

Universität für Bodenkultur Wien University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna

Masterarbeit

Agri-Photovoltaik am Gewächshaus – Einfluss semitransparenter Module auf landwirtschaftlichen Ertrag und Verbrauchsoptimierung der generierten elektrischen Energie

verfasst von

Michael SPERLICH, BSc

im Rahmen des Masterstudiums

Umwelt- und Bioressourcenmanagement

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Wien, Oktober 2021

Betreut von:

Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr. Andreas Gronauer Institut für Landtechnik Department für Nachhaltige Agrarsysteme

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere an Eides statt, dass ich diese Masterarbeit selbstständig verfasst und keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe. Alle Gedanken, die im Wortlaut oder in grundlegenden Inhalten aus unveröffentlichten Texten oder aus veröffentlichter Literatur übernommen wurden, sind ordnungsgemäß gekennzeichnet, zitiert und mit genauer Quellenangabe versehen.

Die vorliegende Arbeit wurde bisher weder ganz noch teilweise in gleicher oder ähnlicher Form an einer Bildungseinrichtung als Voraussetzung für den Erwerb eines akademischen Grades eingereicht. Sie entspricht vollumfänglich den Leitlinien der Wissenschaftlichen Integrität und den Richtlinien der Guten Wissenschaftlichen Praxis.

Wien, 14.10.2021

Abstract – Deutsche Fassung

Diese Arbeit beschäftigt sich mit zwei APV-Versuchsanlagen mit semitransparenten Photovoltaikmodulen auf Gewächshäusern kommerziell tätiger Gärtnereibetriebe im südlichen Wien. Ziel der Versuche war die Evaluierung der Praxistauglichkeit eines APV-Konzeptes zur Implementierung auf bereits bestehenden Gewächshäusern in Modulflächendichte. Untersucht wurden bei Betrieb1 mit 6.0 % geringer Eindeckungsgrad die Effekte der modulbedingten Verschattungen auf Frischmasseertrag und Stückzahl von Gurken. Dabei konnte durch separates Wiegen und Zählen der geernteten Gurken kein signifikanter Unterschied zwischen Versuchsund Referenzfläche festgestellt werden. Für beide Betriebe wurden die elektrischen Erträge der Photovoltaikanlagen, sowie die Verbräuche der Betriebsmittel ermittelt und Potentiale zur Steigerung des Eigenverbrauchs eruiert. Es konnten die anhand von Simulationen erwarteten elektrische Erträge der Photovoltaikanlagen generiert werden. Bei Betrieb1 lagen Eigenverbrauchsanteil mit 61,0 % und Autarkiegrad mit 33,0 % deutlich über den Standardwerten für Haushalte. Bei Betrieb1 wurden 4,3 % des elektrischen Gesamtverbrauchs als potenziell optimierbar festgestellt, bei Betrieb2 12,6 %. Diese wurden bei beiden Betrieben vorrangig auf Seiten von Ladevorgängen elektrischer Vehikel-Akkus. sowie dem Einsatz intelligenter elektronischer Energiemanagementsysteme zur Verschiebung der Ladelasten identifiziert. Abschließend konnte das betrachtete APV-Konzept im betrieblichen Kontext als praxistauglich befunden werden.

Abstract – English version

This thesis deals with two APV test systems with semitransparent photovoltaic modules on greenhouses of commercially active horticultural businesses in southern Vienna. The aim of the experiments was to evaluate the practical suitability of an APV concept for implementation on existing greenhouses with a low module area density. The effects of the module-related shading on the fresh mass yield and the number of cucumbers were examined at farm1 with a degree of module coverage of 6.0 %. By weighing and counting the harvested cucumbers separately, no significant difference between the test and reference areas could be found. The electrical yields of the photovoltaic systems as well as the consumption of the operating resources were measured for both farms and potentials for increasing self-consumption were determined. The expected electrical yields of the photovoltaic systems based on simulations could be generated. In Operation1, the share of self-consumption at 61.0% and the degree of self-sufficiency at 33.0% were well above the standard values for households. In farm1, 4.3 % of the total electrical consumption was determined to be potentially optimizable, in farm2 12.6 %. In both farms, these were identified primarily on the side of charging processes for electric vehicle batteries and the use of intelligent electronic energy management systems to shift the charging loads. Finally, the considered APV concept could be found to be practicable in the operational context.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
2 Problemstellung	3
2.1 Photovoltaik-Ausbau in Österreich	3
2.2 Photovoltaik	7
2.2.1 Komponenten	8
2.2.2 Flächenbedarf	11
2.2.3 Mehrfachnutzung	15
2.3 Agriphotovoltaik – APV	17
2.3.1 Wieso APV? Die Relevanz	21
2.3.2 APV am Gewächshaus	23
2.4 Photovoltaischer Ertrag und dessen Nutzung	29
2.4.1 PV Anlagendimensionierung	31
2.4.2 Verbrauchsoptimierung in APV-Gewächshausbetrieb	35
3 Ziele der Arbeit	38
4 Material und Methode	39
4.1 Standort und Versuchsobjekte	39
4.2 Versuchsaufbau	40
4.2.1 Die Photovoltaikanlagen	40
4.2.2 Messungen	45
4.3 Anlagensimulation mit PV*SOL	50
4.4 Datenverarbeitung und Analyse	52
5 Ergebnisse und Diskussion	53
5.1 Photosynthetisch aktive Strahlung unter dem Photovoltaikmodul	53
5.2 Einfluss auf landwirtschaftlichen Ertrag	55
5.3 Elektrischer Ertrag, Produktionspotential und Eigennutzung	57
5.4 Verbrauchsoptimierung	63
6 Schlussfolgerung und Ausblick	71
Abkürzungsverzeichnis	73
Literaturverzeichnis	74
Tabellenverzeichnis	83
Abbildungsverzeichnis	84
Formelverzeichnis	87

1 Einleitung

Bereits seit dem 20. Jahrhundert gelten die negativen Auswirkungen anthropogener Aktivitäten auf die Biosphäre der Erde als Problemfeld globalen Ausmaßes. Eine zentrale Rolle spielen dabei die Bereitstellung, und vor allem die Emissionen fossiler Energieträger, welche die Zerstörung natürlichen Lebensraumes und den anthropogenen Klimawandel zur Folge haben. Um diese Effekte zu begrenzen soll ein Systemwechsel stattfinden, indem fossile Energieträger weitgehend von regenerativen Energieträgern substituiert und effizienter genutzt werden. Zahlreiche bislang fossil dominierte Sektoren einschließlich der Mobilität, Haushalt und Gewerbe unterliegen derzeit einem Elektrifizierungsprozess. Zur Deckung des steigenden Elektrizitätsbedarfs aus regenerativen Energieträgern bei gleichzeitiger Substituierung fossiler Energieträger soll ein essenzieller Beitrag durch die Technologie der Photovoltaik geleistet werden, welche Sonnenlicht direkt in Elektrizität umwandeln lässt. Zur photovoltaischen Elektrizitätsproduktion sind allerdings Flächen erforderlich. Anders als fossile Energieträger lässt sich generierte Elektrizität nur sehr begrenzt über interkontinentale Distanzen transportieren, weshalb diese Flächen im dicht besiedelten Europa zur Verfügung gestellt werden müssen. Bisher wurden Photovoltaikanlagen vorrangig auf Gebäudedächern angebracht, was einer flächeneffizienten Doppelnutzung entspricht. Für einen Ausbau im erforderlichen Ausmaß sind die verfügbaren bzw. geeigneten Dachflächen aber möglicherweise nicht ausreichend. Auch ökonomische Aspekte können großflächigen Alternative Dachflächennutzungen entgegenstehen. Eine sind freistehende Solarparks, welche allerdings mit dem ohnehin schwindenden Ackerland konkurrieren könnten. Aber auch im Agrarsektor ist eine flächenbezogene Doppelnutzung möglich, nämlich mit dem Konzept der Agriphotovoltaik (APV). Als Agriphotovoltaik wird eine Konstellation bezeichnet, die landwirtschaftliche Produktion und Stromgewinnung auf gleicher Fläche ermöglicht. Die Herausforderung der APV liegt darin, durch entsprechende Dimensionierung und Abstimmung mit den eingesetzten Nutzpflanzen eine Synergie herzustellen, in der die landwirtschaftliche Produktion nicht oder nur in akzeptablem Ausmaß beeinträchtigt wird und die Photovoltaikanlage gleichzeitig Strom gewinnt. Das APV-Konzept ist sowohl auf freiflächigem Acker als freistehende Anlage, als auch in Kombination mit Gewächshäusern anwendbar. Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Gewächshaus-Variante. Untersucht werden die veränderte Lichtintensität unter den Photovoltaikmodulen sowie die Auswirkungen des APV-

Konzeptes auf die Ertragsmenge der darunter kultivierten Nutzpflanzen. Dafür wird eine APV-Versuchsanlage mit semitransparenten Photovoltaikmodulen betrachtet, welche in einem Wiener Gärtnereibetrieb installiert wurde. Zudem werden der photovoltaische Ertrag gemessen und diverse Kennzahlen eruiert, um Rückschlüsse auf Skalierungspotential und Optimierungsmöglichkeiten ziehen zu können. In weiterer Folge wird untersucht, inwiefern im Gärtnereibetrieb Potentiale festzustellen sind um den elektrischen Eigenverbrauch zu steigern. Für diese beiden Themenbereiche steht ein weiterer Wiener Gärtnereibetrieb mit APV-Anlage zur Verfügung, ebenfalls mit semitransparenten Photovoltaikmodulen. Folgend werden nun die Grundlagen erörtert, welche sukzessive an das Arbeitsthema heranführen und schließlich in den Arbeitszielen münden. Im Methoden-Teil werden der Aufbau der Versuchsanlagen sowie die Auswertungsmethoden beschrieben. Darauf folgen die Ergebnisse, deren Diskussion und die daraus gezogenen Schlussfolgerungen.

2 Problemstellung

Österreich steht vor der großen Herausforderung die Ziele des 2015 unterzeichneten Pariser Klimaschutzabkommens zu erreichen, welches unter anderem vorsieht, die Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur durch den anthropogenen Klimawandel gegenüber vorindustrieller Zeit auf 1,5 °C, bis maximal 2 °C zu begrenzen (United Nations 2015). Nachdem das Europäische Parlament am 28. November 2019 den Klimanotstand ausgerufen hat, haben sich die Mitgliedsstaaten der EU im Dezember 2020 auf ein ambitionierteres Klimaziel verständigt. So sollen bis 2030 gegenüber dem Stand 1990, statt bisher 40 % mindestens 55 % der werden. Bis 2050 wird Treibhausgasemissionen reduziert europaweite Klimaneutralität angestrebt (Europäische Kommission 2021). Österreich möchte bis 2040 Klimaneutralität erreichen und bis 2030 seinen Strombedarf bilanziell vollständig aus erneuerbaren Energieträgern decken. Grundlage dafür soll das zur Zeit der Verfassung dieser Arbeit entstehende Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) werden, welches unter anderem als Nachfolger des Ökostromgesetzes 2012 fungieren soll. Dieses wurde im März 2021 vom Ministerrat beschlossen und soll planmäßig bis etwa Jahresmitte auch den Nationalrat passieren. Nach Genehmigung des Fördergesetzes durch die Europäischen Kommission sollte das EAG in Kraft treten (BMK 2021a).

2.1 Photovoltaik-Ausbau in Österreich

Der EU- und folglich auch österreichweit forcierte Ausbau von Produzenten erneuerbarer Elektrizität soll einerseits den derzeitig aus fossilen Energieträgern produzierten Strom weitgehend substituieren, aber auch den zukünftig erwartet steigenden Strombedarf decken. Abgesehen von Bevölkerungswachstum und stetig steigendem Einsatz elektrischer und elektronischer Geräte etwa in den Bereichen Kommunikation oder Gebäudeheizung mittels Wärmepumpen, wird vor allem seitens Elektromobilität stark steigender Elektrizitätsbedarf erwartet (BMVIT 2018). So wird anhand eines Energieszenarios des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2019 davon ausgegangen, dass allein die Anzahl batterieelektrischer PKW von 29.000 Zulassungen in Österreich 2018 auf 660.000 im Jahr 2030 ansteigen wird (BMVIT 2019). Das EAG sieht bis 2030 eine Steigerung der jährlichen erneuerbaren Stromerzeugung um 27 TWh vor, was einer Erhöhung um etwa 50 % zum derzeitigen Stand entspricht. Davon sollen 11 TWh aus Photovoltaik, 10 TWh aus Windkraft, 5 TWh aus Wasserkraft und 1 TWH aus Biomasse gewonnen werden (BMK 2021a).

Dabei startet Österreich aufgrund stark ausgebauter Wasserkraft von hohem Niveau. Etwa 70 % der österreichischen Stromerzeugung wurden 2019 durch erneuerbare Energieträger gedeckt (BMK 2020). Abbildung 1 zeigt das vorläufige Szenario zum Ausbau regenerativer Stromproduktion in Österreich bis 2030 nach Energieträger, veröffentlicht am 11. März 2021.



Abb. 1: EAG Ausbauszenario regenerativer Stromproduktion bis 2030 nach Energieträger (BMK 2021b)

Im Bereich elektrischer Energie trägt die Photovoltaik daher mit einer erwarteten Vervielfachung des derzeit jährlich produzierten Stroms die höchsten Erwartungen zur Zielerreichung. So wurden 2019 in Österreich 6,1 PJ (1,69 TWh) Photovoltaikstrom produziert. Bei einem Produktionsziel im Jahr 2030 von 11 TWh müssten somit im Vergleich zu 2019 weitere 9,3 TWh produziert werden, was einem Zuwachs um etwa den Faktor 6,5 oder durchschnittlich etwa 0,85 TWh jährlichem Zuwachs über 11 Jahre entspricht. Anders ausgedrückt müsste jährlich etwa die Hälfte der 2019 gesamt produzierten photovoltaischen Energie zusätzlich produziert werden (BMK 2020). Die bisherigen Zubau-Raten österreichischer Photovoltaikanlagen, gemessen an derer Generatorflächenleistung zeigt Abbildung 2. Als Generator wird jene Komponente bezeichnet, die das einfallende Licht in Elektrizität umwandelt. Überwiegend handelt es sich dabei um Photovoltaikmodule, wie in Kapitel 2.2 beschrieben.



Abb. 2: Jährlich installierte und kumulierte PV-Leistung in Österreich bis 2019 (BMK 2021d)

Im Jahr 2020 wurden in Österreich insgesamt rund 340,8 MWp Photovoltaikleistung neu installiert. Dies entspricht einer gestiegenen Zubau-Rate um +38 % zum Vorjahr 2019 mit rund 247 MWp. Gesamt wurden im Zeitraum bis 2020 rund 2 GWp Photovoltaikleistung installiert. Für die Erreichung der angestrebten zusätzlichen 11 TWh Photovoltaikstrom im Jahr 2030 bzw. einer Deckung des prognostizierten Strombedarfs durch Photovoltaik von 15 %, sind die Zubau-Raten seit 2017 allerdings zu niedrig. Wie Abbildung 3 zeigt, wurden die angestrebten Ausbauetappen der 2016 veröffentlichten Technologie Roadmap des BMVIT bisher in keinem Jahr erreicht.



Abb. 3: Tatsächliche PV-Marktentwicklung und Roadmap-Szenario (BMK 2021d)

Um das Ziel dennoch zu erreichen, müssten ab 2021 nahezu 1GWp Erzeugerleistung (BMK 2021d). Beschleunigung jährlich zugebaut werden Eine des Photovoltaikausbaus soll das neue EAG forcieren. Anhand des Vortrags des EAG-Entwurfes an den Ministerrat vom März 2021 sind bereits Ziele einsehbar, sowie Maßnahmen und Rahmenbedingungen um das Ausbauziel zu erreichen. So soll ein neues hochdotiertes Fördersystem etabliert werden, um Anreize in Form von Investitionszuschüssen und Einspeisevergütungen nach Marktprämienmodell zu schaffen. Zudem wird die Rechtliche Grundlage geschaffen, um Energiegemeinschaften zu ermöglichen, welche gemeinschaftlich betriebenen Produktionsanlagen erlaubt auch über Grundstücksgrenzen hinweg, in gewisser regionaler Entfernung über das öffentliche Verteilernetz elektrische Energie zu teilen. Für Kleinanlagen soll der Netzanschluss finanziell und administrativ erleichtert werden. Ein weiterer Bestandteil des EAG ist der Netzinfrastrukturplan (ÖNIP) zur Schaffung der erforderlichen Energieinfrastruktur u.a. für den angestrebten Photovoltaikausbau (BMK 2021a). Einen Überblick zum Stand der Technik und deren Einsatzmöglichkeiten soll das folgende Kapitel geben.

2.2 Photovoltaik

Die Bezeichnung Photovoltaik setzt sich aus den Begriffen Photo (Griechisch für Licht) und Volta für die Einheit der elektrischen Spannung zusammen und benennt die direkte Umwandlung von Licht in Elektrizität. Der zugrundeliegende Wirkmechanismus wird Photoelektrischer Effekt oder Photoeffekt genannt und wurde bereits 1839 von Alexandre Edmond Becquerel entdeckt. Doch erst etwa 100 Jahre später konnte mit aufkeimender Halbleitertechnik der innere Photoeffekt zur Produktion von Elektrizität aus Licht nutzbar gemacht werden. Die US-Amerikanischen Bell-Laboratories entwickelten 1954 die erste Silizium-Solarzelle mit einem Wirkungsgrad von etwa 5 %. Die anfänglichen Photovoltaikmodule waren verhältnismäßig teuer und wurden daher hauptsächlich für Prestigeprojekte entwickelt und genutzt, wie beispielweise in der Raumfahrt (Quaschning 2019). Bei heutigen monokristallinen Standard-Modulen auf Siliziumbasis sind bereits Wirkungsgrade um die 20 % üblich. Die Modulkosten sind, unter stetig steigenden Leistungen mittlerweile auf ein Niveau gesunken, welches in vielen Bereichen wirtschaftlich rentable Elektrizitätsproduktion erlaubt (BMK 2021d). Abbildung 4 zeigt den schematischen Aufbau einer kristallinen Photovoltaikzelle oder auch Solarzelle genannt.



Abb. 4: Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Solarzelle (Quaschning 2019)

Im Kern besteht die Solarzelle aus zwei, mit unterschiedlichen Fremdatomen dotierte Siliziumplatten. Die obere Platte wird mit einer Antireflexionsschicht versehen, welche der Zelle den charakteristisch blauen bis fast schwarzen Farbton verleiht. Trifft nun Licht auf die Oberseite der Solarzelle, beginnen freigesetzte Ladungen die Grenzschicht der beiden Halbleiterplatten zu passieren, wodurch ein elektrisches Feld entsteht. Die leitfähigen Kontakte an Ober- und Unterseite der Zelle stehen nun unter Spannung. Werden diese zusammengeführt bzw. an Verbraucher angeschlossen fließt Strom, und zwar Gleichstrom (Quaschning 2019). Die erforderlichen Komponenten einer Photovoltaikanlage werden im folgenden Unterkapitel erläutert.

2.2.1 Komponenten

Die wesentlichste und zugleich bekannteste, weil sichtbare Komponente einer Photovoltaikanlage, ist das Photovoltaikmodul. Für ein fertiges Photovoltaikmodul werden mehrere Solarzellen zusammengeschlossen und meist unter einer schützenden Glasschicht in einem Aluminiumrahmen verbaut. Module werden üblicherweise parallel und/oder in Serie miteinander verkabelt. Die meistgenutzte Stang-System Topologie stellt das dar. Dabei wird eine Einheit zusammengeschaltener Module als Strang bezeichnet, welcher von einem einzigen Modul bis über 50 Module erfassen kann. Eine lokal zusammenhängende Modulformation wird als Generatorfläche bezeichnet und kann aus mehreren Strängen Modularten lassen sich grundlegend anhand ihrer eingesetzten bestehen. Halbleitermaterialien unterscheiden. Vorangehend wurde die Funktionsweise der Solarzelle anhand einer kristallinen Siliziumzelle umrissen, welche den relevantesten Zelltyp darstellt. Solarzellen auf Siliziumbasis werden weiter in deren Materialstruktur unterteilt. So werden Solarzellen aus amorphem, polykristallinem sowie monokristallinem Silizium gefertigt, deren Wirkungsgrade in genannter Reihenfolge mit 6-7 %, 15 % und 20 % deutlich ansteigen (Quaschning 2019). Mono- und polykristalline Siliziummodule stellen mit wechselnder Marktdominanz über die vergangenen Jahrzehnte den überwiegenden Teil der in Photovoltaikanlagen genutzten Zelltechnologie dar. Zwischen 2011 und 2019 waren polykristalline Module wegen geringerer Herstellungskosten marktführend (BMK 2021d). Durch erhebliche Fortschritte in der monokristallinen Zellfertigung und damit einhergehende Effizienzsteigerungen und Kostensenkungen, lässt sich am Markt allerdings derzeit ein rasanter Umschwung zu diesem effizienteren Zelltyp beobachten. Module mit amorphen Siliziumzellen stellen in der Photovoltaik nur ein Nischenprodukt dar und

8

sind größtenteils den Dünnschichtmodulen zuzuordnen. Die Halbleitermaterialien von Dünnschichtmodulen sind nichtkristalliner Struktur und werden – der Bezeichnung nach - in dünnen Schichten auf eine Trägerfolie aufgedampft, wie beispielweise Cadmiumtellurid oder Kupfer-Indium-Sulfid (Quaschning Die 2019). Dünnschichttechnologie erreichte in der österreichischen Photovoltaik 2011 einen Höhepunkt mit 9 % Marktanteil und ist aufgrund des geringen Wirkungsgrades von 6-7% verfehlter Innovationsversprechen und heute abgesehen von Spezialanwendungen weitgehend vom Markt verschwunden (BMK 2021d). monokristallines Photovoltaikmodul Abbildung 5 zeigt beispielhaft ein des österreichischen Herstellers KIOTO SOLAR, in einem Standardmaß von etwa 1,68 m x 1,0 m mit 60 Zellen und etwas unter 20 kg Gesamtgewicht.



