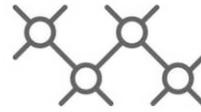




TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



Institut für
Computertechnik
Institute of
Computer Technology

EINE DIPLOMARBEIT ÜBER

Einfluss von heterogenen Parametern auf die Kennzahlen von Energiegemeinschaften

ZUR ERBRINGUNG DER ANFORDERUNGEN FÜR DEN GRAD DES

Diplom-Ingenieur

in

Embedded Systems (UE 066 504)

von

Benjamin Thomann, BSc

01526636

Betreuer_Innen:

Ao.Univ.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Thilo Sauter

Univ.Ass. Dipl.-Ing. Stefan Wilker, B.Eng.

Projektass. Dipl.-Ing. Daniel Hauer, BSc

Wien, Österreich

März 2023

Abstract

Decarbonizing electrical power generation is an essential part of mitigating climate change. Energy communities offer private individuals and companies the opportunity to actively participate in this. Within an energy community, locally generated renewable energy can be distributed, traded, stored and consumed. For successful planning and long-term operation of energy communities, a sound understanding of the processes and influencing factors is indispensable.

This thesis therefore deals with an in-depth analysis of the influence of heterogeneous parameters on the key performance indicators of energy communities. For this purpose, a simulation framework based on the *BIFROST* platform was developed, with the help of which it is possible to define, simulate and evaluate different scenarios. Relevant technical, ecological and social parameters as well as environmental influences were identified and their impact on technical, economic and ecological key performance indicators was simulated.

The scenarios defined in this thesis show a predominantly technical, ecological and social advantage, while financial profits depend strongly on the current market situation. The topology of an energy community contributes significantly to its success. A focus on the expansion of individual self-sufficiency shows disadvantages with regard to the effectiveness of energy communities. When designing modern low-voltage grids, it is therefore important to weigh up whether community measures are preferable to individual measures.

Kurzfassung

Die Dekarbonisierung der elektrischen Energieerzeugung ist ein wesentlicher Bestandteil zur Eindämmung des Klimawandels. Energiegemeinschaften bieten Privatpersonen und Unternehmen die Möglichkeit, sich aktiv daran zu beteiligen. Innerhalb einer Energiegemeinschaft kann die lokal erzeugte erneuerbare Energie verteilt, gehandelt, gespeichert und verbraucht werden. Für eine erfolgreiche Planung und den langfristigen Betrieb von Energiegemeinschaften ist ein fundiertes Verständnis über die Abläufe und Einflussfaktoren unumgänglich.

Diese Diplomarbeit beschäftigt sich daher mit einer tiefgehenden Analyse des Einflusses von heterogenen Parametern auf die Kennzahlen von Energiegemeinschaften. Dazu wurde ein, auf der Plattform *BIFROST* basierendes, Simulationsframework entwickelt, mithilfe dessen es möglich ist unterschiedliche Szenarien zu definieren, zu simulieren und auszuwerten. Es wurden relevante technische, ökologische und soziale Parameter sowie Umwelteinflüsse identifiziert und deren Auswirkung auf technische, ökonomische und ökologische Kennzahlen simulativ ermittelt.

Die im Rahmen dieser Diplomarbeit definierten Szenarien zeigen einen überwiegend technischen, ökologischen und sozialen Vorteil, während finanzielle Profite stark von der aktuellen Marktsituation abhängen. Die Topologie einer Energiegemeinschaft trägt dabei wesentlich zum Erfolg dieser bei. Ein Fokus auf den Ausbau individueller Autarkie zeigt Nachteile in Hinblick auf die Wirksamkeit von Energiegemeinschaften. Bei der Gestaltung moderner Niederspannungsnetze gilt es daher abzuwägen, ob gemeinschaftliche Maßnahmen im Vergleich zu individuellen Maßnahmen zu bevorzugen sind.

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, Benjamin Thomann, 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.

Signature: _____

Wien, Österreich, März 2023 Benjamin Thomann, BSc

Danksagung

Ich möchte mich aufs Herzlichste bei allen Menschen bedanken, die mich sowohl bei dieser Arbeit als auch während meines ganzen Studiums unterstützt haben! Besonders hervorheben möchte ich dabei meine Kolleg:innen aus CA0219 sowie alle Mitglieder von "Se Gang", mit denen ich gemeinsam das Studium durchgestanden habe. Ich wünsche ihnen noch viel Erfolg für ihren weiteren Lebensweg.

Bedanken möchte ich mich auch bei meinen Betreuern Prof. Thilo Sauter, Stefan Wilker und Daniel Hauer sowie der gesamten Energy&IT Group die mir stets mit Rat und Tat zur Seite gestanden sind. Für die erfolgreiche und lehrreiche Zusammenarbeit im CLUE Projekt möchte ich mich herzlich bei allen Beteiligten bedanken.

Ich bedanke mich bei Andi, Lisa, Eva und Mathias für ihre Geduld mit meinen Rechtschreibfehlern und den ganzen Wörtern, die ich mitten in einem Satz vergessen habe.

Von ganzem Herzen möchte ich meiner Familie danken, die mir dieses Studium überhaupt erst ermöglicht hat. Danke an Jenny, Klaus und Marie, dass ihr mich so herzlich bei euch aufgenommen habt. Danke, dass ihr immer hinter mir gestanden seid. Ohne euch wäre das nicht möglich gewesen.

Danke Mama!

Inhaltsverzeichnis

Abstract	iii
Kurzfassung	iv
1 Einführung	1
1.1 Forschungsfragen und Forschungsziele	2
1.2 Methodik	2
1.3 Aufbau der Diplomarbeit	4
2 Stand der Technik	5
2.1 Energiegemeinschaften	5
2.2 Kennzahlen von Energiegemeinschaften	8
2.3 Bestehende Tools zur Analyse von Energiegemeinschaften	11
3 Parameter	19
3.1 Technische Parameter	19
3.2 Ökonomische Parameter	20
3.3 Umwelteinflüsse	23
3.4 Soziale Parameter	24
4 Simulation	27
4.1 Architektur	27
4.2 Lastmodell	29
4.3 Photovoltaik-Modell	37
4.4 Batterie-Modell	38
4.5 EEG-Modell	42
4.6 Simulationsschleife	44
4.7 Externes Konfigurationstool - CLUE	45

5 Kennzahlen	51
5.1 Technische Kennzahlen	51
5.2 Ökonomische Kennzahlen	56
5.3 Ökologische Kennzahlen	59
6 Ergebnisse	61
6.1 Vorstellung einer minimalen EEG	62
6.2 Reale Fallstudie	63
6.3 SimBench Datensatz	80
6.4 CoSSMic Datensatz	93
7 Zusammenfassung	97
7.1 Diskussion der Forschungsfragen	98
7.2 Ausblick	100
Literaturverzeichnis	101

Tabellenverzeichnis

3.1	Netzkosten für den Sommer-Hochtarif (Jahr 2022) unterschiedlicher Netzgebiete für <i>Netzebene 7 nicht gemessen</i> [29]	23
4.1	Auszug der synthetischen APCS Lastprofile für das Jahr 2022 [34]	31
5.1	Korrelation zwischen den Datenreihen von Abbildung 5.3	56
6.1	Übersicht der untersuchten Parameterkategorien in den jeweiligen Abschnitten	61
6.2	Übersicht über die Entwicklungsszenarien aus Abschnitt 6.2. Jedes Szenario ist dabei eine Erweiterung des Basisszenario S1, welches um die markierten Gebäude und Anlagen erweitert wurde.	66
6.3	Verwendete Tarifgestaltung in der Szenarioexploration, Nomenklatur siehe Abschnitt 5.2 (Werte in ct/kWh)	66
6.4	Kennzahlen der EEG im Basisszenario S1. Abgekürzte Schreibweise: Prosumer B - PB, Verbraucher A - VA, Verbraucher B - VB, Verbraucher C - VC	67
6.5	Eigenverbrauchsrate nach Gleichung (5.2b) von EEG und Prosumer in der Szenariengruppe "Verbraucher"	71
6.6	Aufteilung des Verbrauchs der gesamten EEG nach Bezugsquellen für die Szenariengruppe "Batterie"	73
6.7	Eigenverbrauchsrate nach Gleichung (5.2b) von EEG und Prosumer in der Szenariengruppe "Batterie"	73
6.8	Kennzahlen der Gemeinschaftsbatterie in den Szenarien 5-8	73
6.9	Anteil der erzeugten Energie nach Gleichung (5.2b) die innerhalb der EEG von EEG, Prosumer und PV-Anlage in der Szenariengruppe "PV" genutzt wird	76
6.10	Aufteilung des Verbrauchs der gesamten EEG nach Bezugsquellen für die Szenariengruppe "PV + Batterie"	77

6.11	Eigenverbrauchsrate nach Gleichung (5.2b) von EEG, Prosumer und PV-Anlage in der Szenariengruppe "PV + Batterie"	78
6.12	Kennzahlen der Gemeinschaftsbatterie in den Szenarien S13 bis S16	78
6.13	Parameter für das Grundszenario und die Entwicklungsszenarien für das ländliche Niederspannungsnetz <i>Rural1</i> SimBench-Codes: <i>1-LV-rural1-0-sw</i> , <i>1-LV-rural1-1-sw</i> bzw. <i>1-LV-rural1-2-sw</i>	81
6.14	Ökologische Kennzahlen von SimBench <i>Rural1</i> (<i>1-LV-rural1-0-sw</i>)	83
6.15	Gegenüberstellung der Kennzahlen vom Grundszenario (SimBench-Code: <i>1-LV-rural1-0-sw</i>) und zweiten Entwicklungsszenario (SimBench-Code: <i>1-LV-rural1-2-sw</i>)	84
6.16	Kennzahlen von SimBench <i>Rural1</i> (<i>1-LV-rural1-0-sw</i>) in unterschiedlichen Monaten beziehungsweise Jahreszeiten	85
6.17	Kennzahlen von SimBench <i>Rural1</i> (<i>1-LV-rural1-0-sw</i>) in unterschiedlichen Monaten mit unterschiedlicher Kapazität der Gemeinschaftsbatterie	87
6.18	Tarifgestaltung für die ökonomische Analyse von EEGs, Nomenklatur siehe Abschnitt 5.2 (Werte in ct/kWh)	91
6.19	Ökonomische Kennzahlen einer EEG unter unterschiedlichen Tarifszenarien	92
6.20	Parameter des Grundszenarios für die restlichen SimBench Niederspannungsnetze	93
6.21	Autarkierate für den Monat März der EEG im jeweiligen SimBench Niederspannungsnetze	93
6.22	Geographische Position und Netzgebiet unterschiedlicher Orte	94
6.23	Kennzahlen von EEGs an unterschiedlichen Orten	94

Abbildungsverzeichnis

1.1	Angewandte Methodik zur Evaluierung von EEGs und Verweis auf die jeweiligen Kapitel	3
2.1	Schematisches Konzept einer Energiegemeinschaft mit eingezeichneten Energieflüssen innerhalb der EG	6
2.2	Schematische Darstellung des KPI-Framework aus Efkarpidis et al. [22]	9
2.3	Analyse-Ansicht des EEG Planers (Screenshot aus [24])	12
2.4	Energiefluss-Diagramm als Ergebnis der Berechnung durch das Benefit Tool - Erneuerbare Energiegemeinschaft (Screenshot aus [25])	14
3.1	Monatliche normierte Produktion in Abhängigkeit der Ausrichtung (Azimuth) für Wien, Gußhausstraße 27-29 bei fixer Neigung von 40°. Norden=0°, Osten=90°, Süden=180°, Westen=270°, Optimum bei 180°	21
3.2	Monatliche normierte Produktion in Abhängigkeit des Neigungswinkel (Tilt) für Wien, Gußhausstraße 27-29 bei fixer Ausrichtung nach Süden(180°). Optimum bei rund 40°	21
3.3	Herleitung des Delta-Tarifs als mögliche Tarifgestaltung für den Bezug aus EEGs (Eigene Darstellung nach [7])	22
3.4	Darstellung der normierten PV-Jahresproduktion in Abhängigkeit des Ortes	24
4.1	Schematische Darstellung der grundlegenden Simulations Architektur	28
4.2	Hierarchische Darstellung des entwickelten <i>BIFROST</i> Moduls “EEG Simulator“	29
4.3	Gegenüberstellung unterschiedlicher Lastprofile für einen Tag.	30
4.4	Gegenüberstellung von mittlerem Verbrauch und mittlere Erzeugung der gemessenen Gebäude. Tagesmittel über den Zeitraum 01.09.2022 bis 08.12.2022.	32
4.5	Leistungsbilanz eines netzgekoppelten Eigenverbrauchssystems (angepasst nach [51, S. 286]). Es ist nur die Leistung angegeben, die jeweilige Energie für einen bestimmten Zeitraum Δt ergibt sich aus $E_x = \sum \bar{P}_x \cdot \Delta t$, wobei \bar{P}_x die mittlere Leistung über den Zeitraum Δt bedeutet.	34

4.6	Leistungsbilanz eines netzgekoppelten Eigenverbrauchssystem mit PV-System und Speicher in einer EEG (angepasst nach [51, S. 286]). Es ist nur die Leistung angegeben, die jeweilige Energie für einen bestimmten Zeitraum Δt ergibt sich aus $E_x = \sum \bar{P}_x \cdot \Delta t$, wobei \bar{P}_x die mittlere Leistung über den Zeitraum Δt bedeutet. Die Flusspfeile überstreichenden Linien sind als Summe zu sehen (bspw.: $P_{Ein} = P_{Ein,Netz} + P_{Ein,EEG}$).	36
4.7	Aufteilung von Produktion (links) und Verbrauch (rechts) für die EEG in Szenario S16 aus Abschnitt 6.2	37
4.8	Exemplarischer Lade- und Entladevorgang einer Batterie	41
4.9	Flussdiagramm eines Simulationsschritts des entwickelten Simulationsmodells	45
4.10	Schematische Darstellung der entwickelten Architektur für den EEG Planungsansatz. Im Rahmen des CLUE Projekts entwickelt [35].	47
4.11	Auszüge aus der Benutzeroberfläche des externen Konfigurationstools (Im Rahmen des CLUE Projekts entwickelt [35])	49
4.12	Schematische Darstellung der erweiterten Simulationsarchitektur (Im Rahmen des CLUE Projekts entwickelt [35])	50
5.1	Exemplarischer Verlauf der momentanen Produktion in einer EEG (links) und Aufteilung der Erzeugung nach Verwendungszweck (rechts)	52
5.2	Exemplarischer Verlauf des momentanen Verbrauchs einer EEG (links) und Aufteilung des Verbrauchs nach Bezugsquelle (rechts)	54
5.3	Gegenüberstellung Erzeugung und Verbrauch (gemessene Profile)	56
5.4	Mittlere CO ₂ -Intensität des öffentlichen Strommix in einer exemplarischen Woche im Jahr 2021. Daten von [74]	60
6.1	Topologie einer einfachen EEG bestehend aus Prosumer A und Verbraucher B. Prosumer A besitzt eine eigene PV-Anlage und ist Überschusseinspeiser.	62
6.2	Energieverteilung in der EEG basierend auf Abbildung 6.1 (Zeitraum: 09.09. bis 11.09.2022)	64
6.3	BIFROST-Repräsentation der EEG aus dem Basisszenario (Schwarz) und Erweiterungen (Rot) die im Rahmen der Entwicklungsszenarien aufgenommen werden.	65
6.4	Szenariosatz "Verbraucher": Gegenüberstellung des EEG Anteils am Gesamtverbrauch der jeweiligen Mitglieder in unterschiedlichen Szenarien	70
6.5	Szenariengruppe "Batterie": Gegenüberstellung des EEG Anteils am Gesamtverbrauch der jeweiligen Mitglieder in unterschiedlichen Szenarien	72

6.6	Szenariengruppe “PV“: Gegenüberstellung des EEG Anteils am Gesamtverbrauch der jeweiligen Mitglieder in unterschiedlichen Szenarien. Szenario S9 ist teilweise S10 sehr ähnlich und daher manchmal von diesem verdeckt.	75
6.7	Szenariengruppe “PV + Batterie“: Gegenüberstellung des EEG Anteils am Gesamtverbrauch der jeweiligen Mitglieder in unterschiedlichen Szenarien	77
6.8	Gegenüberstellung von Verbrauch und Erzeugung in unterschiedlichen Szenarien . . .	79
6.9	Gegenüberstellung von Eigenverbrauch und Autarkie in der EEG in den unterschiedlichen Szenarien	80
6.10	Monatlicher Gesamtverbrauch und EEG Autarkie im Szenario <i>1-LV-rural1-0-sw</i>	82
6.11	Monatliche Gesamterzeugung und EEG Eigenverbrauch im Szenario <i>1-LV-rural1-0-sw</i>	82
6.12	Monatlicher Gesamtverbrauch und EEG Autarkie im Szenario <i>1-LV-rural1-2-sw</i>	89
6.13	Monatliche Gesamterzeugung und EEG Eigenverbrauch im Szenario <i>1-LV-rural1-2-sw</i>	89

Abkürzungsverzeichnis

BEG Bürger Energiegemeinschaft. 7, 8

DSM Demand Side Managment. 11

EAG Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket. 7

EEG Erneuerbare Energiegemeinschaft. xi, xii, xiii, xiv, xv, 2, 3, 4, 5, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 22, 23, 24, 27, 28, 29, 30, 34, 35, 36, 37, 39, 42, 43, 44, 45, 46, 47, 48, 49, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63, 64, 65, 66, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 76, 77, 78, 79, 80, 81, 82, 83, 84, 85, 86, 87, 88, 89, 90, 91, 92, 93, 94, 95, 97, 98, 99, 100

EG Energiegemeinschaft. xiii, 1, 4, 5, 6, 7, 8

EU Europäische Union. 1

ipcc Intergovernmental Panel on Climate Change. 1

KMU kleine und mittlere Unternehmen. 1, 6

KPI Key-Performance-Indicator. xiii, 2, 4, 9, 11, 28, 54, 94, 98, 99, 100

PV Photovoltaik. xi, xii, xiv, 1, 2, 5, 6, 7, 12, 13, 15, 16, 17, 19, 20, 23, 27, 28, 31, 32, 33, 35, 36, 37, 38, 39, 41, 43, 44, 46, 47, 48, 51, 53, 55, 59, 62, 63, 65, 66, 68, 69, 74, 75, 76, 78, 79, 81, 82, 83, 86, 88, 90, 92, 93, 94, 97, 98, 99, 100

SES Smart Energy Systems. 9

SoC State of Charge. 41, 44

TMY typical Meteorological Year. 23, 38, 94

Kapitel 1

Einführung

Der aktuelle Intergovernmental Panel on Climate Change (ipcc) Report [1] zeigte deutlich wie wichtig eine rasche Dekarbonisierung in allen Bereichen der Gesellschaft und Industrie ist. Ohne eine drastische Reduktion des Ausstoßes von CO₂ und anderer Treibhausgase kann das Ziel einer maximalen Erderwärmung von 1,5 bis 2 Grad Celsius bis zum Jahr 2100 nicht erreicht werden. Im Energiesektor ist daher ein großflächiger Umstieg auf erneuerbare Energieträger wesentlich. Neben enormen Investitionen in Infrastruktur wie Netzausbau und Modernisierung der Erzeugung, können auch Investitionen im Privatbereich dazu beitragen. So können beispielsweise Privatpersonen in eine eigene Photovoltaik (PV)-Anlage investieren und sich darauf aufbauend mit einem Batteriespeicher ausstatten, um noch mehr von der selbst erzeugten Energie zu profitieren.

Die Europäische Union (EU) führte mit dem “Clean energy for all Europeans“-Paket [2] die rechtliche Möglichkeit zur Gründung von sogenannten Energiegemeinschaften (EGs) ein. EGs bieten die Möglichkeit, dass sich einzelne Privatpersonen oder kleine und mittlere Unternehmen (KMUs) zu einer Gemeinschaft zusammenschließen und in dieser Energie produzieren und verwerten. Die konkrete rechtliche Umsetzung bleibt dabei jedem EU-Mitgliedsstaat selbst überlassen. Österreich ist dabei eines der ersten Länder, das dazu konkrete Rahmenbedingungen implementiert hat. Frei nach dem Motto der drei Musketiere - “Einer für alle - alle für einen“ - sind ein gemeinschaftliches Handeln und die gegenseitige Unterstützung individuellen Maßnahmen überlegen.

