals, technology and practice : Wiley. Chichester, West Sussex, UK, 2014.
- [Me18] Mertens, Konrad: Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 4., aktualisierte Auflage. : Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag. München, 2018.
- [Mi20a] Microsoft Corporation: Berechnen von mehreren Ergebnissen mit einer Datentabelle, <https://support.office.com/de-de/article/berechnen-von-mehreren-ergebnissen-mit-einer-datentabelle-e95e2487-6ca6-4413-ad12-77542a5ea50b>, Stand: 23.03.2020.
- [Mi20b] Mitsubishi Electric Europe B.V. Niederlassung Deutschland: SG Ready, <https://www.ecodan.de/infothek/sg-ready/>, Stand: 25.03.2020.
- [MN19] Mahapatra, Bandana; Nayyar, Anand: Home energy management system (HEMS): concept, architecture, infrastructure, challenges and energy management schemes. In: Energy Systems, 2019.
- [Oe20a] OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: Gesetze & Regelwerk, <https://www.oem-ag.at/de/gesetze-regelwerk/>, Stand: 07.03.2020.
- [Oe20b] OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG: HÄUFIG GESTELLTE FRAGEN – FAQ TARIFFÖRDERUNG und EIGENVERSORGUNGSANTEIL, https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/photovoltaik/Begriffsbestimmungen_FAQ_EVA_V04.pdf, 2020, Stand: 07.02.2020.
- [OR20] ORF Online und Teletext GmbH & Co KG: Gewessler: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz kommt 2021, <https://orf.at/stories/3156372/>, 2020, Stand: 07.03.2020. — news.ORF.at
- [Ös18] Österreichs E-Wirtschaft: Fact Sheet Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen, https://oesterreichsenergie.at/files/Positionspapiere%20und%20FactSheets/Positionspapiere%20und%20Factsheets%202018/10_FactSheet_Gemeinschaftliche_Erzeugungsanlagen.pdf, 2018
- [Ös19] Österreichs E-Wirtschaft: Interaktive Kraftwerkskarte, <https://oesterreichsenergie.at/interaktivekraftwerkskarte/index.html>, 2019, Stand: 26.01.2020.

- [Ös20] Österreichs E-Wirtschaft: Der Stromerzeugungsmix im Vergleich, https://oesterreichsenergie.at/files/Downloads%20Grafiken/Daten%20und%20Fakten%20Erzeugung/Stromerzeugungsmix_2.jpg, Stand: 26.01.2020.
- [Pf16] Pflugradt, Noah Daniel: Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushalten. Chemnitz, Technische Universität Chemnitz, 2016
- [RF19] Rajal, Bernd; Farahmand, Arian: Additional funding for renewable energy - Austria, <https://www.schoenherr.eu/publications/publication-detail/additional-funding-for-renewable-energy-austria/>, 2019, Stand: 26.01.2020.
- [Ri19] RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU
- [RS16] Reiterer, Daniel; Sarugg, Ewald ; Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.): Hocheffiziente Kombinationen von Solarthermie, Photovoltaik und Wärmepumpenanlagen, Berichte aus Energie- und Umweltforschung (Nr. 14/2017), 2016.
- [RSS14] Reichert, Stefan; Schwunk, Simon; Schulz, Detlef: Weitere Systemkomponenten. In: Kaltschmitt, M. ; Streicher, W. ; Wiese, A. (Hrsg.): Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 5., erweiterte Auflage, korrigierter Nachdruck. Berlin : Springer Vieweg, S. 392–417, 2014.
- [Sa19] Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation: Solar.Top Energiemanagement, 2019.
- [Sc13] Schleich, Joachim; Klobasa, Marian; Gözl, Sebastian; Brunner, Marc: Effects of feedback on residential electricity demand – Findings from a field trial in Austria, 2013.
- [SM15] Saito, N.; Menga, D.: Ecological Design of Smart Home Networks : Technologies, Social Impact and Sustainability : Elsevier Science & Technology. Cambridge, UNITED KINGDOM, 2015.
- [SM20] SMA Solar Technology AG: SMA Developer | SMA Solar, <https://www.sma.de/produkte/sma-developer.html>, Stand: 22.03.2020.

