



EINE DIPLOMARBEIT ÜBER

## **Evaluierung von Online-Tools zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen**

ZUR ERBRINGUNG DER ANFORDERUNGEN FÜR DEN GRAD DES

## Diplom-Ingenieur

in

Energie- und Automatisierungstechnik (UE 066 506)

von

## **Ermin Sefer, BSc**

Matrikelnummer: 01525021

### Betreuer\_Innen:

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thilo Sauter Projektass. Dipl.-Ing. Stefan Wilker, B.Eng.

> Wien, Österreich Jänner 2025



# Kurzfassung

In Zeiten des wachsenden Bewusstseins für erneuerbare Energien gewinnt die Integration von Photovoltaik (PV) und Batteriespeichern zunehmend an Beliebtheit. Um Interessenten das Potenzial von PV-Batteriespeichersystemen zu verdeutlichen, stehen zahlreiche Online-Tools zur energetischen Bewertung jener Systeme zur Verfügung. Ziel dieser Diplomarbeit ist es, diese Online-Tools miteinander zu vergleichen und ihre Genauigkeit anhand von Messdaten eines realen Systems zu evaluieren.

Nachdem die verschiedenen Eingabedaten und Annahmen hervorgehoben wurden, wurden mithilfe der Online-Tools energetische Bewertungsgrößen ermittelt und mit den Messdaten eines Einfamilienhaushalts verglichen. Anschließend wurde der Einfluss der Anlagenleistung und der Batteriekapazität auf den Eigenverbrauchsanteil sowie den Autarkiegrad der Online-Tools untersucht und mit Simulationsrechnungen verglichen. Abschließend wurde der Einfluss jährlicher Schwankungen der solaren Erzeugung auf die Bewertungsgrößen analysiert und zusätzlich Empfehlungen zur Weiterentwicklung der Online-Tools abgeleitet.

Die Diplomarbeit hat gezeigt, dass sich Online-Tools insbesondere im Umfang der Eingaben zur PV-Anlage sowie in der Möglichkeit und dem Umfang der Berücksichtigung eines Heizsystems und eines E-Autos unterscheiden. Ein Großteil tendiert dazu, sowohl den Eigenverbrauchsanteil als auch den Autarkiegrad für das untersuchte Setup zu überschätzen. Jedoch geben sie den Einfluss der Anlagenleistung und Batteriespeichergröße auf die energetischen Bewertungsgrößen qualitativ richtig wieder. Jährliche Schwankungen der solaren Erzeugung zeigen einen vom Verlauf des Erzeugungs- und Lastprofils abhängigen Einfluss auf die energetischen Bewertungsgrößen. Zur Verbesserung einzelner Online-Tools bietet sich unter anderem die Berücksichtigung der Ausrichtung, Neigung und des Standorts der PV-Anlage sowie die Option zur Integration von Smart-Meter Verbrauchsdaten an.

# Abstract

In times of growing awareness of renewable energies, the integration of photovoltaics (PV) and battery storage systems is becoming increasingly popular. Numerous online tools are available for the energetic assessment of PV battery storage systems in order to demonstrate their potential to interested parties. The aim of this diploma thesis is to compare these online tools with each other and to evaluate their accuracy using measurement data from a real system.

Once the various input data and assumptions had been highlighted, the online tools were used to determine energetic assessment parameters and compare them with the measurement data of a single-family household. The influence of the system output power and battery capacity on the proportion of self-consumption and the degree of self-sufficiency of the online tools was then analysed and compared with simulation results. Finally, the influence of annual fluctuations in solar generation on the assessment parameters was analysed and additional recommendations for the further development of the online tools were derived.

The thesis has showed that online tools differ in particular in the scope of the entries for the PV system and in the possibility and scope of taking a heating system and an electric car into account. The majority tend to overestimate both the selfconsumption share and the degree of self-sufficiency for the analysed setup. However, they correctly reflect the influence of the system power and battery storage size on the energetic assessment parameters. Annual fluctuations in solar generation show an influence on the energetic assessment parameters that depends on the course of the generation and load profile. To improve individual online tools, it is possible to take into account the orientation, inclination and location of the PV system as well as the option to integrate smart meter consumption data.

### Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet. Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

### **Copyright Statement**

I, Ermin Sefer, BSc, hereby declare that this thesis is my own original work and, to the best of my knowledge and belief, it does not:

- Breach copyright or other intellectual property rights of a third party.
- Contain material previously published or written by a third party, except where this is appropriately cited through full and accurate referencing.
- Contain material which to a substantial extent has been accepted for the qualification of any other degree or diploma of a university or other institution of higher learning.
- Contain substantial portions of third party copyright material, including but not limited to charts, diagrams, graphs, photographs or maps, or in instances where it does, I have obtained permission to use such material and allow it to be made accessible worldwide via the Internet.

Ermin Sefer, BSc



# **Verwendete Hilfsmittel**

Bei der Anfertigung dieser Diplomarbeit wurden folgende Hilfsmittel verwendet:

- **ChatGPT** [1]: Zur Unterstützung bei der Korrektur von Rechtschreibung und Grammatik sowie der Verbesserung der Ausdrucksweise und Wortwahl in selbstverfassten Texten.
- **DeepL** [2]: Zur Unterstützung bei der Übersetzung der Kurzfassung ins Englische.

Diese Hilfsmittel wurden ausschließlich zur Unterstützung bei der sprachlichen Verbesserung und Übersetzung der Arbeit eingesetzt und haben keine inhaltlichen Korrekturen oder Überarbeitungen vorgenommen.



# Danksagung

Ich möchte mich an dieser Stelle herzlich bei Herrn Prof. Sauter und Herrn Dipl.-Ing. Wilker bedanken, dass sie mir die Möglichkeit gegeben haben, meine Diplomarbeit unter ihrer Betreuung zu schreiben. Ihre Unterstützung bei der Festlegung der Ziele sowie ihr kontinuierliches Feedback und die Korrektur dieser Arbeit waren von großem Wert. Besonders die Bereitstellung der Messdaten war unerlässlich für den Erfolg meiner Arbeit. Die Erkenntnisse dieser Arbeit fließen in das laufende Forschungsprojekt Sunny4Urban [3] mit ein<sup>1</sup>.

Mein größter Dank gilt meiner Ehefrau Jasmina! Du hast mich während meines gesamten Studiums begleitet und warst in guten sowie in schwierigen Zeiten stets an meiner Seite. Deine unermüdliche Unterstützung und dein Glaube an mich haben mir die Kraft gegeben, all dies zu erreichen.

Ebenso möchte ich meinen Eltern, Amir und Almira, sowie meinem Bruder Alen danken. Ihr habt immer an mich geglaubt und mich mit eurer Motivation und eurem Vertrauen gestärkt. Eure Unterstützung war ein wesentlicher Teil meines Weges, und ich hoffe, dass ich euch stolz gemacht habe.

Zum Abschluss möchte ich mich auch noch herzlich bei meinen Freunden Haris, Amar und Mirza bedanken. Wir haben uns während des Studiums kennengelernt und sind darüber hinaus zu engen und geschätzten Freunden geworden. Ich danke euch für eure Freundschaft, eure Unterstützung und die vielen gemeinsamen Erlebnisse.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Das Projekt Sunny4Urban wird gefördert bzw. finanziert im Programm "Digitale Technologien 2023"vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



# Inhaltsverzeichnis

Κι	urzfa	assung	iii
AI	ostra	act	iv
1	Ein	leitung	1
	1.1	Problemstellung	2
	1.2	Ziel der Arbeit	2
	1.3	Methodik	3
	1.4	Aufbau der Arbeit	4
2	Sta	nd der Technik	5
	2.1	Energetische Bewertungsgrößen	5
	2.2	Verwandte Arbeiten	7
	2.3	Online-Tools	10
3	Set	up	43
	3.1	PV-Batteriespeichersystem	43
	3.2	Heizsystem	45
	3.3	Leistungsmessung	46
	3.4	Messdaten	50
4	Sim	nulation	57
	4.1	Implementierung	57
	4.2	Validierung	67
5	Erg	ebnisse & Diskussion	73
	5.1	Energetische Bewertungen der Online-Tools	73
	5.2	Einfluss von Anlagenleistung & Batteriekapazität	87
	5.3	Jährliche Schwankungen der solaren Erzeugung	90
	5.4	Empfehlungen zur Weiterentwicklung	96

6 Zusammenfassung und Ausblick	103
Literaturverzeichnis	105
A Eingaben in Online-Tools	111
B Äquivalente PV-Anlage	121

# Tabellenverzeichnis

2.1	Überblick der Eingabedaten und Annahmen für PV, Batterie und Haushalt 39
2.2	Überblick der Eingabedaten und Annahmen für Gebäude, Raumhei-
	zung, Warmwasser und Raumkühlung
2.3	Überblick der Eingabedaten und Annahmen für E-Auto
3.1	Technische Daten sonnenBatterie eco8.0/6
3.2	Übersicht der gemessenen jährlichen Energiesummen
3.3	Übersicht der berechneten jährlichen Energiesummen
3.4	Übersicht der energetischen Bewertungsgrößen
4.1	Vergleich der Energiesummen des Direktverbrauchs
4.2	Vergleich der Energiesummen der Ladung
4.3	Vergleich der Energiesummen der Entladung
4.4	Vergleich der Energiesummen des elektrischen Energieverbrauchs 70
4.5	Vergleich der Eigenverbrauchsanteile
4.6	Vergleich der Autarkiegrade
A.1	Einstellungen Unabhängigkeitsrechner
A.2	Einstellungen Autarky Rate Tool
A.3	Einstellungen PV-Rechner
A.4	Einstellungen 24 Stunden Sonne Simulator
A.5	Einstellungen pv@now easy
A.6	Einstellungen SonnenKlar PV-Rechner
A.7	Einstellungen SUSI

TU **Bibliothek**, Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar Wien Vourknowledge hub The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Abbildungsverzeichnis

2.1	Unabhängigkeitsrechner - Eingabe
2.2	Unabhängigkeitsrechner - Ergebnis 11
2.3	Unabhängigkeitsrechner - Einfluss der Eingabeparameter auf die ener-
	getischen Bewertungsgrößen 12
2.4	Autarky Rate Tool - Eingabe
2.5	Autarky Rate Tool - Ergebnis
2.6	PV-Rechner - Eingabe
2.7	PV-Rechner - Ergebnis
2.8	PV-Rechner - Jahresverlauf
2.9	24 Stunden Sonne Simulator - Eingabe
2.10	24 Stunden Sonne Simulator - Ergebnis
2.11	24 Stunden Sonne Simulator - Detailanalyse
2.12	pv@now easy - Eingabe
2.13	pv@now easy - Ergebnis
2.14	SonnenKlar PV-Rechner - Eingabe Anlage
2.15	SonnenKlar PV-Rechner - Eingabe Gebäude
2.16	SonnenKlar PV-Rechner - Eingabe Wärmebereitung
2.17	SonnenKlar PV-Rechner - Nutzung des PV-Stroms
2.18	SonnenKlar PV-Rechner - Abdeckung des Verbrauchs
2.19	SonnenKlar PV-Rechner - Stromverbraucher im Detail
2.20	SUSI (Vorgängerversion) - Eingabe
2.21	SUSI (Aktuelle Version) - Eingabe Anlage und Haushalt
2.22	SUSI (Aktuelle Version) - Eingabe Gebäudeheizung und Warmwasser-
	bereitung
2.23	SUSI (Aktuelle Version) - Ergebnis
2.24	SUSI (Aktuelle Version) - Monatlicher PV-Ertrag und Nutzung 35
2.25	SUSI (Aktuelle Version) - Monatlicher Stromverbrauch und Deckung 35

3.1	Aufbau des PV-Batteriespeichersystems
3.2	Leistungsmessung des PV-Batteriespeichersystems
3.3	Exemplarischer Ausschnitt der aufgezeichneten Messdaten 50
3.4	Monatliche Energieerzeugung im Zeitraum 2019 bis 2022 54
3.5	Monatlicher Haushaltsverbrauch im Zeitraum 2019 bis 2022 54
3.6	Durchschnittliche Tageslastprofile im Winter und Sommer 55
4.1	Überblick der Simulationsgrößen
4.2	Rekonstruierte Wirkungsgradkennlinien des Wechselrichters 60
4.3	Vergleich des Ladezustands (Messdaten vs. Simulation) 67
4.4	Vergleich der Ladung und Entladung (Messdaten vs. Simulation) 67
4.5	Ladeimpulse
4.6	Reduzierte Entladung
5.1	Vergleich der Eigenverbrauchsanteile (Online-Tools vs. Messdaten) 74
5.2	Vergleich der Autarkiegrade (Online-Tools vs. Messdaten)
5.3	Relative Abweichung der Energieflüsse
5.4	Vergleich der Erzeugung für das Jahr 2022 (PV-Rechner vs. Messdaten) 79
5.5	Vergleich des Verbrauchs für das Jahr 2022 (PV-Rechner vs. Messdaten) 79
5.6	Vergleich der Erzeugung für das Jahr 2021 (SUSI vs. Messdaten) 84
5.7	Vergleich des Verbrauchs für das Jahr 2021 (SUSI vs. Messdaten) 84
5.8	Einfluss der Anlagenleistung auf die energetischen Bewertungsgrö-
	ßen (Online-Tools vs. Simulation)
5.9	Einfluss der Batteriekapazität auf die energetischen Bewertungsgrö-
	ßen (Online-Tools vs. Simulation)
5.10	Einfluss der jährlichen Schwankung der solaren Erzeugung auf die
	energetischen Bewertungsgrößen (Simulation)
5.11	Einfluss der jährlichen Schwankung der solaren Erzeugung auf die
	energetischen Bewertungsgrößen (pv@now easy)
5.12	Einfluss der jährlichen Schwankung der solaren Erzeugung auf die
	energetischen Bewertungsgrößen in Abhängigkeit von der Anlagen-
	leistung (Online-Tools vs. Simulation)
5.13	Einfluss der jährlichen Schwankung der solaren Erzeugung auf die
	energetischen Bewertungsgrößen in Abhängigkeit von der Batterie-
	kapazität (Online-Tools vs. Simulation)

5.14	Einfluss der zeitlichen Auflösung der Verbrauchsdaten in Abhängig-
	keit von der Anlagenleistung
5.15	Einfluss der zeitlichen Auflösung der Verbrauchsdaten in Abhängig-
	keit von der Batteriekapazität
B.1	Vergleich der monatlichen Erträge (Äquivalente Anlagen vs. Setup)122
B.2	Relative Abweichung der äquivalenten Anlagen



## Abkürzungsverzeichnis

AC Alternating Current. 11, 44, 45, 59, 60, 98

**BGF** Brutto-Grundfläche. 45

BMS Batteriemanagementsystem. 68

DC Direct Current. 32, 43, 59, 60, 98

DGS Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie. 23, 24

EMS Energiemanagementsystem. 25

HTW Hochschule für Technik und Wirtschaft. 10, 19, 24

OIB Österreichisches Institut für Bautechnik. 45

PV Photovoltaik. 1, 3, 4, 5, 7, 10, 13, 15, 16, 19, 21, 23, 25, 27, 29, 32, 36, 37, 43, 44, 50, 53, 57, 58, 73, 77, 78, 86, 87, 91, 96, 97, 98, 103, 104, 113, 114, 118
PVGIS Photovoltaic Geographical Information System. 16, 121

RTE Round Trip Efficiency. 58

SUSI Strom-Unabhängigkeits-Simulation. xv, 7, 29, 33, 34, 35, 36, 37, 83, 91, 98

VDI Verein Deutscher Ingenieure. 10, 20

TU **Bibliothek**, Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar Wien Vourknowledge hub The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

### **Kapitel 1**

## Einleitung

Österreich hat sich das Ziel gesetzt bis zum Jahr 2040 klimaneutral zu werden [4]. Ein wesentlicher Schritt auf diesem Weg ist der Ausbau erneuerbarer Energietechnologien, zu denen auch PV-Batteriespeichersysteme zählen. Diese Systeme sind stationäre Batteriespeicher, die in Verbindung mit Photovoltaikanlagen betrieben werden [4]. Dadurch wird es möglich, überschüssige Energie, die während sonnenreicher Zeiten erzeugt wird, zu speichern und sie in Zeiten mit geringer Sonneneinstrahlung oder erhöhtem Strombedarf zu nutzen.

Die Installation von PV-Batteriespeichersystemen in Österreich erreichte 2023 mit 57.007 neu errichteten Anlagen einen Rekordwert [4]. Im Vergleich zum Vorjahr ist das ein Anstieg um mehr als das Dreifache [4]. Dieser Zuwachs ist das Resultat steigender Strompreise, sinkender Investitionskosten und einem wachsenden Interesse der Bevölkerung an Eigenversorgung verbunden mit wachsender Besorgnis bezüglich möglicher Stromausfälle [4]. Die geltende Umsatzsteuerbefreiung für PV-Batteriespeichersysteme in den Jahren 2024 und 2025 [5] könnte diese positive Marktentwicklung weiter fördern.

Vor der Entscheidung für eine Investition in ein PV-Batteriespeichersystem stehen Interessenten kostenfreie Online-Tools zur Verfügung, um den potenziellen Nutzen zu bewerten. Diese Online-Tools ermöglichen die Abschätzung energetischer Bewertungsgrößen von PV-Batteriespeichersystemen wie Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad, basierend auf Angaben zum Haushalt sowie dem geplanten System.

### 1.1 Problemstellung

Obwohl diese Online-Tools eine schnelle und einfache Methode zur Untersuchung der energetischen Bewertungsgrößen von PV-Batteriespeichersystemen darstellen, beruhen die Abschätzungen im Allgemeinen auf einer begrenzten Anzahl an Eingabedaten sowie vereinfachten Annahmen. Dies könnte unter Umständen zu fehlerhaften Einschätzungen führen und dem Anwender eine ungenaue Vorstellung über den Nutzen eines solchen Systems vermitteln.

### 1.2 Ziel der Arbeit

Das Ziel dieser Diplomarbeit besteht daher darin, die Unterschiede kostenloser Online-Tools zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen aufzuzeigen und deren Genauigkeit zu evaluieren. Hierzu werden im Rahmen dieser Arbeit die folgenden Fragestellungen untersucht:

- Welche Einschränkungen hinsichtlich der Eingabedaten haben kostenlose Online-Tools zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen?
- Wie groß sind die Abweichungen zwischen den Abschätzungen und den tatsächlichen energetischen Bewertungsgrößen von PV-Batteriespeichersystemen?
- Wie genau wird der Einfluss der PV-Anlagenleistung und der Batteriespeicherkapazität von PV-Batteriespeichersystemen auf die energetischen Bewertungsgrößen wiedergegeben?
- Welchen Einfluss haben j\u00e4hrliche Schwankungen der solaren Erzeugung auf die energetischen Bewertungsgr\u00f6\u00dfen von PV-Batteriespeichersystemen, und inwiefern werden diese Schwankungen von kostenlosen Online-Tools bei ihren Absch\u00e4tzungen ber\u00fccksichtigt?

Zusätzlich sollen auf Grundlage der Einschränkungen und festgestellten Abweichungen Empfehlungen zur Weiterentwicklung von kostenlosen Online-Tools zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen abgeleitet werden.

#### 1.3 Methodik

Zu Beginn dieser Arbeit werden kostenfrei verfügbare Online-Tools zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen ausgewählt, die verwendeten Datensätze und Annahmen dargelegt sowie ihre jeweiligen Eingabeparameter miteinander verglichen. Im Anschluss werden die energetischen Bewertungsgrößen eines realen Systems anhand der ausgewählten Online-Tools abgeschätzt und mit mehrjährigen Messdaten dieses Systems verglichen.

Durch Variation der Leistung der PV-Anlage und der Kapazität des Batteriespeichers wird deren Einfluss auf die Bewertungsgrößen zwischen den Online-Tools gegenübergestellt. Um die Einflüsse auf das reale System mit den Ergebnissen der Online-Tools vergleichbar zu machen, wird das Verhalten des Batteriespeichersystems mittels einer Simulation modelliert. Diese Simulation ermöglicht es, durch Variation der Batteriespeichergröße und der Skalierung der aufgezeichneten Erzeugungsprofile den Vergleich mit den Ergebnissen der Online-Tools zu ziehen. Darauf aufbauend werden mithilfe der Simulation die Auswirkungen der jährlichen Schwankungen in der solaren Erzeugung anhand der gemessenen Erzeugungsprofile auf die energetischen Bewertungsgrößen untersucht.

Abschließend werden auf Grundlage der festgestellten Einschränkungen und Abweichungen Empfehlungen zur Weiterentwicklung der Online-Tools abgeleitet und zusammengefasst.

### 1.4 Aufbau der Arbeit

Kapitel 1 dient als Einführung in das Themengebiet der Diplomarbeit und gibt einen Überblick über das vorhandene Problem und die Fragestellungen, die im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden.

Die energetischen Bewertungsgrößen von PV-Batteriespeichersystemen werden in Kapitel 2 definiert und verwandte Arbeiten zu diesem Problem werden präsentiert. Darüber hinaus werden vorhandene Online-Tools zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen vorgestellt und deren Eingabemöglichkeiten und zugrunde liegenden Annahmen erläutert.

Eine detaillierte Beschreibung des untersuchten Setups findet in Kapitel 3 statt. Dabei wird das installierte PV-Batteriespeichersystem und das Heizsystem des Einfamilienhauses ausführlich beschrieben. Abschließend wird die Leistungsmessung erläutert und die zur Verfügung stehenden Messdaten vorgestellt.

Die entwickelte Simulation, welche das Verhalten des untersuchten Batteriespeichersystems abbilden soll, wird in Kapitel 4 vorgestellt. Dabei wird auf gewählte Simulationsparameter eingegangen sowie das implementierte Lademanagement beschrieben. Abschließend wird die Validierung der Simulation anhand der verfügbaren Messdaten durchgeführt.

Die Ergebnisse der Auswertungen und durchgeführten Simulationen werden in Kapitel 5 präsentiert und diskutiert sowie auf die Einschränkungen dieser Untersuchung eingegangen. In Kapitel 6 werden die Erkenntnisse dieser Arbeit zusammengefasst und ein Ausblick auf mögliche weiterführende Ansätze und Fragestellungen gegeben, die sich aus dieser Untersuchung ergeben.

### **Kapitel 2**

## **Stand der Technik**

Zu Beginn dieses Kapitels werden zunächst die energetischen Bewertungsgrößen von PV-Batteriespeichersystemen definiert. Im Anschluss erfolgt eine Vorstellung bereits vorhandener Studien zu diesem Problem sowie eine präzise Abgrenzung der eigenen Untersuchung. Zum Abschluss werden kostenlos verfügbare Online-Tools zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersysteme vorgestellt, wobei ihre Eingabedaten und zugrunde liegenden Annahmen beschrieben werden.

#### 2.1 Energetische Bewertungsgrößen

Wie bereits in der Einleitung dieser Arbeit erwähnt wurde, zählen der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad zu den wichtigen energetischen Bewertungsgrößen für PV-Batteriespeichersysteme. Der Eigenverbrauchsanteil *e* kennzeichnet den Anteil der erzeugten Energie  $E_E$ , der entweder direkt vom Haushalt verbraucht ( $E_{DV}$ ) oder in den Batteriespeicher geladen wird ( $E_{BSS,L}$ ) und somit nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist ( $E_{NE}$ ) wird [6]:

$$E_{\rm DV} = \min(E_{\rm E}, E_{\rm V}) \tag{2.1}$$

$$e = \frac{E_{DV} + E_{BSS,L}}{E_E} = \frac{E_E - E_{NE}}{E_E}$$
 (2.2)

Der Autarkiegrad *a* hingegen gibt den Anteil des elektrischen Energieverbrauchs  $E_V$  an, der durch den direkten Verbrauch der erzeugten Energie oder die Entladung des Batteriespeichers ( $E_{BSS,E}$ ) gedeckt wird und somit nicht aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen ( $E_{NB}$ ) werden muss [6]:

$$a = \frac{E_{\rm DV} + E_{\rm BSS,E}}{E_{\rm V}} = \frac{E_{\rm V} - E_{\rm NB}}{E_{\rm V}}$$
 (2.3)

Verzögerungen in der Messdatenerfassung und -verarbeitung, Ungenauigkeiten bei der Leistungsmessung sowie Sollwertabweichungen in der Regelung führen sowohl zu dynamischen als auch stationären Regelabweichungen [7]. Diese Regelabweichungen bewirken einen unerwünschten Energieaustausch mit dem öffentlichen Stromnetz [8]. Zusätzlich erhöht die Energieaufnahme des Speichersystems im Standby-Zustand die gemessene Ladung, was wiederum den Netzbezug des Speichersystems erhöht, obwohl diese nicht zur tatsächlichen Energiespeicherung beiträgt. Eine Berechnung der energetischen Bewertungsgrößen auf Basis der gesamten Ladung  $E_{BSS,L}$  bzw. Entladung  $E_{BSS,E}$  des Batteriespeichersystems oder der gesamten Netzeinspeisung  $E_{NE}$  bzw. des Netzbezugs  $E_{NB}$  würde diese Effekte vernachlässigen und zu fehlerhaften Ergebnissen führen. Daher werden die Zusammenhänge 2.2 und 2.3 in Anlehnung an die Definitionen aus [8] erweitert:

$$e = \frac{E_{\text{DV}} + E_{\text{BSS,L,PV}(\text{exkl.Standby})}}{E_{\text{E}}} = \frac{E_{\text{E}} - E_{\text{NE,PV}}}{E_{\text{E}}}$$
(2.4)

$$a = \frac{E_{\rm DV} + E_{\rm BSS, E, Verbrauch}}{E_{\rm V}} = \frac{E_{\rm V} - E_{\rm NB, Verbrauch}}{E_{\rm V}}$$
(2.5)

Zur Berechnung der energetischen Bewertungsgrößen werden nur die Anteile der Ladung ( $E_{BSS,L,PV(exkl.Standby)}$ ) und Entladung ( $E_{BSS,E,Verbrauch}$ ) sowie der Netzeinspeisung ( $E_{NE,PV}$ ) und des Netzbezugs ( $E_{NB,Verbrauch}$ ) berücksichtigt, die auf PV-Überschüsse zurückzuführen und zur Energiespeicherung bestimmt sind oder zur Deckung des elektrischen Energieverbrauchs verwendet werden. Es ist jedoch anzumerken, dass der Standby-Verbrauch des Batteriespeichersystems durch  $E_{BSS,E,Verbrauch}$  nicht gedeckt wird, sondern ausschließlich durch  $E_{NB,Verbrauch}$ . Der elektrische Energieverbrauch umfasst, gemäß [9], den Haushaltsverbrauch sowie den Energieverbrauch der Peripheriekomponenten. Zu diesen Komponenten zählen AC-Leistungssensoren, wobei zur Vereinfachung der Standby-Verbrauch des PV-Wechselrichters ebenfalls dem Peripherieverbrauch zugeordnet wird [8]. Im Gegensatz zu [9] wird zusätzlich der Energieverbrauch des Batteriespeichersystems im Standby-Zustand dem elektrischen Energieverbrauch hinzugezählt.