EGs sind jedoch komplexe Systeme mit unzähligen Gestaltungsmöglichkeiten. Ein fundiertes Verständnis über die Abläufe und Einflussfaktoren von EGs ist daher unumgänglich für einen erfolgreiche Planung und den langfristigen Betrieb dieser. In dieser Diplomarbeit werden EGs im Rahmen der aktuellen Regulative in Österreich analysiert und evaluiert. Mithilfe eines eigens entwickelten Simulationsframeworks werden die Auswirkungen von unterschiedlichen heterogenen Parametern auf die Kennzahlen von EGs, welche beide im Rahmen dieser Diplomarbeit genauer definiert werden, ermittelt.

1.1 Forschungsfragen und Forschungsziele

Ziel dieser Diplomarbeit ist es, ein technisches Verständnis für Erneuerbare Energiegemeinschaften (EEGs), unter den aktuellen Rahmenbedingungen in Österreich, zu erarbeiten. Dazu sollen folgende Forschungsfragen beantwortet werden:

1. Was sind die relevanten Key-Performance-Indicators (KPIs) für die Analyse von passiven lokalen EEGs in einem heterogenen Umfeld?
2. Welche heterogenen Parameter beeinflussen EEGs und insbesondere deren KPIs?
3. Was sind die Auswirkungen der beeinflussenden Parameter auf die KPIs?
4. Welchen Einfluss haben unterschiedliche Topologien von passiven EEGs und die Erweiterung um eine aktive Gemeinschaftsbatterie auf die KPIs?
5. Welche Vorteile entstehen für Mitglieder durch den Betritt zu einer passiven EEG?

Aus diesen Forschungsfragen werden für die Diplomarbeit folgende Forschungsziele abgeleitet:

1. Identifizierung relevanter KPIs und deren Parameterabhängigkeit
2. Entwicklung eines Modells zur Simulation von passiven EEGs mit der Möglichkeit zur Erweiterung um eine aktive Gemeinschaftsbatterie
3. Definition, Simulation und Vergleich relevanter EEG Szenarien
4. KPI-Analyse passiver EEGs

1.2 Methodik

Zu Beginn dieser Diplomarbeit wurde eine Literaturrecherche zu den Themen: EEGs in Österreich [3] [4] [5], Simulation und Optimierung von EEG [6], Wirtschaftlichkeit von EEGs [7] [8], KPIs von EEGs [9] [10], Simulation von PV-Systemen [11] [12] [13], Lastverhalten von Haushalten [14] und Simulation von Speichern in EEGs [15] durchgeführt. Um die Forschungsfragen zu beantworten, wurde aufbauend auf den Ergebnissen der Literaturrecherche ein Simulationsmodell für EEGs erarbeitet und implementiert. Dieses Modell ist in Abbildung 1.1 schematisch anhand eines Blockdiagramms dargestellt und in drei Bereiche unterteilt: die Parameter als Eingangsgrößen der Simulation, das Simulationsmodell und die Kennzahlen als Ergebnis.

Die heterogenen Parameter, die als wesentliche Einflussgrößen für EEGs definiert wurden, werden grob in die Kategorien Technologie, Ökonomie, Umwelt und Soziales unterteilt. Diese Parameter werden in Kapitel 3 genauer erläutert.

Der zentrale Beitrag dieser Diplomarbeit ist das entwickelte EEG-Simulationsmodell. Lund et al. [16] definieren zwei grundlegende Archetypen zur Modellierung von Energiesystemen: die Simulation

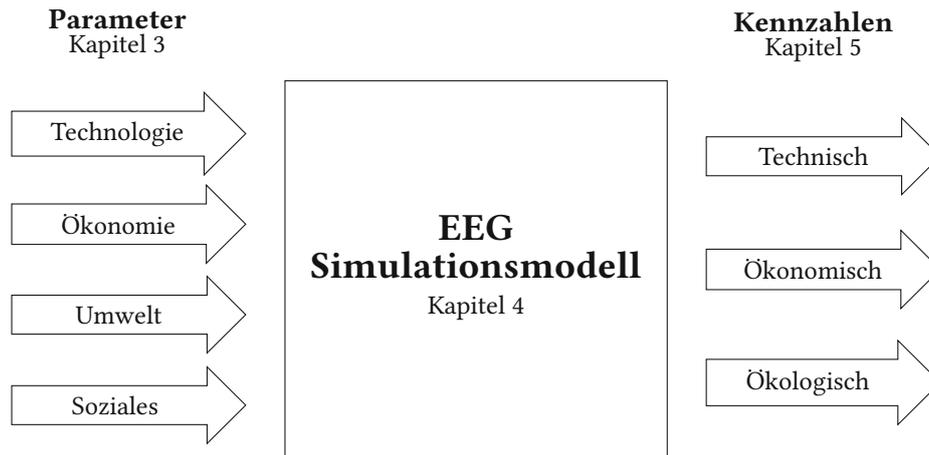


Abbildung 1.1: Angewandte Methodik zur Evaluierung von EEGs und Verweis auf die jeweiligen Kapitel

von diversen Szenarien und die Optimierung. Bei der Optimierung wird ein definiertes System mit teils frei wählbaren Parametern hinsichtlich einer oder mehrerer Zielfunktionen berechnet. Bei der Simulation wird ein Modell als Abbild des realen Sachverhalts entwickelt. Dieses Modell hat unterschiedliche Eingangsparameter, die in diversen Szenarien variieren können. Ergebnis der Simulation sind Ausgangswerte abhängig von den gewählten Eingangsparametern. Nachdem in dieser Diplomarbeit von Interesse war, wie sich EEGs in bestimmten Situationen verhalten und unter bestimmten Sichtweisen bewertet werden können, wurde der Ansatz der Szenarien-Simulation gewählt. Die Implementierung des Simulationsmodells wird in Kapitel 4 beschrieben.

Zur Evaluierung und zum Vergleich der unterschiedlichen Szenarien werden aus dem Ergebnis der Simulationen diverse Kennzahlen abgeleitet. Diese können in die folgenden Kategorien unterteilt werden: Technisch, Ökonomisch und Ökologisch. Die Berechnungen und Herleitungen dieser Kennzahlen sind in Kapitel 5 zu finden.

Die in dieser Diplomarbeit betrachteten EEGs sind grundsätzlich passive EEGs im Rahmen der aktuell rechtlichen Möglichkeiten in Österreich (siehe Abschnitt 2.1.1). Unter passiven EEGs versteht man insbesondere EEGs ohne aktiv regelbare Einheiten wie beispielsweise regelbare Lasten. In Erweiterungsszenarien werden diese passiven EEGs um aktiv gesteuerte Gemeinschaftsbatterien erweitert. Dadurch wird der Einfluss, beziehungsweise werden die Möglichkeiten, die durch den Einsatz dieser resultieren, bewertet.

1.3 Aufbau der Diplomarbeit

In Kapitel 2 wird zunächst der Begriff der EG beziehungsweise Erneuerbare Energiegemeinschaft (EEG) allgemein erläutert, wobei auch auf die aktuell möglichen Umsetzung von EEGs in Österreich eingegangen wird. Zusätzlich werden in diesem Kapitel einige öffentlich verfügbare EEG-Simulatoren vorgestellt. Ein zentraler Aspekt dieser Arbeit ist die Identifizierung von KPIs, um unterschiedliche Ausführungen von EEGs bewerten zu können. Dazu wird in dieser Arbeit ein Framework angewandt, welches in Kapitel 2 zusammen mit anderen relevanten Arbeiten zum Thema KPIs von EEGs zusammengefasst wird.

Die Kapitel 3, 4 und 5 orientieren sich an Abbildung 1.1, welche die Struktur der Methodik dieser Diplomarbeit illustriert. Kapitel 3 behandelt die heterogenen Parameter, die eine EEG beeinflussen und sich somit auf die KPIs dieser auswirken. Kapitel 4 stellt den entwickelten Simulator und dessen Modelle vor. In Kapitel 5 werden schließlich die identifizierten KPIs von passiven EEGs beschrieben.

Die Ergebnisse werden gesammelt in Kapitel 6 dargestellt und die zuvor genannten Forschungsfragen anhand von Ergebnissen aus der Simulation beantwortet. Zum Abschluss der Diplomarbeit wird in Kapitel 7 eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse präsentiert sowie ein kurzer Ausblick auf mögliche weiterführende Fragestellungen gegeben.

Kapitel 2

Stand der Technik

Energiegemeinschaften sind aktuell Forschungsschwerpunkt zahlreicher wissenschaftlicher Arbeiten und Projekte im Energiebereich. Dieses Kapitel definiert EGs und EEGs wie sie in dieser Arbeit betrachtet werden. Dabei wird insbesondere auf die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen zur Implementierung von EGs in Österreich Bezug genommen. Danach werden Kennzahlen von EGs beziehungsweise EEGs behandelt. Es wird auf einige Arbeiten, die sich mit der Bewertung von EEGs beschäftigen, eingegangen sowie ein Framework zur Erarbeitung von Kennzahlen für intelligente Energiesysteme näher beschrieben. Dieses Kapitel wird von einer Umfeldanalyse von aktuell öffentlich verfügbaren Tools zur Berechnung von EGs abgeschlossen. Es werden drei relevante Tools und Ansätze vorgestellt.

2.1 Energiegemeinschaften

EGs sind ein Konzept zur Produktion, Nutzung, Speicherung und Verteilung von dezentral erzeugter Energie innerhalb einer Gemeinschaft. Dabei ist die genutzte Energieform (Strom, Wärme, etc.) im Allgemeinen beliebig. Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich jedoch rein mit elektrischer Energie. In der herkömmlichen elektrischen Energiewirtschaft wird die Energie zentral in großen Kraftwerken erzeugt und anschließend über die mehrstufigen Übertragungs- und Verteilnetze zu den Endverbraucher_innen transportiert. In einer EG schließen sich mindestens zwei Teilnehmer_innen zusammen, um die selbst erzeugte elektrische Energie aus kleineren lokalen Kraftwerken (PV, Wind, Wasserkraft, Biomasse, etc.) in den untersten Netzebenen untereinander bestmöglich zu nutzen. Die wesentlichen Ziele einer EG sind gemeinschaftliche Produktion, Verbrauch, Speicherung und Handel von elektrischer oder thermischer Energie. Wird die Energie aus erneuerbaren Energiequellen (Sonne, Wind, Wasser, Biomasse, etc.) gewonnen, spricht man von einer EEG. [3] Dies ist gegenüber nicht erneuerbaren Energiequellen (Kohle, Gas, Öl, etc.) aufgrund des geringeren Ausstoßes von Treibhausgasen (CO_2) bei der Produktion der Energie und der damit verbundenen besseren Umweltverträglichkeit zu bevorzugen [17].

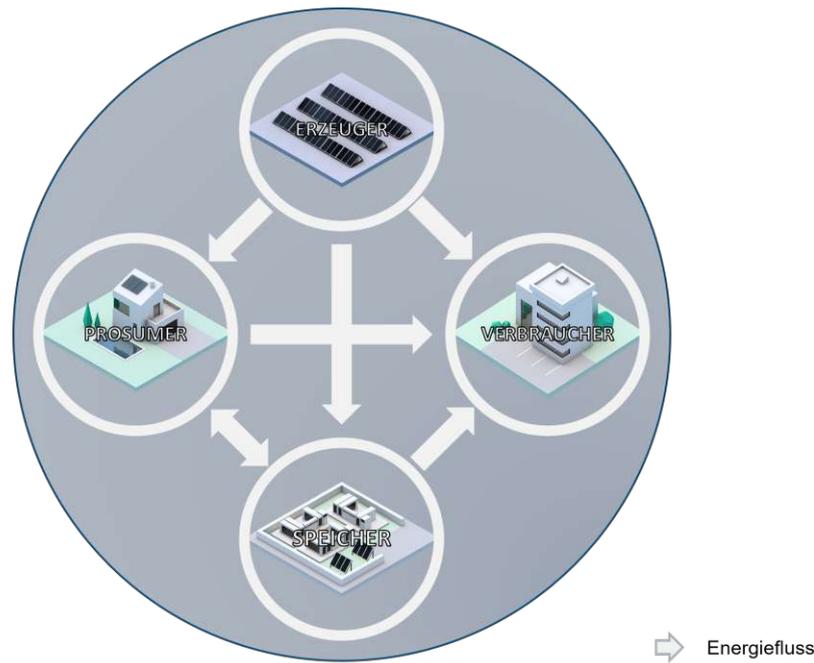


Abbildung 2.1: Schematisches Konzept einer Energiegemeinschaft mit eingezeichneten Energieflüssen innerhalb der EG

In Abbildung 2.1 ist das energetische Zusammenspiel der einzelnen Komponenten einer EG schematisch dargestellt. Jeder Kreis repräsentiert dabei Akteur_innen innerhalb der Gemeinschaft und die Verbindungspfeile stellen Energieflüsse dar. Im Folgenden werden die einzelnen Akteure kurz beschrieben.

Verbraucher: Verbraucher (engl. Consumer) profitieren von der Teilnahme an einer EG indem sie Energie aus der Gemeinschaft beziehen. Als Verbraucher treten in EGs beispielsweise private Haushalte, kommunale Gebäude oder KMUs auf.

Prosumer: Ein besonderer Teilnehmer einer EG ist der sogenannte Prosumer, oder auch Überschusseinspeiser genannt. Hierbei handelt es sich um Teilnehmende, die sowohl als Erzeuger (engl. Producer) beziehungsweise Energielieferant als auch als Verbraucher (engl. Consumer) auftreten. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn in einem Gebäude nach dem hauseigenen Zählpunkt eine PV-Anlage betrieben wird. Prosumer werden in der Regel die eigens erzeugte Energie primär für den Eigenverbrauch nutzen und die überschüssige Energie der EG zur Verfügung stellen. Die Rolle als Prosumer ist vor allem für jene Teilnehmer interessant, die bereits eine eigene Erzeugungsanlage installiert haben und sich nachträglich einer EG anschließen möchten.

Gemeinschaftliche Erzeuger: Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen erzeugen elektrische Energie und stellen diese als Volleinspeiser innerhalb der Gemeinschaft zur Verfügung [6]. Eine gemeinschaftliche Erzeugungsanlage ist in Abbildung 2.1 in Form einer PV-Anlage dargestellt, es sind aber auch andere Formen der Erzeugung elektrischer Energie wie Windkraftwerke oder Biogasanlagen

sowie weitere thermische Anlagen möglich. Aufgrund der einfachen Installation sowie Modularität sind PV-Systeme jedoch die am meisten verwendete Technologie zur Erzeugung elektrischer Energie in EGs [18].

Gemeinschaftsbatterien: Optimalerweise wird die gesamte Energie, die zu einem Zeitpunkt in einer EG erzeugt wird, auch zu diesem Zeitpunkt verbraucht. Dies ist jedoch nicht immer der Fall, wodurch überschüssige Energie ins allgemeine Netz eingespeist oder nicht vorhandene Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss. Daher ist eine Speicherung von nicht verbrauchter Energie sinnvoll, da Erzeugung und Verbrauch nicht immer zeitgleich aufkommen und so die effektive Nutzung der eigens erzeugten Energie verbessert werden kann. Dies kann sowohl mit Speichern, die zur Eigenverbrauchsoptimierung von Prosumern gedacht sind, als auch mit einer Gemeinschaftsbatterie realisiert werden. Gemeinschaftsbatterien bieten dabei einige Vorteile gegenüber individuellen Speichern. So kann, verglichen mit der Summe der individuellen Haushaltsbatterien, die Kapazität der Gemeinschaftsbatterie geringer dimensioniert werden und gleichzeitig die Autarkie erhöht und der PV-Überschuss der ins übergeordnete Netz eingespeist wird verringert werden. Dies ergibt sich aus der Tatsache dass sich die Steuerung der Haushaltsbatterien nach dem Bedarf des Haushaltes orientiert. So kann es vorkommen dass überschüssige PV-Erzeugung gespeichert wird obwohl diese Energie momentan von einem anderen Mitglied der Gemeinschaft benötigt werden würde. Ist nach der Verteilung der Energie innerhalb der EEG immer noch überschüssige Energie vorhanden wird diese in die Gemeinschaftsbatterie gespeichert. [15]

2.1.1 Energiegemeinschaften in Österreich

Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG) [19], welches im Juli 2021 in Kraft getreten ist, legt die rechtlichen Rahmenbedingungen für EEGs in Österreich fest. Bereits seit 2017 war es möglich elektrische Energie innerhalb eines Mehrparteiengebäudes unter Nutzung einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage an Dritte zu verkaufen [4]. Im EAG wird zwischen zwei Formen von EGs unterschieden: den EEGs und den Bürger Energiegemeinschaften (BEGs). Diese beiden Formen unterscheiden sich in ihrer geographischen Ausdehnung und den möglichen verwendeten Energieformen beziehungsweise Energiequellen. Bei BEGs ist die geographische Ausdehnung nicht beschränkt, sie kann sich auch über mehrere Netzbetreiber hinweg erstrecken. Außerdem können in BEGs auch nicht erneuerbare Energiequellen verwendet werden. Bei EEGs ist die geographische Ausdehnung auf den sogenannten Nahbereich beschränkt. Im Nahbereich werden EEGs unterteilt in lokale EEGs und regionale EEGs. Von lokalen EEGs spricht man, wenn die Teilnehmer:innen sich in einem gemeinsamen Niederspannungsnetz (Netzebene 6 und 7) befinden, bei regionalen EEGs dürfen die Teilnehmer:innen auch über die Netzebene 4 und 5 miteinander verbunden sein. In beiden Fällen müssen sich die Teilnehmer:innen

im Konzessionsgebiet eines einzelnen Verteilnetzbetreibers befinden. Außerdem darf in beiden Fällen nur Energie aus erneuerbaren Energiequellen verwendet werden. [3]

In EEGs kann Energie in Form von Strom, Wärme und Gas ausgetauscht werden, bei BEGs ist nur ein Handel mit Strom möglich. Gibt es nach dem internen Handel immer noch einen Überschuss an verfügbarer elektrischer Energie, so kann diese in das öffentliche Netz eingespeist werden. Hierbei ist zu beachten, dass maximal 50% der insgesamt in der EG (EEG oder BEG) erzeugten Energie als Einspeisung mit einer Marktprämie gefördert werden [19]. Dieser Mechanismus wurde eingeführt damit Erzeuger in EEGs vorwiegend für den Eigenverbrauch innerhalb der EEG dimensioniert werden. EEGs bieten weitere finanzielle Vorteile, wie ein reduziertes Netznutzungsentgelt auf eingespeiste Energie, die innerhalb der EEG wieder genutzt wird, und den Entfall der Elektrizitätsabgabe und des Erneuerbaren-Förderbeitrags. Das reduzierte Netznutzungsentgelt unterscheidet sich für lokale und regionale EEGs [20]. Bei lokalen EEGs ist das Netznutzungsentgelt um 57% reduziert. Bei regionalen EEGs wird das Netznutzungsentgelt für die Netzebene 6 und 7 um 28%, und für die Netzebene 4 und 5 um 64% reduziert [21].

2.2 Kennzahlen von Energiegemeinschaften

Um (komplexe) Systeme miteinander zu vergleichen und zu bewerten, ist es notwendig, vorab definierte Kennzahlen aufzuzeichnen oder aus vorhandenen Größen zu berechnen. Diese Kennzahlen sind je nach Anwendung und Sichtweise unterschiedlich. Die Definition der relevanten Kennzahlen ist daher wesentlich. In der Literatur wird eine Menge an unterschiedlichen Kennzahlen für die Bewertung von EEGs definiert. Dieser Abschnitt soll einen Überblick darüber geben.

Kennzahlen leiten sich meist aus den verfolgten Optimierungszielen oder Forschungsfragen ab, um diese zu bewerten beziehungsweise zu beantworten. Für EEGs können die Kennzahlen allgemein in technische, ökonomische und ökologische Kennzahlen unterteilt werden [18]. Die technischen Parameter können je nach verwendeten Technologien auch weiter unterteilt werden. So werden in [10] Kennzahlen eingeführt, die das System hinsichtlich seiner elektrischen und thermischen Leistungsfähigkeit bewerten. Wesentliche Kennzahlen hierbei sind stets die Autarkie und der Eigenverbrauch im System. Die Autarkie gibt an wie viel der benötigten Energie (elektrisch oder thermisch) in der Gemeinschaft (oder allgemein im System) selbst erzeugt werden kann. Der Eigenverbrauch gibt an wie viel der in der Gemeinschaft (oder wieder allgemein im System) erzeugten Energie auch direkt oder indirekt durch Speicherung dort verbraucht wird. Eine Analyse von EEGs im urbanen Raum in Kombination mit einer Gemeinschaftsbatterie wurde in [9] durchgeführt. In dieser Arbeit wurden die Autarkie, der Eigenverbrauch, finanzielle Gewinne und Einsparungen sowie die Reduktion des Treibhausgasaussto-

ßes als wesentliche Kennzahlen evaluiert. Ein Großteil der betrachteten Arbeiten in [18] beschäftigen sich mit einer ökonomischen Analyse von EEGs. Beispiele hierfür sind [8] oder [7], wo die Wirtschaftlichkeit von EEGs in verschiedenen Szenarien bewertet wird.