Abb. 5: Beispielmodul KIOTO Power-Modul SILVER (KIOTO 2021)

Das Modul ist in den Leistungsklassen von 325 Wp und 330 Wp erhältlich (KIOTO 2021), wobei dies die Maximalleistung des Moduls (peak) unter Standardtestbedingungen in Watt darstellt. Mittels dieser Einheit wird auch die Größe einer Photovoltaikanlage bemessen. Der Markt entwickelt sich rasant, und so ist das gezeigte Standardformat eigentlich bereits technisch veraltet. Derzeit ist ein Trend zu

so genannten Halbzellenmodulen festzustellen, welche geringere Innenwiederstände aufweisen, daher mehr Leistung bringen und verschattungstoleranter sind – beispielweise aktuelle Modelle des österreichischen Herstellers *energetica*, wie das *e.Classic M HC* mit bis zu 390 Wp (Energetica 2021). Zudem werden sowohl Module als auch ihre Zellen tendenziell größer und letztere weiter unterteilt, beispielweise in Drittelzellen wie bei dem Modell *TSM-DE09.08 VertexS* des chinesischen Herstellers *Trinasolar* mit bis zu 410 Wp auf unter 2 m² Modulfläche (Trinasolar 2021). Leistungen von über 200 Wp pro m² gehören mittlerweile auch bei kostengünstigen Modulen zum Standard. Alternativ zum starren Modulverbund mit Glasfront und Metallrahmen wie eben beschrieben sind auch Folienmodule mit kristallinen Siliziumzellen erhältlich (DAS Energy 2019b). Für dieses Projekt wurde ein solcher Modultyp verwendet, welcher im Methodenteil näher beschrieben wird.

Die zweite Hauptkomponente einer Photovoltaikanlage stellt der Wechselrichter dar, insofern die Anlage Wechselstrom liefern soll, welcher im elektrischen Verteilernetz und auch in Gebäuden üblicherweise Anwendung findet. Die verbreitetste Bauform ist der Strangwechselrichter, welcher beispielweise vom österreichischen Hersteller Fronius produziert wird (Fronius 2021). Namensgebend ist dessen Hauptfunktion, nämlich die Umwandlung des photovoltaischen Gleichstromes von den Modulen in Nenn-Wechselstrom, welcher in Österreich mit einer Frequenz von 50 Hz und auf unterster Netzebene einer Phasenspannung von 230 V definiert ist. Zudem übernimmt der Wechselrichter zumeist auch die Regelung von Strom und/oder Spannung auf der Gleichstromseite, um einen Betrieb der Modulstränge im ertragreichsten Arbeitspunkt zu gewährleisten. Dieser Vorgang wird als Maximum Power Point Tracking (MPPT) bezeichnet. Ein Strangwechselrichter kann je nach Leistungsgröße und Modell einen oder über 20 Stränge betreiben. Große Freiflächenanlagen werden auch häufig mittels Zentralwechselrichter betrieben, welcher als Alternative zum Strangwechselrichter einer anderen Verschaltungstypologie folgt (Kaltschmitt et al. 2020). Einige Hersteller photovoltaischer Leistungselektronik, wie beispielweise die israelische Firma SolarEdge, bieten Systeme an in welchen die Wechselrichtefunktion und das MPPT mittels voneinander getrennter Komponenten stattfinden (SolarEdge 2021a, 2021b). Ein solches System mit reinem Wechselrichter und separaten Regeleinheiten auf Modulebene wurde für dieses Projekt verwendet und wird im Methodenteil genauer beschrieben.

Montagesysteme für Standardmodule bestehen üblicherweise auf Aluminium- oder Stahlverstrebungen mit Modulklemmen und diversen Anbringungskomponenten für Gebäudedächer oder Freiflächen. Für unkonventionelle Untergründe oder solche mit geringer statischer Tragfähigkeit bieten sich Module auf Folienbasis an, welche vielfältigere Montagemöglichkeiten erlauben, wie beispielweise Verklebung, direkte Verschraubung, Klemmung oder Aufspannung. Zudem können Solarzellen auch direkt in Gebäudeteile wie Fassaden oder Dachelemente integriert werden. Diese photovoltaisch aktiven Bauteile werden als GIPV (Gebäudeintegrierte Photovoltaik) oder BIPV (building integrated photovoltaics) bezeichnet. Ob nun auf Gebäuden, in Gebäudeteilen, auf Freiflächen oder auch auf Gewässern, Photovoltaik benötigt Flächen (Kaltschmitt et al. 2020).

2.2.2 Flächenbedarf

Wie bereits beschrieben kann unter Bezugnahme auf moderne Standardmodule von einer Maximalleistung bis etwa 200 Wp pro Quadratmeter Generatorfläche ausgegangen werden. Diese Leistung stellt allerdings einen oberen Grenzwert unter Optimalbedingungen dar, wie im Kapitel 2.4 beschrieben, die im praktischen Betrieb kaum, und wenn dann nur punktuell erreicht wird. So ist die tatsächliche Produktionsleistung einer Photovoltaikanlage abhängig von der Modulausrichtung zum Sonnenstand, welcher tages- und jahreszeitlich variiert sowie von diversen Standortfaktoren wie Strahlungsangebot, Umgebungstemperaturen oder Verschattungen. Zudem sind nach dem Modulwirkungsgrad noch Verluste in der Komponentenkette bis zum Endprodukt des Nennwechselstroms miteinzubeziehen, um einen Systemwirkungsgrad zu erhalten, aus dem Rückschlüsse über Produktionsmengen gezogen werden können. Die Flächenarten, welche prinzipiell für Photovoltaik in Frage kämen sind vielfältig. Bisher lag ein klarer Fokus auf Dachflächen, da sich diese einerseits für eine Doppelnutzung bereits verbauter Fläche eignen und andererseits oft elektrische Verbräuche aufweisen und somit den generierten Strom direkt nutzen können. Abbildung 6 zeigt die 2019 in Österreich installierte Photovoltaikleistung nach Flächen- und Montageart.



Abb. 6: Montage- und Flächenart der 2020 in Österreich installierten PV-Leistung (BMK 2021d)

So wurden 96,0 % der Leistung auf Gebäudedächern installiert, 2,3 % wurden dachintegriert gebaut, lediglich 0,4 % in Fassaden integriert und 1,3 % als freistehende Anlagen errichtet. Die restlichen 0,1 % betreffen Anlagen, welche nicht in diese Kategorien passen (BMK 2021d). Als Beispiele können schwimmende Anlagen, Anlagen auf Deponien, auf Lärmschutzwänden oder Anlagen in landwirtschaftlicher Doppelnutzung genannt werden. Betreffend des tatsächlichen Flächenbedarfs, sowie der erforderlichen Flächenarten kamen österreichische, wie auch internationale Studien zu einer großen Bandbreite an Ergebnissen. Eine österreichische Studie aus dem Jahr 2020, im Auftrag der Interessensvertretung der österreichischen E-Wirtschaft oesterreichs energie, kommt unter Einbezug 10 weiterer Studien zu dem Schluss, dass das angestrebte Ziel von zusätzlichen 11 TWh Photovoltaikstrom bis 2030 allein mit Aufdachanlagen unter derzeitigen Rahmenbedingungen bei weitem nicht zu erreichen sei. Hier wurde von einem durchschnittlichen Systemwirkungsgrad von 12 % ausgegangen. Zwar wären, wie anhand Abbildung 7 zu sehen, theoretisches und auch technisches Potential gegeben, auf Grund von wirtschaftlichen Aspekten und weiteren einschränkenden Rahmenbedingungen wird allerdings ein realisierbares Potential bis 2030 von lediglich zusätzlichen 4 TWh genannt.



Abb. 7: Potentiale für PV im Gebäudesektor (Fechner 2020)

Dies wird hauptsächlich anhand wirtschaftlicher und bürokratischer Hemmnisse begründet, welche im Falle der Errichtung von Aufdachanlagen häufig zu lediglicher Teilnutzung der verfügbaren Flächen führe. Genannt werden bundeslandspezifische bauordentliche Genehmigungsgrenzen sowie Netzseitige Anschlussregelungen gestuft nach installierter Leistung mit steigendem Aufwand, fehlende Förderungen für Anlagenerweiterungen und geringe Einspeisetarife, welche zu Eigenverbrauchsoptimierungen führen würden. Eigenverbrauchsoptimierte Anlagen würden nicht nur zu teilbelegten Dachflächen führen, sondern auch jene Dachflächen an verbrauchsarmen, verbrauchsfreien oder ungenutzten Gebäuden ausschließen. Zudem sei das Förderwesen komplex, gesetzliche Vorgaben und Verpflichtungen nicht eindeutig und kleinteilige Einzelanlagen wie etwa auf Einfamilienhäusern weitaus aufwändiger in Errichtungskosten und -dauer als Anlagen auf großen Flächen. Daher wird davon ausgegangen etwa die Hälfte der erforderlichen Photovoltaikleistung auf Freiflächen errichten zu müssen, wie in Abbildung 8 ersichtlich.



Abb. 8: Erforderliche PV-Flächen bis 2030 (Fechner 2020)

Gebäude-Aufdachanlagen würden mit 3,5 TWh nur etwa ein Drittel der Leistung beitragen (Fechner 2020). Die Akzeptanz von Freiflächenanlagen sei unter der österreichischen Bevölkerung allerdings deutlich geringer ausgeprägt als bei Anlagen auf bereits verbauten Flächen, was sich auch auf die Politik auswirkt, wie im 2021 erschienenen Bericht Klima- und Energiestrategien der Länder der Austrian Energy Agency beschrieben und von einer Umfragestudie der Alpen-Adria-Universität Klagenfurt bestätigt wird. Durch Österreichs hohe Bodenversiegelungsraten und den jährlichen Verlust von Ackerflächen sensibilisiert, wird Photovoltaik auf Freiflächen politisch und medial kritisch betrachtet, auch wenn dabei keine Bodenversiegelung stattfindet, wie in Kapitel 2.3.1 beschrieben. (Hampl et al. 2021). Die österreichischen Landesregierungen stehen dem Freiflächenausbau kritisch bis ablehnend gegenüber, verlangen Priorisierungen bereits verbauter Flächen und aufwändige Flächenwidmungsverfahren. Um Wildwuchs auf Freiflächen zu verhindern wird das Erfordernis einer bisher kaum definierten raumordentlichen Steuerbarkeit hingewiesen. Freiflächenkataster und konkrete Ausbauziele für Freiflächen seien nicht vorhanden. Einige Bundesländer schließen Freiflächen kategorisch aus (Bauman et al. 2021).

Aus diesen Erkenntnissen kann der Schluss gezogen werden, dass geeignete und akzeptierte Flächen für Photovoltaik einen limitierenden Faktor darstellen, allem voran in einem alpinen Binnenland wie Österreich. Das Thema der Flächenverfügbarkeit verschärft sich noch weiter unter der Betrachtung urbaner Gebiete, welche inhärent durch enge Bebauung und folglich flächenspezifisch hohen Strombedarf und fehlende Freiflächen gekennzeichnet sind. Wien, als größte und Hauptstadt Österreichs, hatte 2018 auf einer Fläche von etwa 415 km² und mit einer Einwohnerzahl von 1.888.776 Personen einen elektrischen Endenergieverbrauch von 8,374 TWh. Rein bilanziell betrachtet würde Wien mit Stand 2018 bereits etwa 76 % des EAG Zubauziels bis 2030 von 11 TWh an elektrischer Energie verbrauchen (Stadt Wien 2020). Dem photovoltaischen Potential des Wiener Solarpotenzialkatasters nach, wären von den bestehenden rund 54 km² Dachflächen etwa 70 % (ca. 38 km²) theoretisch für die Nutzung von Photovoltaik geeignet, davon 23 km² in der Kategorie gut und 6 km² in der Kategorie sehr gut. Dies ergäbe ein theoretisches Produktionspotential von jährlich 7,5 TWh. Für diese Annahmen werden allerdings lediglich Ausrichtung und Verschattung durch umliegende Gebäude herangezogen. Nicht berücksichtigt werden dezidiert bauliche und statische Eigenschaften und Bestimmungen des Denkmalschutzes (Stadt Wien 2021a). Zum Vergleich mit der voran beschriebenen Studie von Fechner (2020) zu potenziellen Photovoltaikflächen - darin werden österreichweit ein theoretisches Potential von 18,6 TWh und ein realisierbares Potential von etwa 4 TWh festgestellt. Eine Erschwernis für Photovoltaik in der Stadt sind die mehrstöckigen Gebäudestrukturen, die nur über jeweils geringe Dachflächen je Wohneinheit aufweisen, welche zudem oft mit zahlreichen Aufbauten wie Schornsteinen, Dachfenstern oder Dachterrassen versehen sind. Unter diesen Rahmenbedingungen gilt es abseits der etablierten Aufdachanlagen alternative Möglichkeiten zur Mehrfachnutzung bebauter Flächen zu eruieren.

2.2.3 Mehrfachnutzung

Der modulare Aufbau einer Photovoltaikanlage sowie die große Variabilität an verfügbaren Modulgrößen und -formen erlauben Anwendungen unter vielfältigen Rahmenbedingungen und hohe Skalierbarkeit. Die Größenordnungen bewegen sich zwischen so genannten Balkonkraftwerken mit Einzelmodulen im Wattbereich und integriertem Wechselrichter für den plug-and-play-Betrieb an der Steckdose und großflächigen Solarparks im Mega- bis Gigawattbereich. In der österreichischen Technologie-Roadmap Teil2 aus 2018 finden reine Freiflächenanlagen allerdings kaum Erwähnung. Hier liegt der Fokus klar auf Photovoltaik unter dem Aspekt der Mehrfachnutzung, sei es die etablierte Aufdachmontage, Dachoder Fassadenintegration, die Nutzung von Infrastrukturflächen wie Lärmschutzwänden und Parkraum, Deponien oder Integrationen in die Landwirtschaft (BMK 2021d). Dass alternative Mehrfachnutzungskonzepte bereits umgesetzt werden, zeigt beispielweise der *Bundesverband Photovoltaic Austria* in seinem Folder *Best-Practice-Beispiele* (PV Austria 2017). Hier sind diverse bereits umgesetzte Fassadenintegrationen vertreten, wie ein 1980 erbautes und 2016 renoviertes Mehrparteienhaus in Zürich, dessen unscheinbare Photovoltaikfassade 160 kWp elektrische Leistung liefert, oder auch das neue photovoltaische Glasdach des Giraffenhauses im Wiener Tiergarten Schönbrunn, siehe Abbildung 9.



Abb. 9: PV Gebäudeintegration Best-Practice-Beispiele (PV Austria 2017)

Auch Österreichs größte Photovoltaikanlage wird auf einer Fläche von 12,5 Hektar unter dem Mehrnutzungsaspekt betrieben. Die Ende 2020 fertiggestellte Freiflächenanlage mit 25.626 Modulen und 11,45 MWp Leistung wurde in Wien Donaustadt auf einer ehemaligen Schotterdeponie errichtet, wie Abbildung 10 zeigt.



Abb. 10: Größte PV-Anlage Österreichs Wien Donaustadt (Stadt Wien 2021b)

So wurden für diese Anlage zwei unterschiedliche Aufständerungsvarianten gewählt. Unter und zwischen den südlich ausgerichteten Modulfeldern sollen zukünftig 150 Juraschafe weiden und dadurch die Vegetation in Zaum halten. Ein anderer Bereich wurde in Form von vertikal stehenden Modulstraßen errichtet, in ausreichendem Abstand zueinander, um landwirtschaftliche Maschinen passieren zu lassen. Hier soll zukünftig Ackerbau betrieben werden. Das Projekt wird zudem von der Universität für Bodenkultur Wien wissenschaftlich begleitet (Stadt Wien 2021b). Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit den Aspekten der Agriphotovoltaik und deren Relevanz, mit zunehmendem Fokus auf stadtnahe gartenbauliche Produktionsflächen am Beispiel Wien.

2.3 Agriphotovoltaik – APV

Als Agriphotovoltaik (APV) oder agripholtaic system wird eine Konstellation bezeichnet, die landwirtschaftliche Produktion und Elektrizitätsgewinnung auf gleicher Fläche kombiniert. Dazu werden in einer Höhe über der Anbaufläche oder vertikal am Boden Photovoltaik-Module platziert. Die darunterbzw. nebenliegenden Anbauflächen werden dabei im Regelfall zumindest teilweise verschattet – je nach Verbauungsdichte und Modultransparenz in variablem Ausmaß. Die Intention dahinter ist eine mehrfache Nutzung begrenzter Flächen zur Eingrenzung des zusätzlichen Flächenbedarf durch Photovoltaik. Auch in der Photovoltaik Technologie Roadmap BMVIT des wird die Integration photovoltaischer Stromerzeugung in landwirtschaftliche Produktionsflächen als essentieller Bestandteil angesehen, deren vielfältige Möglichkeiten unter dem Begriff Agriphotovoltaik (APV) zusammengefasst werden. Ziel ist eine Steigerung der produktiven Flächeneffizienz durch deren Mehrfachnutzung. Abbildung 11 veranschaulicht das Prinzip anhand einer Nutzungskombination von Ackerfläche und Photovoltaik.



Gemischte Flächennutzung auf 2 Hektar Ackerland: Effizienz > 60% gesteigert

Abb. 11: APV – Effizienzsteigerung gemeinsamer Flächennutzung (Fraunhofer ISE 2017)

Hier wird davon ausgegangen, dass eine synergetische Flächennutzung zu jeweils etwa 20 % Ertragseinbußen seitens landwirtschaftlicher sowie elektrischer Erträge führen würde, verglichen mit jenen Erträgen reiner Einzelnutzungen. Der Gesamtertrag pro Flächeneinheit wäre allerdings mit 160 % Gesamtertrag deutlich höher und eröffne somit unter dem Aspekt begrenzter Flächenverfügbarkeit erhebliches Potential zur Erreichung der photovoltaischen Ausbauziele (BMVIT 2018). Produktionsanlagen erneuerbarer Energie stehen oft unter der Kritik der Flächenkonkurrenz zur Lebensmittelproduktion, so auch Photovoltaikanlagen auf Freiflächen (Rösch 2016). An diesem Kritikpunkt der Flächenrivalität setzt das Konzept der Agriphotovoltaik an, um anstatt drohender Flächenrivalität, synergetische Doppelnutzung herzustellen und sich somit von Freiflächenanlagen abzugrenzen. Um mit dieser kombinierten Wirtschaftsweise die angestrebte Flächeneffizienz zu erreichen, ist eine gewisse Balance zwischen landwirtschaftlicher und elektrischer Produktion erforderlich. So fordert Rösch (2016) rechtlich bindende Handlungsvorgaben für die Landwirtschaft, welche einerseits APV ermöglichen, andererseits einen überhöhten Fokus auf die Stromproduktion verhindern, um Pseudolandwirtschaft vorzubeugen. Im japanischen Modell seien beispielweise bereits seit 2013 APV-Anlagen genehmigungsfähig, sofern noch 80 % der Referenzerträge geerntet werden können. Dafür wird etwa ein Drittel der Ackerflächen mit Photovoltaik eingedeckt. Für Österreich fehlt eine solche Regelung bisher, auch der aktuelle Entwurf des EAG sieht keine Regelungen zur APV vor. Darin fällt APV unter die Kategorie Freiflächenanlagen und unterliegt somit deren Einschränkungen, wie einer speziellen Widmungspflicht des Grundstückes bei Anlagen über 100 kWp, sowie Abschlags bei Investitionsförderungen von 25 % (BMK 2021c). Das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE hat bereits im Oktober 2020 einen Leitfaden für APV veröffentlicht. Darin ist ersichtlich, dass in Deutschland zumindest erste rechtliche Ansätze entwickelt wurden um die APV als besonderen Anwendungsfall von Freiflächenanlagen abzugrenzen. So würde das Institut zusammen mit dem deutschen Institut für Normung derzeit an einer einheitlichen Definition des Begriffs APV arbeiten. Im Leitfaden werden APV-Anlagen grundsätzlich in drei Anwendungsformen eingeteilt: Kultur – Einjährige, Überjährige und Dauerkulturen im Freien wie beispielweise Ackerbau, Obstbau, Gemüseanbau oder Weinbau, Grünland - Dauergrünland wie Weide oder Wiesennutzung und Gewächshaus - Pflanzenbau in geschlossenen Systemen, wobei auf letztere kaum eingegangen wird (Fraunhofer ISE 2020). Abbildungen 12-14 veranschaulichen die die Anwendungsformen von APV.



Abb. 12: APV Anwendungsform Kultur (BMVIT 2018)

- Abb. 13: APV Anwendungsform Grünland (BMVIT 2018)
- Abb. 14: APV Anwendungsform Gewächshaus (BMVIT 2018)

Im Bereich der Forschung gewinnt das Thema APV mit zunehmender wirtschaftlicher und technischer Attraktivität photovoltaischer Stromerzeugung über das vergangene Jahrzehnt stetig an Aufmerksamkeit. Dabei ist die Idee landwirtschaftliche Produktionsflächen mit Photovoltaik zu kombinieren nicht neu. So beschäftigte sich die Fraunhofer-Gesellschaft bereits Anfang der Achtzigerjahre mit freistehenden PV-Anlagen – beispielweise über einem Kartoffelfeld (Goetzberger und Zastrow 1981). Zu dem Zeitpunkt war Photovoltaik aus ökonomischer Sicht noch weit entfernt jeglicher Praxistauglichkeit, was sich in jüngerer Zeit zunehmend ändert. Allein zwischen 2006 und 2016 sind die Preise für Photovoltaikmodule um fast 75% gesunken (Rösch 2016). Aroca-Delgado et al. (2018) haben ein Review erarbeitet, das die Ergebnisse von 113 Artikeln zum Thema Landwirtschaft und verschattende Systeme mit dem Schwerpunkt der Kompatibilität von Kulturpflanzen und Photovoltaikmodulen zusammenführt. Daraus geht hervor, dass die allgemeine Publikationsfrequenz zu diesem Thema in den vergangenen Jahren stark gestiegen ist und die meisten APV-relevanten Publikationen aus Italien, Spanien und Japan stammen. Die Anwendungsgebiete von APV und daraus resultierende Relevanz soll im folgenden Kapitel erörtert werden.