#### 2.2 Verwandte Arbeiten

Die Aussagekraft von Online-Tools zur Abschätzung der Eigenversorgung durch PV-Batteriespeichersysteme wurde bereits in [10] untersucht, wobei deutliche Unterschiede in der Belastbarkeit der ermittelten Autarkiegrade festgestellt wurden. Dazu wurden Autarkiegrade für ein Referenzsystem (5 kWp PV-Anlagenleistung, 5.000 kWh Jahresstromverbrauch) unter Verwendung verschiedener Online-Tools in Abhängigkeit von der Batteriespeicherkapazität berechnet und miteinander verglichen. Hierbei wurden Differenzen von bis zu 10 Prozentpunkten zwischen den Autarkiegraden festgestellt. Die Ergebnisse der Strom-Unabhängigkeits-Simulation (SU-SI) des Energieinstituts Vorarlberg wichen sogar um bis zu 20 Prozentpunkte von den Ergebnissen anderer Online-Tools ab. Zudem deuteten die Ergebnisse der Strom-Unabhängigkeits-Simulation darauf hin, dass der Autarkiegrad mit zunehmender Batteriespeicherkapazität über 10 kWh deutlich ansteigt, was jedoch laut [10] im Widerspruch zur Gesetzmäßigkeit des abnehmenden Grenznutzens steht.

Diese Erkenntnisse werfen die Frage auf, inwieweit die Schätzungen der Online-Tools von den tatsächlichen energetischen Bewertungsgrößen abweichen. In dieser Arbeit soll dies anhand mehrjähriger Messdaten eines PV-Batteriespeichersystems untersucht werden. Angesichts der zwischenzeitlichen Aktualisierung von SUSI, ist es äußerst interessant, die Abschätzungen mit denen aus [10] zu vergleichen und zu überprüfen, ob die deutlichen Abweichungen der SUSI in der neuen Version weiterhin bestehen. Die Auswirkungen der jährlichen Schwankungen der solaren Einstrahlung auf die energetischen Bewertungsgrößen wurden in [11] und [12] untersucht, wobei sich diese Untersuchungen in [12] ausschließlich auf den Autarkiegrad beschränkten. Unter Verwendung von gemessenen Wetterdaten in minütlicher Auflösung des meteorologischen Observatoriums Lindenberg des Deutschen Wetterdienstes aus den Zeiträumen 2002 bis 2006 [11] und 2008 bis 2017 [12], wurden mit Hilfe des Modells von Klucher [13] und unter Berücksichtigung der Lufttemperatur PV-Erträge berechnet. Diese wurden zur Simulation von Referenzsystemen ( [11]: 4 kWp Anlagenleistung, Ausrichtung Süden, Neigung 35°, Batteriespeicher 0 bzw. 4 kWh, 4.000 kWh Jahresstromverbrauch bzw. [12]: 10 kWp Anlagenleistung, Ausrichtung Süden, Neigung 35°, Batteriespeicher 7,5 kWh, 5.010 kWh Jahresstromverbrauch) verwendet. Die berechneten PV-Erträge variieren in [11] zwischen 1.005 kWh/kWp (2002) und 1.177 kWh/kWp (2003) sowie in [12] zwischen 984 kWh/kWp (2008) und 1.155 kWh/kWp (2011).

Daraus resultieren in [11] für die Referenzsysteme Eigenverbrauchsanteile zwischen 27% und 30% (ohne Batteriespeicher) bzw. 54% und 59% (mit Batteriespeicher). Aufgrund der höheren PV-Überschüsse, die nicht zeitgleich genutzt werden können, sinkt der Eigenverbrauchsanteil mit steigendem PV-Ertrag [11]. Der Autarkiegrad in [11] schwankt zwischen 30% und 32% (ohne Batteriespeicher) bzw. 55% und 58% (mit Batteriespeicher), wohingegen in [12] Werte zwischen 69,6% und 73,3% erreicht werden. Diese Ergebnisse zeigen eine Korrelation zwischen dem Autarkiegrad und dem PV-Ertrag, d.h. je höher der jährliche PV-Ertrag umso höher ist in der Regel auch der erreichbare Autarkiegrad [11] [12]. Darüber hinaus wird in [12] auch deutlich, dass der tatsächliche Verlauf von Erzeugung und Verbrauch den Autarkiegrad beeinflusst. Obwohl die Jahre 2008 und 2017 den selben Ertrag haben, unterscheiden sich die Autarkiegrade um rund einen Prozent [12].

Im Gegensatz zu [11] und [12] wird in dieser Arbeit die Untersuchung anhand gemessener Ertragsdaten einer PV-Anlage in Wien für den Zeitraum von 2019 bis 2022 durchgeführt. Die zur Simulation verwendeten gemessenen Lastprofile beinhalten zusätzlich eine Wärmepumpe. Darüber hinaus soll untersucht werden, inwiefern Online-Tools zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen diese Schwankungen berücksichtigen.

#### 2.2. Verwandte Arbeiten

In [11] wurde neben dem Einfluss der jährlich schwankenden solaren Einstrahlung auch der Einfluss der zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnung auf die energetischen Bewertungsgrößen untersucht. Die Simulationsschrittweite wurde dabei von 1 Minute über 5 und 15 Minuten bis hin zu 60 Minuten vergrößert. Es wurde festgestellt, dass mit abnehmender zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnung, die Höhe der kurzzeitigen Last- und Erzeugungsspitzen reduziert wird und in weiterer Folge der Direktverbrauch überschätzt wird [11].

Für Systeme ohne Batteriespeicher führt die Zunahme der direkt verbrauchten Energie dazu, dass der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad überschätzt werden [11]. Bei kleinen PV-Anlagen mit einer Nennleistung von 1 bis 2 kWp treten die größten Abweichungen des Eigenverbrauchsanteils bei verschiedenen Simulationszeitschrittweiten auf, da sich in diesem Leistungsbereich die Last- und Erzeugungsprofile häufig überschneiden [11]. Die Abweichung beim Autarkiegrad zeigt sich oberhalb von 2 kWp unabhängig von der Anlagenleistung, was laut [11] darauf zurückzuführen ist, dass der Unterschied in der direkt verbrauchten Energie für größere Nennleistungen unabhängig von der Leistung ist. Der Verlauf des Lastprofils beeinflusst den Effekt der Simulationszeitschrittweite, wodurch die Unterschiede je nach Haushalt variieren können [11].

Für Systeme mit Batteriespeicher wurde in [11] festgestellt, dass zwar die direkt verbrauchte Energie steigt, jedoch die Energie zur Ladung des Batteriespeichers im gleichen Maße sinkt. Dadurch ergibt sich kein signifikanter Einfluss der zeitlichen Auflösung auf die energetischen Bewertungsgrößen [11]. Es wurde darauf hingewiesen, dass in weiterführenden Untersuchungen nachgewiesen werden muss, ob dieser Zusammenhang auch für andere Last- und Erzeugungsprofile gilt.

Im Gegensatz zu der in [11] durchgeführten Untersuchung liegt der Fokus dieser Arbeit auf den Auswirkungen der zeitlichen Auflösungen der Verbrauchsdaten. Dabei wird nur das Lastprofil verändert, während die Auflösung des Erzeugungsprofil konstant bleibt. Die Simulation wird mit zeitlichen Auflösungen von 1 Minute, 15 Minuten und 1 Tag durchgeführt und die resultierenden Abweichungen analysiert um die Eignung der Smart-Meter Verbrauchsdaten zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen zu untersuchen.

### 2.3 Online-Tools

Im Rahmen dieser Arbeit wurden lediglich Online-Tools zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersysteme untersucht, die den Nutzern kostenfrei zugänglich sind. Da der Fokus dieser Untersuchung auf den energetischen Bewertungsgrößen liegt, wurden ökonomische und ökologische Ergebnisse der Tools nicht eingehend betrachtet. In den nachfolgenden Abschnitten werden die untersuchten Online-Tools einzeln vorgestellt.

#### 2.3.1 Unabhängigkeitsrechner

Der Unabhängigkeitsrechner wurde von der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme an der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin unter der Leitung von Prof. Volker Quaschnig entwickelt [14]. Mit diesem Tool können der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad einer Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher für ein Einfamilienhaus in Deutschland berechnet werden [14].

Der Rechner verwendet lediglich drei Eingabegrößen: den Jahresstromverbrauch, die Photovoltaikleistung und die nutzbare Batteriekapazität (siehe Abbildung 2.1).

Jahresstromverbrauch:	7212.84	kWh ①
Photovoltaikleistung:	10.2	kWp 🛈
Batteriekapazität:	6	kWh 🛈

Abbildung 2.1: Unabhängigkeitsrechner - Eingabe [14]

Die Lastprofile basieren auf der Richtlinie 4655 des Vereins Deutscher Ingenieure (VDI), die zehn beispielhafte Tagesprofile für Einfamilienhäuser enthält und den Strombedarf in minütlicher Auflösung darstellt. Diese Tagesprofile wurden unter Berücksichtigung der Tage im Referenzjahr 2010 zu einem Jahresprofil kombiniert [15].

#### 2.3. Online-Tools

Für die Berechnung der von der Photovoltaikanlage erzeugten Energie wurden Minutenmittelwerte der Global- und Diffusbestrahlungsstärke sowie der Lufttemperatur aus dem Jahr 2004 vom meteorologischen Observatorium Lindenberg des Deutschen Wetterdienstes verwendet. Es wird angenommen, dass die Anlage südlich ausgerichtet ist und einen Neigungswinkel von 35 Grad gegenüber der Horizontalen hat. Unter Berücksichtigung dieser Annahmen ergibt sich ein Ertrag von 1024 kWh pro 1 kWp installierter Anlagenleistung [15].

Der Batteriespeicher ist AC-gekoppelt, was bedeutet, dass er über das Hausnetz mit der Wechselstromseite der Photovoltaikanlage verbunden ist [15]. Der Batteriewechselrichter wurde mit einem Wirkungsgrad von 94 % und einer maximalen Lade- und Entladeleistung von 1 kW pro 1 kWh nutzbarer Speicherkapazität modelliert [15].

Der Rechner liefert als Ergebnis den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad samt der Zusammensetzung (siehe Abbildung 2.2). Zusätzlich ist der Einfluss der Eingabeparameter auf die energetischen Bewertungsgrößen verfügbar (siehe Abbildung 2.3). Die Entwickler des Tools weisen jedoch bereits darauf hin, dass je nach Standort und Verbrauchsverhalten die berechneten Werte um 10 % von den tatsächlichen Werten abweichen können [14].



Abbildung 2.2: Unabhängigkeitsrechner - Ergebnis [14]



Abbildung 2.3: Unabhängigkeitsrechner - Einfluss der Eingabeparameter auf die energetischen Bewertungsgrößen [14]

#### 2.3.2 Autarky Rate Tool

Das Autarky Rate Tool wurde im Zuge des Store4HUC Projekts entwickelt und bietet die Möglichkeit einer technischen, ökonomischen und ökologischen Analyse einer Anlage [16].

Als Eingabeparameter verwendet das Tool neben den Erzeuger- und Verbrauchsdaten auch Angaben zum Speicher und den zu berechnenden Zeitraum (siehe Abbildung 2.4). Im Gegensatz zu den bisher betrachteten Tools gibt es die Option, einen von drei verschiedenen Erzeugungstypen auszuwählen (PV, Wind, Kleinwasserkraft). Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit, die maximale Be- und Entladeleistung des Batteriespeichers zu definieren. Der Wert ist relevant, da bei einer erzeugten Leistung, die die maximale Beladeleistung des Speichers überschreitet, die überschüssige Energie nicht gespeichert, sondern in das öffentliche Netz eingespeist wird [17].



Abbildung 2.4: Autarky Rate Tool - Eingabe [16]

Zur Berechnung des Ertrags der installierten Photovoltaikanlage verwendet das Tool, unabhängig von der Auswahl des Landes, Messwerte der Globalbestrahlungsstärke, die im Jahr 2016 in Neulengbach (Österreich) aufgenommen wurden, und skaliert diese gemäß der angegebenen Spitzenleistung [17]. Die Länderauswahl hat lediglich Auswirkungen auf die im Tool hinterlegten ökonomischen Parameter [17]. Das Autarky Rate Tool ermöglicht die Auswahl verschiedener Verbrauchsprofile (z. B. Einpersonenhaushalt, Familienhaushalt, Industriebetrieb, …). Für jedes Profil wird daraufhin ein charakteristisches Lastprofil verwendet, welches über das Tool Load Profile Generator [18] generiert wurde und gemäß angegebenem Stromverbrauch skaliert wird [17]. Die Lastprofile unterscheiden sich dabei hauptsächlich in der Frequenz und den Zeitpunkten des Energiebedarfs, welches insbesondere auf den Direktverbrauch eine große Auswirkung hat [17].

Als Ergebnis liefert das Autarky Rate Tool den Eigenverbrauchsanteil (hier Eigenverbrauchsquote), den Autarkiegrad, den Zeitraum der Energieversorgung und die Verluste durch den Speicher. Zusätzlich dazu ist auch eine wirtschaftliche und ökologische Auswertung verfügbar.



Abbildung 2.5: Autarky Rate Tool - Ergebnis [16]

Das Tool bietet auch die Möglichkeit eine pdf-Datei generieren zu lassen, welches die Resultate der Auswertung in einer Datei zusammenfasst und eine detailliertere Analyse der einzelnen Kennzahlen enthält. Es wird darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse des Autarky Rate Tools Schätzungen darstellen, die auf der Annahme eines durchschnittlichen Benutzerverhaltens beruhen, und dass das Tool keine individuelle technische Planung ersetzt [16]. Zusätzlich ist auch ein Glossar vorhanden, welches weitere Informationen zu den im Tool vorkommenden Begriffen beinhaltet.

#### 2.3.3 PV-Rechner

Der PV-Rechner (v5.00) von NFSim [19] ist ein kostenloses Tool zur energetischen und wirtschaftlichen Simulation von Photovoltaikanlagen in Verbindung mit einem Batteriespeicher und einer Warmwasserbereitung. NFSim bietet darüber hinaus an, das Tool kostenpflichtig auf seiner Webseite zu integrieren und neben dem Basic-Modul (Photovoltaik, Verbrauch) auch weitere Zusatzmodule (Akku, Warmwasser, Raumwärme, E-Auto, Wirtschaftlichkeit) hinzuzufügen, welche deutlich mehr Eingabeparameter und Ergebnisse liefern als die kostenlos verfügbare Version.

Die Standardversion des PV-Rechners verwendet neben dem Standort, dem Jahresstromverbrauch, dem Verbrauchsprofil und den Daten zur PV-Anlage (Nennleistung, Neigung, Ausrichtung), auch die Batteriekapazität und Daten zur elektrischen Warmwasserbereitung (siehe Abbildung 2.6). In dieser Version ist ausschließlich die Option eines nicht elektrischen Heizsystems mit einem regelbaren Heizstab als elektrische Zusatzheizung für den PV-Überschuss zur Warmwasserbereitung verfügbar.



Abbildung 2.6: PV-Rechner - Eingabe [19]

Die Berechnung der von der PV-Anlage erzeugten Energie erfolgt auf Grundlage eines durchschnittlichen meteorologischen Jahres [20]. Dieses Jahr wird für jeden Standort aus Daten über einen Zeitraum von zehn Jahren generiert und berücksichtigt die globale und diffuse Einstrahlung sowie den Temperaturverlauf [20]. Die verwendeten Strahlungs- und Temperaturdaten stammen aus dem PVGIS-SARAH2-Datensatz [21] des Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), wobei von idealen Bedingungen ohne lokale Verschattung ausgegangen wird [19] [20].

Dieses Tool bietet zwar die Option an, einen Verbrauchsprofiltyp auszuwählen, jedoch sind keine weiteren Informationen über die zur Simulation verwendeten Lastprofile vorhanden. Es wird lediglich angeführt, dass die Berechnung für ein gesamtes Jahr mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten durchgeführt wird, Verbrauchsschwankungen innerhalb dieses Intervalls jedoch auch mitberücksichtigt werden [20]. Weitere Details diesbezüglich sind nicht vorhanden.

Für den Batteriespeicher wird von der Lithium-Technologie ausgegangen und mit einer Entladetiefe<sup>1</sup> von 90 % gerechnet. Des Weiteren nehmen sie eine kalendarische Lebensdauer von 15 Jahren und eine Zyklenfestigkeit von 8000 Vollzyklen an [19]. Darüber hinaus wird in diesem Tool die Alterung bzw. Degradation des Batteriespeichers berücksichtigt, welche laut Entwicklern zu einem nicht unerheblichen Fehler führen kann [20]. Angaben zur maximalen Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers sind nicht vorhanden.

Der PV-Rechner liefert als Ergebnis, ähnlich wie die bisherigen Tools, den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad des angegebenen Systems, einschließlich deren Zusammensetzung (siehe Abbildung 2.7). Zusätzlich visualisiert der PV-Rechner die Nutzung der PV-Energie und die Abdeckung des Verbrauchs im Jahresverlauf (siehe Abbildung 2.8). Die Ergebnisse basieren auf durchschnittlichen Werten und dienen laut Entwickler ausschließlich als Vorabinformation und können eine individuelle detaillierte Planung der Anlage nicht ersetzen [19].

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Verhältnis der nutzbaren zur norminalen Speicherkapazität [10]
# Energiebilanz / Jahr

Erwarteter Stromverbrauch:	7 292 kWh
Erwarteter PV-Ertrag:	9 177 kWh
Energiebezug aus dem Stromnetz:	3 132 kWh
Einspeisung ins Stromnetz:	4 748 kWh
Eigenverbrauch PV-Energie:	4 429 kWh
Eigenverbrauch PV-Energie direkt:	2 594 kWh

# Akkusystem 🕑

Eigenverbrauch PV-Energie über Akku:	1 835 kWh
Verluste des Akkusystems:	271 kWh

# Horizont und Sonnenverlauf **O**



Abbildung 2.7: PV-Rechner - Ergebnis [19]

# Jahresverlauf 🛇



# Abdeckung des Verbrauchs im Jahresverlauf



Abbildung 2.8: PV-Rechner - Jahresverlauf [19]

# 2.3.4 24 Stunden Sonne Simulator

Der 24 Stunden Sonne Simulator von Fronius [22] wurde von der HTW Berlin entwickelt und stellt eine Erweiterung des Unabhängigkeitsrechners dar. Zusätzlich zum Unabhängigkeitsrechner, bietet dieses Online-Tool die Möglichkeit die solaren Eigenversorgung eines Einfamilienhaushalts mit Wärmepumpe und Elektroauto zu untersuchen [23].

Neben der PV-Anlagenleistung, der Batteriekapazität und des Jahresstromverbrauchs des Haushalts (ohne dem Verbrauch der Wärmepumpe und des Elektroautos), kann auch die Anzahl der Personen im Haushalt, die jährliche Fahrleistung des Elektroautos und das Vorhandensein von Heizstab bzw. Wärmepumpe sowie den Heizwärmebedarf des Hauses angegeben werden. Die Eingabe vom Strompreis und der vorhandene Einspeisevergütung liefert zusätzlich Informationen zum Anteil des Netzstromes den man durch die Einspeisevergütung finanzieren könnte [22].



Abbildung 2.9: 24 Stunden Sonne Simulator - Eingabe [22]

Wie bereits beim Unabhängigkeitsrechner, wurden auch hier Eingangsdaten mit minütlicher Auflösung zur Simulation verwendet [23]. Die meteorologischen Messdaten aus dem Jahr 2004 stammen vom meteorlogischen Observatoriums Lindenberg des Deutschen Wetterdienstes [23]. Für die Photovoltaikanlage ergibt sich daraus ein spezifischer Jahresertrag von rund 1.000 kWh/kWp [24].

Die elektrischen und thermischen Lastprofile wurden aus der Richtlinie 4655 des VDI übernommen, welche Referenzlastprofile für Strom, Heizung und Trinkwasser von Wohngebäuden beinhaltet [23].

Die Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers ist mit 1 kW pro 1 kWh an die Batteriespeicherkapazität gekoppelt. Die maximale Leistungsabgabe beträgt jedoch 10 kW [24].

Das Simulationsmodell der Luft-Wasser-Wärmepumpe, wurde auf Basis von Labor-Messdaten einer realen Wärmepumpe entwickelt [23]. Das thermische Systemkonzept umfasst einen Heizungspufferspeicher mit einem Fassungsvermögen von 800 Liter sowie einen separaten Speicher für Trinkwarmwasser, welcher an die Angabe der Personen im Haushalt mit 100 Liter pro Person gekoppelt ist [23] [24]. Die simulierte Wärmepumpe kann entweder den Trinkwarmwasserspeicher oder Heizungspufferspeicher beheizen, wobei die Trinkwassererwärmung Vorrang hat [23]. Der Heizstab befindet sich im Trinkwarmwasserspeicher und wird ausschließlich zur Erhitzung des Trinkwassers genutzt [23].

Über die Angaben <niedrig>, <mittel> und <hoch> beim Heizwärmebedarf des Hauses wird für ein Einfamilienhaus mit einer Fläche von 150 Quadratmeter die Berechnung des Heizwärmebedarfs mit einem spezifischen Heizwärmebedarf von 20, 40 bzw. 60kWh/(m<sup>2</sup> a) durchgeführt [24].

#### 2.3. Online-Tools

Im wärmegeführten Betriebsmodus der Wärmepumpe berechnet die Simulation die aktuelle thermische Leistungsabgabe und die Leistungszahl der Wärmepumpe anhand von Außentemperatur und Wärmespeichertemperatur [23]. Im solargeführten Betriebsmodus dagegen variiert die elektrische Leistungsaufnahme der Wärmepumpe je nach Vorhandensein überschüssiger PV-Energie [23]. In diesem Betriebsmodus beträgt die minimale Leistungsaufnahme der Wärmepumpe 30 % ihrer elektrischen Nennleistung [23]. Welcher Betriebsmodus für die Wärmepumpe letztendlich verwendet wird, geht aus den vorhandenen Informationen nicht hervor. Es wird lediglich angegeben, dass bei Auswahl des Fronius Ohmpilot der Heizstab ausschließlich mit Solarstrom betrieben wird [24].

Der 24 Stunden Sonne Simulator liefert als Ergebnis den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad (hier Deckungsgrad) samt einer Aufschlüsselung der jeweiligen Größen (siehe Abbildung 2.10). Darüber hinaus sind Detailanalysen der Bereiche Haushaltsstrom und Wärme verfügbar (siehe Abbildung 2.11), welche angeben, zu welchem Anteil der Verbrauch dieser Bereiche durch den PV-Direktverbrauch, die Batterieentladung bzw. den Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz gedeckt ist. Falls ein Elektroauto angegeben wird, so ist für den Bereich Mobilität ebenfalls eine Detailanalyse vorhanden.



Abbildung 2.10: 24 Stunden Sonne Simulator - Ergebnis [22]



Abbildung 2.11: 24 Stunden Sonne Simulator - Detailanalyse [22]

## 2.3.5 pv@now easy

Das kostenlose Online-Tool pv@now easy der Deutschen Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) Franken [25], wurde von Experten der DGS Franken entwickelt. Dieser Rechner stellt eine vereinfachte Form der kostenpflichtigen Anwendung pv@now manager dar und ermöglicht die Berechnung des Autarkiegrades und der Wirschaftlichkeit eines PV-Batteriespeichersystems [25].