2.2.1 KPI-Framework

Ein systematisches Vorgehen zur Entwicklung eines Kennzahlen-Katalogs wird in [22] vorgestellt. Efkarpidis et al. führen ein generisches Framework zur Evaluierung von intelligenten Energiesystemen (Smart Energy Systems (SES)) ein. Die Evaluierung geschieht mithilfe von Stakeholder-spezifischer Kennzahlen. Eine schematische Übersicht über den mehrstufigen Herleitungsprozess der Kennzahlen ist in Abbildung 2.2 dargestellt.

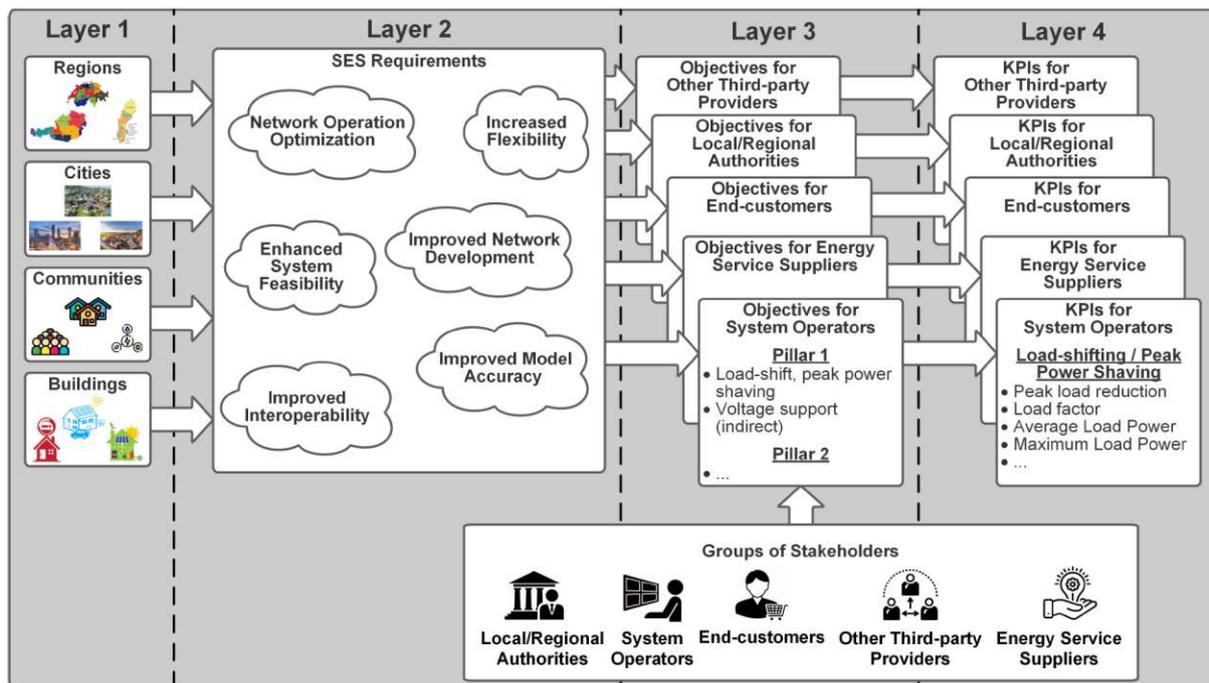


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung des KPI-Framework aus Efkarpidis et al. [22]

Parallel zu dem Herleitungsprozess werden verschiedene Gruppen von Interessenvertreter_innen (Stakeholdern) erfasst. Diese Stakeholder stellen jeweils unterschiedliche Anforderungen an die intelligenten Energiesysteme und verfolgen unterschiedliche Ziele. Diese Anforderungen und Ziele können auch zwischen den einzelnen Stakeholdern in Konflikt miteinander stehen. Die Stakeholder sind unter dem Begriff "Groups of Stakeholders" in Abbildung 2.2 zusammengefasst. Jede dieser Gruppen hat eine andere Perspektive auf das System und stellt somit auch andere Anforderungen an dieses. Folgende Gruppierungen wurden identifiziert: Die lokalen beziehungsweise regionalen Behörden (Local/Regional Authorities) beinhalten unter anderem alle politischen Entscheidungsträger und Behörden beziehungsweise die Regierung. Für EEGs ist diese Gruppe in erster Linie wichtig da diese den

rechtlichen Rahmen für die Gründung und Führung der Gemeinschaft festlegen. Für die Auswertung der Kennzahlen ist diese Gruppe weniger relevant, da sich die Auswertung in dieser Diplomarbeit auf Kennzahlen aus Sicht der EEG beziehungsweise der Mitglieder dieser fokussiert. Die Systembetreiber (System Operators) inkludieren Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Strommarktbetreiber. Diese Gruppe ist besonders an möglichen netzdienlichen Maßnahmen von EEGs interessiert [13]. Endkund_innen (End-customers) beziehen Energie in Form von Strom, Wärme oder Gas aus dem Netz. Darunter fallen im Rahmen der EEG Verbraucher und Prosumer in einer EEG. Zu den Energiedienstleistern (Energy Service Suppliers) gehören Erzeuger und Händler von Energie, Aggregatoren, Bilanzverantwortliche aber auch die EEG selbst. Die Energieerzeuger beziehungsweise Händler stehen gewissermaßen im Konflikt mit den EEGs, da sie durch ihre Einführung mit Gewinneinbußen zu rechnen haben andererseits an möglichen netzdienlichen Effekten interessiert sind. Unter den anderen Drittanbietern (Other Third-party Providers) versteht man alle weiteren externen Anbieter von Technologien oder Dienstleistungen, wie beispielsweise die Abrechnung von EEGs.

Das Framework besteht entsprechend Abbildung 2.2 aus vier Schichten (Layer 1 bis 4). Diese Schichten werden nun kurz beschrieben, wobei sie jeweils aus der Perspektive von EEGs beleuchtet werden.

Layer 1 definiert den Anwendungs- beziehungsweise Wirkungsbereich und ist unterteilt in Regionen (Regions), Städte (Cities), Gemeinschaften (Communities) und Gebäude (Buildings). Im Kontext von EEGs sind hier besonders die Ebenen der Gebäude und Gemeinschaften von Bedeutung, wobei hier der Begriff Gemeinschaft mit einer EEG gleichgesetzt wird, was sonst allgemein nicht der Fall ist. Ein Großteil der Kennzahlen für EEGs kann sowohl aus Sicht des Gebäudes als auch aus Sicht der Gemeinschaft beurteilt werden.

Layer 2 beinhaltet die Anforderungen an das System. Die Anforderungen werden unterteilt in Optimierung des Netzbetriebs (Network Operation Optimization), Verbesserung der Flexibilität (Increased Flexibility), verbesserte Systemdurchführbarkeit (Enhanced System Feasibility), verbesserter Netzausbau (Improved Network Development), verbesserte Interoperabilität (Improved Interoperability) und verbesserte Modellgenauigkeit (Improved Model Accuracy). Aus Sicht der EEG sind hierbei besonders die Optimierung des Netzbetriebs, die Verbesserung der Flexibilität und die verbesserte Systemdurchführbarkeit relevant. Zu jeder dieser Anforderungen gibt es je Stakeholder unterschiedliche Ziele.

Layer 3 kombiniert die Anforderungen aus Layer 2 mit den Stakeholdern um dadurch unterschiedliche Ziele abzuleiten. So wird beispielsweise die Anforderung der Optimierung des Netzbetriebs mit der Stakeholdergruppe der Systembetreiber kombiniert. Daraus ergeben sich unter anderem die Ziele Lasten zeitlich zu verschieben (Load-shift), Lastspitzen generell zu vermeiden oder die Spannungsqualität sicher zu stellen.

Layer 4 leitet abschließend aus diesen Zielen Kennzahlen ab um das Erreichen der Ziele zu be-

werten. Um das Beispiel aus Layer 3 fortzuführen kann die Verschiebung von Lasten beziehungsweise die Reduktion von Lastspitzen durch folgende Kennzahlen bewertet werden: Reduktion der Lastspitzen (Peak load reduction), Lastfaktor (Load factor), mittlere Last (Average Load Power) oder maximale Last (Maximum Load Power). Diese Kennzahlen werden jeweils vor und nach der Einführung der intelligenten Energiesysteme evaluiert und anschließend miteinander verglichen. Durch den Vergleich kann auf die Effektivität der Maßnahmen geschlossen werden.

Im Rahmen der Evaluierung des KPI-Framework von [22] wurde auch eine regionale EEG analysiert (Austrian Use Case). Ziel dieser EEG war es den Eigenverbrauch und die Autarkie zu maximieren und die Lastspitzen im Netz zu minimieren. Dazu wurde in der EEG eine Kontrollinstanz eingeführt, die auf Basis von gemessenen Daten und Prognosen einen Gemeinschaftsspeicher betreibt und ein Lastmanagement (Demand Side Management (DSM)) von bestimmten Lasten durchführt. Die für diese Anwendung evaluierten Kennzahlen dienen als Ausgangslage für die gewählten Kennzahlen dieser Diplomarbeit. Da es sich bei dieser EEG jedoch um eine regionale EEG handelt und sich diese Diplomarbeit, wie eingangs festgelegt, jedoch auf lokale EEGs beschränkt, werden manche Kennzahlen wie beispielsweise die Reduktion der Lastspitzen am Niederspannungstransformator nicht berücksichtigt. Diese Ausgangsmenge an Kennzahlen wird in weiterer Folge noch um weitere Kennzahlen aus der Literatur erweitert. Für eine komplette Auflistung der identifizierten KPIs sei auf das Kapitel 5 verwiesen.

2.3 Bestehende Tools zur Analyse von Energiegemeinschaften

Im folgenden Abschnitt werden einige relevante öffentlich verfügbare Tools und Programme zur Evaluierung von EEGs näher betrachtet. Daher wird speziell auf die Eingabeparameter, Ausgangskennzahlen sowie die (soweit dies ersichtlich ist) darunterliegende Implementierung eingegangen. Diese Tools dienen als Referenz für den in dieser Arbeit entwickelten Simulator. Im Rahmen des Projekts SHARES¹ wurden noch weitere Tools und Plattformen rund um EEGs zusammengefasst [23]. Diese Tools und Plattformen wurden zu Beginn dieser Diplomarbeit alle gesichtet. Die im Folgenden vorgestellten Tools wurden aber als die, für dieses Diplomarbeit, am relevantesten identifiziert.

2.3.1 Energie Digital - EEG Planer

Das Unternehmen “ed-energiedigital GmbH“ bietet einen EEG-Planer² an [24]. Dieser wurde als Web Applikation umgesetzt. Zur Berechnung muss eine Objektstruktur erstellt werden. Die Objektstruktur gliedert sich in folgende Ebenen: Grundstück, Gebäude und Wohneinheit. Für ein Grundstück können

¹<https://shares-project.eu/> (Abgerufen am: 14.02.2023)

²<http://planer.energiedigital.at/> (Abgerufen am: 14.02.2023)

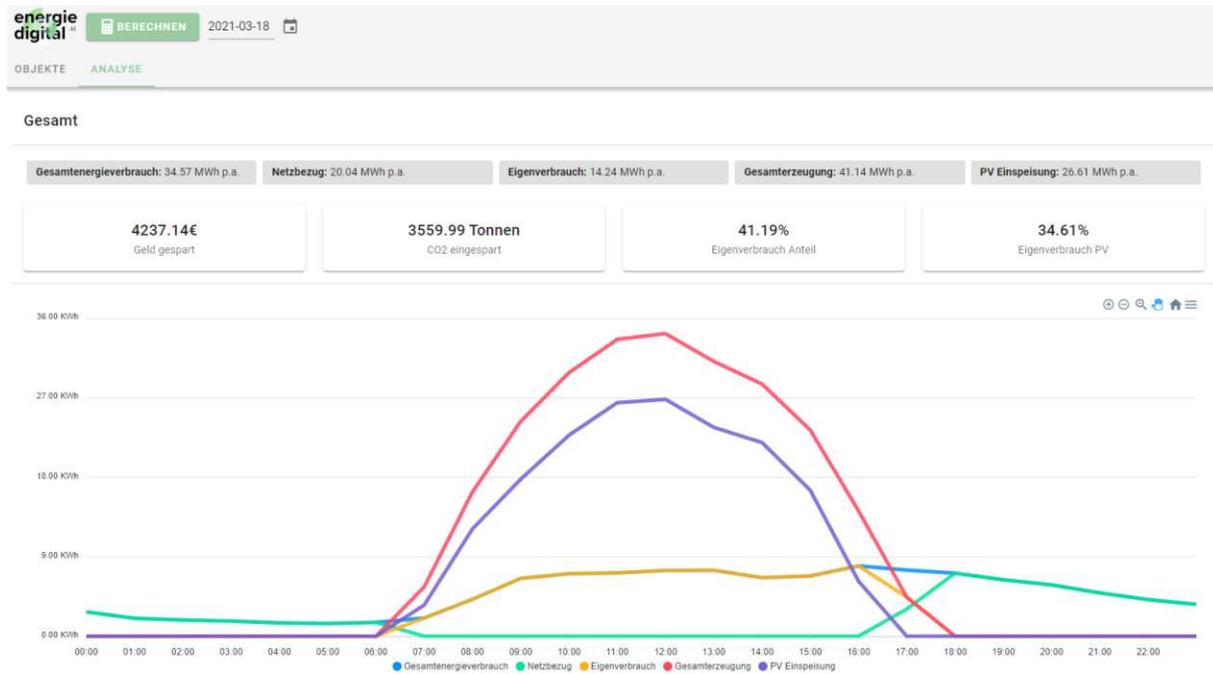


Abbildung 2.3: Analyse-Ansicht des EEG Planers (Screenshot aus [24])

ein Name sowie die Grundstückstfläche definiert werden. Bei Gebäuden kann ein Name, ein Typ (RESIDENTIAL, COMMERCIAL oder MIX), die Dachfläche (in m^2) und der Anteil an Dachfläche (in %), die für die PV-Nutzung verwendet wird, festgelegt werden. Für die Wohneinheiten können folgende Parameter festgelegt werden: Name, Anzahl der Bewohner:innen, Wohnfläche (in m^2), Typ (RESIDENTIAL oder COMMERCIAL), Anzahl an E-Autos, Heizwärmebedarf pro Jahr (in MWh), Verwendung eines Warmwasserspeichers, Warmwasserbedarf pro Jahr (in MWh), Strombedarf pro Jahr (in MWh), Art der Heizwärmebereitung (Heizung mit fossilem Brennstoff, Biomasse, Wärmepumpe oder elektrische Heizung) und Art der Warmwasserbereitung (wie bei Heizwärmebereitung). Diese Objektstruktur kann abschließend zusammen mit einem Zeitraum an einen Sever zur Berechnung übermittelt werden. Die Berechnung erfolgt serverseitig, wodurch diese nicht vollständig nachvollzogen werden kann. Das Ergebnis wird wieder an die Web Applikation übermittelt und visualisiert.

Ein beispielhaftes Ergebnis ist in Abbildung 2.3 dargestellt. In dieser Abbildung sind die resultierenden Kennzahlen ersichtlich. Darunter ist ein Tagesverlauf des Energiehaushalts der EEG dargestellt. Folgende Kennzahlen wurden ausgewertet:

- Gesamtenergieverbrauch pro Jahr
- Netzbezug elektrischer Energie pro Jahr
- Eigenverbrauch der durch die PV-Anlage erzeugten Energie pro Jahr
- Gesamterzeugung der PV-Anlage pro Jahr
- Überschusseinspeisung der PV-Energie pro Jahr

- Finanzielle Einsparungen
- CO₂ Einsparungen
- Anteil der verbrauchten Energie die durch die eigene PV-Anlage bereitgestellt wird (Autarkie)
- Anteil der gesamt erzeugten PV-Energie, die selbst verbraucht wurde und nicht wieder ins Netz eingespeist werden musste (Eigenverbrauchsanteil)

2.3.2 Benefit Tool - Erneuerbare Energiegemeinschaft

Auf der Webseite der österreichischen Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften wird auf das Benefit Tool³ verwiesen, das vom Energieinstitut Vorarlberg⁴ entwickelt wurde. Zur Berechnung müssen einige Informationen zum eigenen Objekt in der EEG angegeben werden. Für das eigene Objekt können folgende Einstellungen getroffen werden:

- Verbraucherart (Haushalt oder Gewerbe)
- Energieverbrauch pro Jahr (in kWh)
- Art des Heizsystems ("nicht elektrisch" oder Wärmepumpe, hierbei muss auch der jährliche Energieverbrauch des Heizsystems in kWh angegeben werden)
- Leistung des PV-Systems (in kWp) und Größe des Batteriespeichers (in kWh)

Die Parameter der EEG werden in Verbraucher, Überschusseinspeiser, Erzeuger, EEG Struktur und Netzgebiete gegliedert und können wie folgt festgelegt werden:

- Verbraucher: Energieverbrauch (in kWh) aller reinen Verbraucher (Consumer), die an der EEG teilnehmen
- Überschusseinspeiser: Gesamtenergieverbrauch (in kWh) und installierte PV-Leistung (in kWp) aller an der EEG teilnehmenden Überschusseinspeiser (Prosumer)
- Erzeuger: Gesamtleistung der Teilnehmer, die rein als Erzeuger (Producer) in der EEG auftreten, diese Leistungen werden je nach Kraftwerkstyp (PV, Kleinwasserkraftwerk oder Windkraftanlage) aufgegliedert
- EEG Struktur: Wohngebiet, Gewerbegebiet oder Mischgebiet
- Netzgebiet: Auswahlmöglichkeit aus 14 verschiedenen Netzgebieten in denen unterschiedliche Netznutzungs- und Netzverlustkosten anfallen

Die Auswertung der Kennzahlen erfolgt sowohl aus der Perspektive der Mitglieder als auch aus der Perspektive der EEG. Die Kennzahlen werden grafisch aufbereitet und übersichtlich dargestellt. Ein

³<https://www.energieinstitut.at/tools/benefit/> (Abgerufen am: 14.02.2023)

⁴<https://www.energieinstitut.at/> (Abgerufen am: 14.02.2023)

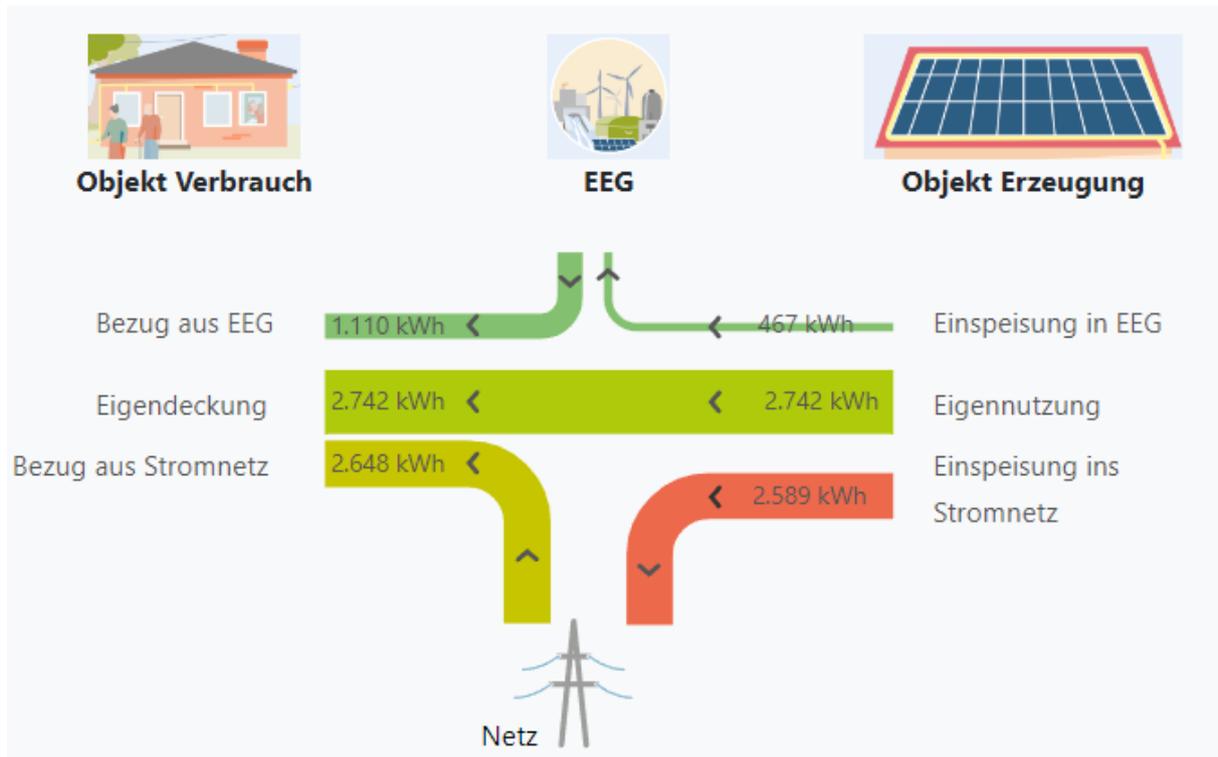


Abbildung 2.4: Energiefluss-Diagramm als Ergebnis der Berechnung durch das Benefit Tool - Erneuerbare Energiegemeinschaft (Screenshot aus [25])

Auszug aus der Visualisierung ist in Abbildung 2.4 dargestellt. Diese zeigt ein Energiefluss-Diagramm aus Sicht des Gebäudes im Zusammenspiel mit der EEG sowie dem öffentlichen Netz. Weitere Kennzahlen aus Sicht der Teilnehmer.in sind die Aufteilung von Verbrauch und Erzeugung und eine Aufschlüsselung der CO₂-Bilanz. Der Verbrauch wird unterteilt in Eigendeckung, Bezug aus EEG und Bezug aus Stromnetz. Die Erzeugung wird unterteilt in Eigennutzung, Einspeisung in EEG und Einspeisung ins Stromnetz. Für den Verbrauch wird ein Autarkiegrad errechnet. Dieser bestimmt wie viel der gesamt verbrauchten Energie des Objekts aus der eigenen Produktion gedeckt werden kann. Weiters wird der Anteil an Energie, welche aus der EEG bezogen wird, angegeben. Für die Erzeugung wird der Nutzungsgrad angegeben. Dieser gibt an, wie viel der selbst erzeugten Energie auch im Objekt verbraucht werden kann. Die überschüssig erzeugte Energie wird in Einspeisung ins Stromnetz und Einspeisung in die EEG unterteilt. Die gleichen Kennzahlen (Verbrauch, Erzeugung und CO₂ Bilanz) werden auch aus Sicht der EEG dargestellt. Zusätzlich gibt es noch eine Aufschlüsselung der wirtschaftlichen Vorteile. Diese ändern sich je nach gewähltem Netzgebiet und Art der EEG (lokal oder regional).