- [ST13] STATISTIK AUSTRIA Bundesanstalt Statistik Österreich: Gebäude 2011 nach überwiegender Gebäudeeigenschaft, Eigentübertyp und Bundesland. Wien, 2013.
- [St17] Starlinger, Thomas: Die kl. Ökostromnovelle 2017 und ihre Bedeutung aus Sicht des Miet- und Wohnungseigentumsrechts, https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/03_Thomas-Starlinger_Mietrecht.pdf/aa975a13-413d-b2f8-862c-9206ba5f2a35?t=1508862181838, 2017, Stand: 07.02.2020.
- [ST18a] STATISTIK AUSTRIA Bundesanstalt Statistik Österreich: MODELLIERUNG DES STROMVERBRAUCHS IN DEN PRIVATEN HAUSHALTEN ÖSTERREICHS NACH UNTERSCHIEDLICHEN VERWENDUNGSZWECKEN, https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=057712, 2018
- [ST18b] STATISTIK AUSTRIA Bundesanstalt Statistik Österreich: Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts 2008, 2012 und 2016, https://www.statistik.at/wcm/idc/idcplg?IdcService=GET_NATIVE_FILE&RevisionSelectionMethod=LatestReleased&dDocName=116562, 2018, Stand: 01.02.2020.
- [Tj15] Tjaden, Tjarko; Bergner, Joseph; Weniger, Johannes; Quaschnig, Volker: Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis: Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin. Berlin, 2015.
- [Va20] Valentin Software GmbH: Glossar:: PV*SOL® Hilfe, <https://help.valentin-software.com/pvsol/glossar/#autarkiegrad>, 2020, Stand: 03.04.2020.
- [Ve17a] Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird (Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO), BGBl. II Nr. 138/2012 idF BGBl. II Nr. 383/2017
- [Ve17b] Verordnung der Bundesministerin für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft über die Festsetzung der Einspeisetarife für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen für die Jahre 2018 und 2019 (Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018 – ÖSET-VO 2018), BGBl. II Nr. 408/2017

- [Ve18] VERBUND AG: Industriebetriebe sichern Stromnetz im VERBUND Power-Pool, <https://www.verbund.com/de-at/ueber-verbund/news-presse/presse/2018/08/07/powerpool>, 2018, Stand: 08.03.2020.
- [Ve19] Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Entgelte für die Systemnutzung bestimmt werden (Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 – SNE-V 2018), BGBl. II Nr. 398/2017 idF BGBl. II Nr. 424/2019
- [VS19] VSUN: VSUN295-60P, <https://gbc-solino.cz/wp-content/uploads/2019/10/DS-VSUN280-60P-EN-2019-posledn%C3%AD-verze-2.pdf>, 2019, Stand: 02.02.2020.
- [WB14] Waldmann, Peter; Bhandari, Ramchandra: Vergleichende Analyse der technisch-wirtschaftlichen Bedingungen von PV-Anlagen Mit Süd- und Ost-West-Ausrichtung. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft Bd. 38, Nr. 1, S. 27–36, 2014.
- [We12] Weniger, Johannes; Tjaden, Tjarko; Quaschnig, Volker: Solare Unabhängigkeitserklärung. In: , photovoltaik., Nr. 10/2012, S. 50–54, 2012.
- [Wi19] Wiener Netze GmbH: SMART METER. KUNDENSCHNITTSTELLE, https://www.wienernetze.at/wn/smartmeter/WN_SM_Factsheet_Kundenschnittstelle.pdf, 2019, Stand: 08.03.2020.
- [Wo18] Woess-Gallasch, Susanne; Frieden, Dorian; Andreas Türk; Walter Aichinger; Stefan Guggenberger; Heidemarie Rest-Hinterseer; Rupert Haslinger; Florian Mayrhofer; Gerhard Korpitsch; Martin Auer ; Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (Hrsg.): Innovatives Finanzierungs- und Geschäftsmodell für PV Gemeinschaftsanlagen auf Mehrparteienhäusern zur Vor-Ort Nutzung, Berichte aus Energie- und Umweltforschung (Nr. 33/2017). Graz, 2017.
- [WW20] Wien Energie GmbH; Wien Energie Vertrieb GmbH & Co KG: PV im Mehrparteienhaus, <https://www.wienenergie.at/eportal3/ep/channelView.do/pageTypeId/67825/channelId/-4400561>, Stand: 09.02.2020. — www.wienenergie.at
- [Yi18] Yin, Robert K.: Case Study Research and Applications: Design and Methods, Sixth edition. : SAGE. Los Angeles, 2018.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromerzeugungsmixvergleich 1990/2018 [Ös20].....	4
Abbildung 2: Entwicklung in Betrieb befindlicher PV-Anlagen in Österreich nach [Bi19, S.112].....	10
Abbildung 3: Potentialschätzung Photovoltaik Österreich nach [Li09, S.189].....	11
Abbildung 4: Grundlegendes Modell Gemeinschaftsanlage nach [Ös18].....	14
Abbildung 5: Vertragsbeziehungen Gemeinschaftsanlagen nach [Bu20a].....	16
Abbildung 6: Gebäudebestand Draufsicht	19
Abbildung 7: Verteilung Jahresstromverbräuche in den 14 Einheiten und Allgemeinteil	21
Abbildung 8: Vergleich H0-Standardlastprofil und Ist-Messwerte KW4/2019	23
Abbildung 9: Vergleich H0-Standardlastprofil und Ist-Messwerte KW23/2019	24
Abbildung 10: Ertragsprognose für Anlage Anbieter 1 (10 % Verschattung)	27
Abbildung 11: Eigenverbrauch PV-Anlage H0-Profil	29
Abbildung 12: Eigenverbrauch PV-Anlage mit höherem Winteranteil im Verbrauch.....	30
Abbildung 13: Beispielmodell Wien Energie [WW20].....	35
Abbildung 14: Genossenschaft als Betreiber – Gratisstrom [Bu18a].....	38
Abbildung 15: LCOE-Berechnung nominal (verkürzt)	53
Abbildung 16: LCOE-Berechnung real (verkürzt).....	54
Abbildung 17: Verprobung DCF-Berechnung (verkürzt)	55