Als Eingabeparameter stehen Gesamtstrombedarf (ohne Wärmepumpe und Elektroauto), PV-Anlagenleistung, nutzbare Speicherkapazität sowie der Strombedarf der Wärmepumpe und die jährlich gefahrenen Kilometer mit dem Elektroauto zur Verfügung (siehe Abbildung 2.12). Zusätzlich dazu ist es über einen Schieberegler möglich Größen, wie z.B.: den spezifischen Jahresertrag von <sehr optimistisch> (1.050 kWh/kWp) bis hin zu <sehr konservativ> (850 kWh/kWp) in elf linear gleichmäßig verteilten Stufen anzupassen [26]. Besteht das Interesse, die Wirtschaftlichkeit des System zu untersuchen, so können die Investitionskosten, die für das PV-Batteriespeichersystem anfallen, angegeben werden.



Abbildung 2.12: pv@now easy - Eingabe [25]

Wie bereits erwähnt, kann der spezifische Ertrag zwar über einen Schieberegler angepasst werden, jedoch sind keine Informationen zum verwendeten Erzeugungsprofil verfügbar, weder zum Anlagenstandort noch zur verwendeten Anlagenausrichtung und -neigung.

Durch umfangreiche Simulationen unter Verwendung von realen Jahresprofilen, wurden von Johannes Weniger (HTW Berlin) der Zusammenhang zwischen dem Stromverbrauch von Wärmepumpen bzw. Elektroautos sowie der Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils ermittelt [26]. Diese Erkenntnisse wurden der DGS Franken zur Verfügung gestellt, um sie in pv@now easy einzusetzen [26].

Als Ergebnis liefert pv@now easy den Eigenverbrauchsanteil und den Autarkiegrad, hier solare Deckung genannt (siehe Abbildung 2.13), sowie Informationen zur Wirtschaftlichkeit der Anlage. Eine Zusammensetzung der beiden Größen ist im Vergleich zu anderen Rechnern nicht vorhanden. Diese Ergebnisse dienen nicht dazu, eine fachgerechte Planung zu ersetzen, sondern sollen lediglich den Anwender bei der Meinungsfindung unterstützen [26]. Dennoch soll pv@now easy, laut [26], grundlegende Zusammenhänge richtig wiedergeben.



Abbildung 2.13: pv@now easy - Ergebnis [25]

## 2.3.6 SonnenKlar PV-Rechner

Der SonnenKlar PV-Rechner [27] des Bundesverbands Photovoltaic Austria wurde von NFSim in Zusammenarbeit mit FORTIX entwickelt und stellt eine mit Zusatzmodulen erweiterte Variante der Standardversion des PV-Rechners von NFSim aus Abschnitt 2.3.3 dar. Der SonnenKlar PV-Rechner löst Mitte des Jahres 2023 den damaligen SonnenKlar PV-Eigenverbrauchsrechner ab, welcher in seinem Funktionsumfang der Standardversion des PV-Rechner von NFSim ähnelte.

Die neue Version des Online-Tools bietet zusätzlich die Möglichkeit, eine weitere PV-Fläche hinzuzufügen und Angaben zum Heizsystem zu machen. Diese umfassen die Art der Wärmepumpe, die Leistung der Wärmepumpe, das Vorhandensein eines Energiemanagementsystem (EMS) und ob eine elektrische Warmwasserbereitung verwendet wird inklusive der zugehörigen Boilergröße. Aus der Eingabe der Gebäudekategorie und der Wohnfläche, wird der Heizwärmebedarf bestimmt. Darüber hinaus besteht auch die Option, ein Elektroauto mitzuberücksichtigen. Anschaffungskosten, Strompreise und etwaige Förderungen können für eine umfangreichere Wirtschaftlichkeitsanalyse angegeben werden.

Meine Anlage	~	2. PV Fläche	
Mein Standort ① 1230		Geplante Leistung ① 1 5 10 15 20	2.6 k/Mp
Art der PV-Anlage ① Überschusseinspeisung Volleinspeisung		Neigung ① 0 15 30 45 60 75 90	15 Grad
Haushalt Gewerbe		Ausrichtung	D Grad
Geplante Leistung         ①           1         5         10         15         20	6,4 kWp	- Zweite PV Fläche entfernen	
Neigung () 0 15 30 45 60 75 90	0 Grad	Stromspeicher ① nicht vorhanden geplant	
Ausrichtung N NO O SO S SW W NW N	-180 Grad	Kapazität () 18 17 25	6 kWh

Abbildung 2.14: SonnenKlar PV-Rechner - Eingabe Anlage [27]

Mein Gebäude	^		
Personen im Haushalt 🕕		Gebäudekategorie 🛈	
1 2 3 4 5 6 7 8 3	Personen	Niedrigstenergiehaus	Niedrigenergiehaus
0	1 croonen	Haus, ca 20 Jahre alt	Älteres Haus
Jährlicher Stromverbrauch         ①           0         5 000         10 000         15 000         20 000	7 213 kWh	Wohnfläche           120 m²         180 m²         240	m²
Wie oft bist du Werktags zuhause? 🛈		Hinterlegter Heizwärmebe	darf 🛈
nie selten teilweise oft immer		40 kWh / m <sup>2</sup>	

Abbildung 2.15: SonnenKlar PV-Rechner - Eingabe Gebäude [27]

Meine Wärmebereitung	~
Raumwärme	Warmwasserbereitung
Wärmepumpe 🕕	Elektrisches Warmwasserbereitungs-System ①
nicht vorhanden vorhanden geplant	nicht vorhanden vorhanden geplant
Art der Wärmepumpe 🛈	Boilergröße (Warmwasser) ①
Luft-Wasser Sole-Wasser Wasser-Wasser	50 200 400 600 800 L
Elektrische Leistung der Wärmepumpe       2 kW     4 kW     8 kW	Weiter
Energiemanagementsystem für Wärmepumpe 🕧	
nicht vorhanden vorhanden	



Weitere Informationen zu getroffenen Annahmen oder verwendeten Parametern und Datensätzen, stehen hier nicht zur Verfügung. Da dieses Tool jedoch eine Erweiterung der Standardversion des PV-Rechners von NFSim darstellt, wird davon ausgegangen, dass für die Bereiche PV und Batterie dieselben Parameter und Datensätze verwendet werden.

Als Ergebnis liefert der SonnenKlar PV-Rechner eine Aufschlüsselung der Nutzung des Stroms inklusive des Eigenverbrauchsanteils (siehe Abbildung 2.17) und der Abdeckung des Verbrauchs inklusive des Autarkiegrades (siehe Abbildung 2.18). Zusätzlich dazu, bietet dieses Tool eine Übersicht der Stromverbraucher im Detail bestehend aus den Kategorien: Haushalt, Raumwärme, Warmwasserbereitung, Elektroauto. Wie bereits bei den bisherigen Online-Tools hingewiesen, sollen auch diese Ergebnisse lediglich als Vorabinformation dienen. Sie beruhen auf Simulationsergebnissen und Näherungsformeln, die keine individuelle Planung ersetzen sollen [27]. Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse des Systems samt Investitionskosten und Amortisationsdauer, ist ebenfalls verfügbar.

> Einspeisung ins Stromnetz Zwischenspeicherung im Stromspeicher Direkter Verbrauch – Warmwasserbereitung Direkter Verbrauch – Raumwärme Direkter Verbrauch – Restlicher Haushalt

**Nutzung des PV-Stroms** 

#### Jährliche PV-Stromverteilung

PV-Stromerzeugung	8 986 kWh
Einspeisung ins Stromnetz	5 306 kWh
Zwischenspeicherung im Stromspeicher	1 339 kWh
Direkter Verbrauch – E-Auto	0 kWh
Direkter Verbrauch – Warmwasserbereitung	719 kWh
Direkter Verbrauch – Raumwärme	374 kWh
Direkter Verbrauch – Restlicher Haushalt	1 248 kWh
Eigenverbrauchsquote	41 %

#### Abbildung 2.17: SonnenKlar PV-Rechner - Nutzung des PV-Stroms [27]

#### Abdeckung des Verbrauchs



#### Jährlicher Strombezug

Autarkiegrad	44 %
Stromspeicher Bezug aus Stromnetz	4 536 kWh
PV-Strom – Zwischenspeicherung	1 275 kWh
PV-Strom – Direkter Verbrauch	2 341 kWh
Resultierender Stromverbrauch	8 152 kWh

# Abbildung 2.18: SonnenKlar PV-Rechner - Abdeckung des Verbrauchs [27]

Stromverbraucher im Detail 🕧				
	Haushalt	E-Auto	Warmwasserbereitung	Raumwärme
Stromverbrauch (i)	3 138 kWh	kWh	2 229 kWh	2 697 kWh
Direkter Bezug des PV-Stroms (j)	1 248 kWh	kWh	719 kWh	374 kWh
Bezug über den Stromspeicher (i)	744 kWh	kWh	427 kWh	53 kWh
Bezug aus dem Stromnetz (i)	1 146 kWh	kWh	1 083 kWh	2 271 kWh
PV-Deckungsbeitrag	63 %	%	51 %	16 %
	Details ausblend	len		

Abbildung 2.19: SonnenKlar PV-Rechner - Stromverbraucher im Detail [27]

# 2.3.7 Strom-Unabhängigkeits-Simulation

SUSI wurde vom Energieinstitut Vorarlberg erstellt, um die Optimierung des Autarkiegrades und des Eigenverbrauchsanteiles in Wohnhäusern zu ermöglichen [28]. Im Oktober 2023 wurde eine überarbeitete Version des Online-Tools veröffentlicht, welche die Vorgängerversion ersetzte.

Im Gegensatz zur Vorgängerversion ermöglicht die aktuelle Version umfangreichere Angaben zu der PV-Anlage, dem Batteriespeicher, dem Haushalt, der Gebäudeheizung sowie der Warmwasserbereitung (vergleiche Abbildung 2.20 mit den Abbildungen 2.21 und 2.22). Zusätzlich sind nun Angaben zu einer Gebäudekühlung sowie einem Elektroauto möglich.

F	PV-Anlage	Strom	bedarf Ge	ebäude
PV-Größe	~ 10.2 ^ kWp	Strombedarf Haushalt	× 4000	~ kWh/Jahr
3 Ausrichtung	Eine Richtung 50% Ost/West	Heizsystem	nicht elektrisc	h Infrarot Wärmepumpe
Anstellwinkel Abweichung von Horizontale	~ 0 ^°	Wärmepumpe Effizienz	~ 2.4	<ul> <li>JAZ (Jahresarbeitszahl)</li> </ul>
Ausrichtungswinkel Abweichung von Süd	~ 0 ^ °	Gebäude Heizwärmebedarf	× 32	~ kWh/m <sup>2</sup> a
PV-Ertrag	9400 kWh / Jahr	Bruttogeschoßfläche	× 260	~ m <sup>2</sup>
🕜 davon direkt nutzbar	2313 kWh / Jahr	Personen im Haushalt	× 3	Personen
Bat	teriespeicher	Bedarf Haustechnik	4	4785 kWh / Jahr
Batterie vorhanden?	nein ja	3 Strombedarf gesamt	87	785 kWh / Jahr
Batteriegröße	~ 6.0 ~ kWh			
2 zusätzl. nutzbar	951 kWh / Jahr			

Abbildung 2.20: SUSI (Vorgängerversion) - Eingabe [28]

PV-Anlage	^	Batteriespeicher	~
Nennleistung Anlage 1 🛈		Nutzbare Batteriekapazität 🛈	
6,4	kWp	6	kWh
Azimut Anlage 1 🛈		Batteriesystem 🛈	
-180	0	AC-System	~
Anstellwinkel Anlage 1 🛈			
0	o	Haushaltsstromverbrauch	2
Nennleistung Anlage 2 🛈 2,6	kWp	Haushaltsstromverbrauch in der Berechnung berücksichtigen? ①	i
Azimut Anlage 2 🛈		Anzahl Wohneinheiten 🛈	
0	o	1	
Anstellwinkel Anlage 2 🛈		Haushaltsstromverbrauch pro W	ohneinhei
15	o	4007 70	kWh
Klimaregion 🛈		Stromprofil (i)	KWII
Wien	~		
Seehöhe 🛈		ramilie	~

Abbildung 2.21: SUSI (Aktuelle Version) - Eingabe Anlage und Haushalt [28]



Abbildung 2.22: SUSI (Aktuelle Version) - Eingabe Gebäudeheizung und Warmwasserbereitung [28] Alle Komponenten (wie die PV-Anlage, der Batteriespeicher, usw.) werden als physikalisches Modell dargestellt und mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten berechnet [29].

Die Bestimmung des Ertrags der Photovoltaikanlage erfolgt durch die Verwendung von Klimadaten, die für die spezifische Region innerhalb Österreichs hinterlegt sind [29]. Für jede Klimaregion stehen Klimadaten mehrerer repräsentativer Standorte zur Verfügung, abhängig von der angegebenen Seehöhe [29]. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, Informationen zur Standortverschattung anzugeben.

Zusätzlich zur Angabe der verfügbaren Kapazität des Batteriespeichers besteht die Möglichkeit, anzugeben, ob der Batteriespeicher DC- oder AC-gekoppelt installiert ist. Die maximale Ladeleistung beträgt etwa 0,77 kW pro kWh der Batteriespeicherkapazität, wohingegen die maximale Entladeleistung bei 0,64 kW pro kWh liegt [29]. Darüber hinaus werden Ladungs- und Entladungsverluste in den Berechnungen leistungsabhängig berücksichtigt [29].

Dieses Online-Tool bietet die Option, aus drei verschiedenen Verbrauchsprofiltypen (Familie, berufstätiges Paar, Mehrwohnungsgebäude) zu wählen. Die zeitliche Auflösung der verwendeten Lastprofile beträgt 15 Minuten [29].

Bei der Gebäudeheizung stehen verschiedene Arten von Wärmeerzeugern zur Verfügung, darunter Wärmepumpen, Fernwärme, Gaskessel, Pelletskessel und viele mehr. Zur Berechnung des Lastprofils wird, in Abhängigkeit der Eingaben, ein Schuhschachtelmodell des Gebäudes erstellt und anhand von Temperatur- und Strahlungsdaten der Wärmebedarf pro Viertelstunde berechnet [29]. Das Online-Tool bietet zwei verschiedene Berechnungsmethoden für die Gebäudeheizung. Wenn der Verbrauch der Gebäudeheizung bekannt ist, kann dieser direkt eingegeben werden. Andernfalls kann der Heizwärmebedarf aus dem Energieausweis als Ausgangspunkt verwendet werden.

#### 2.3. Online-Tools

SUSI liefert als Ergebnis die Nutzung des Photovoltaik-Ertrags, die Abdeckung des Stromverbrauchs sowie die Zusammensetzung des Stromverbrauchs (siehe Abbildung 2.23). Die energetischen Bewertungsgrößen, Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad, werden nicht direkt ausgegeben, sondern können durch die Summe der Anteile des Direktverbrauchs und der Batterieladung beziehungsweise Batterieentladung ermittelt werden. Basierend auf den Ergebnissen in Abbildung 2.23 ergibt sich ein Eigenverbrauchsanteil von 45,0 % (Direktnutzung 22,3 %, Batterieentladung 22,7 %) und ein Autarkiegrad von 49,4 % (Direktnutzung 28,4 %, Batterieentladung 21,0 %). Zudem werden der monatliche Photovoltaik-Ertrag und seine Nutzung (Abbildung 2.24) sowie der monatliche Stromverbrauch und seine Deckung (Abbildung 2.25) dargestellt.

Darüber hinaus steht eine umfangreiche Auswertung zur Verfügung, bei der die viertelstündlichen Berechnungswerte als .csv-Datei exportiert werden können, um eine detaillierte Analyse durchzuführen. Laut [28] können die tatsächlichen Werte je nach Standort, Gebäudeausstattung und Verbrauchsverhalten von den berechneten Werten abweichen. SUSI ist als Hilfestellung bei der Entscheidungsfindung gedacht und soll keine fachmännische Planung und Dimensionierung der Anlage ersetzen.



Abbildung 2.23: SUSI (Aktuelle Version) - Ergebnis [28]

### 2.3. Online-Tools

1200 kWh 1000 kWh 800 kWh 600 kWh 400 kWh 200 kWh 0 kWh März Apr Mai Jun Jul Aug Sep Okt Jan Feb PV-Erzeugung Direktnutzung Ba ung





Abbildung 2.25: SUSI (Aktuelle Version) - Monatlicher Stromverbrauch und Deckung [28]

#### 2.3.8 Vergleich der Online-Tools

Zum Vergleich der vorgestellten Online-Tools zur Abschätzung der energetischen Bewertungsgrößen wurden die Eingabedaten und Annahmen in Tabelle 2.1, 2.2 und 2.3 zusammengefasst und die Unterschiede farblich hervorgehoben. Einstellbare Parameter sind grün, während nicht einstellbare rot markiert wurden. Es fällt auf, dass die einzigen gemeinsamen Parameter, die alle Online-Tools für ihre Berechnungen verwenden, die Parameter PV-Anlagenleistung, Batteriespeichergröße und Jahresstromverbrauch sind.

Zusätzlich zur PV-Anlagenleistung, bieten das Autarky Rate Tool, der PV-Rechner, die SUSI und der SonnenKlar PV-Rechner die Möglichkeit, die Ausrichtung und Neigung der Photovoltaikanlage anzupassen. Obwohl laut [12] der Standort einen wesentlichen Einfluss auf den Autarkiegrad eines Systems haben kann, bieten lediglich drei von sieben Online-Tools die Möglichkeit zur Standortangabe. Während SUSI die Möglichkeit bietet, die Klimaregion samt Seehöhe innerhalb Österreichs auszuwählen, ermöglicht der SonnenKlar PV-Rechner die Standortangabe anhand der Postleitzahl, begrenzt das Gebiet jedoch auch auf Österreich. Im Vergleich dazu bietet der PV-Rechner die Möglichkeit, den genauen Standort auf einer Karte auszuwählen. Dieser auswählbare Bereich erstreckt sich dabei über Österreich, Deutschland, die Schweiz und Teile der angrenzenden Länder. Der SonnenKlar PV-Rechner und SUSI sind die einzigen verfügbaren Online-Tools, die die Verwendung von mehreren PV-Anlagen ermöglichen. Diese können unterschiedliche Leistungen haben und in beliebigen Ausrichtungen und Neigungen installiert werden. Es ist jedoch zu beachten, dass maximal zwei PV-Anlagen unterstützt werden. SUSI bietet zudem als einziges Online-Tool die Möglichkeit, Informationen zur Standortverschattung anzugeben. Die Möglichkeit den spezifischen Jahresertrag zu verändern, um somit auch Schwankungen der solaren Erzeugung zu untersuchen, bietet hingegen nur pv@now easy. Jedoch vernachlässigt pv@now easy die Eingabe von Ausrichtung, Neigung und Standort.

Einige der Rechner verwenden an die Batteriespeichergröße gekoppelte maximale Lade- und Entladeleistungen. Lediglich das Autarky Rate Tool ermöglicht hier eine von der Batteriespeichergröße unabhängige Einstellung. Die Installationsart des Batteriespeichers kann jedoch ausschließlich in SUSI konfiguriert werden.

Alle Online-Tools erfordern den Jahresstromverbrauch, jedoch soll dieser bei jenen Tools die Raumwärme, Warmwasser und ein E-Auto berücksichtigen, außer dem SonnenKlar PV-Rechner, ohne dem Anteil des Heizsystems bzw. des E-Autos angegeben werden. Dies kann mitunter schwierig sein, da der Verbrauchszähler keine Unterscheidung zwischen Haushalt, Heizsystem und E-Auto vornimmt. Keines der betrachteten Online-Tools erlaubt die Angabe eines individuellen Verbrauchsprofils, wie es beispielsweise in der Analyse des Leistungsvermögens von netzunabhängigen PV-Anlagen in [30] möglich ist. Dennoch bieten das Autarky Rate Tool, der PV-Rechner, der SonnenKlar PV-Rechner und SUSI, die Option, einen vordefinierten Verbrauchsprofiltypen auszuwählen.

Jene Online-Tools, die den Bereich der Wärmebereitung berücksichtigen, unterscheiden sich grundsätzlich alle in den geforderten Eingabedaten. Der pv@now easy fordert den Jahresstromverbrauch der Wärmepumpe als Eingabe, wobei diese Information in den seltensten Fällen verfügbar ist. Der 24 Stunden Sonne Simulator bietet drei verschiedene Optionen für den Heizwärmebedarf als Eingabe. SUSI und der SonnenKlar PV-Rechner hingegen bieten umfangreichere Einstellungsmöglichkeiten. SUSI ermöglicht es, entweder den Jahresstromverbrauch des Heizsystems anzugeben oder, falls dieser nicht bekannt ist, den Heizwärmebedarf des Gebäudes zu verwenden. Unter Berücksichtigung der Anzahl der Personen im Haushalt und der Brutto-Grundfläche berechnet SUSI den zusätzlichen Strombedarf für die Wärmebereitung. Der SonnenKlar PV-Rechner verwendet vordefinierte Werte für den Heizwärmebedarf, die von der Gebäudekategorie und der Wohnfläche abgeleitet sind. Im Gegensatz zu SUSI stehen im SonnenKlar PV-Rechner ausschließlich verschiedene Arten von Wärmepumpen als Heizsysteme zur Auswahl. Die Leistung der Wärmepumpe und die Größe des Warmwasserboilers können im SonnenKlar PV-Rechner individuell angepasst werden.

Die Option, ein Elektrofahrzeug anzugeben, wird ausschließlich von vier der sieben untersuchten Online-Tools geboten. Der 24-Stunden-Sonnen-Simulator und pv@now easy beschränken sich auf die Angabe der jährlichen Fahrleistung des Elektrofahrzeugs als Eingabeparameter. Im Gegensatz dazu bieten der SonnenKlar-PV-Rechner und SUSI umfangreichere Eingabemöglichkeiten, die unter anderem auch die Ladeleistung, die Akkukapazität und den Stromverbrauch des Fahrzeugs berücksichtigen.