Die Implementierung des Benefit Tool - Erneuerbare Energiegemeinschaft ist frei einsehbar, da alle Berechnungen auf dem lokalen Client durchgeführt werden. Daher konnte festgestellt werden, dass die Ergebnisse im Wesentlichen auf einer Skalierung von normierten Lastprofilen und Erzeugungskurven anhand der Eingabeparameter basieren.

2.3.3 Berechnungs-Tool Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften

Die Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften stellt ein Excel-basiertes Berechnungstool⁵ für EEGs mit PV-Anlage und einem optionalem Speicher zum Download zur Verfügung [26]. Dieses Tool fokussiert sich auf die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit von EEGs. Das Tool ist in zweifacher Ausführung verfügbar: EEG mit PV-Anlage und EEG mit PV-Anlage und Speicher. Ergänzend dazu wird jeweils ein Dokument bereitgestellt, das die einzelnen Eingabeparameter näher beschreibt. Da die Variante des Berechnungstools für PV-Anlage und Speicher alle Funktionen beinhaltet, die auch in der Ausgangsvariante in der nur PV-Anlagen berücksichtigt werden, wird in weiterer Folge nur auf die erweiterte Variante eingegangen. Die Eingabeparameter gliedern sich in fünf Teilbereiche: "Energiepreise & Netzentgelte", "Kosten ohne EEG", "Kosten mit EEG", "Laufende Kosten miteinbeziehen" und "Investitionskosten für PV und Speicher & CO₂-Ersparnis". Dabei wird immer der Vergleich zwischen konventioneller Ausführung, also ohne EEG, und EEG gezogen.

Im Bereich "Energiepreise & Netzentgelt" werden die Parameter für die Entstehung des Strompreises zusammengetragen. Dieser setzt sich aus den Energiekosten plus arbeitsspezifischem Netzentgelt sowie weiteren Abgaben zusammen. Als erster Parameter muss das Bundesland festgelegt werden, in dem sich die Energiegemeinschaft befindet, da sich dadurch das Netzentgelt (Netznutzung und Netzverluste) ändert (siehe auch Tabelle 3.1). Die Art der Energiegemeinschaft (lokal oder regional) muss festgelegt werden und reduziert das Netzentgelt um 58% beziehungsweise 28%. Die folgenden Parameter ergeben den Preis für Energie aus dem öffentlichen Netz: der Energiebezugspreis (Energiepreis vom Energielieferanten für konventionellen Energiebezug beziehungsweise der vereinbarte Energiebezugspreis in der EEG, in ct/kWh), Einspeisetarif (nur konventionell, in ct/kWh), Energieverkaufspreis (nur EEG, in ct/kWh) und Gebrauchsabgabe (GA) für Energie und Netz (dies unterscheidet sich wiederum durch den jeweiligen Netzbetreiber beziehungsweise das Bundesland, in %).

Im Bereich "Kosten ohne Energiegemeinschaft" werden die gegenwärtigen Kosten von möglichen Teilnehmer_innen ohne EEG-Teilnahme ermittelt. Dabei wird zwischen Teilnehmer_innen mit und ohne PV-Anlage unterschieden. Speicher im Haushalt der Teilnehmer_innen werden hier nicht berücksichtigt. Daraus ergeben sich jeweils die Stromkosten für Netzbezug beziehungsweise die Stromkosten für Netzbezug abzüglich des Erlöses durch Überschusseinspeisung. Hierzu müssen folgende Parameter angegeben werden:

- Spezifischer Jahresertrag (in kWh/kW/a)
- Anzahl der PV-Betreiber

⁵<https://energiegemeinschaften.gv.at/tools/> (Abgerufen am: 14.02.2023)

- Gesamtjahresverbrauch aller PV-Betreiber (in kWh)
- Gesamte PV-Kapazität installiert (in kWp)
- Zusätzlich geplante PV-Kapazität (in kWp)
- Direktverbrauch aller PV-Betreiber (in % bezogen auf die Gesamterzeugung)

Für nicht Teilnehmer_innen ohne PV-Anlage muss nur der Netzbezug (in kWh/a) angegeben werden. Der Netzbezug für PV-Teilnehmer_innen errechnet sich aus den eingegebenen Parametern.

Im Bereich “Kosten mit Energiegemeinschaft“ werden die Gesamtstromkosten im Rahmen einer EEG unter Berücksichtigung eines gemeinschaftlich genutzten Quartierspeichers errechnet und dargestellt. Hierbei wird wieder unter Teilnehmer_innen mit und ohne PV-Anlage unterschieden. Für beide Teilnehmergruppen muss der Energiebezug aus der EEG (in %) angegeben werden. Dabei ist ein Vermerk hinterlegt, dass der zusätzliche Bezug für PV-Betreiber_innen eher gering ist, da der Energiebedarf schon vorab durch den Eigenverbrauch reduziert wird. Die Speichergröße des Quartierspeichers wird in kWh und der zusätzliche lokale Verbrauch der zwischengespeicherten PV-Energie in % angegeben. Daraus errechnen sich schließlich die Gesamtstromkosten im Rahmen der EEG beziehungsweise die Ersparnisse durch die EEG.

Im Bereich “Laufende Kosten“ werden die Kosten, die für den Betrieb der EEG anfallen, aufgeschlüsselt. Darunter fallen die Kosten für die Abrechnung, Teilnahmegebühren und sonstige laufende Kosten (jeweils pro Teilnehmer_in in €/a).

Im letzten Abschnitt “Investitionskosten für PV und Speicher & CO₂-Ersparnis“ werden die Investitionskosten für die Anschaffung von PV-Anlagen und Quartierspeichersystemen durch die EEG dargestellt. Die Investitionskosten für ein PV-Anlagen werden durch die geplante Größe (in kWp), die Investitionskosten pro kWp (in €/kWp) und die zusätzlich anfallenden einmaligen Kosten definiert. Diese werden zusammen mit einem fixen Zinssatz und einer definierten Lebensdauer von 25 Jahren auf jährliche Investitionskosten umgelegt. Bei den Investitionskosten für das Speichersystem werden die einmaligen Kosten für die Installation in €/kWh angegeben und wiederum mit einem fixen Zinssatz auf eine definierte Lebensdauer von 20 Jahren auf die Investitionskosten pro Jahr umgelegt. Die jeweiligen Investitionskosten können weiters mit dem jeweiligen Jahreserlös verglichen werden.

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass mit dem Berechnungstool eine erste grobe Schätzung für die Wirtschaftlichkeit einer EEG durchgeführt werden kann. Alle Ergebnisse beziehen sich jedoch auf die gesamte EEG. Abschätzungen für einzelne Teilnehmer_innen lassen sich nur anteilig ableiten.

2.3.4 Zusammenfassung

Die in diesem Abschnitt präsentierten Tools bieten für sich betrachtet alle eine gute und einfache Möglichkeit um EEGs schnell auszuwerten. Der Funktionsumfang der einzelnen Tools ist dabei grundsätzlich recht ähnlich. Darauf aufbauend führt jedes Tool jedoch individuelle Spezialisierungen ein. Die Topologie der EEG fließt jedoch nicht oder nur unwesentlich in das Ergebnis ein. Auch werden nur standardisierte Lastprofile verwendet die auf einen bestimmten Jahresverbrauch skaliert werden oder es wird generell nur mit Jahresverbräuchen gerechnet. Die Konfiguration der PV-Anlagen und Speicher ist auch nur oberflächlich möglich. Diese Punkte sollen im entwickelten Simulator in dieser Diplomarbeit verbessert umgesetzt werden.

Kapitel 3

Parameter

Im Folgenden werden die identifizierten heterogenen Parameter, welche Eingangsgrößen für die Simulation sind, näher erläutert. Dazu werden die Parameter in technische, ökonomische und soziale Parameter, sowie Umwelteinflüsse unterteilt.

3.1 Technische Parameter

Unter den technischen Parametern wird die Dimensionierung und Ausstattung der Teilnehmer_innen einer EEG zusammengefasst. Darunter fallen PV-Anlagen, Speichersysteme, Wärmepumpen und die Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. Sonstiges Lastaufkommen in einem Gebäude wie beispielsweise durch Kühlschränke, Geschirrspüler, Beleuchtung oder andere Maschinen wird im Lastprofil des jeweiligen Gebäudes zusammengefasst. Zur Dimensionierung der PV-Anlage und Speichersysteme wurden folgende Parameter definiert:

- PV-Anlage:
 - Anzahl der PV-Module N_{PV}
 - Neigungswinkel/Höhenwinkel der Module γ_E [°]
 - Ausrichtung/Azimutwinkel der Module α_E [°]
 - Montage der Module
 - Modultyp
 - Invertertyp
- Batterie:
 - Nutzbare Kapazität E_{Kap} [kWh]
 - Lade-Wirkungsgrad der Batterie $\eta_{Bat,Laden}$ [%]
 - Entlade-Wirkungsgrad der Batterie $\eta_{Bat,Entladen}$ [%]

- Maximale Ladeleistung der Batterie $P_{Bat,Laden,Max}$ [W]
- Maximale Entladeleistung der Batterie $P_{Bat,Entladen}$ [W]
- Wirkungsgrad des Batteriewechselrichter $\eta_{Bat,Inv}$ [%]
- Selbstentladung der Batterie $\eta_{Bat,Loss}$ [%]

Diese werden zur Simulation des jeweiligen Modells (PV-Modell oder Batterie-Modell) herangezogen (siehe dazu Kapitel 4). Wesentlich für die Produktion einer PV-Anlage ist, neben der Anzahl und Art der installierten Module und dem Wechselrichter, die Ausrichtung und Neigung der Module. Dieser Einfluss auf die produzierte Leistung ist in den Abbildung 3.1 und Abbildung 3.2 illustriert. Für beide Abbildungen wurde die gleiche Konfiguration des PV-Systems sowie der gleiche Standort angenommen.

Abbildung 3.1 zeigt den Einfluss der Ausrichtung der Module auf die Produktion in unterschiedlichen Monaten. Dabei ist die Neigung mit 40° als fest angenommen. Die Werte sind normiert bezogen auf die maximale Erzeugung. Die optimale Ausrichtung ist nach Süden (180°). Eine abweichende Ausrichtung fällt besonders in den Wintermonaten ins Gewicht, wo die Produktion schnell einbricht.

Abbildung 3.2 zeigt den Einfluss der Neigung der Module auf die Produktion in unterschiedlichen Monaten. Die Werte sind wieder normiert bezogen auf die maximale Produktion. Auch hier ist wieder der Einfluss der Saisonalität gut erkennbar. Jedoch lässt sich hier keine optimale Neigung feststellen. Die optimale Neigung bei fester Montage liegt an diesem Standort bei rund 40° . Durch eine variable Neigung je Monat kann der Ertrag der Anlage weiter gesteigert werden [27].

3.2 Ökonomische Parameter

Obwohl der Gewinn in einer EEG nicht im Vordergrund stehen soll [3], sollte diese dennoch möglichst wirtschaftlich betrieben werden. Hierbei ist die Preisgestaltung in der Gemeinschaft entscheidend. Dies beinhaltet sowohl die Auslegung des Bezugspreises in der Energiegemeinschaft als auch den Preis, den Volleinspeiser, Prosumer oder gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen für die bereitgestellte Energie vergütet bekommen. In [28] wurden einige Tarifmodelle zusammengefasst. Eine Möglichkeit der Tarifgestaltung ist der sogenannte Delta-Tarif [7]. Diese Tarifgestaltung beruht auf der Tatsache, dass EEGs hinsichtlich Steuern, Abgaben und den anfallenden Netzkosten begünstigt werden, sowie auf der Festlegung des Arbeitspreises, der innerhalb der EEG beliebig gewählt werden kann. Abbildung 3.3 illustriert die Herleitung des Delta-Tarifs. Ausgehend von einem bestehenden Netztarif ergibt sich ein Spielraum, in dem der Arbeitspreis frei festgelegt werden kann. Die Einsparungen (Delta) der einzelnen Teilnehmer_innen ergeben sich dann aus der Differenz zwischen Netztarif und Delta-Tarif.

Dieses Tarifmodell wird für die Abrechnung im Simulationsmodell dieser Arbeit verwendet (siehe

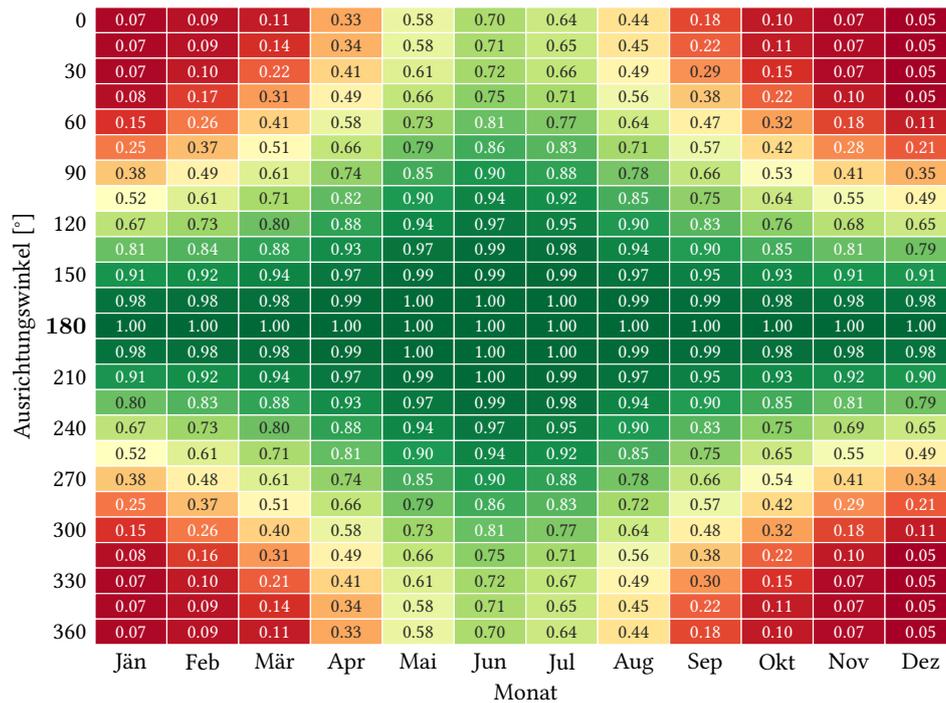


Abbildung 3.1: Monatliche normierte Produktion in Abhängigkeit der Ausrichtung (Azimuth) für Wien, Gußhausstraße 27-29 bei fixer Neigung von 40°. Norden=0°, Osten=90°, Süden=180°, Westen=270°, Optimum bei 180°

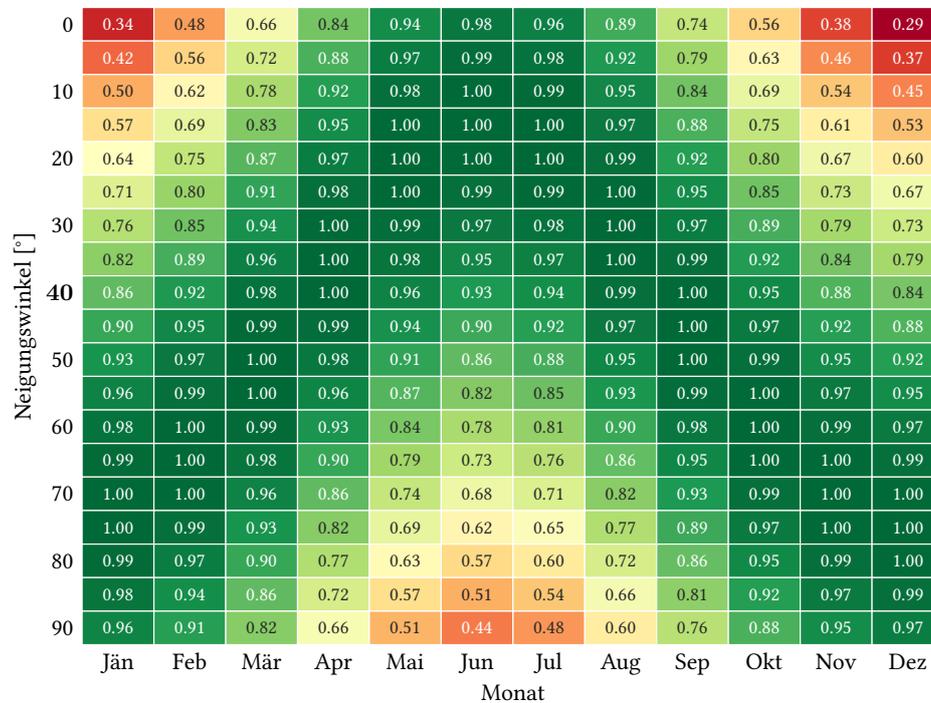


Abbildung 3.2: Monatliche normierte Produktion in Abhängigkeit des Neigungswinkel (Tilt) für Wien, Gußhausstraße 27-29 bei fixer Ausrichtung nach Süden(180°). Optimum bei rund 40°

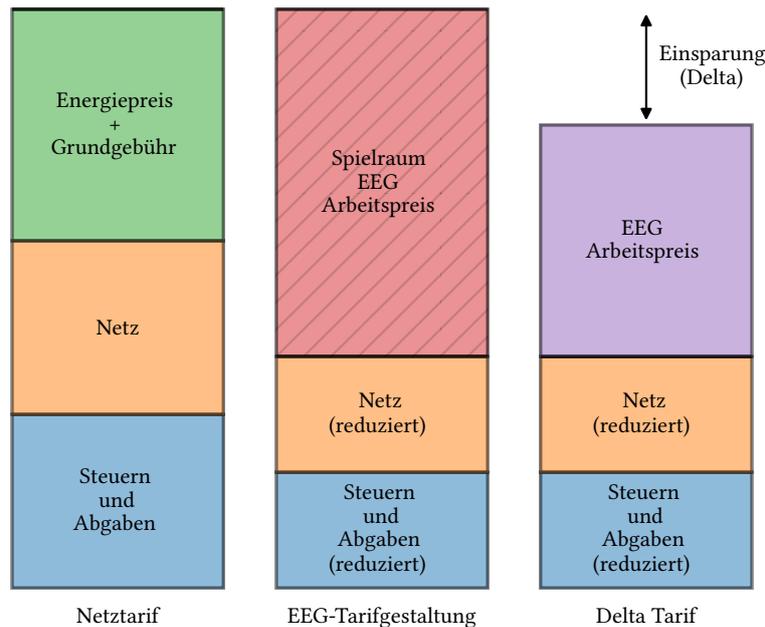


Abbildung 3.3: Herleitung des Delta-Tarifs als mögliche Tarifgestaltung für den Bezug aus EEGs (Eigene Darstellung nach [7])

Abschnitt 5.2). Daraus ergeben sich folgende Parameter, die für die jeweilige Analyse definiert werden müssen:

- Arbeitspreis für den Bezug aus dem Netz $c_{\text{Bezug,Netz}}[\text{EUR}/\text{kWh}]$
- Einspeisetarif für die Einspeisung ins Netz $c_{\text{Ein,Netz}}[\text{EUR}/\text{kWh}]$
- Arbeitspreis für den Bezug aus der EEG $c_{\text{Bezug,EEG}}[\text{EUR}/\text{kWh}]$
- Einspeisetarif für die Einspeisung in die EEG $c_{\text{Ein,EEG}}[\text{EUR}/\text{kWh}]$

Ein weiterer Parameter, der das ökonomische Verhalten der EEG beeinflusst, ist das Netzgebiet in dem die EEG betrieben wird. Je nach Netzgebiet fallen unterschiedlichen Netzkosten (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt) an (siehe Tabelle 3.1). EEGs profitieren von einer relativen Reduktion des Netznutzungsentgelts. Die absolute Reduktion des Netznutzungsentgelts ist daher vom jeweiligen Netzgebiet abhängig.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer EEG sind noch weitere Annahmen wie beispielsweise zu Betriebs- oder Verwaltungskosten notwendig. Außerdem müssten noch Annahmen über die Investitionskosten getroffen werden. Eine umfassende Analyse der Wirtschaftlichkeit wird im Rahmen dieser Diplomarbeit nicht durchgeführt. Die Analyse von [7] ergab, dass speziell für kleinere EEGs diese laufenden Kosten für die einzelnen Teilnehmer_innen sehr stark ins Gewicht fallen. Dadurch können kleine EEGs oft nicht wirtschaftlich betrieben werden.