2.3.1 Wieso APV? Die Relevanz

Um die massiven photovoltaischen Ausbaupläne im Zuge der Energiewende bei gleichzeitig steigendem Elektrizitätsbedarf zu bewerkstelligen, werden Flächen benötigt. Wie Kapitel 2.2.2 zeigt, besteht die Befürchtung, dass photovoltaische Freiflächenanlagen zunehmend Konkurrenzdruck auf ohnedies schwindende Ackerflächen ausüben könnten. Die primäre Motivation hinter dem Konzept APV stellt der Aspekt der Mehrfachnutzung begrenzt verfügbarer Flächen dar, welches zu flächenbezogenen Produktionssteigerungen führen soll, wie bereits in Kapitel 2.2.3 erläutert. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf kulturpflanzenbezogener APV. Analog zur etablierten Dachbedeckung an Bauwerken, wo Flächen bereits durch Wohnen und Stromgewinnung doppelt genutzt werden, soll hier die Möglichkeit geschaffen werden, landwirtschaftliche Produktion und Stromgewinnung unter ein Dach bzw. auf ein Dach zu bringen. Der Unterschied liegt darin, dass sich landwirtschaftliche Produktion und Stromgewinnung eine gemeinsame Ressource teilen, nämlich Sonnenlicht. Die (teilweise) Beschattung einer landwirtschaftlichen Produktionsfläche reduziert nicht nur die auftreffende Lichtmenge, sondern beeinflusst auch das vorherrschende Mikroklima (Marrou et al. 2013). Dies kann sich je nach Verschattungsintensität und Kulturpflanze auf die landwirtschaftliche Produktion auswirken. So haben einige Nutzpflanzen hohen Einstrahlungsbedarf während andere schattentoleranter sind oder unter bestimmten Teilverschattungsbedingungen sogar besser gedeihen. Gewächshäuser werden beispielweise oft über die heißen Sommermonate mit Planen bedeckt oder mit Farbe bestrichen, um Einstrahlung und Temperatur zu regulieren (Aroca-Delgado 2018). Verschattungen sind also nicht prinzipiell unerwünscht. So liegt die Herausforderung bei der Konzeptionierung einer APV-Anlage darin, durch Dimensionierung der Komponenten entsprechende und Abstimmung der Kulturpflanze(n) eine Synergie herzustellen, in der die landwirtschaftliche Produktion durch die Verschattung profitiert bzw. nicht oder nur in akzeptablem Ausmaß gehemmt wird und die PV-Anlage gleichzeitig Strom gewinnt. Abbildung 15 zeigt einen Überblick verschattungsbedingten Eignung unterschiedlicher Nutzpflanzen zur zur synergetischen Nutzung mit Photovoltaik.



Abb. 15: Verschattungsbedingte Eignung von Nutzpflanzen für APV (BMVIT 2018)

Anhand der Grafik ist zu sehen, dass Kartoffel- und Blattgemüse tendenziell von der Teilverschattung profitieren kann, während beispielweise bei Getreide je nach Sorte tendenziell neutraler bis negativer Einfluss festzustellen ist und Obst negativ beeinflusst wird (BMVIT 2018). Dies hat nach dem APV Leitfaden des Fraunhofer ISE (2020) mehrere Ursachen. Zum einen verfügen die Nutzpflanzen über unterschiedliche Lichtsättigungspunkte, ab deren Erreichen mit zunehmender Lichtstärke die Photosyntheseleistung nicht mehr zunimmt. Zum anderen leiden bestimmte Nutzpflanzen unter klimatischen Stressfaktoren stärker als andere. Am freien Acker von Photovoltaikmodulen überdacht können extreme Schwankungen des darunterliegenden Mikroklimas gemildert werden, wie Frost, Hitzestress oder Schäden durch ein Übermaß an UV-Strahlung. Zudem würden die Module Schutz vor Starkniederschlägen, Hagel oder starkem Wind bieten. Unter dem Aspekt des Klimawandels könnte APV somit neben der Erzeugung erneuerbarer Elektrizität auch als Anpassungsstrategie der Landwirtschaft an vermehrte Trockenheit und Extremwetterereignisse einen Beitrag leisten (Fraunhofer ISE 2020). Der Anreiz für landwirtschaftliche Betriebe APV einzusetzen wird allerdings primär wirtschaftlicher Natur sein. So kann dieser bei Eigennutzung der Elektrizität Betriebskosten senken, bei Verkauf das Einkommen steigern bzw. diversifizieren und im Vergleich zu kleineren Aufdachanlagen von geringeren Stromgestehungskosten profitieren. Die Tatsache, dass die praktische Anwendbarkeit von APV erst jüngst erforscht wird, stellt Landwirt:innen allerdings derzeit noch vor die Herausforderung erprobte Konzepte für die bewirtschaftete(n) Kultur(en) und die standortabhängigen Rahmenbedingungen zu finden (BMVIT 2018). Als Nachteile werden zudem häufig ästhetische Bedenken geäußert oder die Befürchtung von weiterer Bodenversiegelung mangels Abgrenzung zur Freiflächenanlage. Wobei auch bei dieser in aktueller Praxis keine Bodenversiegelung stattfindet (Fraunhofer ISE 2020). Die Befestigungskonstruktionen werden nach aktuellem Stand der Technik ohne Nutzung von Beton oder Asphalt errichtet, wobei der Boden offen bleibt, und können nach Nutzungsende rückstandsfrei entfernt werden (Oesterreichs Energie 2020). Die APV-Varianten an Gewächshäusern sind davon allerdings kaum betroffen. Deren Photovoltaikanlagen stehen in Struktur und Nutzungsweise den Aufdachanlagen bzw. den Dachintegrierten Anlagen an Gebäuden näher als den freistehenden auf Acker oder Grünland. Im Gegensatz zu den oft massiven Stahlaufständerungen von Freiflächen-APV, sind die meist glas- oder folienbedeckten Rahmenkonstruktionen für Gewächshäuser bereits in Bestand oder werden ohnedies für Gärtnereibetriebe errichtet. Diese APV-Variante wird im folgenden Kapitel näher betrachtet.

2.3.2 APV am Gewächshaus

In Kapitel 2.2.2 wurden bereits die photovoltaischen Flächenpotentiale Österreichs und speziell der Hauptstadt Wien betrachtet. In Hinblick in den dafür herangezogenen Wiener Solarpotenzialkataster, fällt auf dass nach diesem ein gewisser Bereich im südlich gelegenen Wiener Gemeindebezirk Simmering kaum geeignete Dachflächen aufweisen würde, wie in Abbildung 16 zu sehen ist (Stadt Wien 2021c).



Abb. 16: Ausschnitt Wiener Solarpotenzialkataster Gärtnereibetriebe Simmering (Stadt Wien 2021c) Abb. 17: Ausschnitt Satellitenbild Gärtnereibetriebe Wien Simmering (Google Maps 2021)

Abbildung 17 zeigt, worum es sich hierbei handelt – nämlich um Gewächshäuser von Gärtnereibetrieben im äußeren urbanen Bereich der Großstadt Wien. Der markierte Bereich umfasst eine Fläche von etwa 3 km² oder 300 ha und ist unter den Koordinaten 48°10'06''N 16°26'52''E zu finden (Google Maps 2021). Dieser Ausschnitt soll als

Beispiel für das theoretische Flächenpotential urbaner oder stadtnaher Gärtnereibetriebe dienen, deren Gewächshausdächer abseits konventioneller Dachflächen sowohl im Wiener Solarpotenzialkataster als auch in der österreichischen Flächenpotential-Studie (Fechner 2020) nicht miteinbezogen wurden. Neben dieser Ballung an Gärtnereibetrieben sind in Wien und im grenznahen Niederösterreich Betriebe angesiedelt. welche Gewächshäuser betreiben. weitere Die Gärtnereigenossenschaft LGV Sonnengemüse, welche als Hauptabnehmer dieses Produktionsgebietes fungiert, gibt 225 ha reine Gewächshauswirtschaftsfläche in Wien und Niederösterreich an, welche diese beliefern (LGV Sonnengemüse 2021). 43 ha davon fallen allein auf Tomatenanbau in Wien. Auch wenn in Flächenpotentialanalysen bislang kaum vertreten, wird das Bindeglied zwischen Gebäude- und Grünflächennutzung der APV an Gewächshäusern mit steigendem Interesse beforscht und vereinzelt auch schon wirtschaftlich rentabel praktiziert. So ist dieser Thematik bereits in der 2018 veröffentlichten Photovoltaik Technologie Roadmap Teil 2 des BMVIT (2018) eine Seite gewidmet, aus der u.a. Abbildung 14 stammt, welche ein frühes Pilotprojekt im südoststeirischen Mureck zeigt, in dem bereits seit 2012 unter dachintegrierten monokristallinen Photovoltaikmodulen Blumen, Ziersträucher und Heilkräuter kultiviert werden. Die Biogemüse, teiltransparenten Glas-Glas-Module mit insgesamt 950 kWp Leistung wurden auf dem 12.400 m² großen Glasdach im Zuge des Gewächshausbaus südseitig direkt als Dachsegmente in die starre Metallrahmenkonstruktion integriert. Dabei wurden die südlich orientierten Flächen des multiplen Satteldaches komplett mit Modulelementen versehen. Das APV-Gewächshaus ist Teil der SonnenEnergieBürgerInnenAnlage (SEBA) Mureck und gilt als das erste weltweit in dieser Form. Das Projekt wurde im ersten Betriebsjahr von der Universität für Bodenkultur Wien wissenschaftlich begleitet (SEBA 2021). In der Schweizer Gemeinde Ried wurde bereits 2014 ein vergleichbares APV-Gewächshaus gleichen Konzeptes errichtet, welches mit 470 kWp Leistung auf 3.480 m² Generatorfläche etwa halb so groß ist wie jenes in Mureck. Hier werden ausschließlich Radieschen kultiviert. Als Motivation zu diesem Pilotprojekt werden neben einem Beitrag zur Energiewende und Kosteneinsparungen nach Amortisation auch ein erwünschter Verschattungseffekt genannt, um Überhitzung im Sommer entgegenzuwirken. Dies sei Energie, die ansonsten durch Aufzug von Schattierungsschirmen verloren ginge. Bezüglich Auswirkung der etwa 40-prozentigen Verschattung auf die Radieschenkultivierung berichtet der Gärtner von langsamerem Wachstum 20 % und folglich rund Ernteeinbußen unter geringerem Bewässerungsaufwand. Zudem wird von deutlich erhöhter Luftfeuchtigkeit berichtet, welche die Krankheitsanfälligkeit der Pflanzen erhöhe. Dies könne aber durch der Kulturführungsparameter computergesteuerten Anpassung der Klimatisierungsanlage behoben werden (Senn 2016). In Kapitel 2.3.1 wurde bereits bestimmte Nutzpflanzen stärker durch APV festgestellt, dass bedingte Wachstumsbedingungen wie Einstrahlungsverhältnisse oder Mikroklima beeinflusst werden als andere. Da diese Einflüsse bei Gewächshauskultivierung auf ein abgeschlossenes System einwirken, kann hier im Vergleich zur Freiflächen-APV von einer erhöhten Sensibilität und somit verstärkten Effekten ausgegangen werden (Marrou et al. 2013). An Konstellationen, welche sich zu praxistauglichem Mehrfachnutzen eignen, wird seit über einem Jahrzehnt mit steigender Tendenz geforscht. Folgend wird der wissenschaftliche Wissensstand zu Gewächshaus-APV und dessen Rahmenbedingungen beschrieben, mit zunehmendem Fokus auf die Produktion von Gurken. Eine Übersichtsarbeit zu Gewächshaus-APV von Yano und Cossu (2019) nennt als wichtigste Einflussfaktoren die geografische Lage, Jahreszeit, Pflanzenspezies und Photovoltaiktechnologie sowie den von dieser abhängigen Eindeckungs- und somit Verschattungsgrad, welche aufeinander abzustimmen seien. Eine weitere Übersichtsarbeit zu APV von Touil et al. (2021) im Gartenbau, welche Gewächshaus-APV betrachtet. den Verschattungsgrad auch nennt als Haupteinflussfaktor auf die Entwicklung der Nutzpflanzen. In den untersuchten Arbeiten wurden ab einem Verschattungsgrad von 20 % im darunterliegenden Bereich geringere Temperaturen festgestellt. Sowohl bei Freiflächen-, als auch bei Gewächshaus-APV (semitransparente opake Module) mit und einem Eindeckungsgrad von 25 % oder weniger wurden keine signifikanten Effekte auf Pflanzenwachstum oder -qualität beobachtet. Die durchschnittliche Erntereduktion wird mit unter 25 % angegeben. Eindeckungsgrade zwischen 50 % und 100 % führten überall zu Wachstumshemmungen, außer bei Erdbeeren und Spinat, welche bei 50 % und 60 % Eindeckungsgrad den meisten Ertrag lieferten. Des Weiteren würden Teilverschattungen, abgestimmt auf die jeweiligen Nutzpflanzen, Hitze- sowie Strahlungsstress mindern sowie den Bewässerungsbedarf reduzieren, Potential steigend mit wärmeren Klimazonen. Die meistbetrachteten Nutzpflanzen waren Tomaten und Kopfsalat, aride Klimazonen waren unterrepräsentiert. Eine weitere Übersichtsarbeit von Cossu et al. (2020) berechneten anhand von vier

Gewächshäusern in Südeuropa die Erntemengen von 14 Nutzpflanzenarten unter Eindeckungsgraden zwischen 25 % und 100 %, um diese bezüglich ihrer Praxistauglichkeit zu vergleichen. Der Fokus liegt auf optimalen Verhältnissen von photovoltaischer Verschattung und der Produktion gärtnerischer und floristischer Nutzpflanzen. Demnach sei ein Eindeckungsgrad von 25 % mit opaken Modulen kompatibel mit allen betrachteten Nutzpflanzen, inklusive jenen mit hohem Lichtbedarf wie Tomaten, Gurken, Paprika. Die durchschnittliche Erntereduktion wird mit unter 25 % angegeben. Nutzpflanzen mit mittlerem Lichtbedarf, wie Asparagus (Spargel), seien mit einem Eindeckungsgrad von bis zu 60 % kompatibel. Kompatibilität mit bis zu 100 % Eindeckung wurde bei den floristischen Nutzpflanzen Poinsettie (Weihnachtsstern), Kalanchoe und Dracaena (Drachenbaum) festgestellt. Das Potential hoher Eindeckungsgrade könne zudem durch unterstützende LED-Beleuchtung erweitert werden. Zudem wird darauf hingewiesen, dass die Kulturführung häufig an die heterogenen Verschattungen und deren Effekte auf das Gewächshausklima angepasst werden müsse, insbesondere bezüglich Düngung, Pflanzenschutz und Umpflanzungszeitpunkt. Kritischer betrachten das Thema APV-Gewächshaus Allardyce et al. (2017) in ihrer Übersichtsarbeit und zeigen dessen Grenzen auf. Hier werden vollständig opake Module aber auch lichtdurchlässige Module mit lichtundurchlässigen kristallinen Siliziumzellen unter dem Begriff opak zusammengefasst. Anhand der untersuchten Arbeiten stellen sie fest, dass mit opaken Photovoltaikgeneratoren bei den meisten Nutzpflanzen lediglich Eindeckungsgrade bis zu 30 % sinnvoll nutzbar wären. Bei Nutzpflanzen mit hohem Lichtbedarf wie Tomaten, liege der maximale Eindeckungsgrad unter 10 %. Gerade unter jahreszeitbedingt suboptimalem Sonnenstand und vermindertem Lichtangebot würden essentielle Lichtmengen durch Verschattung für die Pflanzenentwicklung verloren gehen. Als Alternative wird zu teiltransparenten Zelltechnologien geraten, wie der Grätzel-Zelle bzw. der organischen Solarzelle. Diese könnten nämlich jene Spektralbereiche zur Elektrizitätserzeugung nutzen, welche zur pflanzlichen Photosynthese ohnedies nicht nutzbar wären und die photosynthetisch aktive Strahlung (photosynthetically active radiation - PAR) weitgehend passieren lassen. Damit wären volleingedeckte APV-Gewächshäuser mit stark geminderten Lichteinbußen möglich, was auch bereits erprobt werde. Arbeiten zur Produktion von Gurken in APV-Gewächshäusern sind nur wenige zu finden. Ein APV-Gewächshausversuch in Italien zeigte bei photovoltaischen Eindeckungsgraden unter

20 % keinen signifikanten Effekt auf Biomasseproduktion und Erntemenge bei Tomaten, Basilikum und Gurken (Minuto et al. 2009, zit. nach Cossu et al. 2020). Marrou et al. (2013) beschreiben eine in Südfrankreich experimentell angelegte freistehende APV-Anlage. Diese wurde in zwei unterschiedlichen opaken Moduldichten (25 % und 50 %) ausgeführt, um den Einfluss unterschiedlicher Beschattungsintensitäten auf das Wachstum der Kulturen zu prüfen (Gurke, Kopfsalat). Die Ergebnisse waren eine leichte Entwicklungsverzögerung bei Salat und Gurken im Jungstadium unter halber Moduldichte (25%) und deutliche Wachstumshemmungen bei Gurken unter voller Moduldichte (50 %). Als primäre Ursache wird neben der geminderten Einstrahlung die unter den Modulen reduzierte Bodentemperatur genannt. Das Pflanzenwachstum in späteren Stadien war nicht beeinflusst. Hemming et al. (2008) stellten anhand von Verschattungsversuchen an einem Gewächshaus fest, dass Verringerung direkter Sonneneinstrahlung und somit Erhöhung des diffusen Lichtanteils bei Gurkenpflanzen zu gesteigertem Pflanzenwachstum und gesteigerten Erträgen führen kann. Marcelis et al. (2006) untersuchten die Annahme an Gurken, Tomaten und Paprika, dass ein Prozent Lichteinbuße zu einem Prozent verminderten Ertrag führen würde. Sie stellten pro 1 % Lichteinbuße bei Paprika 0,8 % bis 1 % und bei Gurken sowie Tomaten jeweils um 0,7 % bis 1 % Ernteminderung fest. Wobei der Effekt bei Tomaten an Erntefeuchtmasse stärker sei als an Pflanzentrockenmasse und bei Gurken schwächer an Erntefeuchtmasse als an Fruchttrockenmasse. Der Effekt sei im Winter stärker ausgeprägt gewesen als im Sommer sowie stärker mit steigender CO2-Konzentration und erhöhter Temperatur. Zusammengefasst liefert die verfügbare Literatur zum Einfluss (photovoltaischer) Verschattungseffekte auf Pflanzenwachstum und Ertrag von Gurken ähnliche, aber auch widersprüchliche Ergebnisse, welche von potenzieller Ertragssteigerung, Ertragsminderung oder Effektlosigkeit geringer Verschattungsintensitäten bis zu deutlichen Ertragsreduktionen über 25 % bis 30 % Eindeckungsgrad reichen. Die Versuche unterlagen sehr unterschiedlichen Rahmenbedingungen, weshalb kein optimaler Verschattungsgrad festgestellt werden konnte. Die betrachtete Photovoltaiktechnologie variierte mit opaken sowie teiltransparenten Modulen zur nachträglichen Eindeckung bereits bestehender Gewächshausdächer, teiltransparenten in die Glasdächer integrierten Photovoltaikelementen oder organischer bzw. Grätzelzelltechnologie mit Filtereigenschaften zudem erheblich. Zwischen vollverschattenden und
teiltransparenten Modultypen wurde kaum unterschieden. Des Weiteren fanden die Untersuchungen in unterschiedlichen Klimazonen statt. Mangels aussagekräftiger Literatur zu Gurkenproduktion in APV-Gewächshäusern, wurden auch die Ergebnisse von Freiflächen APV miteinbezogen. Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit der zweiten Ertragskomponente unter der flächenbezogenen Doppelnutzungsform APV am Gewächshaus – dem elektrischen Ertrag und seiner Nutzung.

2.4 Photovoltaischer Ertrag und dessen Nutzung

Die Komponenten und deren Funktionsweisen einer Photovoltaikanlage wurden bereits in Kapitel 2.2.1 näher beschrieben. Um deren elektrischen Erträge vergleichbar benennen zu können, wird der spezifische Ertrag herangezogen, welcher in kWh elektrischer Energie AC pro kWp maximaler Generatorleistung und Jahr angegeben wird. Haupteinflussfaktoren für den spezifischen Ertrag sind die jährlich auftreffende Globalstrahlung und Umgebungstemperaturen Standort, am Verschattungsverhältnisse und Generatorflächenausrichtung. Für Deutschland werden durchschnittliche Erträge von jährlich 900 – 950 kWh pro kWp angegeben (Kaltschmitt et al. 2020). Mit steigender Globalstrahlung steigt auch der spezifische Ertrag. So wird im Solarleitfaden der weiter südlich gelegenen Stadt Wien (2014) von jährlich durchschnittlich 1.000 kWh pro kWp ausgegangen. Orientierung und Neigung der Generatorfläche(n) sind häufig durch die Gegebenheiten des Untergrundes vorgegeben, wie bei der Nutzung von Gebäudedächern. Auf Freiflächen hingegen ist die Ausrichtung meist frei wählbar und wird üblicherweise nach maximalen spezifischem Ertrag oder maximaler Flächennutzung gewählt. Abbildung 18 zeigt den Einfluss von Orientierung und Neigung auf den jährlichen elektrischen Ertrag für Wien bzw. Österreich.



Abb. 18: Einfluss von Orientierung und Neigung auf den jährlichen Solarertrag in Wien (Stadt Wien 2014)

Bei etwa 30° südlicher Ausrichtung kann der höchste jährliche Ertrag generiert werden, mit zunehmender Abweichung sinkt dieser. Auf ebenen Untergründen würden sich südlich ausgerichtete Aufständerungen allerdings in engen Reihenformationen gegenseitig verschatten. Um dies bzw. ungenutzte Abstandsflächen zu vermeiden, sind alternativ auch aneinandergereihte Ost-West-Formationen mit 10° Neigung gängige Praxis. Wie Abbildung 17 zu entnehmen ist, sinkt dadurch der jährliche Ertrag auf 90 % des maximal Möglichen. Die Fläche kann allerdings dichter belegt werden und die über den Tagesverlauf abgegebene Leistung verschiebt sich mehr gegen Morgen- und Abendstunden bei einer Senkung der Mittagsspitze (Stadt Wien 2014). Kapitel 2.3.2 hat bereits gezeigt, dass bei photovoltaischen Anwendungen auf Gewächshäusern mit kristalliner Solarzellentechnologie oft nur ein Teil der gläsernen Dachflächen genutzt werden kann, um eventuelle Beeinträchtigungen der Nutzpflanzen durch Verschattung zu begrenzen. Folglich ist für Gewächshaus-APV pro Leistungseinheit insgesamt mehr Dachfläche erforderlich als bei Aufdachanlagen auf Gebäuden. Der Eindeckungsgrad, in Prozent angegeben, beschreibt das Verhältnis von photovoltaisch belegter Fläche zur vorhandenen Fläche. Das folgende Kapitel gibt einen kurzen Überblick zu planerischen Aspekten bei der Dimensionierung von Photovoltaikanlagen.