Diese Zusammenfassung zeigt bereits wie sehr sich die einzelnen Online-Tools hinsichtlich der möglichen Eingabedaten und getroffenen Annahmen unterscheiden. Welche Auswirkungen diese Unterschiede auf die Genauigkeit der Abschätzungen der energetischen Bewertungsgrößen von PV-Batteriespeichersystemen haben gilt es im Rahmen dieser Diplomarbeit zu untersuchen. TU **Bibliothek**, Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar WIEN Vour knowledge hub The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Tabelle 2.1: Überblick der Eingabedaten und Annahmen für PV, Batterie und Haushalt

		Unabhängigkeitsrechner	Autarky Rate Tool	PV-Rechner	24 Stunden Sonne Simulator	pv@now easy	SonnenKlar PV-Rechner	ISUS
	Anlagenleistung	0.1 – 20 kWp		1- 20 kWp	5 – 15 kWp	1 – 20 kwp	1 – 20 KWp (je PV-Flache)	
	Ausrichtung & Neigung	Ausrichtung: Süden Neigung: 35*	Ausrichtung: in 45*5chritten Neigung: in 5*-5chritten	Ausrichtung: in 22,5"-Schritten Neigung: in 15"-Schritten			Ausrichtung: in 22,5*5chritten Negung: in 15*5chritten	Ausrichtung: in 1*Schritten Neigung: in 1*Schritten
i	Standort	Observatorium Lindenberg (Deutschland)	Neulengbach (Österreich)	Karte (Österreich, Deutschland,)	Observatorium Lindenberg (Deutschland)	Υ.	Postleitzahl (Österreich)	Klimaregion & Seehöhe (Österreich)
Z	Mehrere PV-Anlagen	•	×	×.	•	X	max. 2 PV-Anlagen	max. 2 PV-Anlagen
	Verschattung	Unverschattet		Unverschättet		÷	Unverschattet	
	Spezifischer Ertrag	1.024 kW/kWp		*	1.000 kW/kWp	850 – 1.050 k.Wh/K.Wp		
	Speichergröße	0 – 20 kWh		0 – 10 kWh	0   6   8   10   12   14   16 kWh	0 – 20 kWh	0 – 25 kWh	
Batterie	Max. Ladeleistung	1 kw/kwh			1 kW/kWh (max. 10kW)	R	ĵ.	Laden: 0,77 KW/KWh Entladen: 0,54 KW/KWh
	Installationsart	AC				1		AC   DC
-	Jahresstromverbrauch	2.000 - 10.000 kWh		500 - 10.000 kWh	2.000   3.000   4.000   5.000   6.000 kWh (exkl. Raumwärme, Warmwasser, E-Auto)	2.000 – 10.000 kWh (exkl. Raumwärme, Warmwasser, E-Auto)	0 – 20.000 kWh (inkl. oder exkl. Raumwärme, Warmwasser, E-Auto)	(exkl. Raumwärme/-kühlung, Warmwasser, E-Auto)
наизлаг	Verbrauchsprofil	VDI 4655	Einpersonen-, Zweipersonen-, Familienhaushalt,	wochentags nicht, selten, teilweise, oft, immer zu Hause	VDI 4655	B	nie, selten, teilweise, oft, Immer werktags zu Hause	Familie, berufstätiges Paar, Mehrwohnungsgebäude

**TU Bibliothek** Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar WIEN vour knowledge hub The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# Tabelle 2.2: Überblick der Eingabedaten und Annahmen für Gebäude, Raumheizung, Warmwasser und Raumkühlung

		Unabhängigkeitsrechner	Autarky Rate Tool	PV-Rechner	24 Stunden Sonne Simulator	pv@now easy	SonnenKlar PV-Rechner	ISUS
							Niedriestenessiekaus   Niedrigenessiekaus	
	Kategorie	*		×			Haus, ca. 20 Jahre alt   Alteres Haus	
	Fläche	*	*	5.	150m2	×	Wohnfläche (120m²   180m²   240m²)	Wohnnutzfläche (bei Auswahl: Verbrauch bekannt) Brutto-Grund-Fläche (bei Auswahl: HWB bekannt)
depande	Stockwerke		:•)		1	(0)	<u>199</u>	
	Heizwärmebedarf	*			niedrig   mittel   hoch	*	ergibt sich aus Gebäudekategorie & Wohnfläche	
	Bestand / Planung		-	-	Bestand	Bestand		
	Typ des Wärmeerzeugers		•		Wārmepumpe	Wärmepumpe	verschiedene Wärmepumpen (Luft-Wasser   Sole-Wasser   Wasser-Wasser)	verschiedene Wärmepumpen, Fernwärme, Stromheizung, Pelletkessel, Gaskessel,
	Berechnungsart				3	Verbrauch bekannt	3	HWB bekannt (bei Auswahi: Planung oder Bestand) Verbrauch bekannt (bei Auswahi: Bestand)
	Jahresverbrauch	N.	•	•	ergibt sich aus Wohnfläche & Heizwärmebedarf	0 – 15.000 kWh (inkl. Warmwasser <sup>3</sup> )	<u>*</u>	(inki. oder exki. Warmwasser)
Kaumneizung	Leistung	*	×.,		×.	*	2 kW   4 kW   8 kW	*
	Mittlere Temperatur				8	4		
	Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung		(11)					
	Energiemanagement	-	-		8			
	Anzahi der Bewohner			1 – 5 Personen	2   3   4   4+ Personen		1–8 Personen	
	Typ des Wärmeerzeugers	540	1.41	Nicht elektrisches Heizsystem (Gas, Öl, Pellets,)	Wärmepumpe	Wärmepumpe <sup>2</sup>	regelbarer Heizstab, verschiedene Wärmepumpen (bei Auswahl: Wärmepumpe nicht vorhanden)	verschiedene Wärmepumpen, Fernwärme, Stromheizung, Pelletkessel, Gaskessel, Ölkessel,
and the second s	Zusätzlicher Wärmeerzeuger		*	regelbarer Heizstab (2 kw   3 kw   6 kw   9 kw)	Heizstab		2	verschiedene Wärmepumpen, Heizstab, Elektroboiler, Wärmepumpenboiler
warmwasser	Jahresverbrauch		•	*	500 kWri pro Bewohner	X	2	1
	Boilergröße	•		50 - 2.000 1	100   pro Bewohner	je.	50 - 800 I	
	Energiemannagement	•0		PV-Überschussnutzung (bei Auswahl: regelbarer Heitstab)	Pv-Überschussnutzung (bei Auswähl: Heizstab)	2	(bei Auswahl: Wärmepumpe nicht vorhanden)	PV-Überschussnutzung
Raumkühlung	Typ des Kälteerzeugers				*	X		Reversible Wärmepumpe, Passive Kühlung, Split-Kühlung

Aufgrund der fehlenden Unterscheidung beim Jahresverbrauch der Wärmepumpe, wird davon ausgegangen, dass in pv@now easy diese sowohl für die Raumheizung als auch für die Warmwasserbereitung verwendet wird. 2

TU **Bibliothek**, Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar Wien Vourknowledge hub The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

Tabelle 2.3: Überblick der Eingabedaten und Annahmen für E-Auto

		Unabhängigkeitsrechner	Autarky Rate Tool	PV-Rechner	24 Stunden Sonne Simulator	pv@now easy	SonnenKlar PV-Rechner	SUSI
	Anzahl Autos		3)		<u></u>			
	Fahrleistung	17.	•)	Đ	10.000 km   20.000 km   30.000 km pro Jahr	1.000 - 16.000 km pro Jahr	1.000 – 50.000 km pro Jahr	(bei Auswahl: Spezifischer Verbrauch)
	Energiemanagement	- 40	6		C	ж.		10
E-Auto	Ladeleistung	*			3,5 kW	JA.	3,7 kW   7,4 kW   11 kW   22 kW	Exakte Angabe   Auswahl der Ladestation
	Akkukapazität		3	3		L.	10 - 100 KWh	(bei Auswahl: Spezifischer Verbrauch und Batteriespeicherkapazität bekannt)
	Stromverbrauch		6		17 kWh je 100 km	20 kWh je 100 km	5 – 50 kWh je 100km	Absolut   Spezifisch
	Ladezeitraum	24.5			Nachmittag	Überwiegend tagsüber	Angabe des Nutzungszeitraums	Angabe des Nutzungszeitraums

# 2.3. Online-Tools

TU **Bibliothek**, Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar Wien Vourknowledge hub The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

# **Kapitel 3**

# Setup

In diesem Kapitel erfolgt eine Beschreibung des untersuchten Setups, welches ein Einfamilienhaus am Rosenhügel im 23. Wiener Gemeindebezirk in Österreich umfasst. Dabei werden sowohl das im Jahr 2017 installierte PV-Batteriespeichersystem als auch das Heizsystem behandelt, das im selben Jahr auf eine Wärmepumpe umgerüstet wurde. Abschließend wird die vorhandene Leistungsmessung beschrieben und die aufgezeichneten Messdaten des dreiköpfigen Einfamilienhaushalts präsentiert.

# 3.1 PV-Batteriespeichersystem

Die Photovoltaikanlage hat eine Anlagenleistung von insgesamt 10,2 kWp und besteht dabei aus 34 Modulen mit einer Nennleistung von je 0,3 kWp. Die Module sind in einem Strang verbunden, wobei jedes Modul mit je einem Leistunsoptimierer für die Arbeitspunkteinstellung ausgestattet ist. Acht der 32 Module sind mit einer Neigung von ca. 10° in Richtung Süden ausgerichtet. Vier weitere Module sind vertikal an der südseitigen Fassade des Hauses montiert. 20 Module haben eine Nordausrichtung mit einer Neigung von ca. 10°. Darüber hinaus ist jeweils ein weiteres Modul an der Ost- und Westfassade des Hauses vertikal montiert.

Der PV-Wechselrichter ist vom Typ SE9K vom Hersteller SolarEdge, welcher speziell für die Verwendung mit Leistungsoptimierern entwickelt wurde [31]. Dieser Wechselrichter hat eine maximale DC-Eingangsleistung von 12,15 kWp und einen maximalen Wirkungsgrad von 98 %. Der Energieverbrauch im Nachtbetrieb beträgt laut Datenblatt weniger als 2,5 W. Der PV-Wechselrichter befindet sich zwischen der Photvoltaikanlage und dem Hausnetz (siehe Abbildung 3.1) und dient dazu, den von der Photovoltaikanlage produzierten Gleichstrom in Wechselstrom umzuwandeln und ins Hausnetz einzuspeisen. Die Einspeisung ist dreiphasig ausgeführt und versorgt somit alle Phasen mit Strom aus der Photovoltaikanlage. Weitere Informationen zu diesem Wechselrichter sind in [31] zu finden.



Abbildung 3.1: Aufbau des PV-Batteriespeichersystems [32]

Das installierte Batteriespeichersystem ist das Modell "sonnenBatterie eco8.0/6"des Herstellers Sonnen. Dieses Speichersystem verfügt über eine Batterie mit einer nutzbaren Kapazität von 6 kWh und einen integrierten Wechselrichter, der den Gleichstrom der Batterien in Wechselstrom umwandelt [33]. Die Installation des Batteriespeichersystems erfolgte AC-gekoppelt, wie in Abbildung 3.1 dargestellt. Dabei ist der Batteriespeicher nicht unmittelbar zwischen den Photovoltaik-Modulen und dem PV-Wechselrichter positioniert, sondern zwischen dem PV-Wechselrichter und dem Hausnetz angeschlossen [34]. Diese Installationsart ermöglicht einen unkomplizierten nachträglichen Einbau in bestehende Photovoltaikanlagen, jedoch geht dies mit einem gewissen Verlust an Effizienz aufgrund der höheren Umwandlungsverluste einher [34]. Eine Übersicht der wichtigsten technischen Daten des Batteriespeichersystems ist in Tabelle 3.1 zu finden.

nutzbare Batteriespeicherkapazität	6 kWh		
Nennleistung Wechselrichter	3 kW		
Max. Wirkungsgrad Wechselrichter	96 %		
Max. Wirkungsgrad Batterie	98 %		
Zelltechnologie	Lithium-Eisenphosphat (LiFePO <sub>4</sub> )		
Installationsart	AC-gekoppelt		
Netzanschluss	3-phasig		

Tabelle 3.1: Technische	e Daten sonne	nBatterie ecc	08.0/6 [	33]
-------------------------	---------------	---------------	----------	-----

# 3.2 Heizsystem

Das Gebäude, mit einer beheizten Wohnfläche von 200 Quadratmetern, umfasst laut Energieausweis eine Brutto-Grundfläche (BGF) von 285 Quadratmetern und weist einen spezifischen Standort-Referenz-Heizwärmebedarf HWB<sub>Ref,SK</sub> von 44,6 kWh/m<sup>2</sup>a auf. Richtlinie 6 des Österreichisches Institut für Bautechnik (OIB) besagt "Der Referenz-Heizwärmebedarf HWB<sub>Ref</sub> ist jene Wärmemenge, die in den Räumen bereitgestellt werden muss, um diese auf einer normativ geforderten Raumtemperatur, ohne Berücksichtigung allfälliger Erträge aus Wärmerückgewinnung, zu halten." [35]. Das Kürzel "SK"steht für Standortklima und bezeichnet in diesem Zusammenhang, dass die Energiekennzahl unter Berücksichtigung des tatsächlichen Klimas am Gebäudestandort ermittelt wurde [35].

Die Wärmeversorgung dieses Gebäudes erfolgt über eine Luft-Wasser-Wärmepumpe, nämlich das Modell "x2 A9 "des Herstellers Drexel und Weiss, mit einer maximalen Leistungsaufnahme der Wärmepumpe von 4 kW [36]. Die Wärmepumpe dient nicht nur zur Raumheizung, sondern wird auch zur Lüftung und Warmwasserbereitung genutzt. Hierfür steht ein zusätzlicher Warmwasserboiler mit einem Fassungsvermögen von 350 Litern zur Verfügung. Zusätzlich kann sie bei Bedarf eine Kühlung über die Fußbodenheizung bereitstellen. Die Funktion eines Energiemanagements wird von der Wärmepumpe zwar unterstützt, jedoch war und ist diese nicht aktiviert.

# 3.3 Leistungsmessung

Die Leistungsmessung erfolgt mithilfe des Leistungsmessgeräts WM271 von Sonnen [37]. Das angewendete Messkonzept ist als CP, auch als Verbrauchermessung bekannt [37]. Bei diesem Messkonzept werden sowohl die Energieerzeugung  $P_{\rm E}[t]$ am Messpunkt P, als auch die Haushaltsverbrauchsleistung  $P_{\rm V,Haushalt}[t]$  am Messpunkt C erfasst (siehe Abbildung 3.2). Dies erfolgt mittels Klappstromwandlern, die an allen drei Phasen der jeweiligen Messpunkte angebracht sind und die Ströme messen und diese Information über eine spezielle Schnittstelle an das Leistungsmessgerät übertragen [33]. Der Ladezustand SoC[t] sowie die Lade-  $P_{\rm BSS,L}[t]$  und Entladeleistung  $P_{\rm BSS,E}[t]$  des Batteriespeichersystems werden intern erfasst [37].



Abbildung 3.2: Leistungsmessung des PV-Batteriespeichersystems [32] [37]

Die Netzeinspeiseleistung  $P_{NE}[t]$  und die Netzbezugsleistung  $P_{NB}[t]$  werden in diesem Messkonzept nicht direkt gemessen. Sie lassen sich jedoch, ebenso wie die Anteile der Lade- und Entladeleistung die auf PV-Überschüsse zurückzuführen und zur Energiespeicherung bestimmt sind oder zur Deckung des elektrischen Verbrauchsleistung verwendet werden, aus den gemessenen Größen ermitteln. Die Berechnung wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

#### Energieflüsse

Die Vorgehensweise zur Berechnung der Leistungsflüsse wurde aus  $[9]^1$  übernommen und dahingehend angepasst, dass die AC-Leistungsaufnahme des Batteriespeichersystems im Standby-Zustand  $P_{V,Standby}[t]$  von der Ladeleistung  $P_{BSS,L}[t]$ abgezogen wird, da sie nicht der Energiespeicherung dient und als Verbrauchsleistung angenommen wird. Die Ladeleistung  $P_{BSS,L(exkl.Standby)}[t]$  des Batteriespeichersystem ergibt sich folglich zu:

$$P_{\text{BSS,L}(\text{exkl.Standby})}[t] = P_{\text{BSS,L}}[t] - P_{\text{V,Standby}}[t]$$
(3.1)

Ladeleistungen  $P_{BSS,L}[t]$ , die unterhalb eines festgelegten Schwellenwerts  $P_{BSS,Standby}$ liegen, werden dabei als Standby-Leistung des Batteriespeichersystems definiert:

$$P_{V,Standby}[t] = \begin{cases} P_{BSS,L}[t], & \text{wenn } P_{BSS,L}[t] <= P_{BSS,Standby} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$
(3.2)

Die elektrische Verbrauchsleistung  $P_V[t]$  wird daher, gemäß der Definition in Kapitel 2.1, als Summe der Haushaltslast  $P_{V,Haushalt}[t]$ , der Leistungsaufnahme der Peripheriekomponenten  $P_{V,Peripherie}[t]$  und der Standby-Leistungsaufnahme des Batteriespeichersystems  $P_{V,Standby}[t]$  bestimmt:

$$P_{V}[t] = P_{V,Haushalt}[t] + P_{V,Peripherie}[t] + P_{V,Standby}[t]$$
(3.3)

Die von den Verbrauchern direkt aufgenommene PV-Leistung  $P_{DV}[t]$  sowie die PV-Überschussleistung  $P_+[t]$  und der noch zu deckende Leistungbedarf  $P_-[t]$  ergeben sich wie folgt:

$$P_{\rm DV}[t] = min(P_{\rm E}[t], P_{\rm V}[t])$$
 (3.4)

$$P_{+}[t] = max(0, P_{E}[t] - P_{V}[t])$$
(3.5)

<sup>1</sup> MIT Lizenz, Copyright (c) 2023 Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Nico Orth, Selina Meier

$$P_{-}[t] = max(0, P_{V}[t] - P_{E}[t])$$
(3.6)

Die Ladeleistung des Batteriespeichersystems  $P_{\text{BSS,L}(\text{exkl.Standby})}[t]$  setzt sich aus der Ladeleistung durch den PV-Überschuss  $P_{\text{BSS,L,PV}(\text{exkl.Standby})}[t]$  und der Ladeleistung durch das öffentliche Stromnetz  $P_{\text{BSS,L,Netz}(\text{exkl.Standby})}[t]$  zusammen, wobei  $P_{\text{BSS,L,Netz}(\text{exkl.Standby})}[t]$  der Netzbezugsleistung des Batteriespeichersystems  $P_{\text{NB,BSS}}[t]$  entspricht:

$$P_{\text{BSS,L}(\text{exkl.Standby})}[t] = P_{\text{BSS,L,PV}(\text{exkl.Standby})}[t] + P_{\text{BSS,L,Netz}(\text{exkl.Standby})}[t]$$
(3.7)

$$P_{\text{BSS},L,\text{PV}(\text{exkl.Standby})}[t] = min(P_{+}[t], P_{\text{BSS},L(\text{exkl.Standby})}[t])$$
(3.8)

$$P_{\text{BSS},L,\text{Netz}(\text{exkl.Standby})}[t] = max(0, P_{\text{BSS},L(\text{exkl.Standby})}[t] - P_{+}[t]) = P_{\text{NB},\text{BSS}}[t] \quad (3.9)$$

Die Entladeleistung des Batteriespeichersystems  $P_{BSS,E}[t]$  wird einerseits zur Deckung der elektrischen Verbrauchsleistung  $P_{BSS,E,Verbrauch}[t]$  verwendet. Andererseits wird ein Teil der Leistung aufgrund von Regelabweichungen direkt aus dem Batteriespeichersystem in das öffentliche Stromnetz eingespeist  $P_{BSS,E,Netz}[t]$ , was dem Anteil der Netzeinspeiseleistung  $P_{NE,BSS}[t]$  aus dem Batteriespeichersystem entspricht:

$$P_{\text{BSS,E}}[t] = P_{\text{BSS,E,Verbrauch}}[t] + P_{\text{BSS,E,Netz}}[t]$$
(3.10)

$$P_{\text{BSS,E,Verbrauch}}[t] = min(P_{-}[t], P_{\text{BSS,E}}[t])$$
(3.11)

$$P_{\text{BSS},E,\text{Netz}}[t] = max(0, P_{\text{BSS},E}[t] - P_{-}[t]) = P_{\text{NE},\text{BSS}}[t]$$
(3.12)

Die ins öffentliche Stromnetz eingespeiste, nicht aufgenommene PV-Überschussleistung  $P_{\text{NE,PV}}[t]$  und die zur Deckung der elektrischen Verbrauchsleistung benötigte Netzbezugsleistung  $P_{\text{NB,Verbrauch}}[t]$  lassen sich wie folgt bestimmen:

$$P_{\text{NE,PV}}[t] = max(0, P_{+}[t] - P_{\text{BSS,L}(exkl.Standby)}[t])$$
(3.13)

$$P_{\text{NB,Verbrauch}}[t] = max(0, P_{-}[t] - P_{\text{BSS,E}}[t])$$
(3.14)

Die Netzeinspeiseleistung  $P_{NE}[t]$  und die Netzbezugsleistung  $P_{NB}[t]$  ergeben sich daher zu:

$$P_{\text{NE}}[t] = P_{\text{NE},\text{PV}}[t] + P_{\text{NE},\text{BSS}}[t]$$
(3.15)

$$P_{\rm NB}[t] = P_{\rm NB, Verbrauch}[t] + P_{\rm NB, BSS}[t]$$
(3.16)

Die Umrechnung der Leistungsflüsse  $P_x[t]$  in Energieflüsse  $E_x[t]$  erfolgt über:

$$E_{\mathsf{x}}[t] = P_{\mathsf{x}}[t] \cdot \Delta t \tag{3.17}$$

Dabei bezeichnet  $\Delta t$  das Zeitintervall zwischen den einzelnen Zeitpunkten. Die jährlichen Energiesummen  $E_x$  für die Energieflüsse  $E_x[t]$  berechnen sich als Summe über alle Zeitpunkte des Jahres:

$$E_{x} = \sum_{t=1}^{T} E_{x}[t]$$
(3.18)

Bei einer zeitlichen Auflösung von einer Minute gilt  $\Delta t = \frac{1}{60}$  h und die Anzahl der Zeitpunkte beträgt  $T = 60 \cdot 24 \cdot 365 = 525600$ .

# 3.4 Messdaten

Vor der Installation des PV-Batteriespeichersystems sowie der Wärmepumpe, im Jahr 2017, betrug der Stromverbrauch im Jahr 2016 exakt 4.007,17 kWh. Die Daten für die Jahre 2017 und 2018 waren nicht für das gesamte Jahr verfügbar und wurden daher nicht betrachtet.

Die Messdaten für den Zeitraum von 2019 bis einschließlich 2022 sind mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute aufgezeichnet worden und lagen vor Beginn dieser Arbeit bereits als Messreihen mit Zeitstempeln im .csv Dateiformat vor. Bei der Überprüfung der Messdaten von 2019 bis 2022 wurden gelegentliche Unterbrechungen in der Leistungsmessung festgestellt, welche sich jedoch auf kurze Zeitintervalle von nur ein bis fünf Minuten innerhalb der Messreihen beschränken. Die Gesamtanzahl fehlender Datenpunkte betrug weniger als 0,3% pro Jahr. Diese Lücken wurden vor der Auswertung durch lineare Interpolation zwischen dem vorherigen und nachfolgenden Messwert ausgeglichen. Ein exemplarischer Ausschnitt der aufgezeichneten Messdaten ist in Abbildung 3.3 dargestellt.



Abbildung 3.3: Exemplarischer Ausschnitt der aufgezeichneten Messdaten

Aufgrund einer Aktualisierung des Benutzerportals des Batteriespeicherherstellers waren die Daten ab dem Jahr 2023 nur in einer zeitlichen Auflösung von drei Stunden verfügbar und wurden daher nicht in die Untersuchung einbezogen. In Tabelle 3.2 ist eine Übersicht der Messdaten für den aufgezeichneten Zeitraum zu finden.

Jahr	2016	2019	2020	2021	2022
<b>E</b> <sub>E</sub> [kWh/a]	-	9.620,61	9.457,35	9.537,52	9.432,73
<b>Ε<sub>ν,Haushalt</sub> [kWh/a]</b>	4.007,17	6.702,07	7.212,84	7.762,99	7.237,17
<b>E<sub>BSS,L</sub> [kWh/a]</b>	-	1.792,91	1.764,25	1.868,53	1.795,35
<b>E<sub>BSS,E</sub></b> [kWh/a]	-	1.474,29	1.445,34	1.538,55	1.475,72

Tabelle 3.2: Übersicht der gemessenen jährlichen Energiesummen

Die Berechnung der Energieflüsse zur Bestimmung der energetischen Bewertungsgrößen wurde unter Verwendung der Messdaten und gemäß der im vorangegangenen Abschnitt beschriebenen Vorgehensweise durchgeführt. Für den Verbrauch der Peripheriekomponenten  $P_{V,Peripherie}[t]$  wurden ein konstanter Wert von 2 W für die AC-Leistungssensoren [7] sowie ein Standby-Verbrauch von 2 W für den PV-Wechselrichter angesetzt [31]. Letzterer wurde jedoch nur zu Zeitpunkten ohne Erzeugung berücksichtigt. Als Schwellwert zur Bestimmung der Standby-Leistung  $P_{V,Standby}[t]$  wurde ein Wert von 10 W angenommen. Der Energieaustausch zwischen dem Batteriespeichersystem und dem öffentlichen Stromnetz konnte aufgrund der zeitlichen Auflösung der Messdaten von einer Minute lediglich näherungsweise berechnet werden. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 3.3 zusammengefasst. Anhand der Definitionen in den Gleichungen 2.4 und 2.5 lassen sich aus den vorliegenden Werten die energetischen Bewertungsgrößen des untersuchten PV-Batteriespeichersystems ableiten, welche in Tabelle 3.4 zusammengefasst sind.

Jahr	2016	2019	2020	2021	2022
<b>E</b> <sub>E</sub> [kWh/a]	-	9.620,61	9.457,35	9.537,52	9.432,73
<b>E<sub>V</sub></b> [kWh/a]	4.007,17	6.749,55	7.263,34	7.815,41	7.287,29
<b>E<sub>V,Haushalt</sub></b> [kWh/a]	4.007,17	6.702,07	7.212,84	7.762,99	7.237,17
<b>E<sub>V,Peripherie</sub></b> [kWh/a]	-	17,52	17,57	17,52	17,52
<b>Ε<sub>V,Standby</sub></b> [kWh/a]	-	20,87	23,72	25,68	23,49
<b>E<sub>DV</sub></b> [kWh/a]	-	1853.65	1.964,05	2.074,89	2.136,14
<b>E<sub>BSS,L</sub></b> [kWh/a]	-	1.792,91	1.764,25	1.868,53	1.795,35
<b>E</b> BSS,L(exkl.Standby) [kWh/a]	-	1.772,04	1.740,52	1.842,84	1.771,86
<b>E</b> BSS,L,PV(exkl.Stαndby) [kWh/a]	-	1.723,90	1.705,89	1.813,75	1.744,82
<b>E</b> BSS,L,Netz(exkl.Standby) [kWh/a]	-	48,14	34,63	29,09	27,04
<b>E<sub>BSS,E</sub></b> [kWh/a]	-	1.474,29	1.445,34	1.538,55	1.475,72
<b>Ε</b> вss,ε,verbrauch [kWh/a]	-	1.467,56	1.438,46	1.530,29	1.469,11
<b>E<sub>BSS,E,Netz</sub></b> [kWh/a]	-	6,73	6,87	8,27	6,61
<b>E<sub>NE</sub></b> [kWh/a]	-	6.049,80	5.794,28	5.657,14	5.558,39
<b>E<sub>NE,PV</sub></b> [kWh/a]	-	6.043,07	5.787,41	5.648,87	5.551,78
<b>E<sub>NE,BSS</sub></b> [kWh/a]	-	6,73	6,87	8,27	6,61
<b>E<sub>NB</sub></b> [kWh/a]	4.007,17	3.476,48	3.895,45	4.239,32	3.709,09
<b>Ε<sub>ΝΒ,Verbrauch</sub></b> [kWh/a]	4.007,17	3.428,34	3.860,82	4.210,23	3.682,05
<b>E<sub>NB,BSS</sub></b> [kWh/a]	_	48,14	34,63	29,09	27,04

	Tabelle 3.3:	Übersicht der	berechneten	jährlichen	Energiesummen
--	--------------	---------------	-------------	------------	---------------
Jahr	2016	2019	2020	2021	2022
------	------	--------	--------	--------	--------
е	-	37,19%	38,81%	40,77%	41,14%
a	-	49,21%	46,85%	46,13%	49,47%

Tabelle 3.4: Übersicht der energetischen Bewertungsgrößen

Die Abbildungen 3.4 und 3.5 zeigen die monatliche Energieerzeugung und den monatlichen Haushaltsverbrauch der betrachteten Jahre. Es fällt auf, dass erhebliche Schwankungen in der solaren Erzeugung und im Haushaltsverbrauch zwischen den einzelnen Jahren bestehen. Zum Beispiel wurde im April 2020 etwa 30% mehr Energie erzeugt als in den anderen Jahren, während der PV-Ertrag im Juni desselben Jahres um etwa 20% niedriger ausfiel. Abbildung 3.5 zeigt zudem den typischen Jahresverlauf des Stromverbrauchs für Haushalte mit elektrischer Heizung auf. In den Wintermonaten steigt der Stromverbrauch deutlich an, da neben dem üblichen Haushaltsverbrauch auch zusätzliche Energie für die Raumwärme benötigt wird.