Tabelle 3.1: Netzkosten für den Sommer-Hochtarif (Jahr 2022) unterschiedlicher Netzgebiete für *Netzebene 7 nicht gemessen* [29]

Netzgebiet	Netznutzungsentgelt	Netzverlustentgelt
	$c_{Nutzung} [\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}]$	$c_{Verlust} [\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}]$
Burgenland	5,48	0,357
Kärnten	7,03	0,458
Klagenfurt	4,67	0,357
Niederösterreich	4,82	0,309
Oberösterreich	5,00	0,355
Linz	3,46	0,314
Salzburg	4,38	0,255
Steiermark	5,66	0,369
Graz	4,41	0,449
Tirol	4,33	0,367
Innsbruck	5,24	0,384
Vorarlberg	3,57	0,352
Wien	4,28	0,464
<i>Mittelwert</i>	4,79	0,368

3.3 Umwelteinflüsse

Externe Umwelteinflussfaktoren wie Wetter, Jahreszeit oder Klima bestimmen wesentlich die Leistungsfähigkeit von Erneuerbaren Energiesystemen und den Bedarf an Energie im Netz [30]. Auch EEGs sind von diesen externen Einflüssen betroffen. So weist die Erzeugung von PV-Anlagen einen saisonalen Charakter auf. In Österreich ist die Erzeugung aufgrund der vielen Volllaststunden im Sommer am höchsten und im Winter am niedrigsten. Das umgekehrte Verhalten ist beim Verbrauch zu beobachten. Im Speziellen bei Gebäuden, deren primäres Heizsystem mit elektrischer Energie betrieben wird, tritt dieser Umstand besonders in Erscheinung [31].

Die Einflüsse von Wetter und Klima werden auch durch die geographische Position bestimmt. Eine Darstellung der normierten PV-Jahresproduktion in Österreich ist in Abbildung 3.4 dargestellt. Die Wetterdaten für diese Simulation stammen von pvgis [32] und repräsentieren ein typisches meteorologisches Jahr (typical Meteorological Year (TMY)). Die Größe der Rasterfelder beträgt 10x10km, die Berechnung wurde jeweils im Zentrum des Feldes durchgeführt. Es zeigt sich deutlich, dass der südöstliche Teil des Landes in dieser Simulation den höchsten Ertrag aufweist. Auch ist der Alpenhauptkamm, mit seiner geringeren Produktion, deutlich zu erkennen. Daraus lässt sich schließen, dass der Ort einer EEG, die auf reiner PV-Erzeugung beruht, einen signifikanten Einfluss auf den Erfolg dieser hat.

Hieraus lassen sich die folgenden Parameter ableiten, die für die Analyse von EEGs berücksichtigt werden müssen:

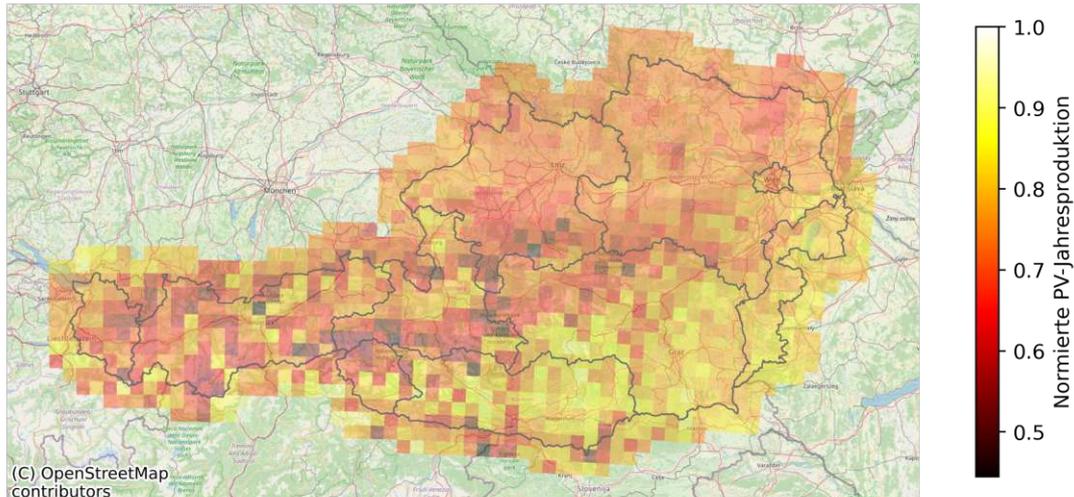


Abbildung 3.4: Darstellung der normierten PV-Jahresproduktion in Abhängigkeit des Ortes

- Geographische Position
- Betrachtungszeitraum (Jahreszeit)
- Wetterdaten (Lufttemperatur, globale Horizontalstrahlung, direkte Horizontalstrahlung, direkte Normalstrahlung, Windgeschwindigkeit, etc.)

3.4 Soziale Parameter

Unter den sozialen Parametern werden die Topologie der EEG und das Lastverhalten der einzelnen Teilnehmer_innen zusammengefasst. Die Topologie umfasst die Anzahl und Art der Teilnehmer_innen in einer EEG. Eine EEG besteht grundsätzlich aus vier unterschiedlichen Teilnehmertypen: Verbraucher, Prosumer, Erzeugungsanlage und Speicher. Die Komposition dieser Typen hat, wie in der Analyse der Ergebnisse in Kapitel 6 beschrieben wird, einen Einfluss auf die Wirkung der EEG insgesamt sowie insbesondere auf die einzelnen Teilnehmer_innen. Die Aufnahme weiterer Teilnehmer_innen eines bestimmten Types (Erzeuger, Verbraucher, usw.) hat auf die bestehenden Teilnehmer_innen unterschiedliche Auswirkungen - je nach Art der Teilnehmer_innen. Für die Gründung von EEGs ist der Anstoß durch einen Initiator notwendig. Der Initiator kann dabei direkt an der Teilnahme an einer EEG selbst interessiert sein oder auch als externer Akteur auftreten [18]. Die tatsächliche Gründung einer EEG wird oft durch soziale Aspekte beeinflusst (Familie, Nachbarschaften, Bekannte, Freunde, etc.) wobei auch Initiativen innerhalb einer Gemeinde, wie beispielsweise durch Informationsveranstaltungen, dazu beitragen [33].

Das durchschnittliche Lastaufkommen eines Haushaltes hängt zu 75% vom Verhalten der Bewohner_innen ab [14]. Daher ist es auch für die Analyse von EEGs wesentlich, das Verhalten der einzelnen

Teilnehmer_innen zu berücksichtigen. In der Arbeit von Pflugradt [14] wird dazu ein Bedürfnismodell aus der Psychologie verwendet, um daraus das Lastverhalten einzelner Haushalte zu berechnen. Die Arbeit zeigt außerdem, dass standardisierte Lastprofile [34] ein realitätsnahes Lastverhalten nur unvollständig nachbilden. Um diesem Umstand gerecht zu werden, wird in dieser Arbeit auf eine Vielzahl von gemessenen und synthetischen Lastprofilen zurückgegriffen (siehe Abschnitt 4.2).

Folgende soziale Parameter werden definiert:

- Anzahl der Teilnehmer_innen
- Art der Teilnehmer_innen
- Lastverhalten der Teilnehmer_innen

Kapitel 4

Simulation

In diesem Kapitel wird die entwickelte Simulationsumgebung für EEGs beschrieben. Dabei wird zuerst auf die allgemeine Architektur und das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten eingegangen. Anschließend werden die einzelnen Simulationsmodelle (Last, PV, Batterie und EEG) und deren Implementierungen beschrieben. Darauf aufbauend wird der Ablauf der Simulation skizziert. Abschließend wird das “externe Konfigurationstool” vorgestellt. Dieses Tool wurde im Rahmen dieser Diplomarbeit für das Projekt CLUE [35] entwickelt. Mithilfe dieses Tools können vielfältige Szenarien für EEGs erstellt und analysiert werden.

4.1 Architektur

Eine schematische Darstellung der grundlegenden Architektur der Simulationsumgebung ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Die zentrale Stelle der Simulation ist die Plattform *BIFROST*¹ die von Siemens AG Österreich² entwickelt wird und für Forschungszwecke zur Verfügung gestellt wurde [36]. *BIFROST* ist eine narrative Simulationsplattform zum Erstellen, Erforschen und Präsentieren von innovativen Lösungen und Szenarien im Bereich Smart Grids. Es bietet eine intuitive Oberfläche (*BIFROST UI*) zur Erstellung von Siedlungen und Gemeinschaften sowie ein darunterliegende Simulationssteuerung zur Generierung von Daten (*BIFROST CORE*). Über die Oberfläche können unterschiedliche Szenarien definiert werden. Um diese Szenarien simulieren zu können ist es notwendig sogenannte Module mit *BIFROST* zu verbinden und zu registrieren. Diese Module beinhalten die gesamte Simulationslogik. Es ist auch vorgesehen mehrere Module miteinander zu kombinieren. Eine Simulation wird immer über einen bestimmten Zeitraum mit Start- und Endzeit durchgeführt. Dabei läuft die Simulation in beschleunigter Echtzeit ab. Das bedeutet, dass eine Sekunde in realer Zeit mehrere Stunden in Simulationszeit

¹<https://bifrost.siemens.com/en> (Abgerufen am: 14.02.2023)

²<https://new.siemens.com/at/de.html> (Abgerufen am: 14.02.2023)

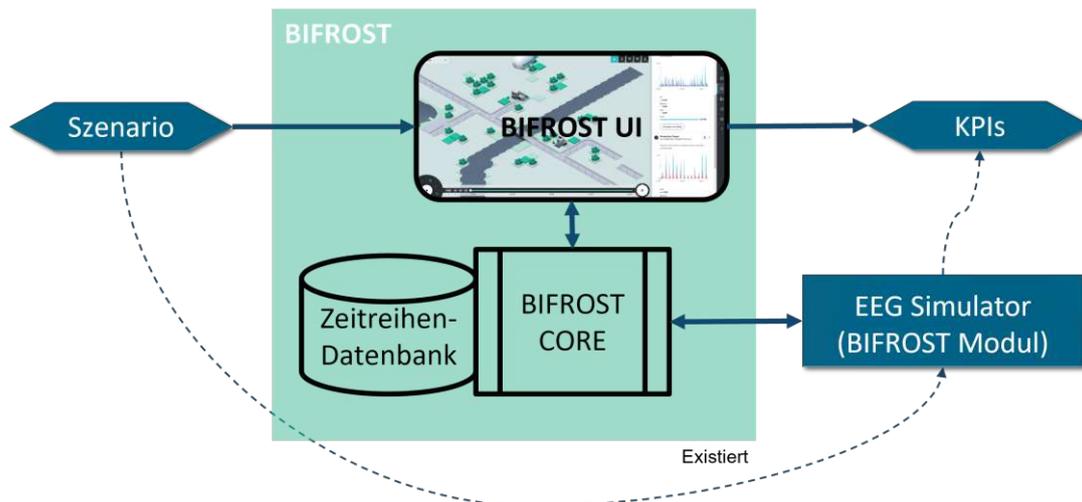


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung der grundlegenden Simulations Architektur

bedeuten kann. Dies wird im Wesentlichen von der Leistungsfähigkeit der verwendeten Hardware und der Komplexität der verwendeten Module bestimmt. Wird eine Simulation gestartet, so wird zuerst bei allen verbundenen Modulen eine Initialisierungsroutine angestoßen. Ziel dieser Routine ist es, die Simulation für die jeweilige Siedlung aufzusetzen. Danach werden in regelmäßigen Simulationsschritten die Aktualisierungsfunktion (Updatemethode) der Module aufgerufen. Diese Module bekommen als Eingangparameter immer einen Satz an dynamischen Werten, sogenannte Dynamics. Diese Dynamics repräsentieren unter anderem physikalische Werte wie Spannung, Leistung, etc.. Der Rückgabewert der Updatemethode ist ein aktualisierter Satz von Dynamics, die in der Zeitreihen-Datenbank gespeichert werden. Nach Abschluss der Simulation kann das Ergebnis im *BIFROST UI* analysiert werden. Dort können auch KPIs dargestellt werden. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein *BIFROST Modul*, der sogenannte “EEG Simulator“, entwickelt. Dieses Modul wird nun näher beschrieben.

Der hierarchische Aufbau des Moduls “EEG Simulator“ ist in Abbildung 4.2 dargestellt. Das Modul beinhaltet mehrere Modelle, die miteinander interagieren. Das zentrale Modell ist das EEG-Modell. Für jede Siedlung wird ein solches Modell erstellt. Es ist dafür zuständig alle untergeordneten Modelle zu erstellen und zu orchestrieren. Darunter sind weitere Modelle angehängt, welche eigene Funktionalitäten in einer EEG modellieren. Dabei wird immer mindestens ein Modell einem Teilnehmertypen einer EEG zugewiesen. Es wird zwischen Gemeinschaftsbatterie, Gemeinschaftserzeuger, Prosumer und Verbraucher unterschieden. Die Gemeinschaftsbatterie wird durch ein Batterie-Modell in der Simulation repräsentiert. Dem Gemeinschaftserzeuger wird ein PV-Modell zugewiesen. Der Prosumer ist der komplexeste Teilnehmertyp und wird durch ein Last-Modell, PV-Modell und einem optionales Batterie-Modell repräsentiert. Der Verbraucher wird durch ein Last-Modell dargestellt. Alle Modelle und ihre Implementierung werden in den folgenden Abschnitten näher beschrieben.

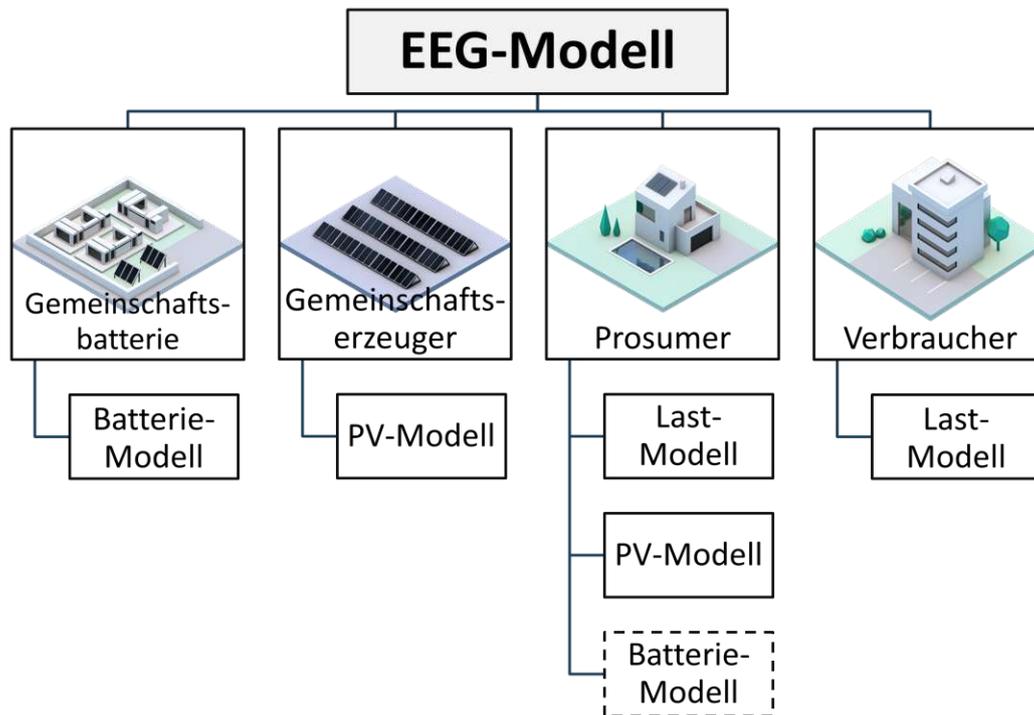


Abbildung 4.2: Hierarchische Darstellung des entwickelten *BIFROST* Moduls “EEG Simulator“

Als Programmiersprache zur Implementierung des *BIFROST* Moduls wurde *Python*³ in der Version 3.10.7 gewählt. Als populärste Programmiersprache [37] bietet *Python* alle benötigten Werkzeuge zur Simulation der EEG, Anbindung über eine REST-Schnittstelle an *BIFROST*, Auswertung der Daten und Visualisierung der Ergebnisse.

4.2 Lastmodell

Das Lastmodell hat drei Aufgaben: die Simulation des Lastverhaltens $P_{Verbrauch}$ der Verbraucher und Überschusseinspeiser (Prosumer), die Bilanzierung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung im Gebäude (Berechnung von P_{Ein} und P_{Bezug}) und die Rückführung des Energieaustauschs mit der EEG (Berechnung von $P_{Ein,Netz}$ beziehungsweise $P_{Ein,EEG}$ und $P_{Bezug,Netz}$ beziehungsweise $P_{Bezug,EEG}$). Die Simulation des Lastverhaltens erfolgt hierbei nicht durch ein physikalisches Modell, sondern es wird auf bereits vorhandene Datensätze zurückgegriffen. Die in dieser Diplomarbeit verwendeten Datensätze haben eine Auflösung von 15 Minuten. Dies entspricht damit auch der Auflösung der *BIFROST* Simulation. Zur Simulation wird der entsprechende aktuelle Zeitwert aus den Datensätzen gelesen und in das Modell eingepflegt. Folgende Datenquellen für Lastprofile, die in weiterer Folge noch genauer beschrieben werden, werden für diese Arbeit verwendet:

³<https://www.python.org/> (Abgerufen am: 14.02.2023)

1. Synthetische APCS Lastprofile
2. Gemessene Lastprofile
3. Simulierte Lastprofile – SimBench

Kazmi et al. [38] fassen weitere öffentlich verfügbare Datensätze zum Lastverhalten von privaten und kommerziellen Gebäuden zusammen, aus denen auch der Datensatz aus dem Projekt CoSSMic [39] in dieser Diplomarbeit verwendet wurde. Das jeweilige Profil kann in der Simulation über eine eindeutige Bezeichnung festgelegt werden. Dabei wird mithilfe der angegebenen Bezeichnung versucht das Lastprofil in der Lastprofil-Datenbank zu finden. Sollte dies nicht möglich sein oder im Profil der entsprechende Zeitwert fehlen, wird standardmäßig ein synthetische APCS Lastprofil verwendet. Die jeweiligen Datenquellen, die Bilanzierung sowie die Rückführung des Energiebezugs aus der EEG beziehungsweise die Abgabe von Energie in die EEG werden im Folgenden kurz beschrieben. Ein exemplarischer Vergleich der resultierenden Lastprofile ist in Abbildung 4.3 dargestellt.