Abbildung 18: Verteilung Jahreswärmenachfrage (Heizgradtage) und Ertrag einer PV-Anlage 2014 ([BAA15, S.20].....	67
Abbildung 19: Schema Optimierungslandschaft	69

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich Verbrauchsberechnungen und Messwerte	25
Tabelle 2: Vergleich Angebote PV-Anlage.....	32
Tabelle 3: Zusammenfassung Annahmen finanzielle Parameter	43
Tabelle 4: Variable Kosten Netzbezug teilnehmende Berechtigte.....	50
Tabelle 5: Zusammenfassung Annahmen technische Parameter	51
Tabelle 6: Ergebnisse LCOE t=0 Szenarien	56
Tabelle 7: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Erlös- und Kostensteigerung	56
Tabelle 8: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Eigenverbrauch und Jahreserzeugung	57
Tabelle 9: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Investitionsförderung und Errichtungskosten	57
Tabelle 10: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Abrechnungs- und Betriebskosten..	58
Tabelle 11: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Kapitalkosten und teilnehmende Berechtigte.....	59
Tabelle 12: LCOE brutto t=0 [ct/kWh] Sensitivität Lebensdauer und Degradation	59
Tabelle 13: Eigenverbrauchssimulation Batteriespeicher	63

Anhang

Anhang A – Angebot Anbieter 1

Angebot 03120/19

Anlage: Projekt [REDACTED] Brunn a. Gebirge

Sehr geehrter Herr Lackner,
wir danken für Ihre Anfrage und erlauben uns wie folgt unsere Produkte und Dienstleistungen anzubieten.

Pos.	Menge ME	Bezeichnung	E-Preis	G-Preis
1	48,10 kWp	148 Stk Solamodul Q.PEAK, 325 Wp, mono, Leistungstoleranz +5W/0W, mit Q.ANTUM DUO-Zelltechnologie, 1685x1000x32, Gewicht ca. 18,7 kg, schwarzer Rahmen, weiße Rückenfolie, Produkt- und Leistungsgarantien nach Herstellervorgaben	490,00	23.569,00
<i>Alternativ zu vorstehender Position</i>				
1a	45,88 kWp	148 Stk Modul aus Österreich: Kioto Power+ 310 mono "Black", Maxim Technologie, schwarzer Alu Rahmen, schwarze Rückenfolie, 1666x992x40mm, 60 monokristalline Zellen, Produkt- und Leistungsgarantien nach Herstellervorgaben (bei dieser Technologie ist bei div. Verschattungssituationen ein Mehrertrag gegenüber konventionellen Modulen mit gleicher Verschattungssituation von ca. 10% erzielbar)	560,00	
2	2,00 Stk.	Fronius Symo 2MPP 3ph 20.0-3-M, dreiphasiger Netzwechselrichter mit WLAN, LAN, Webserver, made in Austria	2.498,82	4.997,64
3	1,00 Pau	Unterkonstruktion für WR für Montage im Außenbereich (R11.1)	517,50	517,50
4	1,00 Pau	Aufständerungssystem FixGrid100, Ost/West Lösung, zur maximalen Flächennutzung, ballastarmes Aufständerungssystem, ohne Dachdurchdringung, Anstellwinkel ca. 13°, ohne Alu-Kaschierung, zur Montage direkt auf vorhandenem Kies, System Schletter, inkl. Ballastierungsmaterial	5.520,00	5.520,00
5	1,00 Pau	Solarkabel, 6², doppelt geschirmt, inkl. CU-Zuschlag Verluste kleiner 1%	431,25	431,25
6	148,00 Stk.	Kleinmaterialpauschale	4,03	596,44