2.4.1 PV Anlagendimensionierung

Neben der in Kapitel 2.4 beschriebenen Modulausrichtung ist der zu erzielende elektrische Ertrag primär von der Größe der Generatorfläche(n) abhängig. Die Dimensionierung einer netzgekoppelten Photovoltaikanlage erfolgt in der Regel anhand von verfügbarer Fläche oder Finanzrahmen. Sollen größere Leistungen eingespeist werden als der vorhandene Netzanschluss liefert, müsste dieser unter eigenem Kostenaufwand verstärkt werden. Daher begrenzt der vorhandene Netzanschlusswert wirtschaftlich betrachtet in gewissem Maße die Anlagenleistung (Quaschning 2019). Bei reinen Einspeiseanlagen, wie sie oft auf Freiflächen errichtet werden, ist der Netzanschluss üblicherweise ohnedies erst herzustellen und stellt damit einen grundlegenden Bestandteil der Investition dar. Inselanlagen erfordern anderwärtige Auslegungskriterien, welche hier nicht betrachtet werden. Abseits der technischen Machbarkeit und ideologischen Motiven, stellt die wirtschaftliche Rentabilität ein wichtiges Kriterium für die Entscheidung zur Investition in eine Photovoltaikanlage dar. Durch sinkende Errichtungskosten wurde in Deutschland bereits 2012 Netzparität für Haushaltsanlagen erreicht, in Österreich zwischen 2012 und 2014. Netzparität ist gegeben, wenn die Gestehungskosten photovoltaisch erzeugter Elektrizität den Netzbezugskosten Größere entsprechen. Verbrauchseinheiten mit geringeren Bezugskosten - wie - Betriebe folgten (Quaschning 2019 und AEA 2014). Die ursprünglich hohen geförderten Einspeisevergütungen werden allerdings laufend an die nach wie vor im Sinken begriffenen Gestehungskosten photovoltaischer Elektrizität angepasst und somit vermindert. Als Folge von sinkenden Gestehungskosten bei sinkenden Einspeisevergütungen und etwa konstanten Bezugskosten, kann ein Trend zur Eigenverbrauchsoptimierung festgestellt werden, da sich durch mittels eigener Produktion substituiertem Netzbezug der größte monetäre Nutzen erwirtschaften lässt (Teoh und Liebl 2016). Eine detaillierte wirtschaftliche Betrachtung ist nicht Teil dieser Arbeit. Das Theorem der Eigenverbrauchsoptimierung als zentrales ökonomisches Kriterium wird aus genannter Literatur übernommen und folgend auf technischer Ebene beschrieben bzw. angewandt. Zur Erläuterung des Eigenverbrauchsansatzes zeigen Abbildung 19 und Abbildung 20 beispielhaft jeweils einen elektrischen Tagesverlauf mit Verbrauchsund Erzeugungsleistung eines typischen Einfamilienhauses sowie eines Gewerbebetriebes.

31



Abb. 19: Beispiel Tagesverlauf Verbrauchs- und Produktionsleistung Einfamilienhaus (Quaschning 2019)

Abb. 20: Beispiel Tagesverlauf Verbrauchs- und Produktionsleistung Gewerbebetrieb (Quaschning 2019)

Die blaue Kurve stellt die Verbrauchsleistung dar, welche der Summe aller pro Zeiteinheit anfallenden Lasten entspricht und daher als Lastgang oder auch Lastprofil bezeichnet wird. Die Fläche darunter bildet die Verbrauchsmenge ab. Die gelbe Kurve stellt die Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlage dar, die darunterliegende Fläche die Erzeugungsmenge. An sonnigen und wolkenfreien Tagen nimmt die Erzeugungsleistung bei homogener Generatorausrichtung die typische Gestalt einer Glockenkurve an, deren Form je nach Ausrichtung variieren kann. Solange nun die Erzeugungsleistung die Verbrauchslast nicht übersteigt, wird die generierte Elektrizität direkt am Objekt verbraucht. Jene Fläche, welche sich sowohl unter Lastgangkurve als auch unter der Erzeugungskurve befindet, entspricht der Menge des Direkt- oder Eigenverbrauchs. Sobald die Erzeugungsleistung die Verbrauchslast übersteigt fällt elektrischer Überschuss an, welcher bei netzgekoppelten Anlagen üblicherweise in das Verteilernetz eingespeist wird. Beim Vergleicht von Abb. 19 und Abb. 20 fällt auf, dass sich die Lastgänge je nach Objektnutzung stark unterscheiden. So sind Einfamilienhäuser in ihrem Verbrauchsverhalten tendenziell volatiler mit vereinzelten Lastspitzen und geringer Minimallast – auch Grundlast genannt. Betriebe tendieren zu gleichmäßigerem Lastverlauf, höherer Grundlast und höheren Verbräuchen in Relation zur verfügbaren Belegungsflächen für Photovoltaikgeneratoren (Quaschning 2019). Da Lastverläufe auch innerhalb von Objektnutzungsgruppen stark variieren können, werden zur Planung häufig aus mehreren Objekten gemittelte Standardlastprofile genutzt. Bei größeren Anlagen wird das Lastprofil entweder im Vorhinein per Messung oder erfasst vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt. Um nun Optimierungsüberlegungen anstellen zu können, werden Erzeugungsmenge (EPV) und Überschuss- bzw. Einspeisemenge (E_{Ein}) in Relation gesetzt und man erhält nach Formel 1 den Eigenverbrauchsanteil (e).

$$e = \frac{E_{PV} - E_{Ein}}{E_{PV}}$$

For. 1: Eigenverbrauchsanteil (Quaschning 2019)

Diese in Prozent angegebene Kennzahl beschreibt den Anteil der erzeugten elektrischen Energie, welcher am Objekt selbst über eine bestimmte Periode verbraucht wird. Der Eigenverbrauchsanteil resultiert somit aus Lastprofil und erzeugter Energie und sinkt mit steigender Anlagengröße und sinkendem Verbrauch, wie Abbildung 21 am Beispiel gemittelter Werte für ein Einfamilienhaus zeigt.



Abb. 21: Beispiel Eigenverbrauchsanteile Einfamilienhaus nach Anlagengröße und Jahresstromverbrauch (Quaschning 2019)

Anhand des Diagramms ist zu erkennen, dass eine Maximierung des Eigenverbrauchsanteils sehr kleine Anlagengrößen zur Folge hätte und somit nicht sinnvoll ist. Das Lastprofil wird an dieser Stelle als gegeben und unveränderlich betrachtet. Die Evaluation des ökonomisch optimalen Eigenverbrauchsanteils basiert nun auf einer Abwägung diverser wirtschaftlicher Parameter, welche sich abhängig der Anlagengröße verändern. Dies wären beispielweise Bezugskosten, Einspeisetarife, Errichtungskosten und Gestehungskosten einer Einheit erzeugter Energie. Bei Einfamilienhäusern liegt der ökonomisch optimale Eigenverbrauchsanteil in Österreich um die 30 %, welche etwa bei einem kWp installierter Photovoltaikleistung pro 1.000 kWh Elektrizitätsverbrauch erreicht werden. Bei Gewerbebetrieben kann dieser Wert durch höhere oder zeitlich günstiger anfallende Verbräuche deutlich darüber liegen (Teoh und Liebl 2016). Eine weitere wichtige Kenngröße stellt der Autarkiegrad (a) dar. Dieser wird aus Erzeugungsmenge (E_{PV}), Überschuss- bzw. Einspeisemenge (E_{Ein}) und Netzbezugsmenge (E_{Bezug}) nach Formel 2 berechnet.

$$a = \frac{E_{PV} - E_{Ein}}{E_{PV} - E_{Ein} + E_{Bezug}}$$

For. 2: Autarkiegrad bzw. solarer Deckungsanteil (Quaschning 2019)

Der in Prozent angegebene Autarkiegrad wird auch Solarer Deckungsanteil genannt und beschreibt den Anteil der verbrauchten elektrischen Energie, welcher durch eigene Erzeugung über eine bestimmte Periode gedeckt wird. Der Autarkiegrad resultiert somit aus Lastprofil, erzeugter Energie und Netzbezug und steigt mit steigender Anlagengröße und sinkendem Verbrauch, wie Abbildung 22 am Beispiel gemittelter Werte für ein Einfamilienhaus zeigt.



Abb. 22: Beispiel Autarkiegrade Einfamilienhaus nach Anlagengröße und Jahresstromverbrauch (Quaschning 2019)

Bei einem angenommenen Autarkiegrad von 100 % würde die Produktion der Photovoltaikanlage den gesamten anfallenden Verbrauch abdecken. In Mitteleuropa sind Autarkiegrade über 40 % ohne Speicher in der Praxis kaum zu erreichen (Quaschning 2019). Der Autarkiegrad ist bei Netzgekoppelten Anlagen zur Überschusseinspeisung in Relevanz dem Eigenverbrauchsanteil in der Regel untergeordnet. Unter speziellen Standort- oder Nutzungsbedingungen, welche unterbrechungsfreie Elektrizitätsversorgung voraussetzen oder bei häufigen Netzausfällen gewinnt diese Kennzahl an Bedeutung. Der Autarkiegrad kann durch Speicherlösungen deutlich erhöht werden. Weiteres Optimierungspotenzial bezüglich Eigenverbrauchsnutzung kann zudem auf Verbraucherseite verortet werden.

2.4.2 Verbrauchsoptimierung in APV-Gewächshausbetrieb

Neben der Anlagendimensionierung kann der Eigenverbrauchsanteil eines Objektes auch auf Last- bzw. Verbrauchsseite beeinflusst werden. Je stärker die anfallenden Lasten zeitlich mit photovoltaischer Produktion, also dem Strahlungsangebot korrelieren, desto mehr Elektrizität kann im Eigenverbrauch konsumiert werden. Im Gewächshaus-Gartenbau ist diese Korrelation überwiegend schwach ausgeprägt. Erhöhter betrieblicher Elektrizitätsbedarf findet in den strahlungsärmeren Winter- und Übergangszeiten statt und tageszeitlich ebenso in den strahlungsärmeren Morgenund Abendstunden. Das Strahlungsangebot ist hingegen ist in den Sommermonaten folgt in Abbildung 18 am höchsten und dem ersichtlichen typischen glockenkurvenartigen Tagesprofil mit Mittagsspitze (LfULG 2018). Sofern nicht mittels Wärmepumpe geheizt wird, spielt Elektrizität bezüglich Energieverbrauchsmengen im Gartenbau eine untergeordnete Rolle. Hauptsächlich besteht Energiebedarf in Form von Wärme zur Beheizung in den Winter- und Übergangszeiten, meist fossil oder per und Fernwärme (Yildirim Bilir 2017). Dennoch kann Photovoltaik für Gartenbaubetriebe unter dem Primat der Eigenverbrauchsoptimierung eine Energiekostensenkung wirtschaftlich sinnvolle Option zur darstellen. Um Optimierungen auf Verbraucherseite vornehmen zu können, ist die Kenntnis des betrieblichen Lastprofils erforderlich. Große Elektrizitätsabnehmer werden mittels registrierender Leistungsmessung abgerechnet, in diesem Fall kann das Lastprofil üblicherweise beim Netzbetreiber angefordert werden. Gartenbaubetriebe erfüllen dies in der Regel nicht und sind somit auf eigene Messerfassung angewiesen (LfULG 2018). Ziel der Optimierungsbemühungen auf Lastenseite ist es potenziell zeitlich verschiebbare Verbräuche zu identifizieren, welche außerhalb des photovoltaisch aktiven Zeitfensters anfallen und diese in dieses Zeitfenster zu verschieben, wie in Abbildung 23 dargestellt.



Abb. 23: Schema Tagesverlauf mit Netzbezug (A), Überschuss (B) und Eigenverbrauch (C) (Luthander et al. 2015)

Verbräuche mit der Bezeichnung A finden außerhalb des photovoltaischen Zeitfensters statt und werden somit rein Netzseitig gedeckt. Gelingt es diese teilweise in den Bereich B+C zu verlagern, kann der Eigenverbrauchsanteil erhöht werden. Dieser Prozess wird demand side management (DSM) genannt und stellt jene Variante des Lastmanagements dar, welche auf Verbraucherseite erfolgt. Verbraucher gelten zeitlich verschiebbar, wenn deren Anfall nicht zeitkritisch dann als an Betriebsführungsprozesse gebunden ist. Zudem ist darauf zu achten, eventuelle Adaptionen in betrieblichen Abläufen oder zusätzliche Investitionen in Grenzen zu halten, um den potenziellen Nutzen der Eigenverbrauchssteigerungen nicht an logistischem oder finanziellem Aufwand zu übersteigen. Praktisch können Lastverschiebungen manuell durch geändertes Nutzerverhalten, aber auch automatisiert mittels elektronischer Steuer- und Regelmaßnahmen erfolgen. Beides erfordert monetäre Anreize, wobei ersteres zudem hinreichend konstanter Motivation bedarf (Günther 2015). Lastmanagement auf Angebotsseite, wie beispielweise mittels stationärer Speicher oder Elektromobilität, werden hier nicht betrachtet. Luthander et al. (2015) gehen anhand ihrer Übersichtsarbeit zu photovoltaischem Eigenverbrauch in Gebäuden davon aus, dass der Eigenverbrauchsanteil mittels DSM um 2 % bis 15 % werden kann. Betrachtet wurden Gebäude unterschiedlicher gesteigert Nutzungstypen, hauptsächlich Haushalte und keine Gewächshäuser. Die Autoren verweisen auf geringe und variierende Datenlage zu DSM und weiteren Forschungsbedarf.

3 Ziele der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist die Beantwortung der folgenden Forschungsfragen für zwei gartenbauliche Betriebe mit Gewächshäusern. Je nach Art und Qualität der im Kapitel 4 beschriebenen zur Verfügung stehenden Messdaten, werden die Forschungsfragen anhand eines Betriebes oder beider Betriebe bearbeitet.

Forschungsfragen:

- 1. Wie beeinflusst das semitransparente Photovoltaikmodul die Menge an darunter eintreffender photosynthetisch aktiver Strahlung, und welchen Einfluss hat die Verschattung auf den landwirtschaftlichen Ertrag?
- 2. Wie hoch sind das photovoltaische Produktionspotential und der Eigennutzungsgrad der erzeugten elektrischen Energie, und wie hoch ist der Autarkiegrad im Versuchsaufbau?
- 3. Wie hoch sind das photovoltaische Produktionspotential und der Eigennutzungsgrad der erzeugten elektrischen Energie, und wie hoch ist der Autarkiegrad bei Maximalausbau mit gleicher Modulbelegungsdichte?
- 4. Welches Optimierungspotential zur Steigerung des elektrischen Eigenverbrauchs kann identifiziert werden?

4 Material und Methode

Folgend werden die betrachteten Betriebe, der Aufbau der Versuchsanlagen sowie die Methoden der Datenauswertung zur Beantwortung der Forschungsfragen beschrieben.

4.1 Standort und Versuchsobjekte

Untersucht wurden zwei ähnlich aufgebaute Versuchsanlagen in nahegelegenen Gärtnereibetrieben. Die Betriebe befinden sich in Simmering – im südlichen Wien in feucht-warmgemäßigter Klimazone des Wiener Beckens auf 155 m Seehöhe, etwas unter einem Kilometer Luftlinie voneinander entfernt. Die betrachteten Objekte – beide bestehend aus Gewächshaus und Betriebsmittelhalle – gehören jeweils zu etablierten kommerziellen Produzenten für Fruchtgemüse und wurden demnach nicht speziell für den Versuchszweck errichtet oder betrieben. Die beiden von der Universität für Bodenkultur im Rahmen des Projektes *GLOCULL* (Globally and locally sustainable food-water-energy innovations in urban living labs) (GLOCULL 2021) errichteten APV-Versuchsanlagen, bestehend aus Photovoltaikanlage, Strom- und Lichtmessung, sind seit August 2019 in Betrieb, mit dem Ziel die elektrischen Erträge und deren Nutzung unter laufendem Betrieb sowie deren Einfluss auf den landwirtschaftlichen Ertrag zu eruieren. Die betrachteten Objekte werden fortan als Betrieb1 und Betrieb2 bezeichnet.

Betrieb1:

Der betrachtete Bereich an Betrieb1 besteht aus einem Gewächshaus und einer direkt angrenzenden Betriebsmittelhalle. Das immobile Gewächshaus aus einer rahmenbildenden Stahlkonstruktion mit eingepassten Glassegmenten erstreckt sich über eine Grundfläche von 3.900 m². An der Pfostenhöhe von ca. 4 m setzt ein multiples symmetrisches Satteldach an, mit einer Firsthöhe von ca. 5 m. Die Neigung der südsüd-westlich und nordnord-östlich ausgerichteten gläsernen Dachflächen beträgt etwa 23 °. Die aus Blechelementen bestehende Betriebsmittelhalle beherbergt auf einer Grundfläche von etwa 350 m² die zum Betrieb erforderliche Technik wie Heizung, Bewässerungsanlage sowie diverse Transportvehikel.

Betrieb2:

Der betrachtete Bereich an Betrieb2 besteht ebenfalls aus einem Gewächshaus und einer direkt angrenzenden Betriebsmittelhalle. Das immobile Gewächshaus aus einer rahmenbildenden Stahlkonstruktion mit eingepassten Glassegmenten erstreckt sich über eine Grundfläche von 6.700 m². An der Pfostenhöhe von ca. 4 m setzt ein multiples symmetrisches Satteldach an mit einer Firsthöhe von ca. 5 m. Die Neigung der südsüd-westlich bzw. nordnord-östlich ausgerichteten gläsernen Dachflächen beträgt etwa 22 °. Die in gleicher Bauweise gefertigte Betriebsmittelhalle beherbergt auf einer Grundfläche von etwa 1.100 m² die zum Betrieb erforderliche Technik wie Heizung, Bewässerungsanlage sowie diverse Transportvehikel.

4.2 Versuchsaufbau

Die beiden Versuchsanlagen wurden in Zusammenarbeit des Instituts für Landtechnik der Universität für Bodenkultur Wien mit einem Fachpartner für Photovoltaikanlagen Anfang 2019 geplant und im Juli gleichen Jahres errichtet. Mit Anfang August 2019 waren alle Komponenten samt Datenaufzeichnung und Übermittelung in Betrieb. Ab dem 1. März 2020 übernahm der Autor der vorliegenden Arbeit die Aufgaben der Wartung, Kontrolle und Aufrechterhaltung der Messungen bis inklusive Februar 2021. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf den Messdaten des Kalenderjahres 2020.

4.2.1 Die Photovoltaikanlagen

Die Photovoltaikanlagen der beiden Betriebe sind konzeptionell fast identisch aufgebaut. Beide Anlagen wurden wegen dessen umfangreichen Analyse- und Steuermöglichkeiten mittels eines Wechselrichter-Optimierer-Systems des Herstellers SolarEdge realisiert. Jeweils ein rein netzgeführter, dreiphasiger Wechselrichter des Modells SE7K (SolarEdge 2021a) mit 7 kW AC (alternating current) Ausgangsleistung dient dabei der Umwandlung des von den Modulen erzeugten Gleichstroms in netzfähigen Wechselstrom. Jedes Modul ist zudem mit einem eigenen Moduloptimierer Modell P300 des gleichen Herstellers (SolarEdge 2021b) parallel verschalten, welcher jeweils den optimalen Arbeitspunkt des Moduls ermittelt in dem die maximal mögliche Leistung erreicht wird und diesen laufend adaptiert. Dieser Vorgang wird als Maximum Power Point Tracking (MPPT) bezeichnet. Die Module sind jeweils seriell in einem Strang verkabelt. Bei einem Strangwechselrichtersystem, welches dem derzeitigen Standard bei kleinen bis mittleren Anlagen entspricht (Quaschning 2019) und hier nicht angewandt wurde, wird das MPPT vom Wechselrichter selbst durchgeführt, allerdings nicht auf Modulebene sondern jeweils für einen oder für mehrere Modulstränge. Die Wechselrichter sind mittels RJ45-Kabel jeweils an ein LTE-Modem angeschlossen und auf diese Weise mit dem Internet verbunden. Die Produktionsdaten werden laufend auf die SolarEdge-Cloud übertragen und in der herstellereigenen Monitoring-Plattform dargestellt. Die Plattform bietet zudem die Möglichkeit Produktionsdaten u.a. im csv-Format (comma separated values) zu exportieren, allerding nur in Form von 15-Minutenwerten als granularste Auflösung. An ein geeignetes Photovoltaikmodul wurden folgende Anforderungen gestellt: Das Modul soll zumindest teilweise lichtdurchlässig sein - auch teil- oder semitransparent genannt – um einen eventuell verschattenden Effekt zu minimieren. Um auf begrenzt verfügbarer Fläche ausreichend Leistung zu generieren, wurde der Fokus auf monokristalline Halbleiterzellentechnologie gelegt, welche aktuell die höchste Leistung pro Flächeneinheit liefert (Quaschning 2019). Zudem soll eine Montage auf Bestandsobjekten möglich sein, ohne an diesen wesentliche bauliche Veränderungen durchführen zu müssen. Da ein Austausch der gläsernen Gewächshaussegmente mit hohem Aufwand verbunden wäre und diese zudem keinem Einheitsmaß folgen, wurde in der Planung von gläsernen Photovoltaikmodulen als Ersatzeinlage abgesehen. Aufbauten überdach wurden als gebäudestatisch sowie montagetechnisch zu aufwändig verworfen. Daher fiel die Wahl auf zwei Modelle des teilflexiblen Folienmodultyp der österreichischen Firma DAS Energy, welche in variablen Formaten verfügbar und für Klebemontage konzipiert sind, aber auch verschraubt, vernietet, mittels Magnethalter oder Ösen befestigt werden können. Während die Zellzwischenräume teiltransparent sind, sodass an diesen Bereichen Sonnenlicht das Modul durchdringen kann, sind die monokristallinen Zellen selbst nicht transparent. Durch den Aufbau aus Glasfaser-verstärktem Kunststoffverbund ohne Glas und Metall wiegt das Modul nur etwa zwischen 2,5 und 3,3 kg pro m². Das Format richtet sich nach Zellenanzahl in Länge sowie Breite stufenweise von 6 x 1 bis 12 x 6 Zellen. Die Betriebstemperaturspanne wird mit -40 °C bis +85 °C angegeben. Die Photovoltaikanlagen der beiden Betriebe sind folgendermaßen aufgebaut:

Photovoltaikanlage Betrieb1:

Tabelle 1 zeigt die relevanten verbauten Komponenten der Photovoltaikanlage von Betrieb1.

Tab. 1: Komponenten PV-Anlage Betrieb1

Komponente	Hersteller	Modell	Anzahl	Nennleistung
Wechselrichter	SolarEdge	SE7K	1	7.000 VA AC
Moduloptimierer	SolarEdge	P300	47	300 Wp DC
Modul	DAS Energy	Das Gewächshaus Modul 9x4M Bifa FJB	47	170 Wp DC
Generatorflächenleistung der Anlage				7.990 Wp DC

Das Wechselrichter-Optimierer-System des Herstellers *SolarEdge*, welches in Abbildung 24 schematisch dargestellt ist, wurde zuvor in diesem Kapitel bereits beschrieben.