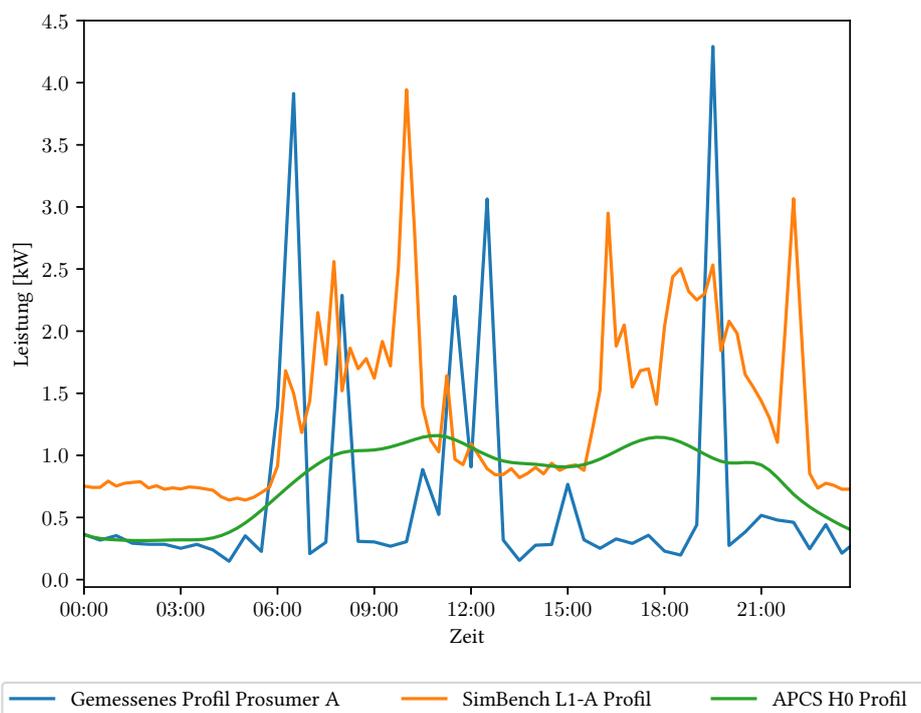


Abbildung 4.3: Gegenüberstellung unterschiedlicher Lastprofile für einen Tag.

Synthetische Lastprofile (APCS)

APCS⁴ stellt synthetische Lastprofile von Kleinkunden zur Verfügung. Diese werden zur Abschätzung des Energiebedarfs in einer Bilanzgruppe verwendet, da für Kleinkunden die Messung der tatsächlichen

⁴<https://www.apcs.at/de> (Abgerufen am: 14.02.2023)

Tabelle 4.1: Auszug der synthetischen APCS Lastprofile für das Jahr 2022 [34]

Typname	Beschreibung
H0	Haushalt
G0	Gewerbe allgemein
G1	Gewerbe werktags 8-18
G2	Gewerbe mit starkem bis überwiegendem Verbrauch in den Abendstunden
G3	Gewerbe durchlaufend
G4	Laden/Friseur
G5	Bäckerei mit Backstube
G6	Wochenendbetrieb
L0	Landwirtschaftsbetriebe
L1	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft/Nebenerwerb
L2	Übrige Landwirtschaftsbetriebe

chen Verbrauchswerte zu aufwendig ist [34]. Diese standardisierten Lastprofile werden laufend angepasst. Für diese Arbeit wurde der Datensatz aus dem Jahr 2022 verwendet. Der Datensatz besteht aus insgesamt 28 Profilen. Von wesentlichem Interesse für diese Arbeit sind das standardisierte Haushaltslastprofil (H0), die gewerblichen Profile (G0-G6) sowie die landwirtschaftlichen Profile (L0-L2). Wie in Abbildung 4.3 dargestellt, ist das H0 Lastprofil für einen allgemeinen Haushalt durchaus als grobe Näherung für den tatsächlichen Verbrauch zu sehen. Es ist eine Absenkung des Verbrauchs in der Nacht sowie eine Mittags- und Abendspitze zu erkennen. Kurzfristige Lastspitzen sind jedoch nicht vorhanden. Die synthetischen Lastprofile sind normiert auf einen Jahresenergieverbrauch von 1000 kWh. Mit einem konfigurierbaren Jahresenergieverbrauch E_{annual} können die Profile entsprechend auf diesen Jahresenergieverbrauch skaliert werden:

$$E_{Verbrauch}(t) = \frac{E_{APCS}(t) \cdot E_{annual}}{1000kWh} \quad (4.1)$$

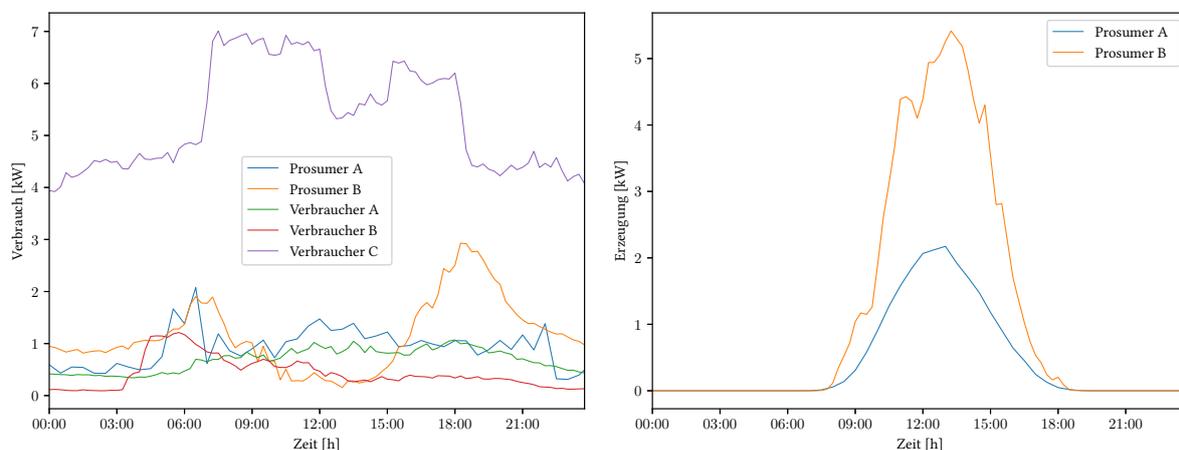
Eine Auflistung von verfügbaren Lastprofiltypen und Beschreibungen ist in Tabelle 4.1 dargestellt. Diese Tabelle ist nicht vollständig, beinhaltet jedoch jene Profile, die in dieser Diplomarbeit auch verwendet werden.

Gemessene Lastprofile

Für diese Arbeit wurden mehrere gemessene Lastprofile herangezogen. Es handelt sich dabei einerseits um ein Mehrgenerationenhaus (Prosumer A) im Salzburger Pinzgau mit sechs Bewohnern/innen in drei getrennten Wohneinheiten. Das Gebäude ist mit einer zentralen Sole/Wasser-Wärmepumpe mit Tiefenbohrung (Heliotherm HP12S16W-WEB [40]) zur Heizung und Warmwasseraufbereitung ausgestattet. Zusätzlich ist eine 5,1 kWp PV-Anlage installiert (Hybrid-Wechselrichter Kostal Plenticore Plus

5.5 [41], zwei Strängen mit je 10 KIOTO KPV ME NEC 260WP [42] Paneelen, Ausrichtung $\sim 25^\circ$, Neigungswinkel $\sim 30^\circ$). Fiktiv wurde in den meisten Beispielen noch eine Haushaltsbatterie angenommen (BYD B-Box Premium HVS 5.1 [43]). Ein Leistungsmesser (Kostal Smart Energy Meter [44]) zeichnet mit einer Auflösung von zehn Minuten die momentane Leistung (Verbrauch beziehungsweise Erzeugung) auf. Die erzeugte Energie des PV-Systems wird ebenfalls mit einer Auflösung von zehn Minuten direkt vom Wechselrichter aufgezeichnet. Diese Zeitreihen wurden mithilfe von interpolierendem Resampling auf eine Auflösung von 15 Minuten konvertiert. Dieses Resampling ist mit einem Informationsverlust verbunden. Dies muss bei der Auswertung der Ergebnisse stets berücksichtigt werden.

Zusätzlich wurden die anonymisierten Smart Meter Daten von zwei Einfamilienhäusern (Verbraucher A und Verbraucher B), eines Supermarktes (Verbraucher C) sowie eines landwirtschaftlichen Betriebs (Prosumer B) verwendet. Diese Smart Meter liefern Energiedaten mit einer Auflösung von 15 Minuten. Der landwirtschaftliche Betrieb ist ebenfalls mit einer PV-Anlage ausgestattet. Die installierte Leistung der Anlage beträgt 26,32 kWp (Wechselrichter Fronius, zwei Stränge, 1. Strang Ausrichtung: Süd, Anzahl: 51, 2. Strang Ausrichtung: West, Anzahl der Module: 40, jeweils vom Typ Futura Sun FU 280 P [45], Dachneigung: 18°). Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass die Smart Meter die bilanzierten Werte von Erzeugung und Verbrauch liefern. Das bedeutet, dass für Prosumer B nicht ermittelt werden kann, wie viel der erzeugten Energie der PV-Anlage intern verbraucht wird. Dadurch können für diese Anlage einige Kennzahlen aufgrund mangelnder Daten nicht richtig ermittelt werden.



(a) Mittlerer Verbrauch

(b) Mittlere Erzeugung

Abbildung 4.4: Gegenüberstellung von mittlerem Verbrauch und mittlere Erzeugung der gemessenen Gebäude. Tagesmittel über den Zeitraum 01.09.2022 bis 08.12.2022.

Der mittlere Verbrauch sowie die mittlere Erzeugung der einzelnen gemessenen Anlagen sind in Abbildung 4.4 gegenübergestellt. Dazu wurden die gemessenen Daten über den Zeitraum vom 01.09.2022 bis 08.12.2022 auf einen Tagesverbrauch gemittelt. Abbildung 4.4a stellt die Verbräuche einander gegen-

über. Hier ist der größte Verbrauch bei Verbraucher C erkennbar, der vor allem einen großen Grundverbrauch von durchschnittlich mindestens 4 kW aufweist, was sich unter anderem auf die Kühlanlagen des Supermarktes zurückführen lässt. Außerdem sind die Öffnungszeiten des Supermarktes deutlich zu erkennen. Beim Lastverbrauch von Prosumer B ist der beschriebene Einfluss der bilanziellen Messung des Smart Meters zu erkennen, der mittlere Verbrauch geht mit dem Einsetzen der PV-Erzeugung deutlich zurück. Die Mittelung über den angegebene Zeitraum ist auch dafür verantwortlich das für Prosumer B sowohl ein Verbrauch als auch eine Erzeugung in den beiden Diagrammen dargestellt ist. Prosumer A und Verbraucher B weisen einen deutlichen Verbrauch von Energie in den frühen Morgenstunden auf. Dieses Lastverhalten korreliert schlecht mit dem typischen Erzeugungsprofil einer PV-Anlage, was sich negativ auf die Nutzung dieser Energieform auswirkt. Abbildung 4.4b zeigt die beiden mittleren Erzeugungskurven von Prosumer A und Prosumer B. Der wesentliche Unterschied hierbei ist die unterschiedliche Höhe der Kurve. Dies lässt sich auf die Dimensionierung der Anlage zurückführen.

Außerdem werden historische Daten aus dem Projekt CoSSMic [39], die unter [46] abgerufen werden können, verwendet. Der Datensatz von CoSSMic beinhaltet Lastdaten von 11 Gebäuden in Deutschland. Die Lastdaten beinhalten auch Messungen einzelner Geräte, wie beispielsweise Kühlschränke oder Wärmepumpen. Zusätzlich sind im Datensatz Erzeugungsdaten von PV-Anlagen sowie Leistungsmessungen von Elektroauto-Ladestationen enthalten.

Simulierte Lastprofile – SimBench

Das Projekt SimBench [47] stellt einen umfassenden Datensatz von realistischen Netzmodellen in der Nieder-, Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene öffentlich zur Verfügung. Zusätzlich zu den Netzmodellen beinhaltet der Datensatz auch Zeitreihen für Lasten, Erzeuger und Speicher. Für diese Diplomarbeit sind die darin vorgestellten Niederspannungsnetze von besonderem Interesse. Es sind insgesamt sechs unterschiedliche Niederspannungsnetze verfügbar. Dabei repräsentieren drei Netze ländliche, zwei vorstädtische und eines städtische Netzgebiete. Diese können unter anderem auf der Homepage des Projekts⁵ heruntergeladen werden oder über eine eigene *python* Bibliothek⁶ direkt als *pandapower*⁷ Netzwerk bezogen werden. Der zweite Ansatz wurde für diese Arbeit verwendet. Dies brachte mehrere Vorteile in der Implementierung mit sich, wie beispielsweise einem einfacher Umgang mit den Datenstrukturen, da diese als *pandapower* verwendet werden konnten. Jedes dieser Netzmodelle wird durch einen eindeutigen SimBench Code identifiziert (bspw. *1-LV-rural1-2-sw*). Insgesamt sind 27 akkumulierte Lastprofile, 12 dedizierte Profile für den Verbrauch von Ladestationen von Elektrofahr-

⁵<https://simbench.de/de/> (Abgerufen am: 14.02.2023)

⁶<https://github.com/e2nIEE/simbench> (Abgerufen am: 14.02.2023)

⁷<http://www.pandapower.org/> (Abgerufen am: 14.02.2023)

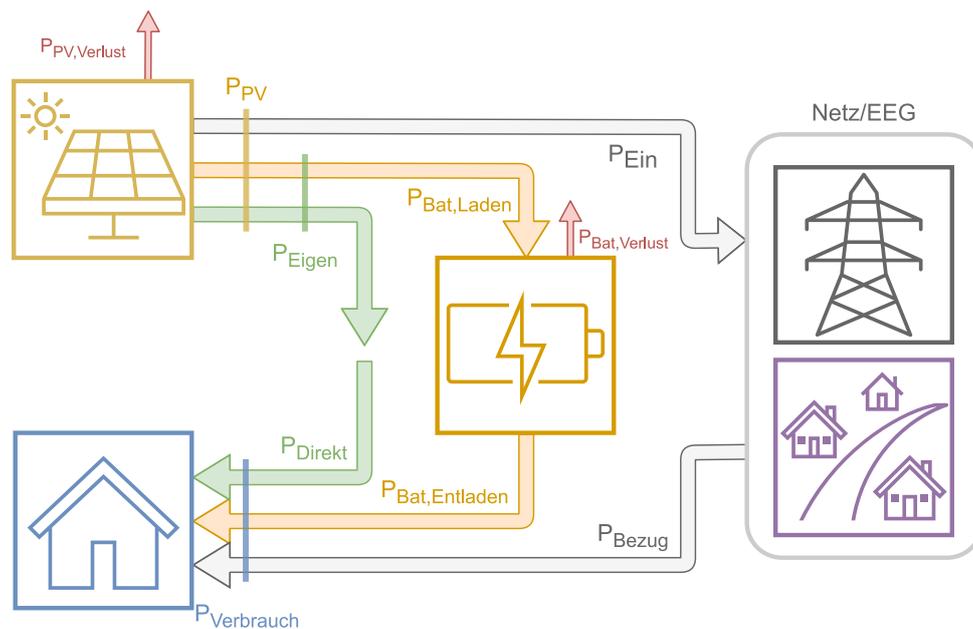


Abbildung 4.5: Leistungsbilanz eines netzgekoppelten Eigenverbrauchssystems (angepasst nach [51, S. 286]). Es ist nur die Leistung angegeben, die jeweilige Energie für einen bestimmten Zeitraum Δt ergibt sich aus $E_x = \sum \bar{P}_x \cdot \Delta t$, wobei \bar{P}_x die mittlere Leistung über den Zeitraum Δt bedeutet.

zeugen und acht dedizierte Profile für den Verbrauch von Wärmepumpen verfügbar. Die akkumulierten Lastprofile wurden basierend auf ihrer Ähnlichkeit mit den standardisierten BDEW Lastprofilen [48] kategorisiert [49]. Die BDEW Lastprofile unterscheiden sich von den in Abschnitt 4.2 eingeführten AP-CS Profilen in den Ausführungen, die Bezeichnungen (H0, L1 etc.) sind jedoch ähnlich zu Tabelle 4.1.

Diese einzelnen Profile werden in den jeweiligen Netzmodellen mit unterschiedlichen Skalierungsfaktoren beaufschlagt. Für jedes Netzmodell wurden zusätzlich zwei sogenannte Entwicklungsszenarien für den Ausbau definiert. Die Entwicklungsszenarien beziehen sich auf die Jahre 2024 und 2034 und wurden mit den Ergebnissen von [50] abgeglichen. Für diese beiden Entwicklungsszenarien sowie das Grundscenario, das sich auf das Jahr 2016 bezieht, werden Last- und Erzeugungsprofile für das komplette Jahr zur Verfügung gestellt.

Bilanzierung und Rückführung des Energiebezugs aus der EEG

Die zweite Aufgabe des Lastmodells besteht darin die Bilanzierung entsprechend Abbildung 4.5 durchzuführen. Die Nomenklatur in den folgenden Gleichungen bezieht sich auf diese Abbildung. In der Grafik sind die jeweiligen Momentanwerte der Leistung angegeben. Diese können mithilfe von Gleichung (4.2) auf den Energieverbrauch beziehungsweise die Energieerzeugung in einem bestimmten Zeitraum umgerechnet werden. In Gleichung (4.2) wird das Integral mit der Rechteckmethode durch eine Summe vereinfacht, dabei ist \bar{P}_x die mittlere Leistung über den Zeitraum Δt . Diese Näherung hat

einen Fehler proportional zur Größe des gewählten Zeitraums Δt . Aufgrund der Auflösung der vorhandenen Datenquellen (Wetterdaten, Smart Meter Daten, usw.) ist dieser Fehler jedoch vernachlässigbar. Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen oder Gemeinschaftsspeicher sind in dieser Grafik nicht abgebildet. Aus Sicht des des Prosumers sind sie im EEG Block inbegriffen.

$$E_x = \int P_x(t) \cdot \Delta t \cong \sum \bar{P}_x \cdot \Delta t \quad (4.2)$$

Die Bilanzierung wird nach der Simulation des Lastverhaltens, PV-Modells (siehe Abschnitt 4.3) und Batterie-Modells (siehe Abschnitt 4.4) jedoch noch vor der Berechnung des Energieaustauschs mit der EEG durchgeführt. Bei einem einfachen Verbraucher ohne PV-Anlage oder Speicher ist die Bilanzierung nicht notwendig, da sie sich direkt aus der Simulation des Lastverhalten ergibt ($P_{Ein} = 0$ und $P_{Bezug} = P_{Verbrauch}$). Für einen Prosumer mit Batteriespeicher errechnet sich der momentane Bezug und die momentane Einspeisung wie folgt:

$$E_{Ein} = E_{PV} - E_{Eigen} = E_{PV} - E_{Direkt} - E_{Bat,Laden} \quad (4.3)$$

$$E_{Bezug} = E_{Verbrauch} - E_{Direkt} - E_{Bat,Entladen} \quad (4.4)$$

Für Prosumer ohne Batteriespeicher müssen der Anteil für das Laden und Entladen der Batterie ($E_{Bat,Laden}$ und $E_{Bat,Entladen}$) entsprechend auf Null gesetzt werden. Die Ergebnisse der Bilanzierung werden in weiterer Folge zur Berechnung des Bezugs aus dem Netz und der EEG und der Einspeisung in das Netz und die EEG herangezogen.