Pos.	Menge ME	Bezeichnung	E-Preis	G-Preis
7	1,00 Pau	Montage der Unterkonstruktion, Montage der Module, Verlegung der DC Leitung, Montage Wechselrichter, Anschluss der PV-Anlage an das öffentliche Stromnetz und in Betriebnahme der Anlage, Einbindung der Anlage bzw. der gesamten Unterkonstruktion in den Potentialausgleich	7.590,00	7.590,00
<i>muss mit EVU abgeklärt werden</i>				
8	2,00 Pau	Externe ENS ab 30kW erforderlich	448,80	
9	1,00 Pau	Admin-Pauschale (EVU, Förderung, Behörde)		
		<u>Nicht inkludiert sind von der Behörde vorgeschriebene Leistungen, welche durch dritte Konzessionäre (Baumeister, Statiker) erbracht werden müssen.</u>	600,00	600,00
10	1,00 Pau	Krankkosten zur Verhebung des Materials	2.982,00	2.982,00
Nettsumme				46.803,83
Umsatzsteuer			20 %	9.360,77
Gesamtsumme				56.164,60

Dieses Angebot ist 30 Tage ab Angebotsdatum gültig.

Anhang B – Angebot Anbieter 2

Es folgt die Angebotsübersicht, bitte entnehmen Sie die Details den beigelegten Datenblättern

Pos.	Bezeichnung	Menge	Einheit	Preis/EUR
1	Solarmodul VSUN 295-60P	258	Stk.	22 575,14
2	Wechselrichter Huawei Sun 2000-36KTL	2	Stk.	5 594,36
5	K2 SingleRail	1	Pau.	7 361,46
5	Huawei smart logger	1	Pau.	361,09
6	Erdungskabel für Potentialausgleich, 16mm ²	1	Pau.	90,79
7	AC-Kabel NYY-J RE 5-polig	1	Pau.	32,24
8	Solarkabel LAPP Ölflex Solar XLR-R 1x4 WH/BK	1	Pau.	961,90
9	DC-Blitzschutz Innerer	1	Pau.	3 481,97
10	Lieferung und Entladung	1	Pau.	2 321,31
11	Baustelleneinrichtung, -räumung, Absturzsicherung	1	Pau.	1 547,54
12	Kleinmaterial	1	Pau.	13 669,95
13	Planungsunterstützung für Vertrieb	1	Pau.	122,51
14	Blitzschutzeinbindung	1	Pau.	322,40
15	Hebeeinrichtung / Kran / Steiger	1	Pau.	2 579,23
16	Elektroplanung, Anlagendoku, Prüfbefund	1	Pau.	619,02
17	Elektro 10hoch4 AC-seitig	1	Pau.	2 321,31
18	10hoch4 Montageteam DC-seitig	1	Pau.	7 852,22
Nettosumme				71 814,45
zuzügl. 20% USt.				14 362,89
Gesamt brutto				86 177,34

Anhang C – Simulationsergebnisse PV-Sol

Energiebilanz PV-Anlage

Energiebilanz PV-Anlage

Globalstrahlung horizontal	1.202,15 kWh/m²	
Abweichung vom Standardspektrum	-12,02 kWh/m ²	-1,00 %
Bodenreflexion (Albedo)	4,06 kWh/m ²	0,34 %
Ausrichtung und Neigung der Modulebene	-27,76 kWh/m ²	-2,32 %
Abschattung	-116,64 kWh/m ²	-10,00 %
Reflexion an Moduloberfläche	0,00 kWh/m ²	0,00 %
Globalstrahlung auf Modul	1.049,79 kWh/m²	
	1.049,79 kWh/m ²	
	x 249,38 m ²	
	= 261.795,81 kWh	
PV Globalstrahlung	261.795,81 kWh	
Verschmutzung	0,00 kWh	0,00 %
STC Konversion (Modul-Nennwirkungsgrad 19,29 %)	-211.291,90 kWh	-80,71 %
PV Nennenergie	50.503,91 kWh	
Schwachlichtverhalten	-1.225,01 kWh	-2,43 %
Abweichung von der Nenn-Modultemperatur	-822,55 kWh	-1,67 %
Dioden	-242,28 kWh	-0,50 %
Mismatch (Herstellerangaben)	-964,28 kWh	-2,00 %
Mismatch (Verschaltung/Abschattung)	0,00 kWh	0,00 %
PV-Energie (DC) ohne Wechselrichter-Abregelung	47.249,78 kWh	
Unterschreitung der DC-Startleistung	-12,75 kWh	-0,03 %
Abregelung wegen MPP-Spannungsbereich	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. DC-Strom	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. DC-Leistung	0,00 kWh	0,00 %
Abregelung wegen max. AC-Leistung/cos phi	0,00 kWh	0,00 %
MPP Anpassung	-12,86 kWh	-0,03 %
PV-Energie (DC)	47.224,18 kWh	
Energie am WR-Eingang	47.224,18 kWh	
Abweichung der Eingangs- von der Nennspannung	-23,44 kWh	-0,05 %
DC/AC-Wandlung	-1.237,51 kWh	-2,62 %
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	-20,70 kWh	-0,05 %
Kabelverluste Gesamt	0,00 kWh	0,00 %
PV-Energie (AC) abzgl. Standby-Verbrauch	45.942,53 kWh	
Netzeinspeisung	45.963,06 kWh	