Abb. 24: Schematischer Aufbau der Photovoltaikanlage (modifiziert nach SolarEdge 2021c)

In Abstimmung mit dem leicht variierenden Format der zu belegenden Glassegmente wurde das Modulformat mit 36 (9 x 4) Zellen und den Maßen 1.650 mm x 775 mm des Modells Das Gewächshaus Modul (DAS Energy 2019a) gewählt, in einer Variante mit erweiterten Zwischenräumen zwischen den Zellen und somit erhöhter Lichtdurchlässigkeit. Das Modul hat eine Nennleistung von 170 Wp und ist in bifacialer Bauweise ausgeführt. Bifacial bedeutet, dass Licht sowohl von der Modulober- als auch Unterseite zur Stromproduktion genutzt wird. Die Generatorfläche mit 47 Modulen hat somit eine Nennleistung von 7,99 kWp DC (direct current) und der Wechselrichter eine Engpassleistung von 7,00 kWp AC. Generierte elektrische Überschüsse werden ins das Niederspannungsverteilernetz eingespeist. Tabelle 2 zeigt den Grad der Moduleindeckung in Relation zur Versuchsfläche.

Versuchsfläche	gesamt	1 000,00 m²
Modulfläche	1 Modul	1,28 m²
	gesamt	60,10 m²
Moduleindeckung	Anteil an Versuchsfläche	6,01 %

Um das Pflanzenwachstum des kommerziell tätigen Betriebes möglichst wenig durch Modulbeschattung negativ zu beeinflussen, wurde ein geringer Eindeckungsgrad gewählt. So wurde jedes achte südseitige Glassegment der Versuchsfläche mit einem Modul belegt. Dies ergibt bei einer Versuchsfläche von 1.000 m² und einer Einzelmodulfläche von jeweils 1,28 m² eine Gesamtmodulfläche von 60,10 m² und somit in Relation zur Versuchsfläche einen Moduleindeckungsgrad etwa 6 %. Abbildung 25 zeigt die Modulbelegung am Gewächshaus Betrieb1 von innen und außen.



Abb. 25: Modulbelegung Betrieb1 – Innen- und Außenansicht

Photovoltaikanlage Betrieb2:

Tabelle 3 zeigt die relevanten verbauten Komponenten der Photovoltaikanlage von Betrieb2.

Komponente	Hersteller	Modell		Nennleistung
Wechselrichter	SolarEdge	SE7K	1	7.000 VA AC
Moduloptimierer	SolarEdge	P300	36	300 Wp DC
Modul	DAS Energy	Das Gewächshaus Modul 11x5 FJB	35	256 Wp DC
Modul	Crystalsol	Prototyp gedrucktes Dünnschichtmodul	1	20 Wp DC
Generatorflächenleistung der Anlage				8.980 Wp DC

Das Wechselrichter-Optimierer-System des Herstellers *SolarEdge* wurde zuvor in diesem Kapitel bereits beschrieben. Das Verschaltungsschema der Anlage entspricht jener von Betrieb1 (Abbildung 23) In Abstimmung mit dem leicht variierenden Format der zu belegenden Glassegmente wurde das Modulformat mit 55 (11 x 5) Zellen und den Maßen 2.000 mm x 915 mm des Modells *Das Universal Modul* (DAS Energy 2019b) gewählt, in einer Variante mit geringen Zwischenräumen zwischen den Zellen

und somit kompakterer Bauweise. Von diesem Modul, welches nicht bifacial ausgeführt ist und eine Nennleistung von 250 Wp hat, wurden 36 Stück verbaut. Zusätzlich wurde ein Prototyp eines gedruckten Dünnfilm-Moduls der Firma Crystalsol (Crystalsol 2021) mit einer Nennleistung von 20 Wp verbaut, welches in dieser Arbeit nicht näher betrachtet wird. Die Generatorfläche mit den insgesamt 36 Modulen hat Nennleistung von 8,98 kWp DC und der Wechselrichter somit eine eine Engpassleistung von 7,00 kWp AC. Da eine Überschusseinspeisung am Standort aus technischen Gründen ohne erhebliche Umbauten der Elektroinstallation nicht möglich ist, wird die Photovoltaikanlage bei Überschussproduktion abgeregelt. Dabei ist der Wechselrichter insofern konfiguriert, dass die Produktionsleistung bei Erreichen der Verbrauchsleistung des gesamten Betriebes auf diese begrenzt wird. Somit wird nie mehr elektrische Energie produziert als gleichzeitig verbraucht wird und der gesamte elektrische Ertrag verbleibt in betrieblicher Nutzung. Tabelle 4 zeigt den Grad der Moduleindeckung in Relation zur Versuchsfläche.

Versuchsfläche	gesamt	900,00 m²
Modulfläche	1 Modul	1,83 m²
	gesamt	64,05 m²
Moduleindeckung	Anteil an Versuchsfläche	7,12 %

Um das Pflanzenwachstum des kommerziell tätigen Betriebes möglichst wenig durch Modulbeschattung negativ zu beeinflussen, wurde ein geringer Eindeckungsgrad gewählt. So wurde jedes achte südseitige Glassegment der Versuchsfläche mit einem Modul belegt. Dies ergibt bei einer Versuchsfläche von 900 m² und einer



Abb. 26: Modulbelegung Betrieb2 – Innenansicht

Versuchsfläche von 900 m² und einer Einzelmodulfläche von jeweils 1,83 m² eine Gesamtmodulfläche von 64,05 m² und somit in Relation zur Versuchsfläche einen Moduleindeckungsgrad von etwa 7 % (ohne Crystalsol). Abbildung 26 zeigt die Modulbelegung am Gewächshaus Betrieb2 von innen.

4.2.2 Messungen

Die folgend beschriebenen Messeinrichtungen wurden im Juli 2019 installiert und in Betrieb genommen. Der Messzeitraum erstreckt sich von August 2019 bis einschließlich Februar 2021 und umfasst somit 19 Monate. In dieser Zeit wurden die Messungen laufend überwacht und instand gehalten.

Photosynthetisch aktive Strahlung (PAR):

Mittels Einstrahlungsmessung gilt es den teilverschattenden Effekt der Photovoltaikmodule im Gewächshaus und die daraus resultierende Verringerung der darunter eintreffenden Sonnenlichtmenge zu eruieren. Da für das Pflanzenwachstum primär ein Lichtspektrum zwischen 400 und 700 nm von Relevanz ist, wird als Messgröße für die Lichtmenge ebendiese photosynthetisch nutzbare Einstrahlung herangezogen, genannt PAR-Strahlung (photosynthetically active radiation). In dieser Arbeit wird die Einstrahlungsmessung an Betrieb1 betrachtet. Jene an Betrieb2 ist wegen einer zu erwartenden Verfälschung durch zeitweise Überdeckung mit einem Wärmeschirm für diese Arbeit nicht relevant. Tabelle 5 zeigt die zur Messung eingesetzten Komponenten sowie deren erfasste Messgrößen und Position an Betrieb1.

Datenlogger	Sensor	Messeinheit	Auflösung	Messintervall	Sensorposition
data Taker DT80	KIPP & ZONEN - PQS 1 PAR Quantum Sensor	μ mol * m ⁻² * s ⁻¹	5s Mittelwert	1 Hz	1 x unter Glassegment
					1 x Außenbereich

Die Messung erfolgt mittels dreier baugleicher PAR-Sensoren des Modells *Kipp & Zonen – PQS 1 PAR Quantum Sensor* (Kipp & Zonen 2019), welche die Menge der photosynthetisch aktiven Photonen mit einer Wellenlänge von 400 und 700 nm erfassen. Ultraviolett und Infrarot werden demnach nicht gemessen. Abhängig von der Strahlungsintensität gibt der Sensor eine proportionale Spannung zwischen 4 μ V und 10 μ V aus. Diese wird über ein etwa 4 m langes niederohmiges Kabel des gleichen Herstellers mit einem Datenlogger des Modells DataTaker DT80 (DataTaker 2019) verbunden und von diesem im Sekundentakt erfasst. Der Sensor wurde nach Installation dem Datenblatt entsprechend kalibriert, und der angeschlossene Datenlogger mittels Umrechnungsfaktor auf die gewünschte Messgröße konfiguriert. Aufgezeichnet wird die Einheit μ mol m⁻² s⁻¹. Wegen begrenzter Speichergröße des Datenloggers werden Mittelwerte aus jeweils fünf Sekundenwerten aufgezeichnet. Der

Datenlogger ist zudem per Netzwerkkabel an ein LTE-Modem angebunden, über das einmal täglich eine Übertragung des aktuellen Datensatzes im csv-Format auf einen ftp-Server (File Transfer Protocol) der Universität für Bodenkultur stattfindet. Die drei PAR-Sensoren sind folgendermaßen positioniert: Ein Sensor befindet sich etwa mittig unter einem gläsernen Dachsegment, um die PAR zu erfassen, welche als Referenz für die Lichtintensität im Gewächshaus dienen soll. Ein weiterer Sensor befindet sich etwa mittig unter einem der teiltransparenten Photovoltaikmodule, um deren Einfluss auf die PAR-Intensität der darunterliegenden Anbaufläche zu eruieren. Ein dritter Sensor befindet sich an der Dachaußenseite des Gewächshauses, um den PAR-Anteil der am Standort eintreffenden Globalstrahlung zu erfassen.

Landwirtschaftlicher Ertrag:

Zur Evaluierung möglicher Effekte der modulbedingten Teilverschattung auf das Pflanzenwachstum, wird der landwirtschaftliche Ertrag quantitativ bestimmt und mit jenem einer Kontrollfläche im gleichen Gewächshaus verglichen. In dieser Arbeit wird der landwirtschaftliche Ertrag von Betrieb1 betrachtet. Für Betrieb2 stehen dem Autor keine Ertragsdaten der Ernte zur Verfügung. Betrieb1 betreibt eine kommerzielle Produktion von Gartengurken (Cucumis Sativus). Das betrachtete Gewächshaus erstreckt sich über eine Fläche von insgesamt 3.900 m², wovon die agriphotovoltaische Versuchsfläche 1.000 m² und die photovoltaikfreie Kontrollfläche 2.900 m² umfasst. Um die landwirtschaftlichen Erträge der beiden Flächen vergleichen zu können, wurden die beiden Flächen über die Saison des Kalenderjahres 2020 jeweils separat geerntet und von der abnehmenden Genossenschaft LGV Sonnengemüse Wien gewogen. Geerntet wurde etwa alle zwei bis drei Tage, vom 18.03.2020 bis 10.06.2020 in erster Vegetationsperiode und von 21.07.2020 bis 19.10.2020 in zweiter Vegetationsperiode. Als Messgrößen dienen die Feuchtmasse unmittelbar nach der Ernte in kg sowie die Stückzahl. Diese beiden Messgrößen wurden folgend in Relation zur jeweiligen Anbaufläche gesetzt. Dies ergibt vergleichbare Erträge in kg pro m² sowie Stück pro m².

Elektrische Produktion, Lasten und Verbräuche:

Um den Eigenverbrauchsanteil bestimmen und folgend Optimierungsüberlegungen zur dessen Steigerung anstellen zu können, wird die Nutzung der mittels Photovoltaik erzeugten elektrischen Energie im Kontext des Gartenbaulichen Betriebes untersucht. Hierfür ist der elektrische Ertrag der Photovoltaikanlage und das Lastprofil des betrieblichen elektrischen Verbrauches von Interesse, um auf deren Grundlage den Grad der Eigennutzung der erzeugten elektrischen Energie bestimmen zu können. Zur Messung der generierten elektrischen Energie sowie der betrieblichen Verbräuche wurden in beiden Objekten insgesamt 31 smartmeterähnliche Messgeräte installiert. Dabei handelt es sich um *Raspberry Pi 3* Einplatinencomputer mit Erweiterungsmodul zur Elektrizitätsmessung der Firma *nD-enerserve* samt Gehäuse mit der Bezeichnung SmartPi 2.0 (Enerserve 2016). Die Geräte wurden hardwareseitig vorkonfiguriert geliefert, ein modifiziertes Image des Linux-basierten Betriebssystems *Raspbian* steht auf der Website zum Download bereit. Die messdatenverarbeitende und -darstellende Open-Source-Software ist auf der Plattform *Github* (Enerserve 2021a) einsehbar. Ein *SmartPi* misst jeweils die drei Phasen sowie den Neutralleiter eines Verteilerstranges mit einer angegebenen Messgenauigkeit von 2 %. Tabelle 6 gibt einen Überblick zu den erfassten Messgrößen.

Tab.	6: Messarößen	Elektrizitätsmessuna	SmartPi
run.	0. 1100009/010011	Lionanzitatorriooodarig	Onnanti I

Messgrößen	Messeinheit	Auflösung	Messintervall
Stromstärke	A	1min Mittelwert	1 Hz
Spannung	V	1min Mittelwert	1 Hz
Frequenz	Hz	1min Mittelwert	1 Hz
Wirkleistungsfaktor cos φ	0-1	1min Mittelwert	1 Hz
Wirkleistung	W	1min Mittelwert	1 Hz
Arbeit	Wh	1min	1 Hz

Die Messung der Stromstärke erfolgt mittels Wandler-Messung über jeweils vier Stromklemmen des Typs YHDC SCT013 (YHDC 2021), davon 3 x Leiter, 1 x Neutralleiter mit bis zu 100 A primärseitig und einem Wandlungsverhältnis von 100 A : 50 mA. Die Spannung wird ebenfalls an allen drei Phasen gemessen. Diese werden in Parallelschaltung direkt an die Messeingänge des *SmartPi* geklemmt, wobei das Gerät selbst über Phase 1 mit Strom versorgt wird. Die vom *SmartPi* selbst bezogene Leistung wird mit 10 W angegeben (Enerserve 2016). Die restlichen Messgrößen werden von der *enerserve* Software anhand der gemessenen Größen kalkuliert. Die *SmartPi* sind zudem per Netzwerkkabel oder Wireless-LAN an LTE-Modems angebunden, worüber einmal täglich eine Übertragung des aktuellen Datensatzes im *csv*-Format auf einen *ftp*-Server der Universität für Bodenkultur stattfindet. Aufgrund unterschiedlicher Messpositionen sind dafür insgesamt 4 Modems im Einsatz. Nach Installation des Messsystems wurden die Messergebnisse anhand der Verbraucherleistungen nach Typenschildern und Datenblättern auf Plausibilität überprüft, sofern verfügbar. Zudem wurde versucht, regelmäßig anfallende Verbraucher an den gemessenen Steckdosen zu identifizieren. Die folgend aufgelisteten Verbraucher und ihre Eigenschaften werden im Kapitel 5.4 näher erläutert.

Betrieb1:

Abbildung 27 zeigt einen schematischen Überblick zu den in Betrieb1 installierten Messungen zur Erfassung der elektrischen Lasten und Verbräuche auf Verteilerebene sowie der photovoltaischen Produktion. Die Verbraucher sind mittels angeführter Nummern der Spalte *Pi Nr.* in Tabelle 7 zuzuordnen.

Tab.	7: Gemessene	Verteiler und	l deren	Verbraucher	Betrieb1
run.	1. 000000000	voitonoi una	401011	101010101	Doundor

Pi Nr.	Phase	Verteiler	Verbraucher	Anzahl	verschiebbar
	1	Beleuchtung 1	Halle Voderseitene & Mitte	1	nein
1	2	Beleuchtung 2	Halle Hinterseite	1	nein
	3	Beleuchtung 3	Halle schmale Seite	1	nein
	1	Beleuchtung 4	Hof; Kesselraum	1; 1	nein
2	2	Hallentor		1	nein
	3	Steckdosen 230V 1	Staubsauger	1	ја
	1	Steckdosen 230V 2	Ladegeräte Erntewagen, Hubwagen	2; 1	ја
3	2	Steckdosen 230 3	Ladegerät Autobatterie	1	ја
	3	nicht belegt			
4	1-3	Steckdosen 400V 1	Werkzeug	divers	nein
E	1-3	Stackdoson 400V/2	Spritzanlage Pflanzenschutzmittel;	1. divore	nein
5			Werkzeug	1, uivers	
6	1-3	Steckdosen 400V 3	Kompressor	1	ја
7	1-3	Steckdosen 400V 4	Ladegeräte Stapler	2	ја
8	1-3	Lüftung groß		4	
	1	Beleuchtung 5 & Steckdosen 230V 4	Gewächshaus	1	nein
9	2	Lüftung groß Steuerung		1	nein
	3	Trafo Bewässerung		1	nein
10	1-3	Wechselrichter	Produktion	1	-
11	1-3	Bewässerungspumpen		3	nein
12	1-3	Heizungspumpen		8	nein
13	1-3	Lüftung nord		2	nein
14	1-3	Lüftung süd		4	nein
15	1-3	Lüftung Verbindungshaus		1	nein
16	1-3	Lüftung klein Steuerung		1	nein



Abb. 27: Verbraucher und Erzeuger – schematische Darstellung Betrieb1 (Lentsch 2021)

Die Heizanlage an diesem Standort versorgt neben den Betriebsflächen auch das private Wohnhaus. Hier ist demnach mit einer Unschärfe zu rechnen, vor allem in den Wintermonaten, wenn der Betrieb still steht und das Wohnhaus den größten Wärmebedarf aufweist.

Betrieb2:

Abbildung 28 zeigt einen schematischen Überblick zu den in Betrieb2 installierten Messungen zur Erfassung der elektrischen Lasten und Verbräuche auf Verteilerebene sowie der photovoltaischen Produktion. Die Verbraucher sind mittels angeführter Nummern der Spalte *Pi Nr.* in Tabelle 8 zuzuordnen.

Pi Nr.	Phase	Verteiler	Verbraucher	Anzahl	verschiebbar
1	1-3	Steckdosen 400V 1	Ladegerät Stapler; Kühlkammer	1; 1	teilweise
2	1-3	Stadudacan (00)/ 2	Spritzanlage Pflanzenschutzmittel;	3*; 5*	teilweise
2			Ladegeräte Erntewagen		
2	1 2	1.2 Stockdoson 400V/2	Spritzanlage Pflanzenschutzmittel;	2*.5*	teilweise
5	1-2		Ladegeräte Erntewagen	3,5	
4	1-3	Heizungspumpen		9	nein
	1	Steckdosen 230V 1	Diverse Verbraucher	divers	nein
5	2	Steckdosen 230V 2	Diverse Verbraucher	divers	nein
	3	Steckdosen 230V 3	Diverse Verbraucher	divers	nein
	1	Steckdosen 230V 4	Diverse Verbraucher	divers	nein
6	2	Ventilatoren 1		4	nein
	3	Ventilatoren 2		4	nein
7	1-3	Sonnenschirm		2	nein
8	1-3	Hallentor		1	nein
9	1-3	Lüftung groß		2	nein
10	1-3	Lüftung klein		1	nein
	1	Beleuchtung 1		1	nein
11	2	Beleuchtung 2		1	nein
	3	Beleuchtung 3		1	nein
12	1-3	Heizung Umformer		2	nein
13	1-3	Bewässerungspumpen		3	nein
14	1-3	Steuerung Umformer		1	nein
15	1-3	Wechselrichter	Produktion	1	-

Tab. 8: Gemessene Verteiler und deren Verbraucher Betrieb2

* Gesamtzahl Verbraucher im Betrieb an wechselnden Steckdosen



Abb. 28: Verbraucher und Erzeuger – schematische Darstellung Betrieb2 (Lentsch 2021)

4.3 Anlagensimulation mit PV*SOL

Zur Validierung und Skalierung der ermittelten photovoltaischen Erträge der beiden Anlagen wurde die kommerzielle Planungssoftware *PV*SOL premium* (Version 2021

R4) der Firma Valentin Software verwendet. Die Anlagen wurden graphisch mittels integriertem 3D Planungstool inklusive Verschattungsobjekten nachgebildet und über den Betrieb eines Kalenderjahres in minütiger Auflösung simuliert. Die Einbausituation wurde im Programm als dachintegriert, nicht hinterlüftet definiert. Die Ergebnisse wurden in Form von Monatswerten im csv-Format exportiert. Die verwendeten Komponenten waren in der laufend aktualisierten programminternen Datenbank zu finden, eine allerdings mit geringen Abweichungen. So war das beschriebene Photovoltaikmodul von Betrieb2 mit 256 W Leistung nicht vorhanden und wurde somit in der Simulation durch eine 260 W Variante des Moduls substituiert. Da die Software standardmäßig mit gemittelten Klimadaten der Jahre 1991 bis 2010 kalkuliert, wurde ein eigener Datensatz mit Messdaten des Kalenderjahres 2020 importiert. Der Datensatz enthält die Globalstrahlung, die Lufttemperatur, die Luftfeuchtigkeit und die Windgeschwindigkeit in stündlicher Auflösung. Bezogen wurde dieser von der ZAMG (Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik), gemessen an der dem Versuchsstandort nächst gelegenen Wetterstation Wien Unterlaa, 48°7'30" N 16°25'9.99516"E in etwa 5,4 km Luftlinie süd-östlich der betrachteten Betriebe. Zudem wurden Lastprofile in minütiger Auflösung importiert, welche aus den Lastmessungen an den beiden Standorten erstellt wurden. Abgesehen von genannten Anpassungen wurden die Simulationen unter Standardeinstellungen der genannten Softwareversion durchgeführt. Abbildung 29 zeigt die graphische 3D-Simulation von Betrieb1.



Abb. 29: 3D-Simulation PV-Anlage Betrieb1 mittels PV*SOL

Neben den tatsächlichen Versuchsanlagen wurde die Photovoltaikanlage von Betrieb1 unter Beibehaltung des tatsächlichen Lastprofils jeweils um ein Vielfaches der Versuchsgröße von 8 kWp bis auf die Maximalbelegung der gesamt verfügbaren Gewächshausfläche von 56 kWp in gleicher Belegungsdichte hochskaliert, sowie für eine kleinere Variante mit 4 kWp halbiert. So wurde einerseits das maximale photovoltaische Produktionspotential dieses APV-Konzeptes an betrachtetem Betrieb eruiert, sowie untersucht inwiefern sich die ökonomisch relevanten Kenngrößen Eigenverbrauchs- und Solarer Deckungsanteil (Autarkiegrad) mit steigender bzw. sinkender Anlagengröße verändern.