Als Abschluss von jedem Simulationsschritt muss das Lastmodell des jeweiligen Gebäudes den Energiebezug aus EEG und Netz, beziehungsweise die Einspeisung in die EEG und das Netz, in die Leistungsbilanz zurückführen. Dies geschieht nachdem die Energie in der EEG verteilt und zugewiesen wurde, um die Kosten beziehungsweise Einsparungen durch die Teilnahme an einer EEG zu ermitteln. Abbildung 4.6 zeigt schematisch die Leistungsbilanz eines netzgekoppelten Eigenverbrauchssystems mit PV-System und Speicher in einer EEG. Diese Abbildung ist die Erweiterung von Abbildung 4.5 um den Austausch von Energie mit der EEG. Mit dieser Abbildung sind auch die weiteren Anlagen in einer EEG wie Gemeinschaftsbatterie, gemeinschaftliche PV-Anlagen und Verbraucher abgedeckt. Es müssen nur die nicht vorhandenen Teile, wie beispielsweise die PV-Anlage und die Batterie im Fall eines Verbrauchers, ausgeblendet werden.

Entsprechend Abbildung 4.6 reduziert sich der Bezug von Energie für ein Mitglied aus dem Netz $E_{Bezug,Netz}$ um jenen Anteil $E_{Bezug,EEG}$, der aus der EEG gedeckt werden kann:

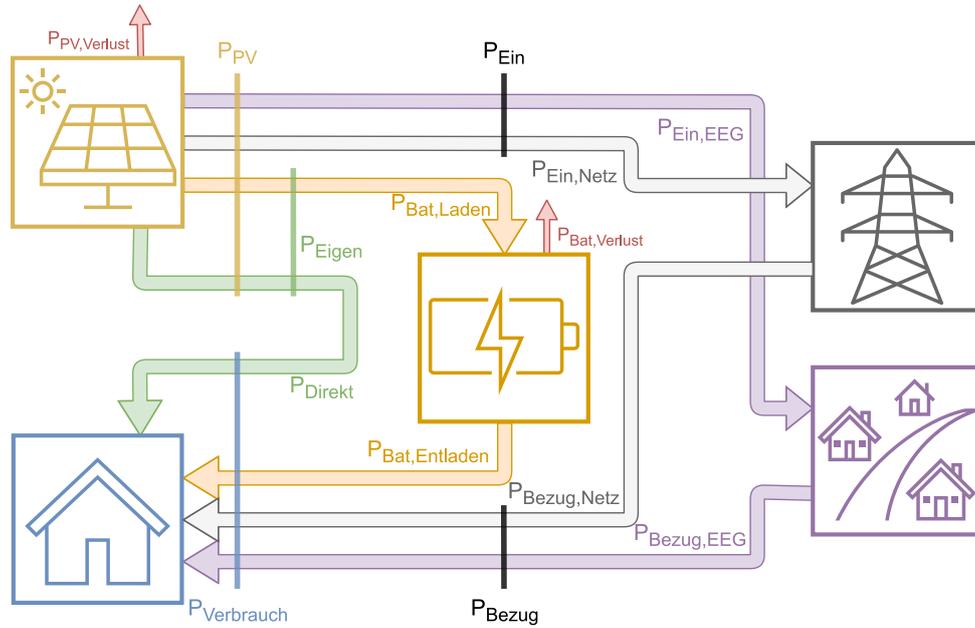


Abbildung 4.6: Leistungsbilanz eines netzgekoppelten Eigenverbrauchssystems mit PV-System und Speicher in einer EEG (angepasst nach [51, S. 286]). Es ist nur die Leistung angegeben, die jeweilige Energie für einen bestimmten Zeitraum Δt ergibt sich aus $E_x = \sum \bar{P}_x \cdot \Delta t$, wobei \bar{P}_x die mittlere Leistung über den Zeitraum Δt bedeutet. Die Flusspfeile überstreichenden Linien sind als Summe zu sehen (bspw.:

$$P_{Ein} = P_{Ein,Netz} + P_{Ein,EEG}.$$

$$E_{Bezug,Netz} = E_{Bezug} - E_{Bezug,EEG} \quad (4.5)$$

Die Energie $E_{Ein,Netz}$, die schlussendlich an den Energieabnehmer verkauft wird, wird ebenfalls um den Anteil $E_{Ein,EEG}$, der in der EEG direkt verbraucht wird, reduziert:

$$E_{Ein,Netz} = E_{Ein} - E_{Ein,EEG} \quad (4.6)$$

Als Ergebnis der Bilanzierung ist eine vollständige Aufteilung der Produktions- und Verbrauchsanteile verfügbar. Die Produktion wird gemäß ihrer Nutzung unterteilt in Direktverbrauch, Speicherung in die Batterie, Einspeisung in die EEG und Einspeisung ins öffentliche Netz (Verkauf an den Energieabnehmer). Der Verbrauch wird je nach Bezugsquelle unterteilt in Selbsterzeugung, Entladen der Batterie, Bezug aus der EEG oder Bezug aus dem öffentlichen Netz. Eine exemplarische Darstellung des Ergebnisses des Lastmodells ist in Abbildung 4.7 dargestellt. Hierbei sind exemplarisch die gesamte Produktion und der gesamte Verbrauch der EEG für das Szenario 16 aus Abschnitt 6.2 einander gegenübergestellt.

Das linke Diagramm in Abbildung 4.7 zeigt die Verteilung der Produktion in vier Kategorien. In Blau ist der Eigenverbrauch der jeweiligen Erzeugungsanlagen eingezeichnet. In Grün ist jener Anteil, der direkt innerhalb der EEG verteilt und verbraucht werden kann, dargestellt. Die noch überschüssige

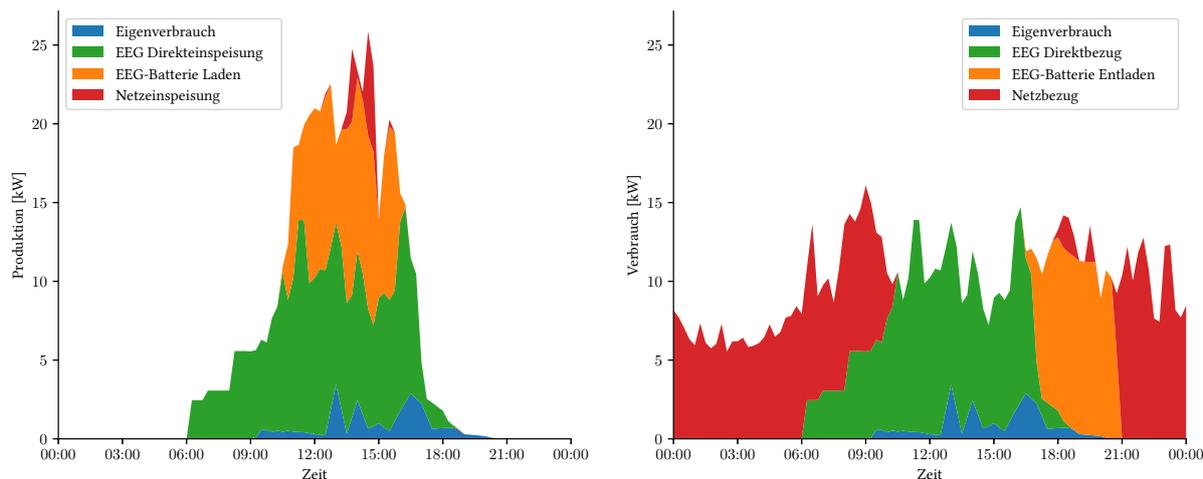


Abbildung 4.7: Aufteilung von Produktion (links) und Verbrauch (rechts) für die EEG in Szenario S16 aus Abschnitt 6.2

Produktion kann in der vorhandenen Gemeinschaftsbatterie gespeichert werden - dies ist in Orange dargestellt. Jene Energie beziehungsweise Leistung, die momentan nicht von der Gemeinschaftsbatterie aufgenommen werden kann, muss in das Netz eingespeist werden (hier in Rot dargestellt). In diesem Fallbeispiel ist die maximale Ladeleistung der Batterie ausschlaggebend, weswegen ins Netz eingespeist werden muss.

Das rechte Diagramm in Abbildung 4.7 stellt die Bezugsquellen des Verbrauchs in der EEG dar. Hier ist zu erkennen, dass untertags der gesamte Energiebedarf durch den Eigenverbrauch (blau) und den Direktbezug durch die EEG gedeckt werden kann. In den Abendstunden kann die Nutzung der lokal erzeugten Energie durch die Batterie verlängert werden (orange). Die übrige Energie muss aus dem Netz bezogen werden (rot).

4.3 Photovoltaik-Modell

Das PV-Modell (siehe Abbildung 4.2) wurde mithilfe der Opensource Python Bibliothek *pvl*ib [11] implementiert. Alternativ dazu gibt es die Möglichkeit externe PV-Profile in Form von .csv Dateien in die Simulation einzubringen. Es wurde das objektorientierte Modellierungsparadigma von *pvl*ib verwendet [52]. Dieses Paradigma gliedert PV-Systeme grundsätzlich in vier wesentliche Elemente: den Installationsort (Location), die Befestigung (Mount), das Array und das PV-System.

Der Installationsort kann über geographische Koordinaten (Breitengrad und Längengrad) festgelegt werden. Der Standardwert ist Wien Zentrum (Breitengrad: 48,2°, Längengrad: 16,3°) und wird verwendet, wenn kein anderwertiger Installationsort festgelegt wurde. Weiters wird für jeden Ort eine Seehöhe definiert. Aus diesen Angaben kann der Verlauf der Sonnenposition berechnet werden [51]. Die Wet-

terdaten werden für den jeweiligen Standort mithilfe von *PVGIS* [32] ermittelt. *PVGIS* stellt historische Wetterdaten basierend auf Satellitendaten in einer räumlichen Auflösung von rund fünf Kilometer und in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde (Datenbank: *PVGIS-SARAH2*) zur Verfügung und umfasst einen Zeitraum von 2005 bis 2020. Hierbei können die Zeiträume beliebig abgefragt werden oder ein sogenanntes TMY erstellt werden, das aus der gesamten Datenbank ein durchschnittliches Jahr generiert. Ein TMY Datensatz beinhaltet folgende Daten: globale Horizontalstrahlung, direkte Normalstrahlung, diffuse Horizontalstrahlung, Luftdruck, Temperatur, Windgeschwindigkeit, Windrichtung und relative Luftfeuchtigkeit [53]. Sollte es nicht anders angegeben sein, wird in der Simulation stets das TMY als Wettermodell verwendet.

Eine PV-Anlage wird in mehrere Stränge von Modulen (in [32] als “Arrays“ bezeichnet) und einen Wechselrichter (in *PVGIS* als “PVSystem“ bezeichnet) unterteilt. Für die Stränge können folgende Parameter definiert werden:

- Anzahl der Module N_{PV}
- Neigungswinkel/Höhenwinkel der Module γ_E [°]
- Ausrichtung/Azimutwinkel der Module α_E [°]
- Montage der Module
- Modultyp

Es wird von *pvlib* eine umfassende Datenbank von Modulen zur Verfügung gestellt [54]. Aus dieser Datenbank werden die benötigten Modulparameter für die Simulation entnommen. Ist das gewünschte Modul in der Datenbank nicht vorhanden, können die Modulparameter mithilfe von [55] aus den Angaben am Moduldatenblatt berechnet werden. Die Montageart der Module (freistehend, auf einer Oberfläche montiert oder Montage mit isolierter Rückseite) definiert die verwendeten Temperaturparameter nach [56]. Die Parameter für den verwendeten Wechselrichter werden ebenfalls über die integrierte Datenbank von *pvlib* bezogen [57]. Es gibt auch hier wieder die Möglichkeit, die benötigten Parameter für Wechselrichter, die nicht in der Datenbank vorhanden sind, mithilfe von [58] zu berechnen.

4.4 Batterie-Modell

Zur Speicherung der überschüssigen elektrischen Energie wurde ein Batterie-Modell implementiert. Das Batterie-Modell kann sowohl in einem einzelnen Haushalt als auch auf Gemeinschaftsebene eingesetzt werden. Im einzelnen Haushalt wird die überschüssig erzeugte Energie aus der hauseigenen PV-Anlage gespeichert. Dieser Haushalt ist also ein Prosumer. Auf Gemeinschaftsebene stellt das Batterie-Modell eine Gemeinschaftsbatterie dar. Diese wird mit der überschüssigen Energie aus der gesamten

EEG geladen, die nach dem Verteilen der momentan benötigten Energie noch übrig ist. Grundsätzlich wäre es auch denkbar, dass in einer EEG mehrere Gemeinschaftsbatterien installiert sind. In der späteren Auswertung und Analyse dieser Diplomarbeit wird aber stets von nur einer Gemeinschaftsbatterie ausgegangen. Das dahinterliegende physikalische Modell, das im Folgenden beschrieben wird, ist für beide Ausführungen dasselbe. Dieses Modell wurde bewusst simpel implementiert und basiert auf den folgenden Parametern:

- Nutzbare Kapazität E_{Kap} [kWh]
- Lade-Wirkungsgrad der Batterie $\eta_{Bat,Laden}$ [%]
- Entlade-Wirkungsgrad der Batterie $\eta_{Bat,Entladen}$ [%]
- Maximale Ladeleistung der Batterie $P_{Bat,Laden,Max}$ [W]
- Maximale Entladeleistung der Batterie $P_{Bat,Entladen}$ [W]
- Wirkungsgrad des Batteriewechselrichter $\eta_{Bat,Inv}$ [%]
- Selbstentladung der Batterie $\eta_{Bat,Loss}$ [%]

Diese Parameter können entweder einzeln definiert werden oder es kann auf hinterlegte Batterietypen zurückgegriffen werden (bspw. BYD HVS 5.1 [43]). Der Lade- und Entlade-Wirkungsgrad für moderne Batterien ist meist identisch und wird in den Datenblättern auch nur einmal angegeben [43]. Daher wird der Lade- und Entlade-Wirkungsgrad daher in weiterer Folge mit η_{Bat} abgekürzt. Ebenso wird die maximale Lade- und Entladeleistung als gleich angenommen und mit $P_{Bat,Max}$ bezeichnet. Ist dieser Wert nicht im Datenblatt der Batterie angegeben, kann er auch über den maximalen Ausgangstrom $I_{A,Max}$ und die Nennspannung U_N mit $P_{Bat,Max} = U_N \cdot I_{A,Max}$ berechnet werden. Die Selbstentladung der Batterie beträgt ca. 4% pro Monat, diese muss entsprechend auf die Auflösung der Simulation von 15 Minuten umgerechnet werden [59]. Die Selbstentladung der Batterie beträgt somit:

$$E_{Bat,Loss} = E_{Kap} \cdot \eta_{Bat,Loss} \quad (4.7)$$

Im Folgenden wird der implementierte Lade- und Entlade-Algorithmus nach [51] am Beispiel des Prosumers erläutert. Die Implementierung für die Gemeinschaftsbatterie unterscheidet sich darin, dass Erzeugung und Verbrauch von mehreren EEG Teilnehmer:innen zusammengefasst wird. Dabei werden die Bezeichnungen aus Abbildung 4.6 verwendet. Die Variable t stellt dabei einen diskreten Zeitpunkt dar. $t - 1$ ist der Zeitpunkt des vorherigen Simulationsschrittes. $E_{Bat}(t - 1)$ repräsentiert dementsprechend den aktuellen Ladezustand der Batterie.

Zu jedem Zeitpunkt t wird die Differenz zwischen Erzeugung der PV-Anlage und Verbrauch $\Delta E(t)$ ermittelt:

$$\Delta E(t) = E_{Verbrauch}(t) - E_{PV}(t) \quad (4.8)$$

Hierbei wird das Verbraucher Bezugssystem gewählt. Positive Werte von $\Delta E(t)$ bedeuten einen Verbrauch von Energie, negative Werte eine Erzeugung. Abhängig vom Vorzeichen $\Delta E(t)$ wird die Batterie geladen (negatives Vorzeichen) oder entladen (positives Vorzeichen). Die maximale Leistung, die geladen beziehungsweise entladen werden kann, ist begrenzt durch die maximale Lade- beziehungsweise Entladeleistung der Batterie. Daher ist auch die maximale Energie $E_{Bat,Max}$, die der Batterie entnommen beziehungsweise zugeführt werden kann, begrenzt. Damit ergibt sich die technisch begrenzte Energie $\hat{E}_{Bat}(t)$, die aus der Batterie entnommen beziehungsweise geladen wird:

$$\hat{E}_{Bat}(t) = \begin{cases} |\min(\Delta E(t), -E_{Bat,Max})| & \text{für } \Delta E(t) < 0, \text{ Laden} \\ -\min(\Delta E(t), E_{Bat,Max}) & \text{für } \Delta E(t) > 0, \text{ Entladen} \\ 0 & \text{für } \Delta E(t) = 0, \text{ Selbstentladung} \end{cases} \quad (4.9)$$

Hierbei müssen jedoch noch zwei Randfälle berücksichtigt werden. Ist beim Entladen die verbleibende Energie in der Batterie geringer als die errechnete Energie aus Gleichung (4.9), so kann weniger Energie entnommen werden. Selbiges gilt für den Ladevorgang, bei dem möglicherweise aufgrund einer bereits gefüllten Batterie nicht die gesamte Energie nach Gleichung (4.9) aufgenommen werden kann. Unter Berücksichtigung dessen ergibt sich die Energie $\Delta E_{Bat}(t)$, die zum Zeitpunkt t in die Batterie geladen beziehungsweise entladen werden kann:

$$\Delta E_{Bat}(t) = \begin{cases} \min(\hat{E}_{Bat}(t), E_{Kap} - E_{Bat}(t-1)) & \text{für } \hat{E}_{Bat}(t) > 0, \text{ Laden} \\ \min(\hat{E}_{Bat}(t)(t), -E_{Bat}(t-1)) & \text{für } \hat{E}_{Bat}(t) < 0, \text{ Entladen} \\ 0 & \text{für } \hat{E}_{Bat}(t) = 0, \text{ Selbstentladung} \end{cases} \quad (4.10)$$

Daraus ergibt sich der neue Ladezustand $E_{Bat}(t)$ der Batterie:

$$E_{Bat}(t) = \begin{cases} E_{Bat}(t-1) + \Delta E_{Bat}(t) \cdot \eta_{Bat} \cdot \eta_{Bat,Inv} - E_{Bat,Loss} & \text{für } \Delta E_{Bat}(t) > 0 \\ E_{Bat}(t-1) + \frac{\Delta E_{Bat}(t)}{\eta_{Bat} \cdot \eta_{Bat,Inv}} - E_{Bat,Loss} & \text{für } \Delta E_{Bat}(t) < 0 \\ E_{Bat}(t-1) - E_{Bat,Loss} & \text{für } \Delta E_{Bat}(t) = 0 \end{cases} \quad (4.11)$$

Dabei repräsentiert der erste Ausdruck den Ladevorgang, der zweite den Entladevorgang und der

dritte die Selbstentladung. Die tatsächlich geladene beziehungsweise entladene Energiemenge wurde noch mit den Batterie- und Wechselrichterverlusten beaufschlagt. Dabei ist η_{Bat} der Wirkungsgrad für das Laden und Entladen der Batterie und $\eta_{Bat,Inv}$ der Wirkungsgrad des Wechselrichters. Die Wirkungsgrade können den Datenblättern entnommen werden. In der Simulation wird immer von AC-gekoppelten Speichersystemen ausgegangen und, sofern nicht anders angegeben, ein Wirkungsgrad des Wechselrichters von $\eta_{Bat,Inv} = 0,95$ angenommen. Der aktuelle Ladestand der Batterie (State of Charge (SoC)) in Prozent wird wie folgt berechnet:

$$SoC(t) = \frac{E_{Bat}(t)}{E_{Kap}} \cdot 100\% \quad (4.12)$$

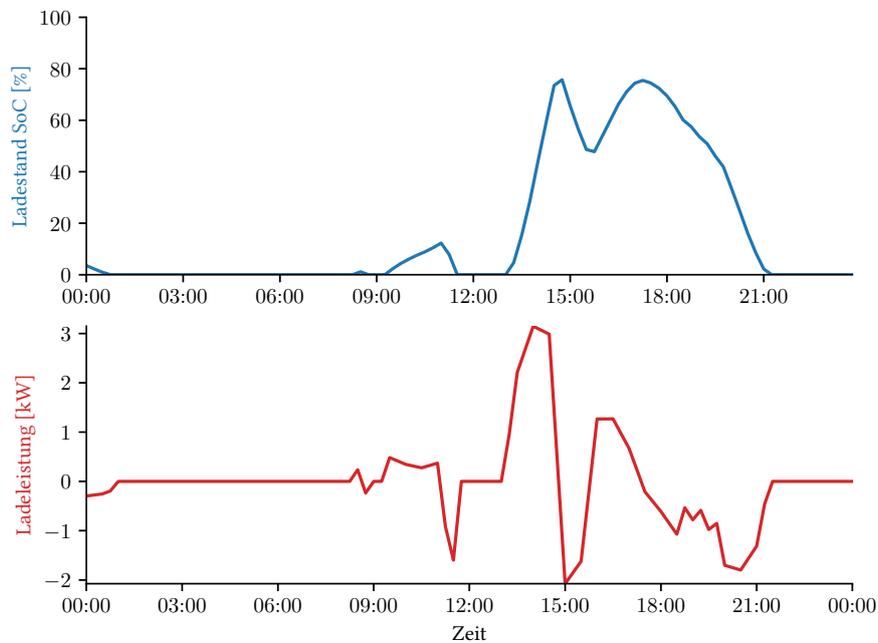


Abbildung 4.8: Exemplarischer Lade- und Entladevorgang einer Batterie

Ein exemplarischer Batteriezyklus eines Prosumers für einen Tag ist in Abbildung 4.8 dargestellt. Das obere Diagramm zeigt den aktuellen Ladestand der Batterie. Die Batterie beginnt den Tag mit einer minimalen Restladung, die über die Nachtstunden direkt verbraucht wird. Am Nachmittag, wo genug PV-Produktion vorhanden ist, kann die Batterie auf rund 80% geladen werden. Diese Energie wird am Abend wieder aus der Batterie entnommen. Das untere Diagramm in Abbildung 4.8 zeigt die aktuelle Ladeleistung der Batterie. Hier wird wieder das Verbraucherbezugssystem angewandt, positive Werte bedeuten hier ein Laden der Batterie, negative Werte ein Entladen.