Die durchschnittlichen Tageslastprofile für Winter (Jänner, Februar, März) und Sommer (Juli, August, September) der einzelnen Jahre sind in Abbildung 3.6 gegenübergestellt. Es ist erneut ersichtlich, dass der Verbrauch im Winter aufgrund der Wärmepumpe höher ausfällt als im Sommer, und die Unterschiede zwischen den einzelnen Jahren im Winter größer ausfallen als in den Sommermonaten. Auffällig ist zudem, dass im Sommer 2022 im Gegensatz zu den Vorjahren der Haushaltsverbrauch nicht mehr in der Nacht, sondern gegen elf Uhr tagsüber ansteigt. Diese Veränderung ist darauf zurückzuführen, dass die Warmwassererzeugung ursprünglich immer dann stattfand, wenn die Boilertemperatur unter einen Schwellwert gefallen war, was typischerweise während der Nachtstunden geschah. Durch die Umstellung im Jahr 2022 wurde die Warmwassererzeugung in der Nacht gesperrt und nur noch in einem festgelegten Zeitfenster tagsüber erlaubt. Innerhalb dieses Fensters funktioniert die Warmwasserbereitung bedarfsgesteuert. Die Auswirkungen dieser Umstellung sind im Eigenverbrauchsanteil (siehe Tabelle 3.4) erkennbar. Obwohl der Haushaltsverbrauch und die solare Energieerzeugung in den Jahren 2020 und 2022 vergleichbar waren, zeigt sich im Jahr 2022 ein Anstieg des Eigenverbrauchsanteils um 2,33 Prozentpunkte. Die Ursache liegt darin, dass die erzeugte Energie vermehrt direkt vom Haushalt genutzt werden konnte (vergleiche  $E_{DV}$  in Tabelle 3.3).



Abbildung 3.4: Monatliche Energieerzeugung im Zeitraum 2019 bis 2022







Abbildung 3.6: Durchschnittliche Tageslastprofile im Winter und Sommer

TU **Bibliothek**, Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar Wien Nourknowledge hub Your knowledge hub

# **Kapitel 4**

# Simulation

In diesem Kapitel erfolgt eine umfassende Beschreibung der entwickelten Simulation, die dazu entworfen wurde, das Verhalten des Batteriespeichersystems entsprechend dem in Kapitel 3 vorgestellten Setup nachzubilden. Die Validierung dieser Simulation erfolgt mithilfe der aufgezeichneten Messdaten. Das Ziel besteht darin, mithilfe dieser Simulation den Einfluss der PV-Anlagenleistung und der Batteriekapazität auf die energetischen Bewertungsgrößen mit den Online-Tools zu vergleichen sowie die Einflüsse der schwankenden Erzeugungsprofile zu untersuchen.

# 4.1 Implementierung

Die Simulation des Batteriespeichersystems wurde durch die Umsetzung des Lademanagements in Python, gemäß [37], implementiert<sup>1</sup>. Die gemessenen Leistungen der Erzeugung  $P_{\rm E}[t]$  und des Haushaltsverbrauchs  $P_{\rm V,Haushalt}[t]$  an den Messpunkten P und C aus Abbildung 3.2 wurden als Eingangsgrößen verwendet. Als Ergebnis liefert die Simulation die Ladung des Batteriespeichersystems  $P_{\rm BSS,L}[t]$ , die Entladung des Batteriespeichersystems  $P_{\rm BSS,E}[t]$  sowie die Netzeinspeiseleistung  $P_{\rm NE}[t]$ und die Netzbezugsleistung  $P_{\rm NB}[t]$ . Basierend auf den Simulationsergebnissen und den Eingangsgrößen können in weiterer Folge die energetischen Bewertungsgrößen bestimmt werden.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Das in [32] erwähnte intelligente Lademanagement welches das Ladeverhalten auf Basis von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen steuert, wurde nicht berücksichtigt, da dies nur bei aktivierter Einspeisebegrenzung zum Einsatz kommt und dieser Fall im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht wurde.



Abbildung 4.1: Überblick der Simulationsgrößen [32] [37]

## Simulationsparameter

Im Gegensatz zu den vom Hersteller angegebenen technischen Daten des Batteriespeichersystems (siehe Tabelle 3.1) wurden teilweise abweichende Simulationsparameter verwendet, die auf den Daten der Stromspeicherinspektion 2018 [7] basieren. Diese Studie beinhaltet die Systemeigenschaften des betrachteten Batteriespeichersystems, die gemäß dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme [38] messtechnisch ermittelt wurden.

Die tatsächlich nutzbare Batteriespeicherkapazität  $E_{BAT}$  wurde gemäß [7] mit 5,8 kWh festgelegt und entspricht damit 96,7% der vom Hersteller angegebenen nutzbaren Kapazität von 6 kWh [33]. Der Round Trip Efficiency (RTE) Batteriewirkungsgrad  $\eta_{BAT,RTE}$  wurde als konstant angenommen und entsprechend dem mittleren Batteriewirkungsgrad aus [7] auf 93,8 % gesetzt. Die Wirkungsgrade  $\eta_{BAT,L}$  und  $\eta_{BAT,E}$ , die als gleich groß angenommen wurden, beschreiben die Effizienz des jeweiligen Lade- bzw. Entladevorgangs, d.h. den Anteil der Energie, der tatsächlich in die Batterie gespeichert bzw. aus der Batterie entnommen wird. Es gilt folgender Zusammenhang:

$$\eta_{\text{BAT}} = \eta_{\text{BAT,L}} = \eta_{\text{BAT,E}} = \sqrt{\eta_{\text{BAT,RTE}}}$$
(4.1)

Anders als der angenommene konstante Batteriewirkungsgrad wurde der Wirkungsgrad des Wechselrichters abhängig von der elektrischen Leistung implementiert. Anhand einzelner Punkte<sup>2</sup> der Wirkungsgradkennlinien aus [7] wurde, wie in [9]<sup>3</sup>, die Verlustleistung für den Lade- ( $P_{WR,L,v}$ ) und Entladebetrieb ( $P_{WR,E,v}$ ) in Abhängigkeit der Ein- bzw. Ausgangsleistung des Wechselrichters quadratisch approximiert. Dies führt zu den folgenden Ausdrücken:

$$P_{\text{WR,L,v}}(P_{\text{BSS,L}}) = a_{\text{L,ein}} \cdot \left(\frac{P_{\text{BSS,L}}}{P_{\text{BSS,L,nom}}}\right)^2 + b_{\text{L,ein}} \cdot \left(\frac{P_{\text{BSS,L}}}{P_{\text{BSS,L,nom}}}\right) + c_{\text{L,ein}}$$
(4.2)

$$P_{\text{WR,L,v}}(P_{\text{BAT,L}}) = a_{\text{L,aus}} \cdot \left(\frac{P_{\text{BAT,L}}}{P_{\text{BAT,L,nom}}}\right)^2 + b_{\text{L,aus}} \cdot \left(\frac{P_{\text{BAT,L}}}{P_{\text{BAT,L,nom}}}\right) + c_{\text{L,aus}}$$
(4.3)

$$P_{\text{WR,E,v}}(P_{\text{BAT,E}}) = \alpha_{\text{E,ein}} \cdot \left(\frac{P_{\text{BAT,E}}}{P_{\text{BAT,E,nom}}}\right)^2 + b_{\text{E,ein}} \cdot \left(\frac{P_{\text{BAT,E}}}{P_{\text{BAT,E,nom}}}\right) + c_{\text{E,ein}}$$
(4.4)

$$P_{\text{WR,E,v}}(P_{\text{BSS,E}}) = a_{\text{E,aus}} \cdot \left(\frac{P_{\text{BSS,E}}}{P_{\text{BSS,E,nom}}}\right)^2 + b_{\text{E,aus}} \cdot \left(\frac{P_{\text{BSS,E}}}{P_{\text{BSS,E,nom}}}\right) + c_{\text{E,aus}}$$
(4.5)

Die Paramater *a*, *b* und *c* wurden mit Hilfe des Least-Square-Verfahrens bestimmt.  $P_{BAT,L,nom}$  und  $P_{BAT,E,nom}$  bezeichnen die DC-seitigen nominalen Lade- und Entladeleistungen des Wechselrichters, die laut [7] etwa 2,92 kW im Lade- und 3,15 kW im Entladebetrieb betragen. Die AC-seitigen nominalen Lade- und Entladeleistungen  $P_{BSS,L,nom}$  und  $P_{BSS,E,nom}$  wurden gemäß Herstellerdatenblatt und Messdaten auf 3,0 kW gesetzt. Im Anschluss wurden die Wirkungsgrade für den Lade- ( $\eta_L$ ) und Entladebetrieb ( $\eta_E$ ) wie folgt definiert:

$$\eta_{\rm L} = \frac{P_{\rm BAT,L}}{P_{\rm BSS,L}} = \frac{P_{\rm BSS,L} - P_{\rm WR,L,v}(P_{\rm BSS,L})}{P_{\rm BSS,L}} = \frac{P_{\rm BAT,L}}{P_{\rm BAT,L} + P_{\rm WR,L,v}(P_{\rm BAT,L})}$$
(4.6)

$$\eta_{\rm E} = \frac{P_{\rm BSS,E}}{P_{\rm BAT,E}} = \frac{P_{\rm BAT,E} - P_{\rm WR,E,v}(P_{\rm BAT,E})}{P_{\rm BAT,E}} = \frac{P_{\rm BSS,E}}{P_{\rm BSS,E} + P_{\rm WR,E,v}(P_{\rm BSS,E})}$$
(4.7)

<sup>&</sup>lt;sup>2</sup> 5 %, 10 %, 20 %, 25 %, 30 %, 50 %, 75 % und 100 % der nominalen Leistung

<sup>&</sup>lt;sup>3</sup> MIT Lizenz, Copyright (c) 2023 Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Nico Orth, Selina Meier

Zu beachten ist, dass bei der Definition des Wirkungsgrades als Funktion der Eingangsleistung stets darauf geachtet werden muss, dass die Bedingungen  $P_{BSS,L} > P_{WR,L,v}(P_{BSS,L})$  und  $P_{BAT,E} > P_{WR,E,v}(P_{BAT,E})$  erfüllt sind, um sicherzustellen, dass der Wirkungsgrad positiv ist. Diese Bedingungen sind erfüllt, wenn  $P_{BSS,L} > P_{BSS,L,min}$ und  $P_{BAT,E} > P_{BAT,E,min}$  gelten. Die minimalen Eingangsleistungen ergeben sich wie folgt:

$$\left(\frac{a_{\text{L,ein}}}{P_{\text{BSS,L,nom}}^2}\right) \cdot P_{\text{BSS,L,min}}^2 + \left(\frac{b_{\text{L,ein}}}{P_{\text{BSS,L,nom}}} - 1\right) \cdot P_{\text{BSS,L,min}} + c_{\text{L,ein}} = 0$$
(4.8)

$$\left(\frac{a_{\text{E,ein}}}{P_{\text{BAT,E,nom}}^2}\right) \cdot P_{\text{BAT,E,min}}^2 + \left(\frac{b_{\text{E,ein}}}{P_{\text{BAT,E,nom}}} - 1\right) \cdot P_{\text{BAT,E,min}} + c_{\text{E,ein}} = 0$$
(4.9)

In Abbildung 4.2 sind die rekonstruierten Wirkungsgradkennlinien des Wechselrichters für den Lade- und Entladebetrieb als Funktion der entsprechenden Ein- bzw. Ausgangsleistung des Wechselrichters dargestellt.



Abbildung 4.2: Rekonstruierte Wirkungsgradkennlinien des Wechselrichters

In [7] wird die AC-Leistungsaufnahme des Batteriespeichersystems im Standby,  $P_{BSS,Standby}$ , mit 9 W angegeben. Die Messdaten zeigen jedoch 5 W, weshalb dieser Wert für die Simulation verwendet wurde. Die DC-Leistungsaufnahme wurde nicht berücksichtigt. Die Leistungsaufnahme der Peripheriekomponenten  $P_{V,Peripherie}[t]$ wurde jedoch, wie in Abschnitt 3.4 beschrieben, in die Berechnung einbezogen.

### Lademanagement

Das Lademanagement des Batteriespeichersystems steuert das Ladeverhalten abhängig vom dem aktuellen Zustand von Erzeugung und Verbrauch [32]. Dabei werden folgende Fälle unterschieden:

### 1) Erzeugung > Verbrauch

Bei einer Erzeugung  $P_{\rm E}[t]$ , die größer ist als der Verbrauch  $P_{\rm V(exkl.Standby)}[t]$ , tritt ein Überschuss an elektrischer Energie auf, welcher dazu verwendet wird um die Batterie aufzuladen [37]. Es ist zu beachten, dass das Batteriespeichersystem nicht mit unbegrenzter Leistung geladen werden kann, sondern  $P_{\rm BSS}[t]$  durch den Batteriewechselrichter auf  $P_{\rm BSS,nom}$  begrenzt ist. Zudem beschränkt die verfügbare Batteriespeicherkapazität  $E_{\rm BAT} - SoC[t-1] \cdot E_{\rm BAT}$  die Ladeleistung des Batteriespeichersystems. Folgender Codeabschnitt zeigt dies:

Codeabschnitt 4.1: Bestimmung von  $P_{BSS,E}[t] \& P_{BSS,L}[t]$  für  $P_{E}[t] > P_{V(exkl.Standby)}[t]$ 

```
112
113 P_V_Peripherie = (2.0) + np.where(P_E > 0, 0.0, 2.0)
114 P_V_exkl_Standby = P_V_Haushalt + P_V_Peripherie
115
116 for t in range(len(P_E)):
117
       if P_E[t] > P_V_exkl_Standby[t]:
118
119
           P_BSS_E[t] = 0.0
120
121
           P_BSS_L[t] = P_E[t] - P_V_exkl_Standby[t]
122
123
           # Begrenzung durch nominale Ladeleistung
124
           P_BSS_L[t] = min(P_BSS_L[t], P_BSS_L_nom)
125
126
           # Begrenzung durch vorhandene Batteriekapazität
127
           P_BAT_L_max = min(((1 / eta_BAT) * (E_BAT - SoC[t-1] * E_BAT)) * 60,
128
               P_BAT_L_nom)
129
           if P_BAT_L_max > 0:
130
                P_BSS_L[t] = min(P_BSS_L[t], P_BAT_L_max / eta_L_out(P_BAT_L_max))
131
           else:
132
                P_BSS_L[t] = P_BSS_Standby
133
134
```

Sofern die Ladeleistung des Batteriespeichersystems  $P_{BSS,L}[t]$  größer als die minimale Eingangsleistung  $P_{BSS,L,min}$  ist, wird die Ladeleistung der Batterie  $P_{BAT,L}[t]$ durch Multiplikation von  $P_{BSS,L}[t]$  mit dem Wirkungsgrad  $\eta_L(P_{BSS,L}[t])$  bestimmt (siehe Codeabschnitt 4.2). Andernfalls ist  $P_{BAT,L}[t]$  gleich Null und das Batteriespeichersystem bezieht lediglich  $P_{BSS,Standby}$ . Der aktuelle Ladezustand SoC[t] wird entsprechend  $P_{BAT,L}[t]$  aktualisiert.

Codeabschnitt 4.2: Bestimmung von  $P_{BAT,L}[t] \& SoC[t]$  für  $P_E[t] > P_{V(exkl.Standby)}[t]$ 

```
135

136 if P_BSS_L[t] > P_BSS_L_min:

137 P_BAT_L[t] = P_BSS_L[t] * eta_L_in(P_BSS_L[t])

138 else:

139 P_BSS_L[t] = P_BSS_Standby

140 P_BAT_L[t] = 0.0

141

142

143 SoC[t] = SoC[t-1] + (eta_BAT * P_BAT_L[t] * (1 / 60)) / (E_BAT)
```

Wenn die Batteriemodule nicht in der Lage sind, den gesamten Überschuss zu laden, wird der verbleibende Anteil in das öffentliche Stromnetz eingespeist [37]. Sollte jedoch der Überschuss geringer sein als die vom Batteriespeichersystem im Standby-Betrieb benötigte Leistung  $P_{BSS,Standby}$ , wird diese, wie im Codeabschnitt 4.3 zu sehen, aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen.

Codeabschnitt 4.3: Bestimmung von  $P_{NE}[t] \& P_{NB}[t]$  für  $P_{E}[t] > P_{V(exkl.Standby)}[t]$ 

```
if (P_E[t] - P_V_exkl_Standby[t]) >= P_BSS_L[t]:
    P_NE[t] = (P_E[t] - P_V_exkl_Standby[t]) - P_BSS_L[t]
    P_NB[t] = 0.0
else:
    P_NE[t] = 0.0
    P_NE[t] = 0.0
    P_NB[t] = P_BSS_L[t]-(P_E[t] - P_V_exkl_Standby[t])
```

144

145

146

147

148

149

150

151 152

# 2) Erzeugung = Verbrauch

Für den Fall, dass die Erzeugung  $P_{\rm E}[t]$  gleich dem Verbrauch  $P_{\rm V(exkl.Standby)}[t]$  ist, wird die erzeugte elektrische Energie direkt und vollständig verbraucht. Eine Entladung des Batteriespeichersystems findet dabei nicht statt. Das Batteriespeichersystem wird weiterhin mit  $P_{\rm BSS,Standby}$  geladen um die Leistungsaufnahme im Standby-Betrieb abzudecken (siehe Codeabschnitt 4.4).

Codeabschnitt 4.4: Bestimmung von P<sub>BSS,E</sub>[t] & P<sub>BSS,L</sub>[t] für P<sub>E</sub>[t]=P<sub>V(exkl.Standby)</sub>[t]

153
154 if P\_E[t] == P\_V\_exkl\_Standby[t]:
155
156
157 P\_BSS\_L[t] = P\_BSS\_Standby
158
159 P\_BSS\_E[t] = 0.0
160

Dieser Standby-Verbrauch trägt jedoch nicht zur Ladung der Batterie bei, wodurch der Ladezustand des Batteriespeichersystems, wie in Codeabschnitt 4.5 zu sehen, unverändert bleibt.

Codeabschnitt 4.5: Bestimmung von SoC[t] für  $P_E[t] = P_{V(exkl.Standby)}[t]$ 

```
161
162 SoC[t] = SoC[t-1]
```

163

167

Die Bereitstellung des Standby-Verbrauchs für das Batteriespeichersystem erfolgt durch das öffentliche Stromnetz, während eine Einspeisung in dieses Netz nicht stattfindet (siehe Codeabschnitt 4.6).

Codeabschnitt 4.6: Bestimmung von  $P_{NE}[t] \& P_{NB}[t]$  für  $P_{E}[t] = P_{V(exkl.Standby)}[t]$ 

164	
165	$P_{NE}[t] = 0.0$
166	$P_NB[t] = P_BSS_L[t]$

## 3) Erzeugung < Verbrauch

Wenn der Verbrauch  $P_{V(exkl.Standby)}[t]$  größer ist als die Erzeugung  $P_E[t]$  liegt ein Defizit an elektrischer Energie vor. Um das Defizit so weit wie möglich auszugleichen, wird in diesem Fall die Batterie des Batteriespeichersystems entladen [37]. Wie im ersten Fall wird die Entladeleistung des Batteriespeichersystems  $P_{BSS,E}[t]$ durch die nominale Entladeleistung  $P_{BSS,E,nom}$  limitiert. Darüber hinaus wird die Entladeleistung über die vorhandene Ladung der Batterie  $SoC[t-1] \cdot E_{BAT}$  begrenzt (siehe Codeabschnitt 4.7). Für den Fall, dass die Batteriemodule vollständig entladen sind, ergibt sich eine Ladung des Batteriespeichersystem mit  $P_{BSS,Standby}$  um die Leistungsaufnahme im Standby-Betrieb bereitzustellen.

Codeabschnitt 4.7: Bestimmung von  $P_{BSS,E}[t] \& P_{BSS,L}[t]$  für  $P_E[t] < P_{V(exkl.Standby)}[t]$ 

```
168
       if P_E[t] < P_V_exkl_Standby[t]:</pre>
169
170
            P_BSS_E[t] = P_V_exkl_Standby[t] - P_E[t]
171
172
            # Begrenzung durch nominale Entladeleistung
173
            P_BSS_E[t] = min(P_BSS_E[t], P_BSS_E_nom)
174
175
            # Begrenzung durch vorhandene Ladung der Batteriemodule
176
            P_BAT_E_max = min((eta_BAT * (SoC[t-1] * E_BAT)) * 60, P_BAT_E_nom)
177
178
            if P_BAT_E_max > P_BAT_E_min:
179
                P_BSS_E_max = P_BAT_E_max * eta_E_in(P_BAT_E_max)
180
            else:
181
                P_BSS_E_max = 0.0
182
183
            P_BSS_E[t] = min(P_BSS_E[t], P_BSS_E_max)
184
185
186
            if P_BSS_E[t] > 0.0:
187
                P_BSS_L[t] = 0.0
188
            else:
189
                P_BSS_L[t] = P_BSS_Standby
190
191
```

Ist die Entladeleistung des Batteriespeichersystems positiv so ergibt sich die Ladeleistung der Batterie, in Codeabschnitt 4.8, aus der Divison von  $P_{BSS,E}[t]$  und dem Entladewirkungsgrad  $\eta_E(P_{BSS,E}[t])$ . Daraufhin wird der Ladezustand der Batterie SoC[t] entsprechend  $P_{BAT,E}[t]$  aktualisiert. Dies wird durch den folgenden Codeabschnitt dargestellt:

```
Codeabschnitt 4.8: Bestimmung von P_{BAT,E}[t] \& SoC[t] für P_E[t] < P_{V(exkl.Standby)}[t]
```

Falls die Entladung der Batterie das Defizit nicht vollständig ausgleichen kann, wird laut [37] das verbleibende Defizit durch den Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz  $P_{\text{NB}}[t]$  ausgeglichen (siehe Codeabschnitt 4.9).

Codeabschnitt 4.9: Bestimmung von  $P_{NE}[t] \& P_{NB}[t]$  für  $P_{E}[t] < P_{V(exkl.Standby)}[t]$ 

```
201
202 P_NE[t] = 0.0
203 P_NB[t] = (P_V_exkl_Standby[t] - P_E[t]) - P_BSS_E[t] + P_BSS_L[t]
204
```

## Anmerkung

Es sei darauf hingewiesen, dass im implementierten Lademanagement weder Alterungsverluste noch Selbstentladungen des Batteriespeichersystems sowie dynamische und stationäre Regelabweichungen berücksichtigt wurden.

### Energetische Bewertungsgrößen

Die energetischen Bewertungsgrößen, der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad, können nun unter Verwendung der Simulationsergebnisse und der Eingangsgrößen, gemäß Abschnitt 3.3, berechnet werden. Zur Bestimmung der Standby-Leistung  $P_{V,Standby}[t]$  des Batteriespeichersystems wurde ein Schwellwert von 10 W verwendet. Die Vernachlässigung von Regelungsabweichungen in der Simulation führt zu den folgenden Vereinfachungen:

$$E_{\text{BSS,L}(\text{exkl.Standby})} = E_{\text{BSS,L,PV}(\text{exkl.Standby})} + \underbrace{E_{\text{BSS,L,Netz}(\text{exkl.Standby})}_{=0} = E_{\text{BSS,L,PV}(\text{exkl.Standby})}_{=0}$$
(4.10)

$$E_{\rm NE} = E_{\rm NE, PV} + \underbrace{E_{\rm NE, BSS}}_{=0} = E_{\rm NE, PV}$$
(4.11)

$$E_{\text{BSS,E}} = E_{\text{BSS,E,Verbrauch}} + \underbrace{E_{\text{BSS,E,Netz}}}_{=0} = E_{\text{BSS,E,Verbrauch}}$$
(4.12)

$$E_{\rm NB} = E_{\rm NB, Verbrauch} + \underbrace{E_{\rm NB, BSS}}_{=0} = E_{\rm NB, Verbrauch}$$
(4.13)

Folglich ergeben sich der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad gemäß:

$$e = \frac{E_{\text{DV}} + E_{\text{BSS,L(exkl.Standby)}}}{E_{\text{E}}} = \frac{E_{\text{E}} - E_{\text{NE}}}{E_{\text{E}}}$$
(4.14)

$$a = \frac{E_{\rm DV} + E_{\rm BSS,E}}{E_{\rm V}} = \frac{E_{\rm V} - E_{\rm NB}}{E_{\rm V}}$$
 (4.15)

# 4.2 Validierung

Zur Validierung der Simulation werden die Simulationsergebnisse mit den vorhandenen Messdaten verglichen. Bei Betrachtung des Ladezustands SoC[t], der Ladeund Entladeleistung des Batteriespeichersystems  $P_{BSS,L}[t]$  und  $P_{BSS,E}[t]$  (siehe Abbildung 4.3 und 4.4), zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen den simulierten Größen und den Messdaten.