H0-Profil

Simulationsergebnisse

Ergebnisse Gesamtanlage

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	48,1 kWp
Spez. Jahresertrag	954,58 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	90,9 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	45.915 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	33.980 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	11.936 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	74,0 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.939 kg/Jahr

Verbraucher

Verbraucher	93.418 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	21 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	93.439 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	33.980 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	59.459 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	36,4 %

Profil mit niedrigem Sommeranteil

Simulationsergebnisse

Ergebnisse Gesamtanlage

PV-Anlage

PV-Generatorleistung	48,1 kWp
Spez. Jahresertrag	954,58 kWh/kWp
Anlagennutzungsgrad (PR)	90,9 %
PV-Generatorenergie (AC-Netz)	45.915 kWh/Jahr
Eigenverbrauch	23.588 kWh/Jahr
Netzeinspeisung	22.327 kWh/Jahr
Abregelung am Einspeisepunkt	0 kWh/Jahr
Eigenverbrauchsanteil	51,4 %
Vermiedene CO ₂ -Emissionen	2.939 kg/Jahr

Verbraucher

Verbraucher	93.418 kWh/Jahr
Standby-Verbrauch (Wechselrichter)	21 kWh/Jahr
Gesamtverbrauch	93.439 kWh/Jahr
gedeckt durch PV	23.588 kWh/Jahr
gedeckt durch Netz	69.850 kWh/Jahr
Solarer Deckungsanteil	25,2 %

Anhang D – Fragebogen

Anmerkung: Frage 1 diente der Kontrolle ob von allen 14 Einheiten eine Antwort abgegeben wurde. Frage 1 und Frage 2 wurden mit Hilfe der Einstellungsmöglichkeiten des Umfragetools statistisch von den restlichen Fragen getrennt. Dies bedeutet, dass eine Zuordnung der Antworten zu einzelnen Einheiten nicht möglich ist. Der Fragebogen wurde von allen 14 Einheiten ausgefüllt.

Frage 2 - Wie viele Personen leben in Ihrem Haushalt?

Mittelwert	3.29	Median	3.50
Varianz	0.78	Standardabweichung	0.88
Niedrigster Wert	1	Höchster Wert	4
Wert/Antwort	Anzahl	Häufigkeit	
1	1	7.14%	
2	1	7.14%	
3	5	35.71%	
4	7	50%	
Gesamt	14	100%	

Frage 3 - Ist werktags zwischen 9:00 und 17:00 Uhr meistens jemand zu Hause?

Hintergrund der Frage: Abschätzung des Stromverbrauchs untertags

Optionen	Anzahl	Häufigkeit
Ja	5	35.71%
Nein	9	64.29%
Gesamt	14 Antworten	14 Teilnehmer

Frage 4 - Würden Sie der Errichtung einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage auf dem Dach des Mehrparteienhauses zustimmen?

Bitte beantworten Sie die Frage unabhängig davon, ob Sie Strom aus der Anlage beziehen möchten. Es soll nur abgefragt werden, ob Sie einer Errichtung ohne jegliche Verpflichtungen für Sie zustimmen würden.

Optionen	Anzahl	Häufigkeit
Ja, ich würde zustimmen .	13	92.86%
Nein, keinesfalls möchte ich eine Photovoltaikanlage am Dach.	1	7.14%
Gesamt	14 Antworten	14 Teilnehmer

Frage 5 - Würden Sie Strom aus einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage beziehen wollen?

Die Erzeugung aus einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage wird dem Verbrauch der teilnehmenden Parteien gegenübergestellt und aufgeteilt. Somit es es möglich weniger Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen. Bitte beantworten Sie die Frage ohne Kostenbetrachtung.

Optionen	Anzahl	Häufigkeit
Ja	12	85.71%
Nein	2	14.29%
Gesamt	14 Antworten	14 Teilnehmer

Frage 6 - Welche der folgenden Aussagen trifft auf Sie zu?

Ich würde Strom aus einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage beziehen,....