4.4 Datenverarbeitung und Analyse

Wegen der großen Datenmengen in minütiger bzw. fünf-sekündlicher Auflösung über 19 Monate, wurde für deren Verarbeitung die Programmiersprache Python gewählt. Die Module Pandas und Matplotlib dienten zur Datenmanipulation, zu deren Export in gewünschten Aggregationen sowie zur graphischen Darstellung in Diagrammen. Zudem wurden die Daten bereinigt und gesammelt in unterschiedlichen Aggregationsstufen im *HDF*-Format (Hierarchical Data Format) auslesbar abgespeichert. Die photovoltaischen Kenngrößen wurden mittels Python anhand von Minutenwerten berechnet. Die aufbereiteten Daten wurden folgend mittels Python und Microsoft Excel weiterverarbeitet und ausgewertet. Die statistischen Auswertungen erfolgten mittels der Statistiksoftware SPSS Statistics 26 der Firma IBM. Die Erntedaten wurden mittels SPSS einem Test auf Normalverteilung nach Kolmogorov-Smirnov sowie Shapiro-Wilk unterzogen welche negativ ausfielen. Daher wurde zum statistischen Vergleich der nicht-parametrische Mann-Whitney-U-Test angewandt. Die PAR-Daten wurden mittels Wilcoxon-Test untereinander auf Zusammenhang überprüft (Universität Zürich 2018).

Tabelle 9 zeigt die genutzten Software Versionen.

Tab.	9:	Genutzte	Software	Versionen
------	----	----------	----------	-----------

Software	Version
Valentin Software PV*SOL premium 2021	R4, DB Stand 16.03.2021
Python	3.7.6
Pandas	1.0.1
Matplotlib	3.1.3
Microsoft Excel Professional Plus 2019	1808 - 10372.20060
IBM SPSS Statistics 26	26.0.0.0

5 Ergebnisse und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse dieser Arbeit dargestellt und in Bezug auf entsprechende einschlägige Literatur diskutiert. Im nachfolgenden Kapitel werden aus den Ergebnissen Schlussfolgerungen gezogen, um die Forschungsfragen zu beantworten.

5.1 Photosynthetisch aktive Strahlung unter dem Photovoltaikmodul

Verschattungssituation unter dem Modul wurde aufgrund Die mangelnder Datenqualität bei Betrieb2 nur für Betrieb1 betrachtet. Die an Betrieb1 eintreffende photosynthetisch aktive Strahlung (PAR) wurde über das Kalenderjahr 2020 an drei gemessen. Abbildung 30 unterschiedlichen Positionen zeigt die monatlich aggregierten Lichtmengen in Mol pro m² an den Messpunkten im Außenbereich, über der Dachfläche des Gewächshauses sowie im Inneren des Gewächshauses unter einem Glassegment des Daches und unter einem teiltransparenten Photovoltaikmodul.



Abb. 30: Monatlich aggregierte PAR Lichtmengen an den Messpunkten 2020

Die unter dem Glassegment eintreffende PAR wird als die Referenzlichtmenge festgelegt, da diese jene Lichtmenge darstellt, die den Pflanzen im Gewächshaus ohne weitere einstrahlungsmindernde Komponenten zur Verfügung steht. Verglichen mit der Messung der PAR im Außenbereich ist erkennbar, dass durch die Gewächshauskonstruktion aus Stahl und Glas bereits eine deutliche Abminderung der PAR festgestellt werden kann. So wurden im Außenbereich zwischen 22 % (Mai) und 63 % (Juli) höhere PAR-Lichtmengen erfasst als innerhalb des Gewächshauses unter Standardbedingungen. Die direkt unter dem Photovoltaikmodul gemessene PAR-Lichtmenge beträgt zwischen 24 % (Mai) und 31 % (Dezember) jener Lichtmenge der Messung im Gewächshaus unter dem Glassegment ohne Modulbelegung. Abbildung 31 zeigt am Beispiel des Tagesverlaufs des 28. April 2020 – einem durchgehend sonnigen Tag – die gemessene PAR-Intensität an den drei Messpositionen.



Abb. 31: Tagesverlauf der Messpunkte PAR am 28. April 2020

Die Messkurve des Außenbereichs zeigt eine konstante umgekehrte Parabelform über den Tagesverlauf bis zu etwa 1.700 µmol pro m² und Sekunde zur Mittagszeit. Mit bis zu etwa 1.580 µmol pro m² und Sekunde folgt die Kurve der Messung unter dem Glassegment jener des Außenbereichs mit etwas geringeren Einstrahlungswerten. Der Einbruch vormittags von etwa einer Stunde tritt in unterschiedlicher Intensität das auf Jahr über und stellt einen Verschattungseffekt ganze einer Gewächshausverstrebung dar. Die Kurve der Messung unter dem Photovoltaikmodul folgt morgens jener der Messung unter dem Glassegment und fällt ab Vormittag etwa auf ein Sechstel dessen ab. An diesem Punkt – hier um etwa 09:45 Uhr – erfasst die sonnenstandabhängige Verschattung durch das Modul den darunter befindlichen

Sensor. Die weiterführende Messkurve zeigt die direkt unter dem Modul eintreffende PAR-Intensität des restlichen Tages mit bis zu etwa 240 µmol pro m² und Sekunde. Abbildung 32 zeigt die an den drei Messpunkten erfassten gesamten PAR-Lichtmengen über das Kalenderjahr 2020.



Abb. 32: Jährlich aggregierte PAR Lichtmengen an den Messpunkten 2020

Hier ist zu erkennen, dass das Gewächshaus selbst an der Messposition unter dem Glassegment die PAR-Lichtmenge bereits deutlich vermindert. So wurde außerhalb des Gewächshauses über das Kalenderjahr 2020 summiert mit 8.502 mol pro m² eine um 32 % höhere PAR-Lichtmenge gemessen als im Gewächshaus unter dem Glassegment mit 6.442 mol pro m². An der Messposition unter dem Photovoltaikmodul wurden mit 1.720 mol pro m² nurmehr 27 % der im Gewächshaus eintreffenden PAR-Lichtmenge gemessen. Ein Vergleich der 15-Minutenwerte der drei Messstellen mittels Wilcoxon-Test untereinander zeigt sowohl im gesamten Datensatz für das Jahr 2020, als auch monatsweise keinen Zusammenhang bei einem Signifikanzniveau von 5 %. Die Asymptotische Signifikanz ist in allen Fällen 0,000. Somit wurde festgestellt, dass die auf das Gewächshaus eintreffende PAR in Jahressumme etwa um ein Drittel höher ist als jene unter den gläsernen Dachsegmenten im Inneren des Gewächshauses. Unter dem semitransparenten Photovoltaikmodul wurde noch etwas weniger als ein Drittel der PAR unter Glassegment gemessen.

5.2 Einfluss auf landwirtschaftlichen Ertrag

In Betrieb1 wurde im Zeitraum zwischen 18.03.2020 und 19.10.2020 insgesamt 66mal geerntet. Die geernteten Gurken wurden getrennt nach Versuchsfläche und Kontrollfläche von der *LGV Sonnengemüse Wien* separat gewogen und gezählt. Anhand der Feuchtmasse der in der Saison 2020 geernteten Gurken pro m² Versuchssowie Kontrollfläche im Vergleich ist zu sehen, dass auf der teilverschatteten Versuchsfläche gemessen in Feuchtmasse keine Ernteeinbußen festzustellen sind. Die Versuchsfläche brachte mit 61,6 kg pro m² und Jahr um 2,8 kg pro m² und Jahr mehr Feuchtmasse hervor als die Kontrollfläche mit 58,8 kg pro m² und Jahr. Dies entspricht einem erhöhten Ertrag der Versuchsfläche von 4,8 % im Vergleich zur Kontrollfläche. Ein Vergleich der Erträge der beiden Flächen mittels Mann-Whitney-U-Test als unabhängige Stichproben zeigt bei einem Signifikanzniveau von 5 % keinen Unterschied (Asymptotisch 0,840), weshalb der höhere Ertrag der Versuchsfläche als zufällig angesehen werden kann. Zwischen der durch Photovoltaikmodule teilverschatteten Versuchsfläche und der modulfreien Kontrollfläche konnte somit kein Unterschied im Feuchtmasse-Ertrag an Gurken festgestellt werden.

Anhand der Stückzahl der in der Saison 2020 geernteten Gurken beider Flächen im Vergleich ist zu sehen, dass auf der teilbeschatteten Versuchsfläche gemessen in Stückzahl an Gurken keine Ernteeinbußen festzustellen sind. Die Versuchsfläche brachte mit 130 Stück pro m² und Jahr um etwa 8 Stück pro m² und Jahr mehr Gurken hervor als die Kontrollfläche mit 122 Stück pro m² und Jahr. Dies entspricht einer erhöhten Stückzahl der Versuchsfläche von 6,7 % im Vergleich zur Kontrollfläche. Ein Vergleich der Stückzahlen der beiden Flächen mittels Mann-Whitney-U-Test als unabhängige Stichproben zeigt bei einem Signifikanzniveau von 5 % keinen Unterschied (Asymptotisch 0,665), weshalb die höhere Stückzahl der Versuchsfläche als zufällig angesehen werden kann. Zwischen der durch Photovoltaikmodule teilverschatteten Versuchsfläche und der modulfreien Kontrollfläche konnte somit kein Unterschied in geernteter Stückzahl an Gurken festgestellt werden.

Vergleichbare Arbeiten mit Eindeckungsgraden von bis zu 10 % wurden hauptsächlich mit Tomaten durchgeführt. Cossu et al. (2020) vergleichen in ihrer Übersichtsarbeit unter anderem Nutzpflanzen mit hohem Lichtbedarf auf ihre Schattentoleranz und kommen zu dem Schluss, dass Gurken etwas schattentoleranter sind als Tomaten. Daher werden folgend Vergleiche mit einigen Arbeiten zu APV-Gewächshäusern mit Tomaten unter geringem Eindeckungsgrad gezogen. Perez-Alonso et al. (2012) sowie Aroca-Delgado et al. (2019) fanden bei Eindeckungsgraden von etwa 9,8 % jeweils spanischer Gewächshäuser keinen signifikanten Effekt auf die Erntemenge bei Tomaten, wobei letztere geringere Fruchtdurchmesser feststellten. Hier wurden jeweils allerdings Dünnfilmmodule eingesetzt, welche einen PAR-Transmissionsgrad von 80 % aufwiesen, der somit deutlich höher ist als jener der in dieser Arbeit eingesetzten kristallinen Module. Urena Sanches et al. (2012) fanden trotz eines Eindeckungsgrades von 9,8 % an einem spanischen Gewächshaus mit opaken Modulen keinen signifikanten Effekt auf Erntemenge oder Fruchtgröße bei Tomaten. Auch Allardyce et al. (2017) kommen in ihrer Übersichtsarbeit zu dem Schluss, dass bei Tomaten ein Eindeckungsgrad unter 10 % keinen Effekt auf den Ernteertrag hätte. In diesen Arbeiten wurden somit kaum signifikante negative Effekte auf Erntemengen festgestellt, was die Ergebnisse dieser Arbeit anhand von Gurken bestätigen. Auch wenn der leicht höhere Feuchtmasseertrag der Versuchsfläche nicht statistisch signifikant ist, kann ein potenziell positiver Effekt der Modulverschattung durch Erhöhung des diffusen Lichtanteils für das Wachstum der Gurkenpflanzen, wie Hemming et al. (2008) beschreiben, nicht ausgeschlossen werden. Die Aussage der Arbeit von Marcelis et al. (2006) wonach pro 1 % Lichteinbuße von 0,7 % - 1 % Ernteminderung bei Gurken auszugehen ist, konnte nicht bestätigt werden.

5.3 Elektrischer Ertrag, Produktionspotential und Eigennutzung

Betrieb1 und Betrieb2 werden folgend separat betrachtet, wobei die Analyse von Betrieb1 detaillierter ausfällt, da hierfür mehr Messdaten zur Verfügung stehen.

Betrieb1:

Die Photovoltaikanlage von Betrieb1 hatte wegen technischer Probleme ab September 2020 einige Ausfälle mit der Folge deutlich verminderter Erträge. Daher wird die Anlagenperformance folgend für den Zeitraum zwischen Jänner und einschließlich August 2020 betrachtet. Die Photovoltaikanlage hat im betrachteten Zeitraum von acht Monaten, aufgezeichnet vom Messgerät SmartPi 27, einen elektrischen Ertrag von 6.752 kWh generiert. Die Messung der restlichen SmartPi an Betrieb1 ergab einen Gesamtverbrauch an elektrischer Energie von 13.596 kWh im gleichen Zeitraum. Von der generierten Energie wurden 4.482 kWh im Betrieb verbraucht und 2.324 kWh in Niederspannungsverteilernetz das eingespeist. Dies ergibt einen Eigenverbrauchsanteil von 66 % und einen Einspeiseanteil von 34 %. Zur Deckung des Gesamtverbrauches im Betrieb wurden zudem 9.168 kWh vom Netz bezogen. Dies ergibt in Relation zur eigens generierten elektrischen Energie einen solaren Deckungsanteil von 33 % und einen Netzdeckungsanteil von 67 %. Da neben der wechselnden Verfügbarkeit Sonnenlicht von über das Jahr auch das Verbrauchsmuster des Betriebes durch unterschiedliche Produktionsphasen über das Jahr stark variiert, unterscheiden sich auch die monatlichen elektrischen Energieflüsse erheblich, wie Abbildung 33 zeigt.



Abb. 33: Gemessene elektrische Energieflüsse Betrieb1 Jan. – Aug. 2020

Die positiven Balken zeigen die im Betrieb umgeschlagene elektrische Energiemenge, die negativen Balken zeigen deren Nutzung. So ist erkennbar, dass der größte Energieumschlag in den Monaten Februar, März und April stattfindet. Dies ist der Zeitraum der ersten Vegetationsperiode, welche sich beispielweise durch hohen Heizund Bewässerungsbedarf kennzeichnet, sowie der höchsten photovoltaischen Produktion. Die Zusammensetzung der betrieblichen Verbräuche werden im nächsten Kapitel genauer betrachtet. Auffällig ist der photovoltaische Ertrag der Anlage im Kontext der Erzeugungszeiträume. So war der Ertrag im April am höchsten und sank in den Folgemonaten Mai und Juni wieder ab. Dies ist anhand der Witterungsverhältnisse erklärbar. So war der April 2020 in Österreich mit einer +58 % Sonnenscheindauer von im Vergleich Mittel 1981 zum 2010 überdurchschnittlich sonnig, die Monate Mai und Juni lagen mit -13 % und -14 % hingegen unter dem Mittel (ZAMG, 2021).

Zur Validierung der gemessenen Produktionsdaten wurde die Anlage mittels Simulationssoftware *PV*SOL premium* nachgebildet und deren Ergebnisse mit den Messdaten verglichen. Die Simulation ergibt einen elektrischen Ertrag von 7.017 kWh bei einem Eigenverbrauchsanteil von 65 % mit 4.563 kWh und einem Einspeiseanteil von 35 % mit 2.454 kWh. Der Solare Deckungsanteil liegt mit 4.563 kWh bei 34 % und der netzseitige Deckungsanteil liegt mit 9.040 kWh bei 66 %. Der Gesamtverbrauch wird in der Simulation mit 13.602 kWh um 7 kWh höher angegeben als der gemessene Wert. Diese Unschärfe ist darauf zurück zu führen, dass die Software zum importierten Messwerten automatisch Lastprofil aus den einen Eigenverbrauch der Photovoltaikanlagen (Wechselrichter und Moduloptimierer) mit einkalkuliert. Dieser Anlagenverbrauch ist allerdings im gemessenen Lastprofil bereits enthalten und somit in der Simulation doppelt berücksichtigt. Da dies nur 0,05 % des Gesamtverbrauchs ausmacht, wurde diese Unschärfe als tolerierbar eingestuft. Tabelle 10 zeigt einen Überblick zu Ergebnissen und Differenzen von Messung und Simulation.

	Ertrag	Verbrauch	Eigen- verbrauch	Einspeisung	Solare Deckung	Netzbezug
Messung [kWh]	6 752	13 596	4 429	2 324	4 429	9 167
Simulation [kWh]	7 017	13 602	4 563	2 454	4 563	9 040
Differenz [kWh; %]	-264 -3,77%	-7 -0,05%	-134 -2,94%	-130 -5,28%	-134 -2,94%	127 +1,41%

Tab. 10: Vergleich Messung und Simulation Betrieb1 Jan. – Aug. 2020

Hier ist zu sehen, dass die Photovoltaikanlage im betrachteten Zeitraum um 3,77 % bzw. 264 kWh weniger Ertrag lieferte als die Simulation prognostiziert. Die Ursache dieser Differenz kann sowohl auf Seiten der Simulationssoftware als auch auf Seiten der Photovoltaikanlage bzw. der Messung verortet werden. Zudem ist das Simulationsergebnis abhängig vom verwendeten Klimadatensatz. Hier wurde ein Klimadatensatz verwendet, welcher einer Wetterstation entstammt, die etwa 5,4 km süd-östlich der betrachteten Betriebe liegt. Eine Simulation mit dem softwareintegrierten Standardklimadatensatz (Meteonorm) für den Betriebsstandort, welche aus Mittelwerten (1991 – 2010) umliegender Messungen errechnet wird, ergibt einen elektrischen Ertrag von 6.741 kWh, welcher um 11 kWh niedriger ausfällt als der gemessene Ertrag. Dies entspricht einem erhöhten gemessenen Ertrag im Vergleich zu dieser Simulationsvariante von 0,17 %. Ein Test diverser Simulationsprogramme, durchgeführt von der Redaktion des Photon Magazins (nn 2011) hat ergeben, dass die Software PV*SOL im Vergleich zu tatsächlich gemessenen Erträgen eher zu geringeren Erträgen tendiert als zu erhöhten. Daher wurde die Simulationsvariante mittels Standarddatensatz verworfen. Die Genauigkeit des zur Messung verwendeten

SmartPi wird mit 2 % angegeben. Auf Seiten der Photovoltaikanlage könnten eventuell Verschmutzungen an den Modulen zu verminderten Erträgen führen. So wird jährlich im Monat Juni auf die gläsernen Dachflächen an der Außenseite weiße Kalkfarbe aufgebracht, um den sommerlichen Hitze- sowie Strahlungseintrag in das Gewächshaus zu senken. Die Module werden nach dem Farbauftrag zwar von Farbresten gereinigt, teilweise an den Modulen verbleibendes Farbmaterial kann allerdings nicht ausgeschlossen werden. Verschmutzungen an den Modulen wurden in der Simulation nicht berücksichtigt. Die Differenz im Verbrauch resultiert aus dem softwareseitig errechneten Eigenverbrauch des Wechselrichters, welcher dem importierten gemessenen Lastprofil automatisch hinzugefügt wird, obwohl der tatsächliche Eigenverbrauch des Wechselrichters in der Messung bereits enthalten ist. Diese Unschärfe beruht auf dem Softwaredesign und war nicht zu vermeiden. Der geringere Ertrag verglichen mit der Simulation hat auch geringeren Eigenverbrauch (-134 kWh; -2,9 %) bzw. geringere solare Deckung sowie geringere Einspeisemenge (-130 kWh; -5,3 %) zur Folge. Der Netzbezug ist entsprechend höher (+127 kWh; +1,4 %). Da die Ergebnisse von Messung und Simulation zu vergleichbaren Ergebnissen führen, wird folgend anhand der Simulation die gesamte Jahresproduktion des Kalenderjahres 2020 eruiert. Die Simulation ergibt einen elektrischen Ertrag von 9.037 kWh bei einem Eigenverbrauchsanteil von 61 % mit 5.512 kWh und einem Einspeiseanteil von 39 % mit 3.526 kWh. Der Solare Deckungsanteil liegt mit 5.512 kWh bei 33 % und der netzseitige Deckungsanteil liegt mit 11.200 kWh bei 67 %. Der Gesamtverbrauch inklusive zusätzlichem Eigenverbrauch des Wechselrichters beträgt 16.712 kWh. Der jährliche spezifische Ertrag der Anlage beträgt 1.131 kWh pro kWp, womit der Durchschnittswert für Wien von 1.000 kWh pro kWp um etwa 13% übertroffen wurde (Stadt Wien 2014). Abbildung 34 zeigt die elektrischen Energieflüsse aus der Simulation für das Kalenderjahr 2020.



Abb. 34: Simulierte elektrische Energieflüsse Betrieb1 2020

Die positiven Balken zeigen die im Betrieb umgeschlagene elektrische Energiemenge, die negativen Balken zeigen deren Nutzung. Die monatlich generierten elektrischen Erträge der Simulation weichen von jenen der Messergebnisse (Abbildungen 33 und 34) teilweise ab, in der Jahresbilanz unterscheiden sich die elektrischen Erträge allerdings nur geringfügig (Tabelle 10).

Folgend werden Eigenverbrauchsanteil sowie solarer Deckungsanteil von Betrieb1 unter Beibehaltung des tatsächlichen Lastprofils in Abhängigkeit unterschiedlicher Anlagengrößen untersucht. Dafür wurde die Versuchsanlage von 8 kWp Größe herangezogen und jeweils um ein Vielfaches bis zur Maximalbelegung (56 kWp) der Gesamtdachflächen in gleicher Dichte vergrößert sowie für eine kleinere Variante halbiert (4 kWp). Abbildung 35 zeigt, dass der betriebliche Eigenverbrauchsanteil mit steigender Anlagengröße und somit proportional höherem Ertrag mit anfänglich etwa 78 % bis zur maximalen Anlagengröße mit etwa 14 % stetig sinkt, wobei der Effekt mit zunehmender Anlagengröße schwächer wird. Der solare Deckungsanteil verhält sich gegengerichtet von etwa 21 % bis etwa 50 %.



Abb. 35: Simulierte Eigenverbrauchs- und solare Deckungsanteile unterschiedlicher Anlagengrößen Betrieb1 2020

Der betriebliche Jahresverbrauch von 16.712 kWh steht zur simulierten Variante mit 16 kWp in etwa im Verhältnis von 1 kWp Photovoltaikleistung zu 1.000 kWp Verbrauch, unter dem bei Haushalten üblicherweise von einem Eigenverbrauchsanteil von etwa 30 % ausgegangen werden kann (Quaschning 2019), siehe Abbildung 21. Die Simulation ergibt in dieser Konstellation einen Eigenverbrauchsanteil von 40,7 %, welcher somit um etwa ein Drittel höher ausfällt als der Referenzwert für Haushalte. Zudem liegt hier der solare Deckungsanteil mit 41,25 % etwa bei dem Maximalwert nach Quaschning (2019) für Haushalte mit massiv überdimensionierter Photovoltaikleistung von 10 kWp pro 2.000 kWh Verbrauch (Quaschning 2019), siehe Abbildung 22.