Abbildung 4.4: Vergleich der Ladung und Entladung (Messdaten vs. Simulation)

In den Messdaten zeigen sich vereinzelte Ladeimpulse (siehe Abbildung 4.4), welche von den Simulationsergebnissen abweichen und nicht unmittelbar aus den Erzeugungs- und Verbrauchsdaten hervorgehen. Diese Impulse variieren in ihrer Häufigkeit, ihrem Zeitpunkt und ihrer Leistung, wie im Vergleich zwischen Abbildung 4.5 und 4.4 zu sehen. Es wird vermutet, dass sie als Schutzmechanismus des Batteriespeichersystems diesen vor Tiefenentladung schützen sollen. Zudem zeigt sich in Abbildung 4.6, dass an einzelnen Tagen das Batteriespeichersystem die Entladung reduziert, was zu Abweichungen zwischen Simulation und Messdaten führt. Laut [37] kann dies z.B. durch das Batteriemanagementsystem (BMS) hervorgerufen werden um eine Beschädigung der Batteriemodule zu vermeiden.



Abbildung 4.5: Ladeimpulse



Abbildung 4.6: Reduzierte Entladung

In den Tabellen 4.1 bis 4.4 werden die aus den Messdaten und der Simulation berechneten jährlichen Energiesummen der Ladung, Entladung, des Direktverbrauchs und des elektrischen Energieverbrauchs für den Zeitraum von 2019 bis 2022 gegenübergestellt.

Jahr	2019	2020	2021	2022
Messdaten: E <sub>DV</sub> [kWh/a]	1853.65	1.964,05	2.074,89	2.136,14
Simulation: E <sub>DV</sub> [kWh/a]	1855.33	1.965,12	2.075,62	2.136,83
Absolute Abweichung [kWh/a]	+1,68	+1,07	+0,73	+0,69
Relative Abweichung	+0,09%	+0,05%	+0,04%	+0,03%

Tabelle 4.1: Vergleich der Energiesummen des Direktverbrauchs

# Tabelle 4.2: Vergleich der Energiesummen der Ladung

Jahr	2019	2020	2021	2022
Messdaten: E <sub>BSS,L,PV(exkl.Standby)</sub> [kWh/a]	1.723,90	1.705,89	1.813,75	1.744,82
Simulation: E <sub>BSS,L,PV(exkl.Standby)</sub> [kWh/a]	1.743,64	1.739,99	1.850,71	1.812,15
Absolute Abweichung [kWh/a]	+19,74	+34,10	+36,96	+67,33
Relative Abweichung	+1,15%	+2,00%	+2,04%	+3,86%

# Tabelle 4.3: Vergleich der Energiesummen der Entladung

Jahr	2019	2020	2021	2022
Messdaten: EBSS, E, Verbrauch [kWh/a]	1.467,56	1.438,46	1.530,29	1.469,11
Simulation: EBSS,E,Verbrauch [kWh/a]	1.479,06	1.477,71	1.580,17	1.538,78
Absolute Abweichung [kWh/a]	+11,50	+39,25	+49,88	+69,67
Relative Abweichung	+0,78%	+2,73%	+3,26%	+4,74%

Jahr	2019	2020	2021	2022
Messdaten: Ev [kWh/a]	6.749,55	7.263,34	7.815,41	7.287,29
Simulation: Ev [kWh/a]	6.754.43	7.265,86	7.817,32	7.289,16
Absolute Abweichung [kWh/a]	+4,88	+2,52	+1,91	+1,87
Relative Abweichung	+0,07%	+0,04%	+0,02%	+0,03%

Tabelle 4.4: Vergleich der Energiesummen des elektrischen Energieverbrauchs

Die Abweichungen beim Direktverbrauch und beim elektrischen Energieverbrauch resultieren daraus, dass sich der aus den Messdaten und der Simulation berechnete Standby-Verbrauch unterscheidet. Die absoluten Abweichungen des Direktverbrauchs fallen geringer aus, da im Direktverbrauch nur jener Anteil des Standby-Verbrauchs enthalten ist, der durch den PV-Überschuss gedeckt wird.

Es zeigt sich zusätzlich, dass im Verlauf der Jahre die Abweichung der simulierten Entladung im Vergleich zu den Messdaten zugenommen hat. Dies könnte darauf zurückführen sein, dass die in [7] angegebene tatsächlich nutzbare Batteriespeicherkapazität von 5,8 kWh im Neuzustand gemessen wurde und Alterungsverluste in der Simulation nicht berücksichtigt wurden.

Die Tabellen 4.5 und 4.6 zeigen Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad, ermittelt aus Messdaten und Simulationsergebnissen. Angesichts einer relativen Abweichung von unter zwei Prozent kann die Vernachlässigung der Schutzmechanismen des Batteriespeichers, Alterungsverluste und Regelungsabweichungen akzeptiert werden. Es ist anzunehmen, dass die Simulation das Verhalten des Batteriespeicherssystems hinreichend gut widerspiegelt, um weitere Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit zu ermöglichen.

Jahr	2019	2020	2021	2022
Messdaten: <i>e</i>	37,19%	38,81%	40,77%	41,14%
Simulation: e	37,41%	39,18%	41,17%	41,86%
Absolute Abweichung [Prozentpunkt]	+0,22	+0,37	+0,40	+0,72
Relative Abweichung	+0,59%	+0,95%	+0,98%	+1,75%

Tabelle 4.5: Vergleich der Eigenverbrauchsanteile

Tabelle 4.6: Vergleich der Autarkiegrade

Jahr	2019	2020	2021	2022
Messdaten: α	49,21%	46,85%	46,13%	49,47%
Simulation: a	49,37%	47,38%	46,77%	50,43%
Absolute Abweichung [Prozentpunkt]	+0,16	+0,53	+0,64	+0,96
Relative Abweichung	+0,33%	+1,13%	+1,39%	+1,94%

TU **Bibliothek**, Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar Wien Nourknowledge hub Your knowledge hub

# **Kapitel 5**

# **Ergebnisse & Diskussion**

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit präsentiert, interpretiert und diskutiert. Zunächst erfolgt ein Vergleich zwischen den energetischen Bewertungen der Online-Tools und den Messdaten des betrachteten Setups. Anschließend wird mittels einer entwickelten Simulation der Einfluss der Leistung der PV-Anlage und der Kapazität des Batteriespeichers auf die energetischen Bewertungsgrößen untersucht und mit den Ergebnissen der Online-Tools verglichen. Zusätzlich wird die Auswirkung der jährlich schwankenden solaren Erzeugung auf die energetischen Bewertungsgrößen eines PV-Batteriespeichersystems untersucht. Abschließend werden aus den festgestellten Einschränkungen und Abweichungen Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Online-Tools herausgearbeitet.

# 5.1 Energetische Bewertungen der Online-Tools

Zur Abschätzung der energetischen Bewertungsgrößen eines Setups mittels Online-Tools sind Eingaben zum PV-Batteriespeichersystem sowie zum vorhandenen Haushalt erforderlich. Diese Eingaben wurden für das in Kapitel 3 beschriebene Setup für die Jahre 2019 bis 2022 getätigt. Die in dieser Arbeit betrachtete PV-Anlage umfasst, wie in Kapitel 3 beschrieben, mehrere PV-Flächen. Trotz der Vielzahl an Online-Tools (vgl. Abschnitt 2.3) ermöglicht keines von ihnen eine exakte Eingabe dieser Anlagenkonfiguration. Um potenzielle Fehler zu minimieren, die bereits durch die Eingabe der Ausrichtung und Neigung der PV-Flächen entstehen könnten, wurden äquivalente PV-Anlagen dimensioniert und im Anhang B beschrieben. Eine Zusammenfassung der Eingaben für jedes einzelne Tool befindet sich im Anhang A. Die Abbildungen 5.1 und 5.2 zeigen den Vergleich zwischen den Abschätzungen der Online-Tools und den Messdaten. Es ist ersichtlich, dass die geschätzten energetischen Bewertungsgrößen für dieses Setup mitunter erheblich von den Messdaten abweichen. Der Eigenverbrauchsanteil wird von allen Online-Tools größtenteils überschätzt. Hierbei liefert der SonnenKlar PV-Rechner die besten Ergebnisse mit Abweichungen bis zu +2,2 Prozentpunkten. Die meisten Online-Tools zeigen beim Eigenverbrauchsanteil Abweichungen bis zu +9,5 Prozentpunkten, während das Autarky Rate Tool deutlich größere Abweichungen von rund +20 Prozentpunkten aufweist. Der Autarkiegrad zeigt eine größere Streuung der Ergebnisse, die von -5,5 Prozentpunkten bis hin zu +15,7 Prozentpunkten reicht. SUSI liefert über den betrachteten Zeitraum die präzisesten Abschätzungen des Autarkiegrads und erwies sich besonders in den Jahren 2021 und 2022 als zuverlässig. Im Gegensatz dazu unterschätzt der SonnenKlar PV-Rechner diesen Wert, während die meisten anderen Online-Tools zur Überschätzung neigen.



Abbildung 5.1: Vergleich der Eigenverbrauchsanteile (Online-Tools vs. Messdaten)



Abbildung 5.2: Vergleich der Autarkiegrade (Online-Tools vs. Messdaten)

# 5.1.1 Abweichungen im Detail

Zur Untersuchung der Ursachen für die festgestellten Unterschiede werden die relativen Abweichungen der Energieflüsse im Vergleich zu den Messdaten in Abbildung 5.3 dargestellt. Für Online-Tools wie den Unabhängigkeitsrechner, das Autarky Rate Tool und pv@now easy, bei denen der resultierende Strombedarf nicht ausgegeben wird, wurde der eingegebene Jahresstromverbrauch als Referenzwert verwendet. Das Online-Tool pv@now easy stellt keine Informationen zum Direktverbrauch sowie zur Ladung und Entladung des Batteriespeichersystems bereit, weshalb diese in den entsprechenden Vergleichen nicht berücksichtigt wurden.

In den folgenden Abschnitten werden die Abweichungen der verschiedenen Online-Tools im Detail betrachtet und, wo möglich, die Ursachen für die aufgetretenen Abweichungen beschrieben.



Abbildung 5.3: Relative Abweichung der Energieflüsse

### Unabhängigkeitsrechner

Der Unabhängigkeitsrechner zeigt für den Eigenverbrauchsanteil eine recht gute Übereinstimmung, mit Abweichungen von +0,9 bis +3,2 Prozentpunkten. Betrachtet man die Abbildung 5.3 so sieht man jedoch, dass der prognostizierte Jahresertrag um etwa 10% höher ausfällt als der tatsächlich gemessene Wert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das Online-Tool ausschließlich die Photovoltaikleistung als Eingabeparameter berücksichtigt und im Hintergrund eine nach Süden ausgerichtete Anlage mit einem Anstellwinkel von 35° annimmt, die mit den angegebenen 1.024 kW/kWp einen Jahresertrag von 10.444,80 kW erzielen würde.

Zudem wird der Direktverbrauch auf ungefähr ein Drittel des Jahresstromverbrauchs geschätzt, was zu einer Überschätzung von etwa 12% (2022) bis 24% (2021) führt. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass die verwendeten Lastprofile keine Wärmepumpe berücksichtigen. Die in den Batteriespeicher geladene Energiemenge wird in allen vier Jahren auf 19% des solaren Ertrags geschätzt, was eine Abweichung von 9% bis 16% ergibt.

Die Abweichung des Autarkiegrades beträgt +6,5 bis +9,2 Prozentpunkte, was größer ist als die Abweichung beim Eigenverbrauchsanteil, da sowohl der Direktverbrauch als auch die Entladung überschätzt werden, während der Jahresstromverbrauch als Eingabeparameter verwendet wird. Die Abweichungen des Unabhängigkeitsrechners bleiben für den Eigenverbrauchsanteil im von den Entwicklern angegebenen Rahmen von  $\pm 10\%$  [14], für den Autarkiegrad hingegen nicht.

### **Autarky Rate Tool**

Das Autarky Rate Tool zeigt beim Eigenverbrauchsanteil mit Abstand die größten Abweichungen, die bis zu +21,0 Prozentpunkte betragen. Eine wesentliche Ursache für diese Abweichung ist die deutliche Unterschätzung des jährlichen PV-Ertrags. Obwohl dieser Wert nicht direkt vom Online-Tool ausgegeben wird, kann er aus der ins Netz eingespeisten Energiemenge sowie dem Eigenverbrauchsanteil berechnet werden. Im Durchschnitt ergibt sich dabei ein Jahresertrag von 7.065 kWh, der rund 25% unter dem gemessenen Ertrag liegt. Eine weitere Ursache liegt in der zu hohen Schätzung des Direktverbrauchs, der um 15% bis 25% über dem tatsächlichen Wert liegt. Wie bereits beim Unabhängigkeitsrechner erwähnt, könnte dies darauf zurückzuführen sein, dass die verwendeten Lastprofile keine Wärmepumpe berücksichtigen.

Die Ladung des Batteriespeichersystems, im Online-Tool als Eigenverbrauch via Speicher bezeichnet, wird zuverlässig abgeschätzt, während die Entladung, die durch die Multiplikation des Eigenverbrauchs via Speicher und der Speichereffizienz bestimmt wurde, um 6% bis 8% zu niedrig geschätzt wird.

Im Gegensatz zum Eigenverbrauchsanteil wird der Autarkiegrad deutlich genauer abgeschätzt, mit Abweichungen von +3,0 bis +5,8 Prozentpunkten. Es ist anzunehmen, dass die zu niedrig geschätzte Entladung und der zu hoch geschätzte Direktverbrauch sich gegenseitig kompensieren.

# **PV-Rechner**

Der PV-Rechner zeigt beim Eigenverbrauchsanteil (+7,3 bis +9,5 Prozentpunkte) und beim Autarkiegrad (+7,4 bis +10,3 Prozentpunkte) ähnliche Abweichungen. Der Jahresertrag der PV-Anlage wird für dieses Setup um etwa 3% bis 5% unterschätzt. Abbildung 5.4 zeigt deutliche Unterschiede in der monatlichen PV-Erzeugung, die unter anderem auf die vereinfachte Modellierung mit einer einzigen Ausrichtung statt mehrerer Ausrichtungen der tatsächlichen PV-Anlage zurückzuführen sind.

Zusätzlich zum eingegebenen jährlichen Stromverbrauch werden 92 kWh hinzugefügt, um den Eigenverbrauch der zusätzlichen Komponenten zu berücksichtigen. Im Vergleich dazu beträgt der durchschnittliche jährliche Standbyverbrauch der Peripheriekomponenten und des Batteriespeichersystems des betrachteten Setups etwa 50 kWh.



Abbildung 5.4: Vergleich der Erzeugung für das Jahr 2022 (PV-Rechner vs. Messdaten)



Abbildung 5.5: Vergleich des Verbrauchs für das Jahr 2022 (PV-Rechner vs. Messdaten)

Die Schätzung des Direktverbrauchs durch den PV-Rechner liegt in den Jahren 2019 bis 2021 um etwa 32% über dem tatsächlichen Wert. Eine mögliche Erklärung für diese Abweichung könnte die fehlende Berücksichtigung der Wärmepumpe im Lastprofil sein. Abbildung 5.5 zeigt, dass der monatliche Stromverbrauch des PV-Rechners in den Wintermonaten, in denen der PV-Ertrag ohnehin gering ist, im Vergleich zu den Messdaten niedriger ausfällt. In den Sommermonaten hingegen, in denen der PV-Ertrag höher ist, fällt der Verbrauch des PV-Rechners dagegen höher aus und führt somit zu einem höheren Direktverbrauch. Im Jahr 2022 ist die Abweichung geringer, was auch bei anderen Online-Tools zu beobachten ist. Diese geringere Abweichung lässt sich auf die im Abschnitt 3.4 beschriebene Verschiebung des Zeitpunkts der Aufheizung des Warmwasserboilers zurückführen.

Die Ladung des Batteriespeichers mit PV-Überschüssen, die hier als Eigenverbrauch PV-Energie über den Akku bezeichnet wird, weist Abweichungen von etwa +2% im Jahr 2021, +5% in den Jahren 2019 und 2022 sowie rund +8% im Jahr 2020 auf. Die Entladung des Batteriespeichers wird hier nicht direkt ausgegeben. Unter der Annahme, dass sie sich aus dem Eigenverbrauch PV-Energie über den Akku abzüglich der Verluste des Akkusystems ergibt, zeigen sich Abweichungen von etwa +3% im Jahr 2021, +5% bis +7% in den Jahren 2019 und 2022 sowie rund +9% im Jahr 2020.

### 24 Stunden Sonne Simulator

Der geschätzte Eigenverbrauchsanteil des 24 Stunden Sonne Simulators weicht um +2,7 bis +6,6 Prozentpunkte von den Messdaten ab, während der Autarkiegrad die größten Abweichungen aller Online-Tools mit +12,2 bis +15,6 Prozentpunkten aufweist.

Eine Ursache für diese Abweichungen ist der zu niedrig geschätzte Jahresstromverbrauch. Dieses Online-Tool erfordert die Eingabe des Haushaltsstrombedarfs ohne Berücksichtigung der Wärmepumpe. Da dieser nicht separat gemessen wurde, wurde der Haushaltsstrombedarf vor Installation der Wärmepumpe aus dem Jahr 2016 verwendet. Für das Jahr 2019 entspricht der geschätzte Verbrauch bis auf rund 1% den gemessenen Jahresstrombedarf. Für die Jahre 2020 und 2022 wird dieser jedoch vom 24 Stunden Sonne Simulator um etwa 7% unterschätzt. Im Jahr 2021 ergibt sich die größte Abweichung vom gemessenen Strombedarf mit -15%. Ein möglicher Grund hierfür ist, dass bei der Berechnung des Strombedarfs für die Wärmepumpe mit einer fixen Wohnfläche von 150 m<sup>2</sup> gerechnet wird.

Zusätzlich zu dem niedrig geschätzten Jahresstromverbrauch kommen noch ein um rund 15% (2022) bis 33% (2019) zu hoch geschätzter Direktverbrauch sowie eine um etwa 13% (2021) bis 20% (2020) zu hohe Entladung des Batteriespeichers hinzu.

#### pv@now easy

Das Online-Tool pv@now easy zeigt präzisere Abschätzungen des Eigenverbrauchsanteils (+0,9 bis +4,2 Prozentpunkte) im Vergleich zum Autarkiegrad (+6,9 bis +10,2 Prozentpunkte). Ähnlich wie beim 24 Stunden Simulator muss hier auch der Gesamtstrombedarf ohne Berücksichtigung der Wärmepumpe angegeben werden. Dazu wurde wieder der Verbrauch aus dem Jahr 2016 herangezogen. Im Gegensatz zum 24 Stunden Simulator kann hier jedoch der Strombedarf der Wärmepumpe separat angegeben werden. Dieser wurde auf die Differenz zwischen dem Stromverbrauch aus dem Jahr 2016 und dem tatsächlich gemessenen Bedarf in dem jeweiligen Jahr gesetzt. Der Best-/Worstcase-Schieberegler wurde bei dieser Auswertung auf "Neutral" eingestellt, was einem spezifischen Ertrag von 950 kWh/kWp entspricht und somit einen Jahresertrag von 9.690 kWh ergibt, der sehr gut mit dem gemessenen Ertrag übereinstimmt.

Da pv@now easy keine Aufschlüsselung der energetischen Bewertungsgrößen bereitstellt, war es nicht möglich, den Direktverbrauch sowie die Ladung und Entladung des Batteriespeichersystems zu untersuchen. Mithilfe des Eigenverbrauchsanteils, des Autarkiegrads sowie unter Berücksichtigung des Jahresertrags und des Gesamtstrombedarfs konnten jedoch die Netzeinspeisung und der Netzbezug berechnet werden. Die relativen Abweichungen bei der Netzeinspeisung liegen zwischen etwa -5% und +1%, während die Werte beim Netzbezug um -14% bis -21% von den aus den Messdaten ermittelten Werten abweichen.

### SonnenKlar PV-Rechner

Der SonnenKlar PV-Rechner liefert die besten Abschätzungen des Eigenverbrauchsanteils mit einer Abweichung von maximal +2,2 Prozentpunkten. Trotz der umfangreichen Eingabemöglichkeiten zur PV-Anlage ist keine Eingabe der vorhandenen Anlagenkonfiguration möglich und der Ertrag für dieses Setup wird um etwa 5% unterschätzt. Der unterschätzte PV-Ertrag, kombiniert mit einem erhöhten Direktverbrauch und einer deutlich unterschätzten Ladung, welche sich teilweise kompensieren, führt zu einer geringen Abweichung des Eigenverbrauchsanteils.

Die Abweichung beim Autarkiegrad fällt hingegen etwas höher aus. Der Sonnen-Klar PV-Rechner ist hierbei das einzige Online-Tool, das diesen in allen Jahren unterschätzt, mit Abweichungen von -2,1 bis -5,5 Prozentpunkten. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass der Jahresstrombedarf bei der Berechnung um etwa 900 kWh höher angesetzt wird, was zu Abweichungen von bis zu 14% führt. Wie der PV-Rechner berücksichtigt auch der SonnenKlar PV-Rechner den Standby-Verbrauch des Batteriespeichersystems im Jahresstrombedarf. Aus den zusätzlichen Informationen, wie die Stromverbraucher (einschließlich der Verluste der Subsysteme, jedoch ohne die Standby-Verluste des stationären Speichers) im Detail versorgt werden (siehe auch Abbildung 2.19), lässt sich im Vergleich zum gesamten Jahresstrombedarf ein Standby-Verbrauch des stationären Speichers von 88 kWh berechnen. Detaillierte Informationen darüber, wie sich der restliche Mehrverbrauch zusammensetzt und weshalb der eingegebene Strombedarf um rund 812 kWh erhöht wurde, sind jedoch nicht verfügbar. Zudem liegt die abgeschätzte Entladung des Batteriespeichers etwa 11% bis 19% unter den gemessenen Werten.

### SUSI

SUSI liefert beim Autarkiegrad die besten Schätzungen mit Abweichungen von +0,2 Prozentpunkten im Jahr 2021 und -0,4 Prozentpunkten im Jahr 2022. Die größte Abweichung tritt im Jahr 2019 mit +2,9 Prozentpunkten auf. Ursachen für die größeren Abweichungen sind der um 12% bzw. 6% überschätzte Direktverbrauch in den Jahren 2019 und 2020 sowie die um 4,3% bzw. 6,6% überschätzte Entladung des Batteriespeichersystems.

Obwohl für die Auswertung die Berechnungsmethode "Verbrauch bekannt" für die Gebäudeheizung gewählt wurde, ergab sich anhand der Angaben zum Haushaltsstromverbrauch von 4.007,70 kWh und dem Verbrauch der Wärmepumpe von z.B. 2.694,37 kWh für das Jahr 2019 ein erwarteter Stromverbrauch von 6.890 kWh, anstelle der angegebenen 6.702,07 kWh. Die Annahme eines Mehrverbrauchs von etwa 188 kWh erscheint auch unter Berücksichtigung der Standbyverluste als relativ hoch. Betrachtet man den berechneten Gesamtverbrauch (einschließlich der Bereitschaftsverluste) aus dem Jahr 2019, so liegt dieser mit 6.749,55 kWh immer noch etwa 140 kWh unter dem von SUSI prognostizierten Stromverbrauch. Es fehlt jedoch eine Erklärung dafür, warum der eingegebene Stromverbrauch erhöht wurde. Abbildung 5.7 veranschaulicht die Verteilung des geschätzten monatlichen Stromverbrauchs (samt dessen Deckung) im Vergleich zu den Messdaten für das Jahr 2020. Die Berechnungsmethode "HWB bekannt" wurde ebenfalls untersucht, führte jedoch zu höheren Stromverbräuchen und wurde daher nicht weiter verfolgt.

Der Eigenverbrauchsanteil weist deutlich höhere Abweichungen auf, mit +3,9 Prozentpunkten im Jahr 2022 bis zu +7,7 Prozentpunkten im Jahr 2019. Im Vergleich zum SonnenKlar PV-Rechner, der ebenfalls umfangreiche Eingabemöglichkeiten zur PV-Anlage bietet, wird der Jahresertrag genauer geschätzt. Dennoch zeigen die prognostizierten monatlichen Erträge und deren Verwendung, wie in Abbildung 5.6 dargestellt, teils deutliche Unterschiede zu den Messdaten. Der solare Jahresertrag fällt bis zu 3,5% geringer aus. Eine, vor allem in den Wintermonaten deutlich überschätzte Ladung (siehe Abbildung 5.6), führt zu einer Abweichung der jährlichen Ladung um bis zu rund +24%, was wiederum zu einem erhöhten Eigenverbrauchsanteil führt.