Optionen	Anzahl	Häufigkeit
...selbst wenn meine monatlichen Stromkosten dadurch geringfügig steigen (< 5 %)	2	14.29%
...nur wenn meine monatlichen Stromkosten zumindest gleich bleiben.	8	57.14%
...nur wenn meine monatlichen Stromkosten dadurch sinken.	4	28.57%
Ich möchte unter keinen Umständen Strom aus einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage beziehen.	0	0%
Gesamt	14 Antworten	14 Teilnehmer

Frage 7 - Was sind Ihre wichtigsten Beweggründe Strom aus einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage zu beziehen?

Ziehen Sie die wichtigen Elemente nach oben und ordnen Sie die unwichtigen Elemente nach unten.

Häufigkeit in %	Rang Durchschnitt	Position	Platz 1	Platz 2	Platz 3	Platz 4	Platz 5	Platz 6
Nachhaltigkeit / ökologische Aspekte	1.786	1	42.86 %	35.71 %	21.43 %	0	0	0
Kosteneinsparung	2.571	2	28.57 %	35.71 %	7.14%	7.14%	21.43 %	0
Mehr Unabhängigkeit von Strompreisschwankungen	2.714	3	28.57 %	7.14%	42.86 %	7.14%	14.29 %	0
Gefühl etwas Gutes zu tun	4	4	0	7.14%	21.43 %	35.71 %	35.71 %	0
Imagegründe	5.714	6	0	0	0	7.14%	14.29 %	78.57 %
Weil es den Wert der Immobilie erhöht	4.214	5	0	14.29 %	7.14%	42.86 %	14.29 %	21.43 %

Anzahl Antworten	Rang - Durchschnitt	Position	Platz 1	Platz 2	Platz 3	Platz 4	Platz 5	Platz 6
Nachhaltigkeit / ökologische Aspekte	1.786	1	6	5	3	0	0	0
Kosteneinsparung	2.571	2	4	5	1	1	3	0
Mehr Unabhängigkeit von Strompreisschwankungen	2.714	3	4	1	6	1	2	0
Gefühl etwas Gutes zu tun	4	4	0	1	3	5	5	0
Imagegründe	5.714	6	0	0	0	1	2	11
Weil es den Wert der Immobilie erhöht	4.214	5	0	2	1	6	2	3

Frage 8 - Würden Sie persönlich einen Teil der Errichtungskosten der gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage mitfinanzieren wollen?

unter der Annahme, dass sich Ihr Investment grundsätzlich rechnet.

Optionen	Anzahl	Häufigkeit
Ja, mehr als 5.000 €	1	7.14%
Ja, zwischen 1.000 und 5.000 €	7	50%
Ja, bis zu 1.000 €	3	21.43%
Nein, ich möchte nichts investieren	3	21.43%
Gesamt	14 Antworten	14 Teilnehmer

Frage 9 – Wie hoch müsste die Verzinsung auf Ihr eingesetztes Kapital sein, damit Sie sich an den Errichtungskosten beteiligen?

Optionen	Anzahl	Häufigkeit
mehr als 5 % p.a.	1	7.14%
zwischen 4 und 5 % p.a.	3	21.43%
zwischen 2 und 3 % p.a.	5	35.71%
zwischen 1 und 2 % p.a.	3	21.43%
Keinesfalls würde ich investieren	2	14.29%
Gesamt	14 Antworten	14 Teilnehmer

Frage 10 - Welche elektrischen Großverbraucher haben Sie in Ihrem Haushalt?

Hintergrund: zukünftig könnte durch die Steuerung solcher Geräte der Eigenverbrauch des Photovoltaikstroms und somit die Wirtschaftlichkeit erhöht werden. In der Masterarbeit wird ein Grobkonzept dazu ausgearbeitet.

Optionen	Anzahl	Häufigkeit nach Teilnehmer	Häufigkeit nach Antworten
Wärmepumpe für Heizung/Warmwasser	14	100%	20.29%
Klimaanlage	10	71.43%	14.49%
Elektroauto	0	0%	0%
Geschirrspüler	13	92.86%	18.84%
Waschmaschine	14	100%	20.29%
Trockner	11	78.57%	15.94%
Wärmepumpe für Pool	3	21.43%	4.35%
Poolpumpe	4	28.57%	5.80%
Sonstige	0	0%	0%
Gesamt	69 Antworten	14 Teilnehmer	