Betrieb2:

Die Photovoltaikanlage von Betrieb2 wurde mangels elektrotechnischer Voraussetzungen zur Überschusseinspeisung in das Niederspannungsnetz im abgeregelten Modus betrieben, bei dem der Wechselrichter die elektrische Produktion auf die jeweils im Betrieb anfallende Last begrenzt. Somit produziert die Photovoltaikanlage immer nur so viel elektrische Energie wie zeitgleich im Betrieb verbraucht wird. Der Eigenverbrauchsanteil beträgt hier also 100 %. Die Messung der

photovoltaischen Produktion mittels SmartPi 15 lieferte unplausible Daten, weshalb diese nicht betrachtet werden können. Alternativ kann der elektrische Ertrag, gemessen vom Wechselrichter selbst, von der SolarEdge-Monitoring-Plattform bezogen werden. Hier wird ein Ertrag für das Kalenderjahr 2020 von 5.197 kWh angegeben. Eine Simulation von Anlage2 analog zu jener von Anlage1 ergibt ohne Abregelung einen Ertrag von 9.268 kWh mit einem spezifischen Jahresertrag von 1.018 kWh. Wie in Abbildung 36 zu sehen ist, kann anhand der Mess- und Simulationsdaten von einem Produktionsverlust durch Abregelung von etwa 44 % bzw. 4.071 kWh ausgegangen werden.







Der jährliche spezifische Ertrag der Anlage hätte laut Simulation ohne Abregelung 1.032 kWh pro kWp betragen, womit der Durchschnittswert für Wien von 1.000 kWh pro kWp um etwa 3% übertroffen worden wäre (Stadt Wien 2014).

5.4 Verbrauchsoptimierung

Folgend werden die gemessenen betrieblichen Verbräuche nach dem Kriterium der Eigenverbrauchsmaximierung auf Optimierungspotential geprüft. Dazu wurden die gemessenen Verbräuche im zeitlichen Kontext ihres Auftretens betrachtet, deren Verschiebbarkeit in das produktive Zeitfenster der Photovoltaikanlagen mit den Gärtnern diskutiert und anschließend ausgewertet. Die beiden Betriebe werden dabei wieder separat behandelt.

Betrieb1:

Zunächst wurden die Verbraucher zu Verbrauchergruppen zusammengefasst und auf ihre zeitliche Verschiebbarkeit überprüft, wie in Tabelle 11 ersichtlich.

Tab.	11: Anteile ge	emessener Verbraucher	gruppen und zeitliche V	/erschiebbarkeit Betrieb1 2020

Verbrauchergruppe	Verbraucher	Verbrauch	verschiebbar
Bewässerung		7 453 kWh	nein
Heizung		6 813 kWh	nein
Lüftung		1 082 kWh	nein
Steckdosen 400V 1	Werkzeug	328 kWh	nein
Beleuchtung		131 kWh	nein
Hallentor		85 kWh	nein
Steckdosen 400V 2	Spritzanlage Pflanzenschutzmittel; Werkzeug	95 kWh	nein
Steckdose 400V 4	Ladegeräte Stapler	335 kWh	ja
Steckdosen 230V 2	Ladegeräte Erntewagen, Hubwagen	318 kWh	ja
Steckdosen 230V 3	Ladegerät Autobatterie	40 kWh	ja
Steckdosen 400V 3	Kompressor	16 kWh	ja
Steckdosen 230V 1	Staubsauger	6 kWh	ја

Die folgenden Festlegungen zur zeitlichen Verschiebbarkeit beruhen auf Einschätzung des Gärtners dieses Betriebes Bewässerung, Heizung und Lüftung sind abhängig von Betriebsphase und Witterungsbedingungen automatisiert gesteuert und als zeitkritisch anzusehen um ein ausgewogenes Kulturklima gewährleisten zu können. Die Bewässerungsanlage dient neben der Versorgung mit Wasser zugleich auch der abgestimmten Versorgung mit einer Nährstoffmischung. Diese Verbraucher werden somit als nicht-verschiebbar klassifiziert. Die Verbrauchergruppe Beleuchtung und das Hallentor sind als unmittelbar bedarfsbezogen anzusehen und daher zeitlich nicht variabel. Zudem besteht für Beleuchtung ohnehin nur Bedarf, wenn kein Tageslicht vorhanden ist. Verbrauchergruppe Steckdosen 400V 2 wurde ebenfalls als nichtverschiebbar klassifiziert. Dies resultiert aus den Erfordernissen der daran betriebenen Verbraucher. Hier wird die Spritzanlage für Pflanzenschutzmittel betrieben. Der optimale Spritzzeitpunkt ist stark Tages- und Jahreszeitabhängig und sollte nicht unmittelbar unter oder vor starker Sonneneinstrahlung stattfinden. Daher wird vorrangig früh oder spät abends die morgens gespritzt. Gerade Witterungsbedingungen, welche zu photovoltaischer Produktion führen werden hier gemieden. Weitere Verbraucher an diesem Verteiler stellen Elektrowerkzeuge dar,
welche größtenteils einer unmittelbar bedarfsbezogen Nutzung unterliegen und deren Potential zeitlicher Verschiebbarkeit als gering eingestuft wird. Die Verbrauchergruppe Steckdose 400V 4 enthält die Ladegeräte eines fahrbaren Elektrostaplers des Modells Toyota Traigo 24 13 sowie eines Handstaplers. Hier kann Optimierungspotential zu vermehrter Ladung während photovoltaisch aktiver Zeitfenster anhand zweier potenzieller Maßnahmen festgestellt werden. Da die Stapler tagsüber nicht durchgehend genutzt werden, kann der Ladevorgang durch geändertes Nutzerverhalten manuell, bevorzugt tagsüber durchgeführt werden, um so den betrieblichen Eigenverbrauch zu erhöhen. Dies wurde seitens des Nutzers im betrachteten Zeitraum bereits teilweise umgesetzt. Zudem besteht die Möglichkeit durch Einsatz einer alternativen Akkutechnologie Ladevorgänge zu verkürzen und Teilladevorgänge zu ermöglichen. Die derzeit genutzten Blei-Säure-Akkus bedingen laut Herstellerangaben durchgehende Ladevorgänge mit Ladezeiten zwischen 5 und 10 Stunden. Währenddessen können die Geräte nicht genutzt werden, weshalb eine Ladung tagsüber oft nicht möglich ist. Modernere Geräte mit alternativen Akkutechnologien wie beispielweise Lithium-Ionen-Akku hingegen sind auch vermehrt für Teilladevorgänge konzipiert und somit jederzeit nutzbar. Zudem kann durch höhere Ladeströme von erheblich kürzeren Gesamtladezeiten ausgegangen werden (Viebahn et al. 2018). Eine weiteres Steigerungspotential für den Eigenverbrauch stellt der Einsatz von elektronischem Lastmanagement dar (Krauter 2018). Dabei handelt es sich um eine elektronische Steuerungskomponente, welche anfallende Lasten abhängig von der Verfügbarkeit photovoltaisch generierter elektrischer Überschüsse schalten bzw. drosseln kann. Als Beispiele für solche Lastmanager können der SMARTFOX PRO der Firma DAfi GmbH (DAfi 2021) oder der enerserve e-manager (Enerserve 2021b) genannt werden. Lastmanagement in Kombination mit Blei-Säure-Akkus ist nicht zielführend, da hier der Ladevorgang nicht unterbrochen werden darf. Für die Verbrauchergruppe Steckdosen 230V 2, welche die Ladegeräte für Erntewagen und Hubwagen beinhaltet, gilt das gleiche wie für jene zur Staplerladung. Verbrauchergruppe 230V 3 beinhaltet ein Ladegerät für Autobatterien. Dieses wird genutzt, um die Autobatterie des betriebseigenen Lastkraftwagens regelmäßig nachzuladen sowie gelegentlich für jene eines Zweitwagens. Da hier üblicherweise keine Vollladungen erforderlich sind kann von begrenzten Ladezeiten ausgegangen werden, welche manuell in ein photovoltaisch aktives Zeitfenster gelegt werden können. Ebenso kann die Verbrauchergruppe Steckdosen 400V 3 eingeteilt werden,

die einen selten betriebenen Kompressor speist sowie Verbrauchergruppe Steckdosen 230V 1 mit einem Staubsauger als Hauptverbraucher. Abbildung 37 zeigt einen beispielhaften Tagesverlauf mit einer Staplerladung vom 17. Juni 2020, welche tageszeitlich bedingt zum Teil solar gedeckt und zum Teil netzgedeckt stattfand.



Abb. 37: Tagesverlauf Verbrauchs- und Produktionsleistung Betrieb1 17. Juni 2020

Jene Fläche in Blaugrün gehalten, welche sich unter der orangenen Produktionslinie befindet, entspricht der solar gedeckten Staplerladung. Die farblose Fläche unter der Produktionslinie stellt den in das Netz eingespeiste Anteil der generierten elektrischen Energie dar. An diesem beispielhaften Tagesverlauf ist zu sehen wie mit Hilfe eines elektronischen Lastmanagementsystems die elektrische Leistung der Staplerladung auf jene der photovoltaischen Produktion begrenzt werden kann, um das zeitlich folgende Kontingent an eigens generierter elektrischer Leistung für die Ladung zu nutzen, anstatt diese in das Netz einzuspeisen. In Abbildung 38 sind die Anteile der einzelnen Verbrauchergruppen insgesamt (links) sowie die als potenziell verschiebbar klassifizierten Verbrauchergruppen (rechts) in Relation gesetzt.



Abb. 38: Verbrauchsanteile der Verbrauchergruppen Betrieb1 2020

Die größten Verbraucher stellen anteilig am Gesamtverbrauch mit 44,6 % die Bewässerungsanlage und mit 40,8 % die Heizanlage dar. Darauf folgen die Lüftungsanlage mit 6,5 % sowie die Verbrauchergruppe Steckdosen 400V 1 mit 2,0 %. Beleuchtung, Hallentor und Steckdosen 400V 2 liegen unter 1 %. Der Anteil an potenziell verschiebbarer Verbräuche am Gesamtverbrauch beträgt 4,3 %. Davon entfällt ein Großteil auf die Ladegeräte der Stapler mit 2,0 % und die Ladegeräte von Ernte- und Hubwagen mit 1,9 % Die restlichen potenziell verschiebbaren Verbrauchergruppen liegen deutlich unter 1 % Anteil. Um nun das tatsächliche Optimierungspotential für die verschiebbaren Verbraucher zu ermitteln, wurde anhand der Messdaten rechnerisch ermittelt, welcher Anteil des verschiebbaren Verbrauchs von 715 kWh über das Jahr 2020 ohne solare Deckung erfolgte. Folglich wurde der verschiebbare Verbrauch zu 53 % (378 kWh) solar gedeckt und zu 47 % (337 kWh) vom Netz bezogen. Bei diesem Ergebnis ist zu beachten, dass der elektrische Ertrag der Photovoltaikanlage wie in Kapitel 5.3 beschrieben ab September 2020 durch mehrere Ausfälle bedingt niedriger ist als er potenziell sein könnte. Daher könnte der Anteil des verschiebbaren Verbrauchs, welcher durch das Netz gedeckt wurde, und somit das Optimierungspotential auch geringer ausfallen.

Betrieb2:

Zunächst wurden die Verbraucher zu Verbrauchergruppen zusammengefasst und auf ihre zeitliche Verschiebbarkeit überprüft, wie in Tabelle 12 ersichtlich.

Verbrauchergruppe	Verbraucher	Verbrauch	verschiebbar
Heizung		8 542 kWh	nein
Bewässerung		2 714 kWh	nein
Lüftung und Klimatisierung		1 420 kWh	nein
Steckdosen 230V	Diverse Verbraucher	914 kWh	nein
Beleuchtung		411 kWh	nein
Hallentor		273 kWh	nein
Steckdosen 400V 1	Ladegerät Stapler; Kühlkammer	1 719 kWh	teilweise
	Spritzanlage Pflanzenschutzmittel;		
Steckdosen 400V 2; 3	Ladegeräte Erntewagen	338 kWh	teilweise

Tab. 12: Anteile gemessener Verbrauchergruppen und zeitliche Verschiebbarkeit Betrieb2 2020

Die folgenden Festlegungen zur zeitlichen Verschiebbarkeit beruhen auf Einschätzung des Gärtners dieses Betriebes. Heizung, Bewässerung sowie Lüftung und Klimatisierung sind – wie bei Betrieb1 – abhängig von Betriebsphase und Witterungsbedingungen automatisiert gesteuert und als zeitkritisch anzusehen, um ein ausgewogenes Kulturklima gewährleisten zu können. Die Bewässerungsanlage dient neben der Versorgung mit Wasser zugleich auch der abgestimmten Versorgung mit einer Nährstoffmischung. Diese Verbraucher werden somit als nicht-verschiebbar klassifiziert. Verbrauchergruppe Steckdosen 230V beinhaltet diverse nicht näher Kleinverbraucher sowie bedarfsabhängig genutztes elektrisches identifizierte Werkzeug. So werden beispielweise ein Büro und ein Aufenthaltsraum von diesem Verteiler gespeist. Diese Verbrauchergruppe wird als zeitlich nicht verschiebbar klassifiziert. Die Verbrauchergruppe Beleuchtung und das Hallentor sind als unmittelbar bedarfsbezogen anzusehen und daher zeitlich nicht variabel. Zudem besteht für Beleuchtung ohnehin nur Bedarf, wenn kein Tageslicht vorhanden ist. Die Verbrauchergruppe Steckdosen 400V 1 beinhaltet das Ladegerät eines fahrbaren Elektrostaplers des Modells Toyota FBM20 VA410 sowie eine Kühlkammer. Die zeitliche Verschiebbarkeit der Staplerladung kann auf Grund ähnlicher Nutzungsbedingungen wie bei Betrieb1 als gegeben betrachtet werden. Die Voraussetzungen dafür wurden bereits im Szenario für Betrieb erläutert und sind auch für Betrieb2 gegeben. Die am gleichen Verteilerstrang betriebene Kühlkammer muss nach Angaben des Betreibers durchgehend betrieben werden und ist daher zeitlich nicht verschiebbar. Daher kann diese Verbrauchergruppe lediglich als teilweise zeitlich verschiebbar klassifiziert werden. Eine Auftrennung der beiden Verbrauchergruppe Steckdosen 400V 2; 3 lediglich als teilweise zeitlich verschiebbar klassifiziert werden analog zu jenen des Staplers zeitlich verschiebbar, der Betrieb der Spritzanlagen für Pflanzenschutzmittel hingegen nicht, bedingt durch unflexible, tageszeitabhängige Spritzzeitpunkte, wie auch für Betrieb1 beschrieben. Somit könnten für Betrieb2 zwei Verbrauchergruppen identifiziert werden, die teilweise Optimierungspotential aufweisen.

In Abbildung 39 sind die Anteile der einzelnen Verbrauchergruppen insgesamt (links) sowie die als potenziell teilweise verschiebbar klassifizierten Verbrauchergruppen (rechts) in Relation gesetzt.



Abb. 39: Verbrauchsanteile der Verbrauchergruppen mit Detaildarstellung zeitlich verschiebbarer Verbraucher Betrieb2 2020

Die größten Verbraucher stellen anteilig am Gesamtverbrauch mit 52,3 % die Heizanlage und mit 16,6 % die Bewässerungsanlage dar. Darauf folgen die Lüftungsanlage mit 8,7 %, die Verbrauchergruppe Steckdosen 230V mit 5,6 %, sowie die Beleuchtung mit 2,5 % und das Hallentor mit 1,7 %. Der Anteil potenziell teilweise verschiebbarer Verbräuche am Gesamtverbrauch beträgt 12,6 %. Davon entfällt ein Großteil auf Verbrauchergruppe Steckdosen 400V 1 mit 10,5 % und der Rest auf Verbrauchergruppe Steckdosen 400V 2; 3 mit 2,0 %. Bezüglich solarem Deckungsgrad der potenziell teilweise verschiebbaren Verbräuche im Jahr 2020 kann keine Aussage getätigt werden, da die erforderlichen Messdaten zur Kalkulation des Eigenverbrauchs nicht zur Verfügung stehen.

6 Schlussfolgerung und Ausblick

Wie die Ergebnisse der Untersuchungen an Betrieb1 zeigen, hat die Photovoltaikanlage mit einem Moduleindeckungsrad von etwa 6 % keinen signifikanten Einfluss auf Feuchtmasse oder Stückzahl der geernteten Gurken. Unter dem semitransparenten Modul wurden zwar über das Jahr 2020 nur 27 % der einfallenden Referenzmenge (unter Glas) an PAR gemessen, durch die erhöhte Position des Moduls von etwa 5 m über der Grundfläche kann allerdings davon ausgegangen werden, dass der im Tagesverlauf wandernde Modulschatten darunterliegende Nutzpflanzen jeweils nur zeitweise bedeckt. Den positiven Ergebnissen zufolge könnte weiterführend überprüft werden, ob der Eindeckungsgrad eventuell noch erhöht werden kann, ohne den Ertrag an Gurken negativ zu beeinflussen. Des Weiteren zwischen Jänner und August 2020 insgesamt 6.725 kWh photovoltaische Elektrizität generiert, mit Potential auf 9.037 kWh für das gesamte Jahr nach Simulationsergebnissen. Das APV-Konzept an Betrieb1 kann somit als gelungenes Beispiel betrachtet werden, das sich im laufenden Betrieb eines kommerziell tätigen Gärtnereibetriebes praktisch bewährt hat. Eigenverbrauchs- und Autarkiegrad liegen nach Simulation mit 60,99 % und 32,98 % deutlich über jenen Werten, die üblicherweise im Haushaltsbereich erreicht werden. Dies beruht vermutlich auf dem geringen Nachtverbrauch und den Betriebspausen in den Wintermonaten November bis Jänner. Unter Beibehaltung des genannten Eindeckungsgrades könnte die Photovoltaikanlage an Betrieb1 von derzeitigen etwa 8 kWp auf etwa 56 kWp erweitert und somit nach Simulation ein elektrischer Ertrag von etwa 60.343 kWh jährlich erwirtschaftet werden. Dies würde den Jahresverbrauch des Betriebes von etwa 16.700 kWh bilanziell decken und die Überschüsse könnten eingespeist ins öffentliche Verteilernetz zur allgemeinen Elektrizitätsversorgung beitragen. Hindernis für diese Anlagendimension könnte allerdings unter derzeitigen Rahmenbedingungen die mit Überdimensionierung der Anlage in Relation zum Eigenverbrauch sinkende ökonomische Rentabilität sein. Optimierungspotential zur Eigenverbrauchssteigerung auf Verbraucherseite konnte nur geringfügig festgestellt werden. Lediglich 4,3 % des jährlichen Elektrizitätsbedarfs wurden als potenziell verschiebbar klassifiziert, wovon etwa die Hälfte bereits solar gedeckt wurde. Eine Verlagerung der Vehikelladungen in das solare Produktionsfenster ist mit den Bestandsgeräten nicht möglich und würde Neuanschaffungen bedingen, sowie eventuell die Installation eines intelligenten Energiemanagementsystems. Auch

Adaptierungen im betrieblichen Nutzerverhalten bergen kaum Potential. An Betrieb2 konnte der Einfluss der Photovoltaikanlage auf den Ernteertrag (Tomaten) mangels Daten nicht festgestellt werden. Da es sich hier aber ebenfalls um einen kommerziell tätigen Gärtnereibetrieb handelt, und diesbezüglich keine negativen Rückmeldungen erfolgten, kann davon ausgegangen werden, dass sich eventuelle Ernteeinbußen in Grenzen hielten oder nicht gegeben waren. Da die Photovoltaikanlage an Betrieb2 abgeregelt betrieben wurde, war die Produktionsleistung in zeitlichem Kontext an die Verbrauchsleistung gebunden. Somit wurden hier über das Jahr 2020 nur etwa 5.197 kWh Elektrizität generiert. Ohne Abregelung hätte die Anlage nach Simulation potenziell etwa 9.268 kWh generiert. Auch hier wäre eine entsprechende Hochskalierung denkbar. Das festgestellte Optimierungspotential zur Eigenverbrauchssteigerung auf Verbraucherseite fiel an Betrieb2 mit 12,6 % deutlich höher aus, wovon etwa drei Viertel auf die Staplerladestation und die Kühlkammer fallen. Wie bei Betrieb1 wären hier allerdings ebenso Geräteneuanschaffungen und eventuell die Integration eines Energiemanagementsystems erforderlich. Bei Neuerrichtung eines Gewächshausbetriebes könnte unter Einsatz aufeinander abgestimmter regelbarer Betriebsmittel, vor Allem betreffend der primären Verbraucher wie Heiz- oder Bewässerungsanlagen, voraussichtlich weitaus höheres Eigenverbrauchspotential hergestellt werden.

Abkürzungsverzeichnis

APV	Agriphotovoltaik
DSM	demand side management
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
HDF	hierarchical data format
MPPT	maximum power point tracking
PAR	photosynthetic active radiation

Literaturverzeichnis

Allardyce, C. S.; Fankhauser, C.; Zakeeruddin, S. M.; Grätzel, Michael und Dyson, P. J., 2017. The influence of greenhouse-integrated photovoltaics on crop production. Solar Energy, 155, 517-522. DOI: 10.1016/j.solener.2017.06.044.

Altmann-Mavaddat, N; Bannert, M.; Baumann, M.; Bogner, T.; Bürbaumer, H.; Indinger, A.; Jamek, A.; Kalt, G.; Klinski, M.; Lackner, P.; Raimund, W.; Schilcher, K.; Schmidl, J.; Thenius, G.; Tretter, H. und Zopf-Renner, C., 2014. Klima und Energie: Wissen kompakt. Wien: Österreichische Energieagentur. Verfügbar in: <u>https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/Klima-und-Energie-</u> Wissen-kompakt-2018.pdf [Abfrage am 29.05.2021].

Aroca-Delgado, R.; Pérez-Alonso, J.; Callejón-Ferre, Á. J. und Velázquez-Martí, B., 2018. Compatibility between Crops and Solar Panels: An Overview from Shading Systems. Sustainability, 10 (3), 743. DOI: 10.3390/su10030743.

Aroca-Delgado, R.; Pérez-Alonso, J.; Callejón-Ferre, Á. J. und Díaz-Pérez, M., 2019. Morphology, yield and quality of greenhouse tomato cultivation with flexible photovoltaic rooftop panels (Almería-Spain). Scientia Horticulturae, 257, 108768. DOI: 10.1016/j.scienta.2019.108768.

Baumann, M.; Dolna-Gruber, C.; Goritschnig, W.; Pauritsch, G. und Rohrer M., 2021. Klima- und Energiestrategien der Länder – Energie, Treibhausgasemissionen und die Kongruenz von Länder- und Bundeszielen. Wien: Österreichische Energieagentur. Verfügbar

https://www.energyagency.at/fileadmin/dam/image/Presseaussendungen/PA_PDFs/2 021/04 IGW-BL Vergleich Endbericht Final.pdf [Abfrage am 29.05.2021].