Abbildung 5.6: Vergleich der Erzeugung für das Jahr 2021 (SUSI vs. Messdaten)





### 5.1.2 Einschränkungen

Es sei darauf hingewiesen, dass die Ergebnisse zwar auf der Auswertung von Messdaten eines vierjährigen Zeitraums beruhen, die deutliche Unterschiede aufweisen (vgl. Abschnitt 3.4), die vorliegenden Daten jedoch auf einen einzelnen Einfamilienhaushalt beschränkt sind. Diese Beschränkung limitiert die Generalisierbarkeit der Ergebnisse auf ähnliche Konfigurationen. Die Auswahl dieses Haushalts erfolgte aufgrund der Verfügbarkeit hochwertiger Messdaten und detaillierter Informationen zum betrachteten PV-Batteriespeichersystem sowie dem Haushalt. Während der Datensuche konnten keine vergleichbaren Datensätze identifiziert werden, die sowohl die erforderlichen Messdaten in vergleichbarer zeitlicher Auflösung als auch die benötigten Eingabedaten für die Auswertung und den Vergleich der energetischen Bewertungsgrößen mit den Online-Tools bereitstellen.

Die energetischen Bewertungsgrößen, die für den Vergleich mit den Ergebnissen der Online-Tools herangezogen wurden, basieren auf Messdaten mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute (siehe Abschnitt 3.4). Diese Auflösung kann jedoch kurzfristige Schwankungen der Messgrößen, wie z.B. Spitzen, Fluktuationen oder Einbrüche, möglicherweise nicht vollständig erfassen. In [39] wurde gezeigt, dass Labormessdaten mit einer Auflösung von einer Sekunde und Monitoring-Portaldaten eines Batteriespeichersystems mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten Betriebsergebnisse liefern, die trotz der geringeren zeitlichen Auflösung der Portaldaten nur geringfügig abweichen. Die Abweichungen der energetischen Bewertungsgrößen betrugen -0,5 Prozentpunkte für den Eigenverbrauchsanteil und -1 Prozentpunkt für den Autarkiegrad. Dies verdeutlicht, dass auch Daten mit geringerer zeitlicher Auflösung belastbare Grundlagen für die Untersuchung von PV-Batteriespeichersystemen bieten können [39]. Angesichts der in dieser Arbeit verwendeten höheren zeitlichen Auflösung von einer Minute wird davon ausgegangen, dass die energetischen Bewertungsgrößen eine valide und zuverlässige Grundlage für den Vergleich mit den Online-Tools darstellen.

Obwohl äquivalente PV-Anlagen gemäß der Dimensionierung in Anhang B zur Minimierung der durch die Eingabe bedingten Fehler dimensioniert wurden, ist anzunehmen, dass ein Teil der Abweichungen auf die spezifische Anlagenkonfiguration zurückzuführen ist, da keines der Online-Tools diese Konfiguration zur Eingabe anbietet.

Die Auswahl des Verbrauchsprofiltyps erfolgte auf Grundlage der Angaben eines Bewohners des betrachteten Einfamilienhauses. Diese subjektive Einschätzung kann die Ergebnisse der energetischen Bewertung einzelner Online-Tools beeinflussen, da die dem ausgewählten Verbrauchsprofiltyp zugrunde liegenden Lastprofile möglicherweise von den durchschnittlichen Lastprofilen des untersuchten Systems (siehe Abbildung 3.6) abweichen. Dies ist jedoch realitätsnah, da Interessenten in frühen Überlegungen zur Anschaffung häufig persönliche Einschätzungen ihres Verbrauchsverhaltens heranziehen.

Ein Grund für die Abweichungen des Unabhängigkeitsrechners, des Autarky Rate Tools und des PV-Rechners liegt darin, dass diese Online-Tools keine Wärmepumpen in ihre Simulation einbeziehen, während das untersuchte Setup eine Wärmepumpe enthielt. Obwohl Wärmepumpen laut [12] tendenziell zu geringeren Autarkiegraden führen, lassen sich in dieser Untersuchung keine kategorischen Unterschiede in den energetischen Bewertungsgrößen zwischen den Tools feststellen, die Wärmepumpen berücksichtigen und solchen, die dies nicht tun. So ist beispielsweise der Autarkiegrad der Tools, welche die Wärmepumpe nicht berücksichtigen, zwar größer als der über die Messdaten ermittelte Wert, jedoch zeigen sowohl der 24 Stunden Sonne Simulator als auch pv@now easy, Online-Tools die eine Wärmepumpe berücksichtigen, zum Teil noch höhere Autarkiegrade. Für jene Online-Tools welche die getrennte Angabe vom Haushalts- und Wärmepumpenverbrauch ermöglichen, wurde der Haushaltsverbrauch auf den Jahresstromverbrauch von 2016 vor Installation des PV-Batteriespeichersystems und der Wärmepumpe festgelegt, wobei die Differenz zu den gemessenen Stromverbräuchen von 2019 bis 2022 dem Wärmepumpenverbrauch zugeschrieben wurde. Unterschiedliche Verhältnisse zwischen Haushalts- und Wärmepumpenverbrauch können zu verschiedenen Ergebnissen führen.

# 5.2 Einfluss von Anlagenleistung & Batteriekapazität

Zur Evaluierung der Wiedergabe des Einflusses der PV-Anlagenleistung und der Batteriespeichergröße durch die Online-Tools wurden die entsprechenden Eingabegrößen, ausgehend von den Einstellungen in Anhang A, variiert während die restlichen Parameter unverändert blieben. Für die Variation der Anlagenleistung in der Simulation wurden die gemessenen Ertragsprofile entsprechend der gewünschten Leistung linear skaliert. Die resultierenden Abschätzungen wurden dann den Simulationsergebnissen gegenübergestellt und miteinander verglichen. Die Dimensionierung der äquivalenten PV-Anlagen für Online-Tools, die Ausrichtung und Neigung als Eingabeparameter erfordern, führt dazu, dass die eingegebenen Anlagenleistungen dieser Tools von den 10,2 kWp des untersuchten Setups abweichen. Um dennoch eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, erfolgte eine Skalierung der x-Achse für die Ergebnisse dieser Online-Tools. Im Falle des SonnenKlar PV-Rechners und der SUSI, welche die Eingabe von zwei PV-Flächen ermöglichen, wurden die Leistungen beider Flächen so variiert, dass ihr Verhältnis erhalten bleibt.

Die Abbildungen 5.8 und 5.9 veranschaulichen den Einfluss der Anlagenleistung bzw. der Batteriespeicherkapazität auf die energetischen Bewertungsgrößen im Zeitraum von 2019 bis 2022. Grundsätzlich spiegeln die untersuchten Online-Tools den Einfluss qualitativ korrekt wider. Allerdings zeigen die Online-Tools Unterschiede bei der Zu- bzw. Abnahme der energetischen Bewertungsgrößen in Abhängigkeit der Anlagenleistung bzw. Batteriekapazität im Vergleich zur Simulation. Der geschätzte Autarkiegrad des Unabhängigkeitsrechners steigt im Vergleich beispielsweise stärker an als die Abschätzung des Autarky Rate Tools. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass die Ladeleistung des Unabhängigkeitsrechners an die Batteriespeichergröße gekoppelt ist. Im Gegensatz zu den anderen Online-Tools steigt der Autarkiegrad beim SonnenKlar PV-Rechner am wenigsten an, wodurch er ab einer Batteriekapazität von 5 kWh nicht mehr nennenswert ansteigt. Ein Vergleich mit den Ergebnissen aus [10] zeigt, dass die Unstimmigkeiten der SUSI aus früheren Versionen in der aktuellen Version behoben sind. Ohne Berücksichtigung des Batteriespeichers variieren die Schätzungen des Direktverbrauchs aufgrund der unterschiedlichen Last- und Ertragsprofile zwischen 22% und 36% des Jahresertrags bzw. 28% und 41% des Jahresstromverbrauchs.



Abbildung 5.8: Einfluss der Anlagenleistung auf die energetischen Bewertungsgrößen (Online-Tools vs. Simulation)


Abbildung 5.9: Einfluss der Batteriekapazität auf die energetischen Bewertungsgrößen (Online-Tools vs. Simulation)

#### 5.3 Jährliche Schwankungen der solaren Erzeugung

Wie bereits in Abschnitt 3.4 gezeigt, weist die solare Erzeugung sowohl im Jahresertrag als auch im Jahresverlauf signifikante Unterschiede auf. Die Jahreserträge der Anlage variieren dabei im Bereich von 925 kWh/kWp (2022) bis 943 kWh/kWp (2019). Zur Ermittlung des Einflusses dieser Schwankungen auf die energetischen Bewertungsgrößen wurde jedes Ertragsprofil für alle Lastprofile als Eingangsgröße der Simulation verwendet. Da das Jahr 2020 ein Schaltjahr war und somit die gemessenen Last- und Ertragsprofile einen Tag mehr aufweisen, wurde der 29. Februar 2020 aus den gemessenen Profilen entfernt. Die Ergebnisse für das untersuchte Setup sind in Abbildung 5.10 dargestellt.



Abbildung 5.10: Einfluss der jährlichen Schwankung der solaren Erzeugung auf die energetischen Bewertungsgrößen (Simulation)

Die Schwankungen in der Erzeugung führen zu absoluten Abweichungen von bis zu 1,1 Prozentpunkten der energetischen Bewertungsgrößen für alle Lastprofile. Es zeigt sich ein Zusammenhang zwischen dem Jahresertrag und dem Autarkiegrad, wobei ein höherer Jahresertrag tendenziell zu einem höheren Autarkiegrad führt. Allerdings zeigen die Ergebnisse für die Ertragsprofile der Jahre 2022 und 2020, dass trotz ähnlicher Erträge der Autarkiegrad je nach Lastprofil um bis zu 1,3 Prozentpunkte abweichen kann. Diese Abweichung kann laut [12] auf saisonale Unterschiede in den Ertragsprofilen zurückgeführt werden. Diese Ergebnisse bestätigen somit die Erkenntnisse aus [11] und [12]. Zusätzlich lässt sich beobachten, dass mit steigendem Jahresverbrauch der Autarkiegrad tendenziell abnimmt. Interessanterweise sind die Autarkiegrade unter Verwendung des Lastprofils von 2022 um bis zu 2,5 Prozentpunkte höher als jene von 2020, obwohl der Unterschied im Jahresverbrauch lediglich 24 kWh beträgt. Dieser Unterschied resultiert aus den unterschiedlichen Tageslastprofilen aufgrund der im Abschnitt 3.4 erwähnten Änderung des Zeitpunkts für die Aufheizung des Warmwasserboilers.

In dieser Auswertung zeigt sich im Gegensatz zu [11] kein eindeutiger Zusammenhang zwischen dem Jahresertrag und dem Eigenverbrauch, was auf die im Vergleich zu [11] geringere Schwankung des jährlichen PV-Ertrags zurückgeführt werden kann. Es ist jedoch festzustellen, dass der Eigenverbrauchsanteil mit steigendem Stromverbrauch zunimmt. Des Weiteren ist zu beobachten, dass der Eigenverbrauch mit allen Ertragsprofilen für das Lastprofil 2020 bis zu 2 Prozentpunkte niedriger ausfällt als für das Lastprofil 2022, obwohl der Jahresverbrauch annähernd gleich ist.

Online-Tools wie der Unabhängigkeitsrechner oder das Autarky Rate Tool verwenden zur Bestimmung des PV-Ertragsprofils meteorologische Messdaten eines einzelnen Jahres. Der Unabhängigkeitsrechner sowie der von den selben Entwicklern stammende 24 Stunden Sonne Simulator nutzen Daten eines Jahres, dessen Globalstrahlungssumme dem Mittelwert der jährlichen Globalstrahlungssummen in Deutschland zwischen 2001 und 2010 entspricht. Der PV-Rechner (und vermutlich auch der von den selben Entwicklern stammende SonnenKlar PV-Rechner) bestimmt das Ertragsprofil anhand eines durchschnittlichen meteorologischen Jahres des gewählten Standortes. Dieses wird aus Strahlungs- und Temperaturdaten des PVGIS-SARAH2-Datensatzes über einen Zeitraum von zehn Jahren generiert. Informationen, inwiefern SUSI die jährlichen Schwankungen berücksichtigt, waren nicht verfügbar.

Das Online-Tool pv@now easy bietet als einziges Tool die Möglichkeit, die Auswirkungen schwankender solarer Erzeugung zu untersuchen, indem der spezifische Ertrag mittels eines Best-/Worst-Case-Schiebereglers von 850 bis 1.050 kWh/kWp in Schritten von 20 kWh/kWp variiert werden kann. Abbildung 5.11 zeigt den Einfluss der jährlichen Schwankung der solaren Erzeugung auf die energetischen Bewertungsgrößen von pv@now easy.



Abbildung 5.11: Einfluss der jährlichen Schwankung der solaren Erzeugung auf die energetischen Bewertungsgrößen von (pv@now easy). [Hinweis: Die Ergebnisse für den Jahresverbrauch aus 2022 sind deckungsgleich mit jenen aus 2020!]

Eine Schwankung von 20 kWh/kWp führt zu Abweichungen von bis zu 1 Prozentpunkt in den Bewertungsgrößen, was mit den Simulationsergebnissen übereinstimmt. Im Gegensatz zu Abbildung 5.10 zeigt sich hier, wie bereits in [11], ein Zusammenhang zwischen dem spezifischen Ertrag und dem Eigenverbrauchsanteil, nämlich dass dieser mit steigendem spezifischen Ertrag abnimmt. Der Autarkiegrad zeigt wie die Simulation eine Zunahme mit steigendem spezifischen Ertrag. Allerdings ergeben die Ergebnisse für 2020 und 2022 dieselben Werte, im Gegensatz zur Simulationsrechnung, bei der aufgrund der Unterschiede im Lastprofil für das Jahr 2022 höhere Werte beider Bewertungsgrößen resultieren.

Zur Untersuchung des Einflusses dieser Schwankungen in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Batteriekapazität wurden die Simulationen aus dem Abschnitt 5.2 mit allen Ertragsprofilen durchgeführt, und die resultierenden Schwankungsbreiten in den Abbildungen 5.12 und 5.13 veranschaulicht.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Schwankungen der energetischen Bewertungsgrößen von der Anlagenleistung und der Batteriekapazität abhängen, jedoch überwiegend kleiner ausfallen als die Abweichungen zu den Online-Tools. Zunächst steigen die Schwankungen des Eigenverbrauchsanteils mit der Anlagenleistung und nehmen dann mit zunehmender Anlagenleistung wieder ab. Zum Beispiel beträgt die

Schwankungsbreite des Eigenverbrauchsanteils im Jahr 2019 bei einer Anlagenleistung von 7 kWp etwa 1,34 Prozentpunkte, während sie bei 30 kWp nur noch etwa 0,86 Prozentpunkte beträgt. Im Gegensatz dazu nehmen die Schwankungen des Autarkiegrads kontinuierlich mit der Batteriekapazität zu. Im Jahr 2019 betragen sie bei 7 kWp etwa 0,76 Prozentpunkte, während sie bei 30 kWp bereits etwa 2,68 Prozentpunkte erreichen. In Bezug auf die Batteriespeicherkapazität steigen beide energetischen Bewertungsgrößen kontinuierlich an. Beispielsweise beträgt im Jahr 2020 die Schwankung des Eigenverbrauchsanteils bei einer Batteriekapazität von 6 kWh etwa 1,11 Prozentpunkte, während die des Autarkiegrades bei etwa 1,82 Prozentpunkten liegt. Bei einer Batteriekapazität von 30 kWh steigt die Schwankung des Eigenverbrauchsanteils auf etwa 1,82 Prozentpunkte und die des Autarkiegrades auf etwa 3,30 Prozentpunkte. Darüber hinaus gibt es keine deutlichen Unterschiede in den Schwankungen zwischen den Lastprofilen.

Zum Vergleich wurden die Schwankungen von pv@now easy in Abhängigkeit der Anlagenleistung und Batteriekapazität in den Abbildungen 5.12 und 5.13 dargestellt. Der spezifische Ertrag wurde dabei zwischen 930 und 950 kWh/kWp variiert. Im Gegensatz zur Simulation zeigt sich hier keine Abhängigkeit des Einflusses von der Anlagenleistung und der Batteriekapazität.



Abbildung 5.12: Einfluss der jährlichen Schwankung der solaren Erzeugung auf die energetischen Bewertungsgrößen in Abhängigkeit von der Anlagenleistung (Online-Tools vs. Simulation)



Abbildung 5.13: Einfluss der jährlichen Schwankung der solaren Erzeugung auf die energetischen Bewertungsgrößen in Abhängigkeit von der Batteriekapazität (Online-Tools vs. Simulation)

#### 5.4 Empfehlungen zur Weiterentwicklung

Die Ergebnisse dieser Arbeit haben deutliche Einschränkungen bei einzelnen Online-Tools hinsichtlich ihrer Eingabedaten aufgezeigt. Jedoch waren aufgrund der Vielzahl von Parametern in den untersuchten Auswertungen keine klaren Einflüsse einzelner Eingabeparameter, wie etwa Standort oder Installationsart des Batteriespeichers, auf die Abweichungen der energetischen Bewertungsgrößen identifizierbar. Dennoch ist ersichtlich, dass die verwendeten Ertrags- und Lastprofile einen maßgeblichen Einfluss auf diese Abweichungen haben. Zur Minimierung dieser Abweichungen und zur Beseitigung von Einschränkungen werden in den folgenden Abschnitten Empfehlungen zur Weiterentwicklung von Online-Tools zur Simulation von PV-Batteriespeichersystemen abgeleitet.

#### 5.4.1 PV-Anlage

Die Anlagenleistung ist einer von drei Eingabeparameter, der von allen untersuchten Online-Tools verwendet wird (vgl. Tabelle 2.1) und laut [6] und [11] gemeinsam mit der Batteriespeichergröße ein wesentlicher Einflussfaktor auf die energetischen Bewertungsgrößen. Die Untersuchungen in [6] haben zwar gezeigt, dass der Einfluss des Standorts und der Orientierung im Vergleich zur Anlagenleistung gering ist, jedoch laut [12] und [40] der Standort eine nicht zu unterschätzende Wirkung haben kann.

Laut [6] beeinflussen die Ausrichtung und Neigung der PV-Anlage das Ertragsprofil sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf. Der jährliche Ertragsverlauf wird dabei stärker durch den Neigungswinkel beeinflusst, während die Ausrichtung eher Unterschiede im Tagesverlauf der PV-Erzeugung bewirkt. Inwiefern sich die Ausrichtung und Neigung letztlich auf die energetischen Bewertungsgrößen auswirken, hängt maßgeblich vom individuellen Nutzungsverhalten ab. Daraus kann geschlossen werden, dass die Berücksichtigung des Standorts sowie der Ausrichtung und Neigung der PV-Anlage dazu führen kann Ertragsprofile besser abzuschätzen und somit zu einer Reduzierung der Abweichung der energetischen Bewertungsgrößen führen kann. Lediglich zwei der untersuchten Online-Tools ermöglichen die Eingabe von mehreren PV-Flächen. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Daten zur Häufigkeit solcher Anlagenkonfigurationen kann jedoch keine klare Empfehlung zur Integration dieser Funktion abgegeben werden. Dennoch würde diese Option den Benutzern eine interessante Möglichkeit bieten, untypische Anlagenkonfigurationen, die unter anderem durch den Dachaufbau bedingt sind, zu untersuchen.

#### 5.4.2 Batteriespeichersystem

Die Eingaben zum Batteriespeichersystem beschränken sich bei fünf der sieben untersuchten Online-Tools auf die Batteriekapazität. Aus dem Vergleich geht hervor, dass zwei Tools eine maximale Batteriekapazität von unter 20 kWh aufweisen. Der 24 Stunden Sonne Simulator erlaubt Eingaben im Wertebereich von 6 bis 16 kWh in 2 kWh-Schritten, während der PV-Rechner die Batteriekapazität in 0,5 kWh-Schritten einstellen lässt, jedoch die maximale Speichergröße auf 10 kWh begrenzt. Diese Begrenzung stellt im Vergleich zu anderen Tools eine Einschränkung dar, da die durchschnittlich nutzbare Speicherkapazität in Österreich im Jahr 2023 etwa 13,89 kWh betrug [4] und in Deutschland im Jahr 2023 am häufigsten Batteriespeichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität zwischen 10 und 11 kWh installiert wurden [39].

Im Autarky Rate Tool kann im Gegensatz zu anderen Online-Tools, bei denen die maximale Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers an die Speichergröße gebunden ist, diese unabhängig von der Batteriekapazität eingestellt werden. In [12] wurde gezeigt, dass die Ladung sowie Entladung erst unter einer spezifischen Speicherleistung<sup>1</sup> von 0.3 kW/kWh signifikant beeinträchtigt werden und dass eine spezifische Speicherleistung von 0.5 kW/kWh in den meisten Wohngebäuden ausreicht. Dieser Wert wird auch von jenen Online-Tools, welche diese Information bereitstellen, eingehalten. Die Auswirkung unterschiedlicher Installationsarten des Batteriespeichersystems auf die Abweichungen der energetischen Bewertungsgrößen wurde zwar nicht untersucht, jedoch zeigen Daten aus Österreich für das Jahr 2023, dass bei Neuinstallationen fast ausschließlich DC-gekoppelte Batteriespeicher eingesetzt werden, während AC-gekoppelte Speicher weiterhin bei nachträglichen Installationen vorwiegend zum Einsatz kommen [4].

Basierend auf diesen Erkenntnissen lässt sich schließen, dass eine Erweiterung des Bereichs der Batteriekapazität sowie die Eingabe der Installationsart des Batteriespeichers empfehlenswert wäre. Die Eingabe der maximalen Lade- und Entladeleistung kann hingegen entfallen, da dieser Parameter nur bei einer deutlichen Unterdimensionierung signifikante Abweichungen in den energetischen Bewertungsgrößen verursachen würde.

#### 5.4.3 Lastprofil

Obwohl diese Untersuchung aufgrund zahlreicher Einflussfaktoren keine kategorischen Unterschiede in den energetischen Bewertungsgrößen zwischen den Online-Tools mit und ohne Berücksichtigung eines elektrischen Heizsystems zeigen konnte, erscheint es dennoch empfehlenswert, die Nutzer dieser Tools auf die Nichtberücksichtigung hinzuweisen und sie über die potenziellen Auswirkungen auf die energetischen Bewertungsgrößen zu informieren, falls sie ein elektrisches Heizsystem haben und diese Online-Tools verwenden.

Trotz der umfangreichsten Eingabemöglichkeiten von SUSI (siehe Tabelle 2.1 und 2.2) zeigt Abbildung 5.7, dass im Jahresverlauf weiterhin Abweichungen zu den Messdaten bestehen. Aufgrund des erheblichen Einflusses des individuellen Lastprofils auf die energetischen Bewertungsgrößen, wie in [6], [11] und [40] festgestellt, wäre es daher eine Option, Benutzern in Online-Tools mit umfangreicheren Eingabemöglichkeiten, wie beispielsweise SUSI und dem SonnenKlar PV-Rechner, den Upload des individuellen Lastprofils anzubieten. Allerdings stehen den meisten Nutzern Verbrauchsdaten in einer vergleichbaren Auflösung vor dem Kauf eines PV-Batteriespeichersystems im Allgemeinen nicht zur Verfügung. Die Einführung der neuen Zählergeneration in Österreich könnte dabei neue Optionen bieten. Diese Verbrauchszähler ermöglichen es Haushalten, zwischen drei Optionen zu wählen: Opt-in, Standard und Opt-out [41]. Bei Opt-in werden 15-Minuten-Verbrauchswerte vom Gerät erfasst und einmal täglich im Nachhinein an den Netzbetreiber übermittelt [41]. Bei Standard werden diese ebenfalls erfasst, jedoch nur einmal täglich als Tagesverbrauchswert an den Netzbetreiber gesendet [41]. Bei Opt-out werden keine Verbrauchswerte gespeichert, jedoch der aktuelle Zählerstand wie bisher für die Jahresabrechnung abgelesen [41]. Über ein Internetportal des Netzbetreibers besteht die Möglichkeit, auf diese Verbrauchswerte zuzugreifen [41]. Die folgende Untersuchung soll klären, ob auch Verbrauchsdaten mit einer Auflösung von 15 Minuten bzw. einem Tag zur Berechnung der energetischen Bewertungsgrößen geeignet sind und welche Abweichungen zu den Ergebnissen unter Verwendung der einminütigen Lastprofile auftreten.

Zur Durchführung dieser Untersuchung wurden die gemessenen Verbrauchsdaten über Zeitintervalle von 15 Minuten bzw. einem Tag gemittelt und anschließend als Eingangsdaten für die Simulation verwendet. Die Ertragsprofile blieben unverändert, da lediglich der Einfluss der zeitlich niedriger aufgelösten Verbrauchsdaten untersucht werden sollte. Die Auswirkungen auf die energetischen Bewertungsgrößen sind in den Abbildungen 5.14 und 5.15 dargestellt.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass bei Verwendung von über 15 Minuten gemittelten Lastprofilen die Ergebnisse nahezu identisch sind über alle Anlagenleistungen sowie Batteriespeichergrößen. Obwohl in dieser Untersuchung lediglich die zeitliche Auflösung der Verbrauchsdaten verändert wurde decken sich die Ergebnisse mit denen aus [11]. Bei der Verwendung von Tageswerten zeigen sich hingegen deutlich größere Abweichungen, die sogar von der Anlagenleistung sowie der Batteriespeichergröße abhängen.