Anhang E – Abruf E-Control Tarifikalkulator 7.3.2020

Energiekosten (Normalstrom)		Preisdetails (Energie)	
Energiepreis	315,30	Arbeitspreis (exkl. USt.)	
Arbeitspreis gesamt	303,30	0 - 100.000 kWh	4,8700 Cent / kWh
Grundpauschale	12,00	Grundpauschale (exkl. USt.)	
		0 - 100.000 kWh	12,00 Euro / Jahr
		Preisgarantie bis zum 01.01.2021	
		ALBs_Strom Privat Online pur_26022020.pdf	
		Preisblatt_Online pur_26022020.pdf	
Rabatte	0,00	Allgemeine Infos	
<input type="checkbox"/> Frühjahrsbonus: 120 Gratistage Energie (weitere Details)	-99,73		
Wird anteilig in den Jahresabrechnungen berücksichtigt		MyElectric. Mehr Energie.	
<input type="checkbox"/> Kombibonus (weitere Details)	-10,42	Wechseln Sie jetzt und sichern Sie sich bei Abschluss bis 30.06.2020 unseren Frühjahrsbonus in der Höhe von 120 Gratistagen Energie im 1. Belieferungsjahr!	
Wird zur Gänze in der ersten Jahresabrechnung berücksichtigt		MyElectric ist Ihr österreichischer Energieversorger.	
<input type="checkbox"/> Kunden werben Kunden Bonus (weitere Details)	-25,27	Ob Strom, Gas oder eine Kombination aus beidem — wir beraten Sie bei der Neuanmeldung oder beim Anbieterwechsel und finden das beste Angebot für Ihren Bedarf.	
Wird anteilig in den Jahresabrechnungen berücksichtigt		Im persönlichen Gespräch oder Online. Ganz einfach und unkompliziert.	
Energiekosten exkl. USt.	315,30	JETZT WECHSELN und sparen!	
Umsatzsteuer +20%	63,06	www.myelectric.at	
Energiekosten inkl. USt.	378,36	Stromkennzeichnung	
			
		73,28% Erneuerbare Energien	
Netzkosten (Normalstrom)			
Netztarif	292,85		
Netznutzungsentgelt			
Arbeitspreis	204,90		
Grundpauschale	36,00		
Netzverlustentgelt	25,78		
Entgelt für Messleistungen	26,16		
Abgaben	217,39		
Elektrizitätsabgabe	93,42		
Biomasseförderbeitrag	13,44		
KWK- Pauschale	1,25		
Ökostromförderbeitrag	80,90		
Ökostrompauschale	28,38		
Netzkosten exkl. USt.	510,23		
Umsatzsteuer +20%	102,05		
Netzkosten inkl. USt.	612,28		
Jahresgesamtpreis (Energie & Netz) inkl. USt. € 990,64			

Anhang F – Berechnungen

Jahr	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26		
Diskonteningsfaktor	1,000	0,986	0,974	0,962	0,950	0,938	0,926	0,914	0,902	0,890	0,878	0,866	0,854	0,842	0,830	0,818	0,807	0,795	0,783	0,771	0,759	0,747	0,735	0,723	0,711	0,699	0,687		
Jahresverzinsung inkl. Degradation	(MWh)	46,0	45,8	45,7	45,6	45,5	45,4	45,3	45,2	45,1	44,9	44,8	44,7	44,6	44,5	44,4	44,3	44,2	44,1	44,0	43,9	43,7	43,6	43,5	43,4	43,3	43,2	43,1	
Eigenverbrauch gemäß PV-SoL	(MWh)	28,8	28,7	28,6	28,5	28,4	28,3	28,2	28,1	28,0	27,9	27,8	27,7	27,6	27,5	27,4	27,3	27,2	27,1	27,0	26,9	26,8	26,7	26,6	26,5	26,4	26,3	26,2	
Eigenverbrauch allged. leih. Ber.	(MWh)	23,0	22,9	22,8	22,7	22,6	22,5	22,4	22,3	22,2	22,1	22,0	21,9	21,8	21,7	21,6	21,5	21,4	21,3	21,2	21,1	21,0	20,9	20,8	20,7	20,6	20,5	20,4	
Einspeisung	(MWh)	2,10	2,0,8	2,0,8	2,0,8	2,0,7	2,0,7	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6	2,0,6
Tarif-Einspeisung	(MWh)	44,9	45,6	46,2	46,9	47,6	48,3	49,1	49,8	50,6	51,3	52,1	52,9	53,7	54,5	55,3	56,1	57,0	57,8	58,7	59,6	60,4	61,4	62,3	63,2	64,2	65,1	66,1	
Einnahmen-Einspeisung	(€)	941,9	953,6	965,5	977,5	989,7	1.002,1	1.014,5	1.027,2	1.040,0	1.052,9	1.066,1	1.079,4	1.092,8	1.106,4	1.120,2	1.134,2	1.148,3	1.162,6	1.177,1	1.191,8	1.206,6	1.221,7	1.236,9	1.252,3	1.267,9	1.283,7	1.299,7	
Investitionsförderung	(€)	12,025,0																											
Summe Einnahmen	(€)	12.966,9	953,6	965,5	977,5	989,7	1.002,1	1.014,5	1.027,2	1.040,0	1.052,9	1.066,1	1.079,4	1.092,8	1.106,4	1.120,2	1.134,2	1.148,3	1.162,6	1.177,1	1.191,8	1.206,6	1.221,7	1.236,9	1.252,3	1.267,9	1.283,7	1.299,7	