BMK, 2020. Energie in Österreich: Zahlen, Daten, Fakten. Wien: Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Verfügbar in: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:f0bdbaa4-59f2-4bde-9af9-

e139f9568769/Energie in OE 2020 ua.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

BMK, 2021a. Vortrag an den Ministerrat Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz und weitere Gesetzesnovellen (EAG-Gesetzespaket). Wien: Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Verfügbar in: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:760a458e-d621-4e04-86e5- fbfcbe7f1711/20210312 MRV EAG.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

BMK, 2021b. Energiewende für Österreich eingeleitet: Bundesregierung präsentiert Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz. Wien: Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Verfügbar in: https://www.bmk.gv.at/service/presse/gewessler/20210311_eag.html [Abfrage am 31.05.2021].

BMK, 2021c. Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG). Wien: Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Verfügbar in: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:f1017b8b-f77b-4613-aa79-e20a7786dee2/EAG-entwurf.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

BMK, 2021d. Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2020:Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen und Windkraft. Wien:Bundesministerium Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation undTechnologie.Verfügbarin:

https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/marktentwicklung-2020_web.pdf [Abfrage am 03.09.2021].

BMVT, 2018. Photovoltaik Technologie-Roadmap Teil 2: Potenziale und Technologie-Entwicklungsbedarf für Photovoltaik in den Sektoren Gewerbe/Industrie – Mobilität – Landwirtschaft – Gebäude/Städte. Wien: Bundesministerium Verkehr, Innovation und Technologie. Verfügbar in:

https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/schriftenreihe_2018-27_pvroadmap.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

BMVT, 2019. Bericht über die Umsetzung des Nationalen Strategierahmens "Saubere Energie im Verkehr". Wien: Bundesministerium Verkehr, Innovation und Technologie. Verfügbar in: https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:406ad506-df1f-4d58-8f0f-70fa507aa976/20191115 AFI-RL%20Fortschrittsbericht final neu15 final ua.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

Cossu, M.; Cossu, A.; Deligios, P. A.; Ledda, L.; Li, Z.; Fatnassi, H.; Poncet, C. und Yano, A., 2018. Assessment and comparison of the solar radiation distribution inside the main commercial photovoltaic greenhouse types in Europe. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 94, 822-834. DOI: 10.1016/j.rser.2018.06.001.

Cossu, M.; Yano, A.; Solinas, S.; Deligios, P. A.; Tiloca, M. T.; Cossu, A. und Ledda, L., 2020. Agricultural sustainability estimation of the European photovoltaic greenhouses. European Journal of Agronomy, 118, 126074. DOI: 10.1016/j.eja.2020.126074.

Crystalsol, 2021. Entirely new type of printed photovoltaic thin-film modules. Wien: crystalsol GmbH. Verfügbar in: <u>https://www.crystalsol.com/</u> [Abfrage am 31.05.2021].

DAfi, 2021. Smartfox Pro: Warmwasserbereitung – E-Mobility – Smart Home. Eben im Pongau: DAfi GmbH. Verfügbar in: <u>https://www.smartfox.at/smartfox-pro.html</u> [Abfrage am 31.05.2021].

DAS Energy, 2019a. Datenblatt Das Gewächshaus Modul. Wiener Neustadt: DAS Energy GmbH. Verfügbar in: <u>https://das-energy.com/storage//Downloads/202010-</u> Datenblaetter-de/Datenblatt-Glashaus-Modul-202010.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

DAS Energy, 2019a. Datenblatt Das Universal Modul. Wiener Neustadt: DAS Energy GmbH.

DataTaker, 2019. Datenblatt DT80 Series Data Logger. Melbourne: DataTaker Pty Ltd. Verfügbar in: <u>https://www.dataloggerinc.com/wp-content/uploads/2016/09/dt80-</u> intelligent-universal-input-data-logger.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

Energetica, 2021. Aktuelles Halbzellenmodul: e.Classic M HC. Liebenfels: Energetica Industries GmbH. Verfügbar in: <u>https://www.energetica-pv.com/portfolio/e-classic-m-hc/</u> [Abfrage am 03.09.2021].

Enerserve, 2016. Datenblatt SmartPi 2.0. Hemmingen: nD-enerserve GmbH. Verfügbar in: <u>https://enerserve.eu/de/smartpi.html</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Enerserve, 2021a. Opensource Repository of SmartPi. Hemmingen: nD-enerserve GmbH. Verfügbar in: <u>https://github.com/nDenerserve/SmartPi</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Enerserve, 2021b. e.manager: Energie neu gedacht. Hemmingen: nD-enerserve GmbH. Verfügbar in: <u>https://enerserve.eu/de/e.manager.html</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Europäische Kommission, 2021. Klimaschutzmaßnahmen der EU und der europäische Grüne Deal. Brüssel: Europäische Kommission. Verfügbar in: <u>https://ec.europa.eu/clima/policies/eu-climate-action_de</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Fechner, H., 2020. Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können: mit Fokus auf bis 2030 realisierbare PV-Potentiale im Gebäudesektor und technische Potentiale auf anderen Flächen. Wien: Oesterreichs Energie. Verfügbar in: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user upload/Oesterreichs Energie/Publikatio nsdatenbank/Studien/2020/PV-Studie 2020.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

Fraunhofer ISE, 2017. Sonne ernten auf zwei Etagen – Agrophotovoltaik steigert dieLandnutzungseffizienz um über 60 Prozent. Freiburg: Fraunhofer-Institut für SolareEnergiesystemeISE.Verfügbarin:https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/presseinformationen/2017/2017ISEde PI1JahrAPV.pdf[Abfrage am 03.09.2021].

FraunhoferISE,2020.Agri-Photovoltaik:ChanceFürLandwirtschaftUndEnergiewende:Ein Leitfaden für Deutschland.Freiburg:Fraunhofer-Institut für SolareEnergiesystemeISE.Verfügbarin:https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/APV-Leitfaden.pdf[Abfrage am 31.05.2021].

Fronius, 2021. Hersteller Stringwechselrichter. Wels: Fronius International GmbH. Verfügbar in: <u>https://www.fronius.com/de-at/austria/solarenergie/installateure-partner</u> [Abfrage am 03.09.2021].

GLOCULL, 2021. Agrophotovoltaik: Warum ist Agrophotovoltaik für uns so spannend?. Wien: Universität für Bodenkultur Wien. Verfügbar in: <u>https://agropv.boku.ac.at/agrophotovoltaik/</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Google Maps, 2021. Satellitenbild Gärtnereibetriebe Wien Simmering. Mountain View:GoogleInc.Verfügbarin:https://www.google.at/maps/@48.1729208,16.4475901,1493m/data=!3m1!1e3[Abfrage am 31.05.2021].

Götzberger, A. und Zastrow, A., 1981. Kartoffeln unter dem Kollektor. Sonnenenergie, 81, 19-22.

Günther, M., 2015. Energieeffizienz durch Erneuerbare Energien: Möglichkeiten Potentiale Systeme. Wiesbaden: Springer Verlag. DOI: 10.1007/978-3-658-06753-3.

Hampl, N.; Sposato, R.; Marterbauer, G.; Nowshad, A.; Strebl, M. und Salmhofer, A., 2021. Erneuerbare Energien in Österreich: Der jährliche Stimmungsbarometer der österreichischen Bevölkerung zu erneuerbaren Energien. Klagenfurt; Wien: Institut für Produktions-, Energie- und Umweltmanagement, Alpen-Adria-Universität Klagenfurt; Institut für Strategisches Management, Wirtschaftsuniversität Wien; Deloitte Österreich; Wien Energie. Verfügbar in: https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/at/Documents/energy-resources/at-erneuerbare-energien-2021.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

Hemming, S.; Dueck, T. A.; Janse, J. und Noort, van F. R., 2008. The Effect of DiffuseLight on Crops. Acta Horticulturae, 801, 1293-1300. DOI:10.17660/ActaHortic.2008.801.158.

Kaltschmitt, M.; Streicher, W. und Wiese, A., 2020. Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. 6. aktualisierte Aufl. Berlin Heidelberg: Springer Verlag. DOI: 10.1007/978-3-662-61190-6

Krauter, S., 2018. Simple and effective methods to match photovoltaic power generation to the grid load profile for a PV based energy system. Solar Energy, 159, 768-776. DOI: 10.1016/j.solener.2017.11.039.

KIOTO, 2021. Power-Modul-Silver: Das hocheffiziente Universalgenie. St. Veit/Glan: KIOTO Photovoltaics GmbH. Verfügbar in: <u>https://www.kiotosolar.com/de/unsere-produkte/glas-folien-module/power-modul-silver.html</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Kipp & Zonen, 2019. Datenblatt PQS1 PAR Quantum Sensor V1303. Delft: Kipp & Zonen B.V.. Verfügbar in: <u>https://www.kippzonen.com/Download/429/PQS-1-PAR-Quantum-Sensor-Brochure</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Lentsch, D., 2021. Unveröffentlichte Darstellungen

LfULG, 2018. Energieeffizienz im Gartenbau: Ergebnisse aus dem sächsischen Wissenstransferprojekt im Zeitraum 2017/18. Dresden: Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie. Verfügbar in: <u>https://www.gicon.de/fileadmin/GICON/Bilder/Fachbereiche/ET/Energieeffizienz_im</u> <u>Gartenbau/GICON - Ergebnisbericht Energieeffizienz im Gartenbau.pdf</u> [Abfrage am 31.05.2021].

LGV Sonnengemüse, 2021. Starke Fakten: Erfolg in Zahlen. Wien: LGV Sonnengemüse eingetragene Genossenschaft. Verfügbar in: <u>https://lgv.at/ueber-uns/</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Luthander, R.; Widén, J.; Nilsson, D. und Palm, J., 2015. Photovoltaic selfconsumption in buildings: A review. Applied Energy, 142, 80-94. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.12.028.

Marcelis, L.F.M.; Broekhuijsen, A.G.M.; Nijs, E.M.F.M. und Raaphorst, M.G.M., 2006. Quantification of the Growth Response to Light Quantity of Greenhouse Grown Crops. Acta Horticulturae, 711, 97-103. DOI: 10.17660/actahortic.2006.711.9.

Marrou, H.; Guilioni, L.; Dufour, L.; Dupraz, C. und Wery, J., 2013. Microclimate under agrivoltaic systems: Is crop growth rate affected in the partial shade of solar panels?. Agricultural and Forest Meteorology, 177, 117-132. DOI: 10.1016/j.agrformet.2013.04.012.

nn, 2011. Simulationssoftware: Ausgerechnet der Klassiker PV-Sol bringt die schlechtesten Ergebnisse. Photon, 4, 22-23.

Oesterreichs Energie, 2020. PV-Ausbau: Positionen der E-Wirtschaft, um den zur Erreichung der Klima- und Energieziele notwendigen PV-Ausbau sicherzustellen. Wien: Verein Österreichs E-Wirtschaft. Verfügbar in: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user upload/Oesterreichs Energie/Publikatio nsdatenbank/Positionspapiere/Positionspapier_PV_Ausbau.pdf [Abfrage am 03.09.2021].

Pérez-Alonso, J.; Pérez-García, M.; Pasamontes-Romera, M. und Callejón-Ferre, A. J., 2012. Performance analysis and neural modelling of a greenhouse integrated photovoltaic system. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16, 4675-4685. DOI: 10.1016/j.rser.2012.04.002.

Photovoltaic Austria, 2017. Future Loading Sonnenstrom optimal nutzen: Best-Practice-Beispiele. Wien: Bundesverband Photovoltaic Austria. Verfügbar in: <u>https://pvaustria.at/wp-content/uploads/2017-07-06-</u>

Eigenstromverbrauchsbroschuere.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

Quaschning, V., 2019. Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung - Klimaschutz. 10. aktualisierte Aufl. München: Hanser Verlag.

Rösch, C., 2016. Agrophotovoltaik – die Energiewende in der Landwirtschaft. Gaia, 25 (4), 242-246. DOI: 10.14512/gaia.25.4.5.

SEBA Mureck, 2017. Folder SonnenEnergieBürgerInnenAnlage Mureck. Mureck:SEBAMureckGmbH.Verfügbarhttp://www.sebamureck.at/?LaufendeAktivit%C3%A4ten[Abfrage am 31.05.2021].

Senn, D., 2016. Radieschen und Solarstrom. Schweizer Landtechnik, 5, 12-14. Verfügbar in: <u>https://issuu.com/svlt-aseta/docs/lt_05_2016.pdf?e=1078673/57762487</u> [Abfrage am 03.09.202]

Stadt Wien. 2014. Solarleitfaden: Gestaltung von Solaranlagen und Bauwerksbegrünung. Wien: MA 20 Energieplanung; MA 19 Architektur und MA 22 Wiener Umweltschutzabteilung. Stadtgestaltung; Verfügbar in: https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/pdf/solarfolder.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

Stadt Wien, 2020. Energiebericht 2020 der Stadt Wien. Wien: MA 20 Energieplanung. Verfügbar in: <u>https://www.wien.gv.at/spezial/energiebericht2020/</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Stadt Wien, 2021a. Wiener Solarpotential. Wien: Stadt Wien Stadtvermessung. Verfügbar in:

https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/stadtvermessung/geodaten/solar/wienersolarpotenzial.html [Abfrage am 31.05.2021].

Stadt Wien, 2021b. Größte Fotovoltaik-Anlage Österreichs geht in der Donaustadt in Betrieb. Wien: wien.gv.at-Redaktion. Verfügbar in: <u>https://www.wien.gv.at/umwelt-klimaschutz/fotovoltaik-anlage-schafflerhofstrasse.html</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Stadt Wien, 2021c. Wien Umweltgut: Solarpotentialkataster. Wien: Stadt Wien Stadtvermessung. Verfügbar in: <u>https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/stadtvermessung/geodaten/solar/</u> [Abfrage am 31.05.2021].

SolarEdge, 2021a. Datenblatt Dreiphasen-Wechselrichter SE3K – SE10K. Berlin:SolarEdgeTechnologiesLtd.Verfügbarin:

https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-three-phase-inverter-setapp-dsde.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

SolarEdge, 2021b. Datenblatt Leistungsoptimierer P300, P370, P404, P500. Berlin: SolarEdge Technologies Ltd. Verfügbar in: <u>https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-p-series-add-on-frame-mounted-power-optimizer-datasheet-de.pdf</u> [Abfrage am 31.05.2021].

SolarEdge, 2021c. Three Phase Inverterwith SetApp ConfigurationQuick Installation Guide. Berlin: SolarEdge Technologies Ltd. Verfügbar in: <u>https://www.solaredge.com/de/solaredge/resource-library/download/289198</u> [Abfrage am 03.09.2021].

Teoh, M. und Liebl, V., 2016. Leitfaden zu PV-Eigenverbrauchsmodellen: Projekt PV Financing Teilaufgabe D4.1. Wien: Bundesverband Photovoltaic Austria. Verfügbar in: <u>https://pvaustria.at/wp-content/uploads/2017-11-28-PV-Leitfaden-Eigenverbrauch-Auflage_4.pdf</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Touil, S.; Richa, A.; Fizir, M. und Bingwa, B., 2021. Shading effect of photovoltaic panels on horticulture crops production: a mini review. Reviews in environmental science and biotechnology, 20 (2), 281–296. DOI: 10.1007/s11157-021-09572-2.

Trinasolar, 2021. Aktuelles Drittelzellenmodul: TSM-DE09.08 VertexS. München:TrinaSolar(Germany)GmbH.Verfügbarin:https://www.trinasolar.com/de/product/VERTEX-DE09.08[Abfrage am 03.09.2021].

United Nations, 2015. Paris Agreement 2015. Paris: United Nations. Verfügbar in: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

Universität Zürich, 2021. Datenanalyse mit SPSS. Zürich: Universität Zürich. Verfügbar in: <u>https://www.methodenberatung.uzh.ch/de/datenanalyse_spss.html</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Ureña-Sánchez, R.; Callejón-Ferre, Á. J.; Pérez-Alonso, J. und Carreño-Ortega, Á., 2012. Greenhouse tomato production with electricity generation by roof-mounted flexible solar panels. Scientia Agricola, 69 (4), 233-239. DOI: 10.1590/S0103-90162012000400001.

Viebahn, P.; Zelt, O.; Fischedick, M.; Wietschel, M.; Hirzel, S. und Horst, J., 2018. Technologien für die Energiewende: Technologiebericht – Band 1. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH. Verfügbar in: <u>https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docld/7082/file/WR13-1.pdf</u> [Abfrage am 31.05.2021].

Yano, A. und Cossu, M., 2019. Energy sustainable greenhouse crop cultivation using photovoltaic technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 109, 116-137. DOI: 10.1016/j.rser.2019.04.026.

YHID, 2021. Datenblatt Split core current transformer SCT013-100. Madrid:YaohuadechangElectronicCo.Ltd.Verfügbarin:http://en.yhdc.com/comp/file/download.do?id=941 [Abfrage am 31.05.2021].

Yildirim, N. und Bilir, L., 2017. Evaluation of a hybrid system for a nearly zero energy greenhouse. Energy Conversion and Management, 148, 1278-1290. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.06.068.

ZAMG, 2021. Witterungsübersicht für das Jahr 2020. Wien: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik. Verfügbar in: https://www.zamg.ac.at/zamgWeb/klima/klimarueckblick/archive/2020/wiewars20.pdf [Abfrage am 31.05.2021].

Tabellenverzeichnis

- Tab. 1: Komponenten PV-Anlage Betrieb1
- Tab. 2: Moduleindeckungsgrad Betrieb1
- Tab. 3: Komponenten PV-Anlage Betrieb2
- Tab. 4: Moduleindeckungsgrad Betrieb2
- Tab. 5: Komponenten, Position und Messgrößen PAR-Messung Betrieb1
- Tab. 6: Messgrößen Elektrizitätsmessung SmartPi
- Tab. 7: Gemessene Verteiler und deren Verbraucher Betrieb1
- Tab. 8: Gemessene Verteiler und deren Verbraucher Betrieb2
- Tab. 9: Genutzte Software Versionen
- Tab. 10: Vergleich Messung und Simulation Betrieb1 Jan. Aug. 2020

Tab. 11: Anteile gemessener Verbrauchergruppen und zeitliche Verschiebbarkeit Betrieb1 2020

Tab. 12: Anteile gemessener Verbrauchergruppen und zeitliche Verschiebbarkeit Betrieb2 2020

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: EAG Ausbauszenario regenerativer Stromproduktion bis 2030 nach Energieträger (BMK 2021b)

Abb. 2: Jährlich installierte und kumulierte PV-Leistung in Österreich bis 2019 (BMK 2021d)

Abb. 3: Tatsächliche PV-Marktentwicklung und Roadmap-Szenario (BMK 2021d)

Abb. 4: Prinzipieller Aufbau einer kristallinen Solarzelle (Quaschning 2019)

Abb. 5: Beispielmodul KIOTO Power-Modul SILVER (KIOTO 2021)

Abb. 6: Montage- und Flächenart der 2019 in Österreich installierten PV-Leistung (BMK 2021d)

Abb. 7: Potentiale für PV im Gebäudesektor (Fechner 2020)

Abb. 8: Erforderliche PV-Flächen bis 2030 (Fechner 2020)

Abb. 9: PV Gebäudeintegration Best-Practice-Beispiele (PV Austria 2017)

Abb. 10: Größte PV-Anlage Österreichs Wien Donaustadt (Stadt Wien 2021b)

Abb. 11: APV – Effizienzsteigerung gemeinsamer Flächennutzung (Fraunhofer ISE 2017)

Abb. 12: APV Anwendungsform Kultur (BMVIT 2018)

Abb. 13: APV Anwendungsform Grünland (BMVIT 2018)

Abb. 14: APV Anwendungsform Gewächshaus (BMVIT 2018)

Abb. 15: Verschattungsbedingte Eignung von Nutzpflanzen für APV (BMVIT 2018)

Abb. 16: Ausschnitt Wiener Solarpotenzialkataster Gärtnereibetriebe Simmering (Stadt Wien 2021c)

Abb. 17: Ausschnitt Satellitenbild Gärtnereibetriebe Wien Simmering (Google Maps 2021)

Abb. 18: Einfluss von Orientierung und Neigung auf den jährlichen Solarertrag in Wien (Stadt Wien 2014)

Abb. 19: Beispiel Tagesverlauf Verbrauchs- und Produktionsleistung Einfamilienhaus (Quaschning 2019)

Abb. 20: Beispiel Tagesverlauf Verbrauchs- und Produktionsleistung Gewerbebetrieb (Quaschning 2019)

Abb. 21: Beispiel Eigenverbrauchsanteile Einfamilienhaus nach Anlagengröße und Jahresstromverbrauch (Quaschning 2019)

Abb. 22: Beispiel Autarkiegrade Einfamilienhaus nach Anlagengröße und Jahresstromverbrauch (Quaschning 2019)

Abb. 23: Schema Tagesverlauf mit Netzbezug (A), Überschuss (B) und Eigenverbrauch (C) (Luthander et al. 2015)

Abb. 24: Schematischer Aufbau der Photovoltaikanlage (modifiziert nach SolarEdge 2021c)

Abb. 25: Modulbelegung Betrieb1 – Innen- und Außenansicht

Abb. 26: Modulbelegung Betrieb2 – Innen- und Außenansicht

Abb. 27: Verbraucher und Erzeuger – schematische Darstellung Betrieb1 (Lentsch 2021)

Abb. 28: Verbraucher und Erzeuger – schematische Darstellung Betrieb2 (Lentsch 2021)

Abb. 29: 3D-Simulation PV-Anlage Betrieb1 mittels PV*SOL

Abb. 30: Monatlich aggregierte PAR Lichtmengen an den Messpunkten 2020

Abb. 31: Tagesverlauf der Messpunkte PAR am 28. April 2020

Abb. 32: Jährlich aggregierte PAR Lichtmengen an den Messpunkten 2020

Abb. 33: Gemessene elektrische Energieflüsse Betrieb1 Jan. – Aug. 2020

Abb. 34: Simulierte elektrische Energieflüsse Betrieb1 2020

Abb. 35: Simulierte Eigenverbrauchs- und solare Deckungsanteile unterschiedlicher Anlagengrößen Betrieb1 2020

Abb. 36: Ermittlung der Verluste durch Abregelung durch Vergleich gemessener Erträge und simulierter Erträge ohne Abregelung Betrieb2 2020 Abb. 37: Tagesverlauf Verbrauchs- und Produktionsleistung Betrieb1 17. Juni 2020

Abb. 38: Verbrauchsanteile der Verbrauchergruppen mit Detaildarstellung zeitlich verschiebbarer Verbraucher Betrieb1 2020

Abb. 39: Verbrauchsanteile der Verbrauchergruppen mit Detaildarstellung zeitlich verschiebbarer Verbraucher Betrieb2 2020

Formelverzeichnis

For. 1: Eigenverbrauchsanteil (Quaschning 2019)

For. 2: Autarkiegrad bzw. solarer Deckungsanteil (Quaschning 2019)