Abbildung 5.14: Einfluss der zeitlichen Auflösung der Verbrauchsdaten in Abhängigkeit von der Anlagenleistung



Abbildung 5.15: Einfluss der zeitlichen Auflösung der Verbrauchsdaten in Abhängigkeit von der Batteriekapazität

Abbildung 5.14 verdeutlicht, dass die Abweichung zunächst für die Lastprofile aus den Jahren 2019 und 2020 mit der Anlagenleistung ansteigt und ab einer Anlagenleistung von rund 5 kWp verringert wird. Für die Lastprofile 2021 und 2022 zeigt sich, dass die Abweichungen sich nicht signifikant mit der Anlagenleistung reduzieren. Bei Betrachtung von Abbildung 5.15 ist zu erkennen, dass ohne Batteriespeicher die Abweichungen am größten sind und mit zunehmender Batteriespeichergröße abnehmen, so dass die relative Abweichung bereits ab einer Speichergröße von 10 kWh unter 5% für alle Lastprofile liegt. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei niedrigerem Batteriespeicher der Direktverbrauch, welcher laut [11] mit zunehmenden Mittlungsintervall der Direktverbrauch überschätzt wird, den Autarkiegrad vorrangig bestimmt. Zudem fällt auf, dass in der Regel die energetischen Bewertungsgrößen überschätzt werden. Allerdings zeigt Abbildung 5.15, dass ab einer Speichergröße von rund 14 kWh der Eigenverbrauchsanteil für das Lastprofil des Jahres 2020 unterschätzt wird. Für das Lastprofil von 2019 ist eine geringfügige Unterschätzung erst ab 20 kWh sichtbar.

Die vorliegenden Ergebnisse deuten darauf hin, dass Verbrauchsdaten mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten geeignet wären, um energetische Bewertungsgrößen zu bestimmen, sofern nicht die Auswirkungen der Anschaffung einer Wärmepumpe oder eines Elektroautos im Fokus stehen. Die Nutzung dieser Daten könnte insbesondere die Genauigkeit von Online-Tools mit umfangreicheren Eingabemöglichkeiten erhöhen. Es sei jedoch zu beachten, dass diese Methode nur anwendbar ist, wenn keine PV-Anlage installiert ist, da Smart-Meter in diesem Fall lediglich den Netzbezug erfassen, der dem Haushaltsverbrauch abzüglich des Direktverbrauchs entspricht.

Die Verwendung von Tageswerten führt hingegen, abhängig von Last- und Erzeugungsprofilen, zu erheblichen Abweichungen. Ein weiterer Ansatz wäre es, ein durchschnittliches Tageslastprofil mit einer zeitlichen Auflösung von beispielsweise 15 Minuten entsprechend den Tagesverbräuchen zu skalieren, um genauere Ergebnisse zu erzielen. Dieser Ansatz wurde jedoch im Rahmen dieser Arbeit nicht untersucht. TU **Bibliothek**, Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar Wien Vourknowledge hub The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

## **Kapitel 6**

# **Zusammenfassung und Ausblick**

Das Ziel dieser Diplomarbeit war es, eine umfassende Gegenüberstellung von Online-Tools zur energetischen Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen vorzunehmen und deren Genauigkeit anhand von Messdaten zu evaluieren.

Zu diesem Zweck wurden kostenfrei verfügbare Online-Tools ausgewählt und die Unterschiede in Bezug auf Eingabedaten sowie getroffene Annahmen in den Tabellen 2.1, 2.2 und 2.3 hervorgehoben. Die energetischen Bewertungsgrößen des PV-Batteriespeichersystems wurden mithilfe der Online-Tools für einen Einfamilienhaushalt ausgewertet und anschließend mit den Messdaten desselben Haushalts über einen Zeitraum von vier Jahren verglichen. Dabei zeigte sich, dass die abgeschätzten Werte für Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad durch die Mehrheit der untersuchten Tools überschätzt wurden. Der geschätzte Eigenverbrauchsanteil wich für den betrachteten Haushalt um -0,1 bis +21 Prozentpunkte von den tatsächlichen Werten ab, während die Abweichung des Autarkiegrads zwischen -5,5 und +15,7 Prozentpunkten betrug.

Für weitere Untersuchungen wurde das Verhalten des Batteriespeichersystems mittels Simulation modelliert. Durch Variation der Anlagenleistung und der Batteriespeicherkapazität wurde der Einfluss auf die energetischen Bewertungsgrößen in den Online-Tools untersucht und mit den simulierten Ergebnissen verglichen. Es zeigte sich, dass alle Online-Tools das Verhalten grundsätzlich qualitativ korrekt wiedergaben, jedoch Abweichungen zu den simulierten Ergebnissen bestanden. Im Anschluss wurde der Einfluss der jährlichen Schwankungen der solaren Erzeugung auf die energetischen Bewertungsgrößen mittels Simulationen und unter Verwendung der gemessenen Last- und Ertragsprofile untersucht. Dabei wurde festgestellt, dass sowohl der Autarkiegrad als auch der Eigenverbrauchsanteil mit dem Jahresertrag variieren und zusätzlich vom Verlauf des Erzeugungs- und Lastprofils beeinflusst werden. Zudem zeigte sich, dass der Einfluss der jährlichen Schwankungen von der Anlagenleistung und der Batteriespeicherkapazität abhängt. Die Mehrheit der Online-Tools nutzt zur Bestimmung von PV-Ertragsprofilen entweder meteorologische Messdaten eines einzelnen Jahres und Standorts, wobei dieser bei einigen Tools dem Landesdurchschnitt entspricht, oder berechnet den Durchschnitt meteorologischer Daten über einen mehrjährigen Zeitraum für beliebige Standorte. Lediglich pv@now easy bietet eine vereinfachte Möglichkeit, die Auswirkungen von Schwankungen der PV-Erzeugung auf die energetischen Bewertungsgrößen durch Veränderung des spezifischen Ertrags zu untersuchen.

Zum Abschluss wurden auf Grundlage der festgestellten Einschränkungen und Abweichungen Möglichkeiten zur Weiterentwicklung von Online-Tools vorgeschlagen. Diese beinhalten eine Erweiterung der Eingabeparameter für PV-Anlagen und Batteriespeicher sowie die Option, Verbrauchsdaten eines Smart-Meters mit viertelstündlicher Auflösung in umfangreichen Online-Tools zu integrieren.

Die vorliegende Arbeit bietet eine Grundlage für zukünftige Forschungsarbeiten, welche dazu beitragen könnten, die Ergebnisse dieser Untersuchung zu erweitern. Insbesondere die Auswertung weiterer Haushalte mit verschiedenen Standorten und PV-Anlagenkonfigurationen oder Haushalten ohne Wärmepumpe oder mit Elektroauto könnte zu einer Verallgemeinerung der Ergebnisse der Evaluierung beitragen. Die getrennte Erfassung des Haushaltsverbrauchs und des Verbrauchs der Wärmepumpe könnte eine detailliertere Analyse und Vergleich zwischen den Abschätzungen und den Messungen ermöglichen. Die Betrachtung der wirtschaftlichen und ökologischen Konsequenzen infolge von Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlichen energetischen Bewertungsgrößen stellt einen weiteren Aspekt dar, der in zukünftigen Arbeiten untersucht werden könnte. Ergänzend könnten neue oder aktualisierte Versionen der in diesem Vergleich untersuchten Online-Tools in zukünftigen Untersuchungen berücksichtigt werden.

# Literaturverzeichnis

- [1] OpenAI. ChatGPT (GPT-4o bzw. GPT-3.5). Online verfügbar unter: https:// chatgpt.com/. (Letzter Zugriff: 05.Jänner 2025).
- [2] DeepL SE. DeepL Übersetzer (kostenlose Online-Version). Online verfügbar unter: https://www.deepl.com/de/translator. (Letzter Zugriff: 05.Jänner 2025).
- [3] FFG Die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft. Sunny4Urban. Online verfügbar unter: https://projekte.ffg.at/projekt/5126427. (Letzter Zugriff: 08.Jänner 2025).
- [4] P. Biermayr, S. Aigenbauer, C. Dißauer, M. Eberl, M. Enigl, H. Fechner, C. Fink, M. Fuhrmann, M-C.Haidacher, F. Hengel, M. Jaksch-Fliegenschnee, K. Leonhartsberger, D. Matschegg, S. Moidl, E. Prem, T. Riegler, S. Savic, C. Strasser, P. Wonisch, E. Wopienka, "Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2023," Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK), Mai 2024.
- [5] Photovoltaic Austria. Nullsteuersatz für PV-Anlagen. Online verfügbar unter: https://pvaustria.at/nullsteuersatz/. (Letzter Zugriff: 28.März 2024).
- [6] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, V. Quaschning, "Dezentrale Solarstromspeicher f
  ür die Energiewende," Hochschule f
  ür Technik und Wirtschaft Berlin, Juni 2015.
- [7] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, V. Quaschnig, "Stromspeicher-Inspektion 2018," Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, November 2018.
- [8] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschning, "Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen," 32. Symposium Photovoltaische Solarenergie, März 2017.

- [9] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, S. Meier, "Documentation, PerMod -Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (Version 2.2)," Online verfügbar unter: https://solar.htw-berlin.de/wp-content/uploads/ HTW-PerMod-Dokumentation.pdf, 2023, (Letzter Zugriff: 22.Februar 2024).
- [10] J. Weniger, S. Maier, N. Orth, I. Lawaczeck, V. Quaschning, "Stromspeicher-Inspektion 2020," Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, März 2020.
- [11] J. Weniger, "Dimensionierung und Netzintegration von PV-Speichersystemen," Masterarbeit, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, April 2013.
- [12] J. Weniger, N. Orth, I. Lawaczeck, L. Meissner, V. Quaschnig, "Stromspeicher-Inspektion 2021," Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Juni 2021.
- [13] T.M. Klucher, "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces," Solar Energy, Band 23, Ausgabe 2, Seite 111-114, 1979.
- [14] V. Quaschnig. Unabhängigkeitsrechner. Online verfügbar unter: https:// www.volker-quaschning.de/software/unabhaengig/index.php. (Letzter Zugriff: 30.Dezember 2024).
- [15] J. Weniger, V. Quaschnig, "Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern," 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, März 2013.
- [16] 4ward Energy Research. Autarky Rate Tool. Online verfügbar unter: https: //store4huc-autarky.4wardenergy.at/?lang=de. (Letzter Zugriff: 30.Dezember 2024).
- [17] Robert Pratter (PP4), Reiterer & Scherling GmbH, "Background information of the Autarky Rate Tool," Online verfügbar unter: https: //programme2014-20.interreg-central.eu/Content.Node/Store4HUC/ CE1344-Store4HUC-Background-information-of-the-Autarky-Rate.pdf, Juli 2023, (Letzter Zugriff: 22.September 2023).
- [18] N. Pflugradt. LoadProfileGenerator. Online verfügbar unter: https://www. loadprofilegenerator.de. (Letzter Zugriff: 22.September 2023).
- [19] NFSim. PV-Rechner. Online verfügbar unter: https://www.nfsim.eu/ pv-simulator/. (Letzter Zugriff: 30.Dezember 2024).

- [20] —. FAQs zum PV-Rechner. Online verfügbar unter: https://www.nfsim.eu/ faqs/. (Letzter Zugriff: 30.Dezember 2024).
- [21] European Commission, Joint Research Centre, Energy Efficiency and Renewables Unit. PVGIS - Interaktive Werkzeuge. Online verfügbar unter: https: //re.jrc.ec.europa.eu/pvg\_tools/de/. (Letzter Zugriff: 22.September 2023).
- [22] Fronius. 24 Stunden Sonne Simulator. Online verfügbar unter: https:// solarsimulator.fronius.com/index.html. (Letzter Zugriff: 30.Dezember 2024).
- [23] Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin. Informationen 24 Stunden Sonne Simulator. Online verfügbar unter: https://solar.htw-berlin.de/rechner/ 24h-sonne-simulator/. (Letzter Zugriff: 17.Oktober 2023).
- [24] Fronius. Berechnungsgrundlagen 24 Stunden Sonne Simulator. Online verfügbar unter: https://www.fronius.com/de-de/germany/solarenergie/ installateure-partner/berechnungsgrundlagen-24-stunden-sonne-simulator. (Letzter Zugriff: 17.Oktober 2023).
- [25] Deutsche Gesellschaft f
  ür Sonnenenergie (DGS) Franken. pv@now easy. Online verf
  ügbar unter: https://www.pv-now-easy.de/pvnow-easy. (Letzter Zugriff: 30.Dezember 2024).
- [26] —, "Berechnungsgrundlagen von pv@now easy," Online verfügbar unter: https://www.pv-now-easy.de/fileadmin/user\_upload/2024-07-10\_ Berechnungsgrundlagen.pdf, Juli 2024, (Letzter Zugriff: 30.Dezember 2024).
- [27] Photovoltaic Austria. SonnenKlar PV-Rechner. Online verfügbar unter: https: //pvaustria.at/pv-rechner/. (Letzter Zugriff: 30.Dezember 2024).
- [28] Energieinstitut Vorarlberg. SUSI die Strom-Unabhängigkeits-Simulation. Online verfügbar unter: https://www.energieinstitut.at/tools/susi/. (Letzter Zugriff: 30.Dezember 2024).
- [29] T. Roßkopf-Nachbaur, "Hintergrundinformationen SUSI Strom-Unabhängigkeits-Simulation," E-Mail, 25.Oktober 2023.
- [30] European Commission, Joint Research Centre, Energy Efficiency and Renewables Unit. PVGIS - Leistungsvermögen von netzunabhängigen PV-Anlagen. On-

line verfügbar unter: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\_tools/de/. (Letzter Zugriff: 20.0ktober 2023).

- [31] SolarEdge Technologies, "Datenblatt Dreiphasen-Wechselrichter SolarEdge," Online verfügbar unter: https://www.solaredge.com/sites/default/files/ se-three-phase-e-series-inverter-datasheet-de.pdf, (Letzter Zugriff: 07.Oktober 2023).
- [32] Sonnen, "Betriebsanleitung sonnenBatterie eco8.0 für Betreiber -," Dokumentennummer: KD-169, Version: 0.14, Erscheinungsdatum: 21.04.2016.
- [33] ——, "Betriebsanleitung sonnenBatterie eco8.0 für Elektrofachkräfte -," Dokumentennummer: KD-170, Version: 0.23, Erscheinungsdatum: 21.04.2016.
- [34] Photovoltaic Austria. Technologie: Stromspeicher. Online verfügbar unter: https://pvaustria.at/pv-speicher/. (Letzter Zugriff: 30.September 2023).
- [35] Österreichisches Institut für Bautechnik, "OIB Richtlinie 6 Energieeinsparung und Wärmeschutz," Online verfügbar unter: https://www.oib.or.at/sites/default/ files/oib-rl\_6\_ausgabe\_mai\_2023.pdf, 2023, (Letzter Zugriff: 18.Oktober 2023).
- [36] Drexel und Weiss, "Datenblatt," Online verfügbar unter: https://www. calameo.com/drexel-weiss/read/007071682bece80b7385f, 2022, (Letzter Zugriff: 15.Oktober 2023).
- [37] Sonnen, "Anleitung | für Elektrofachkräfte, Leistungsmessung und Leistungsmessgeräte," Dokumentennummer: 300, Version: 04, Erscheinungsdatum: 30.11.2020.
- [38] BVES Bundesverband Energiespeicher e.V. und BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V., "Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme (Version 1.0)," März 2017.
- [39] J. Weniger, N. Orth, L. Meissner, C. Schlütter, J. v. Rautenkranz, "Stromspeicher-Inspektion 2024," Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Januar 2024.
- [40] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, F. Schnorr, V. Quaschning, "Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen," 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, März 2014.

[41] E-Control. Smart Meter - Wahlmöglichkeiten für Haushalte. Online verfügbar unter: https://www.e-control.at/konsumenten/smart-meter/ wahlmoglichkeiten-fur-haushalte. (Letzter Zugriff: 17.April 2024). TU **Bibliothek**, Die approbierte gedruckte Originalversion dieser Diplomarbeit ist an der TU Wien Bibliothek verfügbar Wien Vourknowledge hub The approved original version of this thesis is available in print at TU Wien Bibliothek.

## **Anhang A**

# **Eingaben in Online-Tools**

In den folgenden Abschnitten werden die Eingaben für jedes der verwendeten Online-Tools zusammengefasst.

#### A.1 Unabhängigkeitsrechner

Jahresstromverbrauch	6.702,07 kWh (2019)
	7.212,84 kWh (2020)
	7.762,99 kWh (2021)
	7.237,17 kWh (2022)
Photovoltaikleistung	10.2 kW
Nutzbare Speicherkapazität	6 kWh

Tabelle A.1: Einstellungen Unabhängigkeitsrechner

### A.2 Autarky Rate Tool

Erzeugerdaten		
Тур	Photovoltaik	
Spitzenleistung	9.3 kWp	
Ausrichtung	Süd	
Neigung	0°	
Verbraucherdaten		
	6.702,07 kWh (2019)	
	7.212,84 kWh (2020)	
Stromverbrauch	7.762,99 kWh (2021)	
	7.237,17 kWh (2022)	
Verbraucher	Familienhaushalt (2Erwachsene, 1Kinc	
Land	Österreich	
Speicherdaten		
Speichervermögen	6 kWh	
Beladeleistung	3 kW	

Tabelle A.2: Einstellungen Autarky Rate Tool

Anmerkung: Für die Berechnungen wurde ein Zeitraum von einem Jahr gewählt!

### A.3 PV-Rechner

Standort	Rosenhügel, 1230 Wien, Österreich
Stromverbrauch / Jahr	6.700 kWh (2019)
	7.200 kWh (2020)
	7.750 kWh (2021)
	7.250 kWh (2022)
Verbrauchsprofil	Haushalt, wochentags teilw. zuhause
PV-Anlagenleistung	9.3 kWp
Neigung	0°
Ausrichtung	0° (S)
Akkukapazität	6 kWh
Warmwasserbereitung	keine Warmwasserbereitung

Tabelle	A.3:	Einstellungen	<b>PV-Rechner</b>
labelle	/	Emiscenarigen	I V INCOMPCI

### A.4 24 Stunden Sonne Simulator

Personen im Haushalt	3
Strombedarf im Haushalt (ohne Wärmepumpe und E-Auto)	4.000 kWh
Dein Strompreis	-
Ich habe Interesse an:	Wärmepumpe
Heizwärmebedarf des Gebäudes	Mittel
Fahrleistung des E-Auto	keins
PV-Leistung	10 kWp
Einspeisevergütung	-
Batteriekapazität	6 kWh

Tabelle A.4: Einstellungen 24 Stunden Sonne Simulator

### A.5 pv@now easy

Gesamtstrombedarf	4.007,70 kWh (2016)
Anlagennennleistung	10.2 kWp
Speicherkapazität	6 kWh
Wärmepumpe	2.694,37 kWh (2019)
	3.205,14 kWh (2020)
	3.755,29 kWh (2021)
	3.229,47 kWh (2022)
Elektroauto	kein E-Auto
Investitionssumme	-
Best-/Worstcase	neutral

Tabelle	A.5:	Einstellungen	pv@now	easv

#### A.6 SonnenKlar PV-Rechner

Meine Anlage		
Mein Standort	1230	
Art der PV-Anlage	Überschusseinspeisung, Haushalt	
Geplante Leistung 1.PV Fläche	6.4 kWp	
Neigung 1.PV Fläche	0°	
Ausrichtung 1.PV Fläche	-180° (N)	
Geplante Leistung 2.PV Fläche	2.6 kWp	
Neigung 2.PV Fläche	15°	
Ausrichtung 2.PV Fläche	0° (S)	
Stromspeicher	geplant	
Kapazität	6 kWh	
Mein Gebäude		
Personen im Haushalt 3		

Tabelle A.6: Einstellungen SonnenKlar PV-Rechner

Jährlicher Stromverbrauch	6.702 kWh (2019)	
	7.213 kWh (2020)	
	7.763 kWh (2021)	
	7.237 kWh (2022)	
Wie oft bist du Werktags zuhause?	teilweise	
Gebäudekategorie	Niedrigenergiehaus	
Wohnfläche	180 m <sup>2</sup>	

#### Meine Wärmebereitung

Wärmepumpe	vorhanden	
Art der Wärmepumpe	Luft-Wasser	
Leistung der Wärmepumpe	4 kW	
Energiemanagementsystem für Wärmepumpe	nicht vorhanden	
Elektrisches Warmwasserbereitungs-System	vorhanden	
Boilergröße (Warmwasser)	350 I	
Mein E-Auto		
E-Auto	nicht vorhanden	

#### A.7 SUSI

PV-Anlage		
Nennleistung Anlage 1	6.4 kWp	
Azimut Anlage 1	-180° (N)	
Anstellwinkel Anlage 1	0°	
Nennleistung Anlage 2	2.6 kWp	
Azimut Anlage 2	0° (S)	
Anstellwinkel Anlage 2	15°	
Klimaregion	Wien	
Seehöhe	171 m	
Detaillierte Angabe Standortverschattung		
Batteriespeicher		
Nutzbare Batteriekapazität	6 kWh	
Batteriesystem	AC-System	
Haushaltsstromverbrauch		
Haushaltsstromverbrauch in der Berechnung berücksichtigen?	Ein	

Tabelle A.7: Einstellungen SUSI

Anzahl Wohneinheiten	1	
Haushaltsstromverbrauch pro Wohneinheit	4.007,70 kWh (2016)	
Stromprofil	Familie	
Gebäudeheizung		
Gebäudeheizung in der Berechnung berücksichtigen?	Ein	
Gebäudetyp	Bestandsgebäude	
Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung vorhanden?	Ein	
Berechnungsart	Verbrauch bekannt	
Wohnnutzfläche	200 m <sup>2</sup>	
Anzahl Stockwerke	3	
Bestehender Wärmeerzeuger	Wärmepumpe Luft	
Warmwasserzubereitung mit Wärmeerzeuger	Ganzjährig	
Verbrauch Wärmeerzeuger	2.694,37 kWh (2019)	
	3.205,14 kWh (2020)	
	3.755,29 kWh (2021)	
	3.229,47 kWh (2022)	

Alter	2 (2019)
	3 (2020)
	4 (2021)
	5 (2022)
Bewohneranzahl	3
Mittlere Innentemperatur in der Heizperiode	22
Warmwasserbereitung	
Warmwasserbereitung in der Berechnung berücksichtigen?	Ein
Zusätzlicher Wärmeerzeuger Warmwasser vorhanden?	Aus
PV-Überschussnutzung mit Wärmepumpe Luft	Aus
Gebäudekühlung	
Gebäudekühlung in der Berechnung berücksichtigen?	Aus <sup>1</sup>
E-Auto	
E-Auto in der Berechnung berücksichtigen?	Aus

Die Wärmepumpe bietet zwar die Möglichkeit, bei Bedarf über die Fußbodenheizung zu kühlen, jedoch wurde die Gebäudekühlung im Online-Tools deaktiviert, da sie nur selten genutzt wird (im Jahr 2023 etwa 5 Tage).

## **Anhang B**

# Äquivalente PV-Anlage

Zur Bestimmung einer äquivalenten PV-Anlage wurden die Erzeugungsdaten von PVGIS verwendet, speziell der Datensatz PVGIS-SARAH2 für das Jahr 2020 [21]. Dabei wurde ein Ertragsprofil für eine Anlage mit derselben Konfiguration wie im betrachteten Setup erstellt. Anschließend wurden äquivalente PV-Anlagen gewählt, die entweder eine oder zwei verschiedene Ausrichtungen und Neigungen haben, jedoch denselben Jahresertrag erzielen und geringe Abweichungen zu den monatlichen Erträgen aufweisen. Es wurden ausschließlich Nord- und Südausrichtungen berücksichtigt, da diese etwa 94 % der Anlagenkonfiguration im Setup ausmachen.

Für Online-Tools, die nur eine Ausrichtung und Neigung zulassen, wurde eine nach Süden ausgerichtete Anlage mit einer Neigung von 0° gegenüber der Horizontalen und einer installierten Leistung von 9,3 kW gewählt. Bei Online-Tools, die die Modellierung von PV-Anlagen mit zwei Ausrichtungen und Neigungen ermöglichen, ergab sich unter der Annahme eines ähnlichen Verhältnisses zwischen Nord- und Südausrichtungen wie im betrachteten Setup, die Kombination aus einer nach Norden ausgerichteten, horizontalen Anlage mit 6,4 kW und einer nach Süden ausgerichteten Anlage mit einer Neigung von 15° und einer Leistung von 2,6 kW als geeignete Wahl.<sup>1</sup> Die monatlichen Erträge der äquivalenten PV-Anlagen im Vergleich zur Anlagenkonfiguration aus dem betrachteten Setup sowie die relativen Abweichungen dazu sind in den Abbildungen B.1 und B.2 dargestellt.

<sup>&</sup>lt;sup>1</sup> Zur Vereinfachung wurden die Neigungswerte der äquivalenten PV-Anlagen so gewählt, dass sie in jeweils allen Online-Tools mit einer bzw. zwei Ausrichtungen verwendet werden können, ohne die unterschiedlichen Auflösungen der Eingaben zur Neigung berücksichtigen zu müssen.



Abbildung B.1: Vergleich der monatlichen Erträge (Äquivalente Anlagen vs. Setup)



Abbildung B.2: Relative Abweichung der äquivalenten Anlagen