Investition	(€)	-50.865,3
Einnahmen-Aufteilungsschlüssel	(€)	720,0
Abrechnungskosten	(€)	-675,0
Erlösmessung Zähler	(€)	-26,2
Verrechnung Strommengen (Betreiber)	(€)	-6,0
Summe Ausgaben	(€)	-52.355,4
Cashflow (Einnahmen-Ausgaben)	(€)	-39.388,5
Diskontierter Cashflow	(€)	-39.388,5
Diskontierte Eigenverbrauchsmenge	(MWh)	24,98
LCOE netto nominal	(€/MWh)	120,76
LCOE netto real	(€/MWh)	12,08
LCOE brutto nominal	(€/MWh)	144,94
LCOE brutto real	(€/MWh)	14,49

Jahr	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	
Diskonteningsfaktor-Einnahmen	1,000	0,981	0,962	0,943	0,925	0,907	0,890	0,872	0,855	0,839	0,823	0,807	0,791	0,776	0,761	0,746	0,732	0,718	0,704	0,690	0,677	0,664	0,651	0,638	0,626	0,614	0,602	
Diskonteningsfaktor-Ausgaben	1,000	0,986	0,974	0,962	0,950	0,938	0,926	0,914	0,902	0,890	0,878	0,866	0,854	0,842	0,830	0,818	0,807	0,795	0,783	0,771	0,759	0,747	0,735	0,723	0,711	0,699	0,687	
Diskonteningsfaktor-Menge	1,000	0,981	0,982	0,983	0,984	0,985	0,986	0,987	0,988	0,989	0,990	0,991	0,992	0,993	0,994	0,995	0,996	0,997	0,998	0,999	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Jahresverzinsung inkl. Degradation	(MWh)	46,0	45,8	45,7	45,6	45,5	45,4	45,3	45,2	45,1	44,9	44,8	44,7	44,6	44,5	44,4	44,3	44,2	44,1	44,0	43,9	43,7	43,6	43,5	43,4	43,3	43,2	43,1
Eigenverbrauch gemäß PV-SoL	(MWh)	28,8	28,7	28,6	28,5	28,4	28,3	28,2	28,1	28,0	27,9	27,8	27,7	27,6	27,5	27,4	27,3	27,2	27,1	27,0	26,9	26,8	26,7	26,6	26,5	26,4	26,3	26,2
Eigenverbrauch allged. leih. Ber.	(MWh)	25,0	24,9	24,8	24,7	24,6	24,5	24,4	24,3	24,2	24,1	24,0	23,9	23,8	23,7	23,6	23,5	23,4	23,3	23,2	23,1	23,0	22,9	22,8	22,7	22,6	22,5	22,4
Einspeisung	(MWh)	21,0	20,9	20,9	20,8	20,7	20,7	20,6	20,6	20,5	20,5	20,4	20,4	20,4	20,3	20,3	20,2	20,2	20,1	20,1	20,0	20,0	19,9	19,9	19,8	19,8	19,7	19,7
Tarif-Einspeisung	(MWh)	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9	44,9
Einnahmen-Einspeisung	(€)	941,9	939,5	937,2	934,8	932,5	930,2	927,8	925,5	923,2	920,9	918,6	916,3	914,0	911,7	909,4	907,2	904,9	902,6	900,4	898,1	895,9	893,7	891,4	889,2	887,0	884,7	882,5
Investitionsförderung	(€)	12,025,0																										
Summe Einnahmen	(€)	12.966,9	939,5	937,2	934,8	932,5	930,2	927,8	925,5	923,2	920,9	918,6	916,3	914,0	911,7	909,4	907,2	904,9	902,6	900,4	898,1	895,9	893,7	891,4	889,2	887,0	884,7	882,5

Investition	(€)	-50.865,3
Einnahmen-Aufteilungsschlüssel	(€)	720,0
Abrechnungskosten	(€)	-675,0
Erlösmessung Zähler	(€)	-26,2
Verrechnung Strommengen (Betreiber)	(€)	-6,0
Summe Ausgaben	(€)	-52.355,4
Diskontierter Cashflow	(€)	-39.388,5
Diskontierte Eigenverbrauchsmenge	(MWh)	24,98
LCOE netto real	(€/MWh)	102,18
LCOE netto real	(€/MWh)	10,22
LCOE brutto real	(€/MWh)	122,62
LCOE brutto real	(€/MWh)	12,26