4.5 EEG-Modell

Das EEG-Modell ist dafür zuständig die momentane Überproduktion unter den Teilnehmer_innen mit Energiebedarf zu verteilen, die bezogenen Energiemengen der Erzeugungsanlagen und Überschusseinspeiser zu berechnen und abschließend die Berechnung des Energieflusses in beziehungsweise aus der Gemeinschaftsbatterie anzustoßen. Bei der Abarbeitung des Algorithmus wird zu Beginn die Unterscheidung getroffen, ob eine Gemeinschaftsbatterie vorhanden ist oder nicht. Diese beiden Fälle werden im Folgenden gesondert beschrieben.

Zuerst wird das Szenario ohne Gemeinschaftsbatterie in der EEG erläutert. In der EEG wird die gesamte momentane Produktion $E_{EEG,Ein}(t)$ und der gesamte momentane Verbrauch $E_{EEG,Bezug}(t)$ ermittelt (Bezeichnungen nach Abbildung 4.5):

$$E_{EEG,Ein}(t) = \sum_i E_{Ein,i}(t) \quad (4.13)$$

$$E_{EEG,Bezug}(t) = \sum_i E_{Bezug,i}(t) \quad (4.14)$$

Hier ist $E_{Ein,i}(t)$ die aktuelle Einspeisung und $E_{Bezug,i}(t)$ der aktuelle Bezug von Teilnehmer_in i . Dabei wird nicht zwischen Einspeisung beziehungsweise Bezug aus Netz oder EEG unterschieden sondern zuerst allgemeine die Summe der Überproduktion und des Bedarfs aller Mitglieder erhoben. Die Zuteilung der Überproduktion kann gemäß der aktuellen Rahmenbedingungen nach einem statischen oder dynamischen Schema erfolgen [3]. Bei einer statischen Zuteilung wird im Vorfeld festgelegt, welchen Anteil $k_{Bezug,i}$ an der Überproduktion $E_{EEG,Ein}(t)$ Teilnehmer_in i zum Zeitpunkt t zugewiesen bekommt. Daraus errechnet sich der momentane Bezug an Energie aus der EEG:

$$E_{Bezug,EEG,i}(t) = \min(k_{Bezug,i} \cdot E_{EEG,Ein}(t), E_{Bezug,i}(t)) \quad (4.15)$$

Sollte der Bedarf von Teilnehmer_in i aktuell kleiner sein als die zugewiesene Energie $E_{Bezug,i}(t) < k_{Bezug,i} \cdot E_{EEG,Ein}(t)$, wird die nicht verwendete Energie ins Netz eingespeist und nicht an andere Teilnehmer_innen verteilt. Dies kann sich negativ auf die Eigenverbrauchsrate der EEG auswirken, da somit ein Teil der erneuerbaren Energie nicht durch die Gemeinschaft genutzt werden kann.

Bei einer dynamischen Zuteilung hängt der zugewiesene Anteil der gemeinschaftlichen Überproduktion $k_{Bezug,i}$ vom momentanen Bedarf $E_{Bezug,i}(t)$ von Teilnehmer_in i in Relation zum gesamten Energiebedarf $E_{EEG,Bezug}(t)$ in der Gemeinschaft ab:

$$k_{\text{Bezug},i} = \frac{E_{\text{Bezug},i}(t)}{E_{\text{EEG},\text{Bezug}}(t)} \quad (4.16)$$

Teilnehmer_innen mit einem hohen Verbrauch werden in diesem System bevorzugt. Die Eigenverbrauchsrate ist jedoch insgesamt höher als bei einer statischen Zuteilung, da stets ein Maximum an Energie genutzt wird. Der resultierende Energiebezug aus der EEG kann wiederum nach Gleichung (4.15) berechnet werden. In dieser Diplomarbeit wird stets die dynamische Zuteilung angewandt. Eine statische Zuteilung wäre unter anderem dann sinnvoll wenn sich eine EEG dazu entschließt gemeinschaftlich in eine PV-Anlage zu investieren. In diesem Fall könnte die statische Zuteilung entsprechend des Beitrags an der Finanzierung dieser Anlage festgelegt werden. Dieser Fall wird in dieser Diplomarbeit nicht behandelt.

Die Energiemenge, die eine Erzeugungsanlagen oder ein Überschusseinspeiser zum Zeitpunkt t in die EEG einbringen kann wird dynamisch ermittelt. Dafür wird ein Faktor $k_{\text{Ein},i}$ errechnet, der sich aus der Relation von momentaner Erzeugung $E_{\text{Ein},i}(t)$ des Erzeugers i und der gesamten erzeugten Energie innerhalb der Gemeinschaft $E_{\text{EEG},\text{Ein}}(t)$ zusammensetzt. Die an die EEG verkaufte Energie $E_{\text{Ein},\text{EEG},i}(t)$ des Erzeugers i errechnet sich daraus wie folgt:

$$k_{\text{Ein},i} = \frac{E_{\text{Ein},i}(t)}{E_{\text{EEG},\text{Ein}}(t)} \quad (4.17)$$

$$E_{\text{Ein},\text{EEG},i}(t) = k_{\text{Ein},i} \cdot E_{\text{Ein},i}(t) \quad (4.18)$$

Der Bezug beziehungsweise die Einspeisung wird an das Lastmodell der einzelnen Teilnehmer_innen übermittelt und in die Energiebilanz eingepflegt.

In einem Szenario mit vorhandener Gemeinschaftsbatterie kann diese, abhängig vom aktuellen Ladestandard, einerseits zur Unterstützung bei erhöhten Energiebedarf in der EEG ($E_{\text{EEG},\text{Bezug}}(t)$ größer $E_{\text{EEG},\text{Ein}}(t)$) und andererseits zur Aufnahme von überschüssiger Energie ($E_{\text{EEG},\text{Bezug}}(t)$ kleiner $E_{\text{EEG},\text{Ein}}(t)$) eingesetzt werden. Dazu muss vorab der nicht gedeckte Bedarf beziehungsweise die Überproduktion in der EEG ermittelt werden:

$$\Delta E_{\text{EEG}}(t) = E_{\text{EEG},\text{Bezug}}(t) - E_{\text{EEG},\text{Ein}}(t) \quad (4.19)$$

Daraus kann mithilfe von Gleichung (4.9) und Gleichung (4.10) der mögliche Beitrag beziehungsweise der Bezug der Gemeinschaftsbatterie $\Delta E_{\text{Bat},\text{EEG}}(t)$ ermittelt werden. Dieser muss je nach Vorzeichen (Laden oder Entladen) in Gleichung (4.13) und Gleichung (4.14) berücksichtigt werden:

$$E_{EEG, Ein}(t) = |\min(0, \Delta E_{Bat, EEG}(t))| + \sum_i E_{Ein, EEG, i}(t) \quad \text{für Entladen} \quad (4.20)$$

$$E_{EEG, Bezug}(t) = \max(0, \Delta E_{Bat, EEG}(t)) + \sum_i E_{Bezug, EEG, i}(t) \quad \text{für Laden} \quad (4.21)$$

Die weitere Berechnung der dynamischen Energieverteilung in der EEG erfolgt analog wie im Szenario ohne Gemeinschaftsbatterie. Auf die Berechnung des Lade- und Entladevorgangs der Gemeinschaftsbatterie wurde bereits im Abschnitt 4.4 eingegangen. Für die Zuteilung der Energie aus Gemeinschaftsbatterien gibt es noch weitere Strategien die in [60] diskutiert werden.

4.6 Simulationsschleife

In diesem Abschnitt wird der Ablauf der Simulation zusammengefasst. Eine Simulation läuft dabei in identischen Simulationsschritten ab. Der Ablauf der Simulation ist als Flussdiagramm in Abbildung 4.9 dargestellt. Die Simulation wird von BIFROST gestartet und orchestriert. In jedem Simulationsschritt wird an den EEG Simulator der aktuelle Systemzustand sowie die Simulationszeit übermittelt. Der Abstand der Simulationsschritte beträgt 15 Minuten (900 Sekunden). Wesentlich ist hierbei, dass der Simulator keinen internen Zustand hat, sondern nur auf den übermittelten Daten beruht. In jedem Simulationsschritt werden zuerst alle Teilnehmer_innen gesondert simuliert. Dazu wird zuerst, falls vorhanden, die Produktion der PV-Anlage berechnet. Danach wird das Lastprofil aus der definierten Datenquelle bezogen. Aus Produktion und Verbrauch ergibt sich entweder ein Überschuss oder ein Bedarf an Energie. Falls eine Haushaltsbatterie im Gebäude vorhanden ist, kann der Überschuss in dieser gespeichert oder der Bedarf (teilweise) aus dieser bezogen werden. Dabei muss jedoch immer berücksichtigt werden ob der aktuelle Ladezustand (SoC) dies auch zulässt. Bei dem Bezug aus der Batterie wird geprüft ob noch entsprechend Kapazität vorhanden ist. Das Laden der Batterie mit überschüssiger Erzeugung ist nur solange möglich bis der maximale Ladezustand erreicht ist.

Nachdem die Leistungsbilanz aller Teilnehmer_innen berechnet wurden, werden die Produktionen beziehungsweise Verbräuche dieser im EEG Modell zusammengefasst. Eine eventuell vorhandene Überproduktion wird nach der definierten Verteilungsmethodik (statisch oder dynamisch) an die einzelnen Teilnehmer_innen verteilt. Ist eine Gemeinschaftsbatterie vorhanden und nach der Verteilung noch immer ein Überschuss an Energie verfügbar, kann diese gespeichert werden beziehungsweise im Bedarfsfall aus der Batterie bezogen werden. Nun kann ermittelt werden wie viel Energie die EEG noch benötigt beziehungsweise ob ein Überschuss vorhanden ist. Die entsprechende Energiemenge wird aus dem Netz bezogen oder eingespeist. Abschließend werden für jeden Simulationsschritt noch die aktuellen

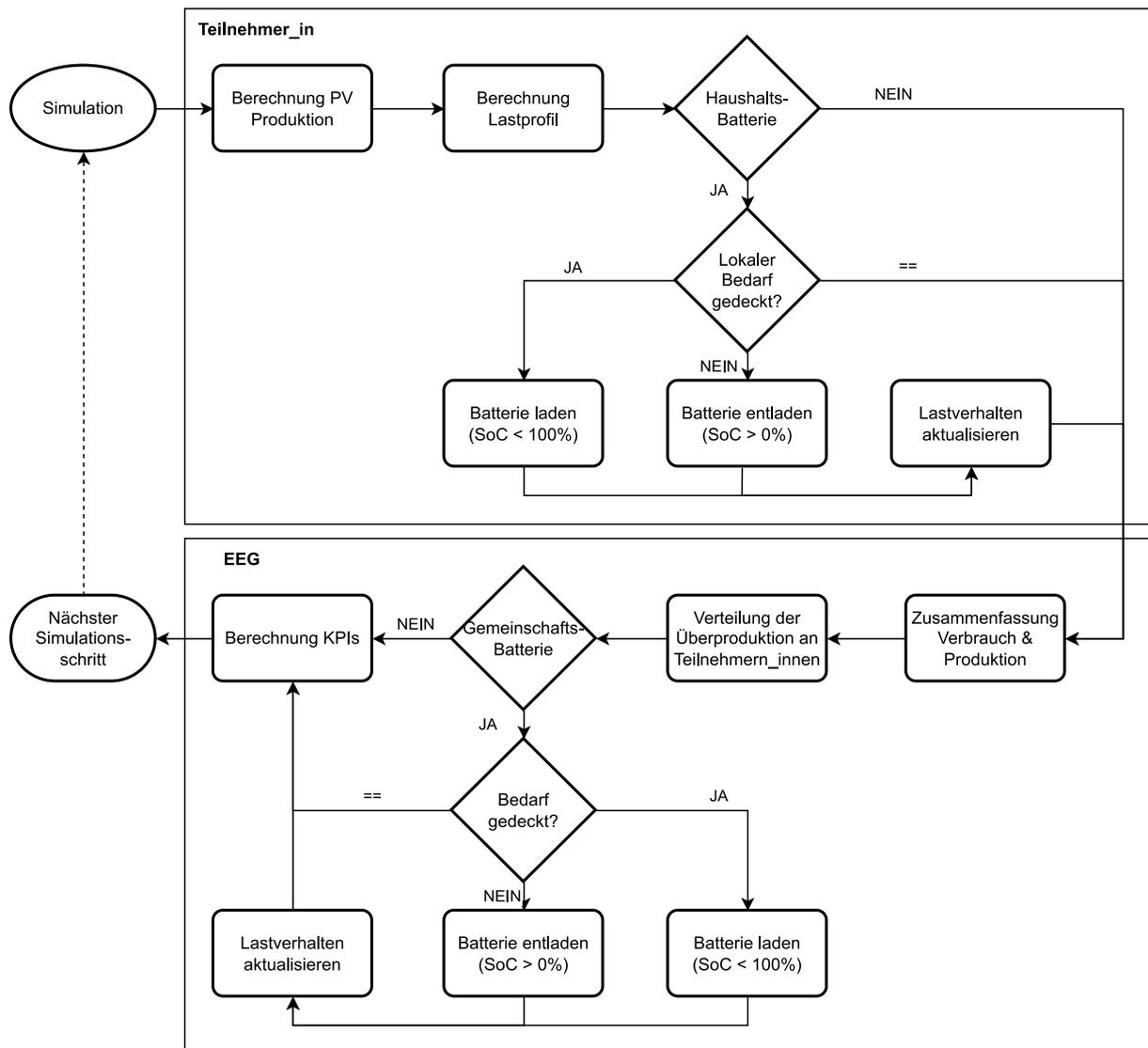


Abbildung 4.9: Flussdiagramm eines Simulationsschritts des entwickelten Simulationsmodells

Kennzahlen berechnet. Die berechneten Daten werden abschließend wieder gesammelt an BIFROST übermittelt und in die Zeitreihen-Datenbank eingepflegt.

4.7 Externes Konfigurationstool - CLUE

Im Rahmen des Projekts CLUE [35] [5] wurde ein theoretisches Konzept für einen mehrstufigen iterativen Ansatz zur Planung von lokalen EEGs entwickelt. Dieses Konzept war der Anstoß für diese Diplomarbeit. Ziel dieses Planungsansatzes ist es, Nutzer_innen eine einfache und niederschwellige Möglichkeit zur Erforschung von EEGs zu geben. Dieser Planungsansatz wurde im Rahmen des Projektes als Prototyp implementiert und besteht aus vier sich wiederholenden Schritten. Begonnen wird mit der Gestaltung der Siedlung in *BIFROST*. Hier haben Nutzer_innen die Möglichkeit ein individuelles

Abbild einer möglichen oder bereits im Betrieb befindlichen EEG zu erstellen. Dazu stehen in *BIFROST* zahlreiche 3D-Modelle von Gebäuden, wie beispielsweise Einfamilienhäuser, landwirtschaftliche Betriebe, Gewerbe oder kommunale Gebäude zur Verfügung. Diese können frei auf einer Rasterfläche platziert werden. *BIFROST* bietet die Möglichkeit die Netztopologie des Stromnetzes für die Nieder- und Mittelspannungsebene, Kommunikationsnetze sowie ein thermisches Netz für Nah- und Fernwärme abzubilden. Für lokale EEGs ist derzeit nur der Ausbau der Niederspannungsebene relevant. Weitere Technologien könnten jedoch zukünftig eingebunden werden. So könnte die Mittelspannungsebene verwendet werden, um regionale EEGs zu modellieren, oder das thermische Netz für eine Sektorkopplung zwischen Strom und Wärme.

Nach Abschluss der Gestaltungs-Phase folgt die Konfigurations-Phase. In dieser Phase werden für die erstellten EEGs mithilfe eines externen Konfigurationstools unterschiedliche Szenarien konfiguriert. Ein Szenario besteht dabei aus einer Menge von heterogenen Parametern, die das Verhalten der EEG beeinflussen. In der aktuellen Entwicklungsstufe sind Parameter betreffend dem Lastverhalten der einzelnen Teilnehmer_innen und der Konfiguration von PV-Anlagen sowie Speicher implementiert. Eine Konfiguration der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge wurde für zukünftige Entwicklungsstufen vorgesehen.

Die Definition der Lastprofile erfolgt entweder über standardisierte Lastprofile [34], die auf einen bestimmten Jahresverbrauch skaliert werden, oder über benutzerdefinierte Lastprofile, die über eine entsprechende Schnittstelle hochgeladen und verwendet werden können. Über einen optionalen Skalierungsfaktor können die Lastprofile skaliert werden. Für eine PV-Anlage können folgende Parameter konfiguriert werden: Ausrichtung der Module, Neigungswinkel der Module, installierte Leistung an PV-Modulen, Wirkungsgrad der PV-Module, Leistung des verwendeten Wechselrichters und Wirkungsgrad des Wechselrichters. Für Prosumer und gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen sind jeweils dieselben Parameter festzulegen. Speicher werden durch eine maximale Kapazität, einen Ladestand zu Beginn der Simulation und der maximalen Lade- und Entladeleistung definiert. Die Kapazität wird als nutzbare Kapazität angenommen. Es können sowohl Gemeinschaftsbatterien als auch Speicher in Gebäuden angelegt und konfiguriert werden. Es sind grundsätzlich für all diese Parameter Standardwerte hinterlegt, wodurch der Konfigurationsaufwand reduziert werden kann. Nach Abschluss der Konfiguration der einzelnen Gebäude muss für die Simulation noch der Simulationszeitraum über Start- und Enddatum definiert werden. Die Simulation kann direkt über die Oberfläche des externen Konfigurationstools gestartet werden. Es ist auch möglich mehrere Simulationen von unterschiedlichen Szenarien zu starten, die dann sequentiell abgearbeitet werden.

Dies führt zur nächsten Phase des Prozesses: der Simulationsphase. In dieser Phase wird die Simulation der EEG, getrieben durch ein *BIFROST*-Modul, durchgeführt. Die Simulation basiert auf dem

Smart Grid Co-Simulations Framework *mosaik*⁸ [61] in Kombination mit *pandapower*⁹ [62]. Für die Simulation der PV-Anlagen wurde die *Python* Bibliothek *pvlb*¹⁰ [11] verwendet. Die Berechnung der Energieerzeugung der Anlagen basiert auf Wetterdaten von *PVGIS* [32] sowie dem *pvwatts* Modell [63]. Im Rahmen des Projektes wurden alle weiteren Modelle von Grund auf selbst entwickelt.

Nach Abschluss der Simulation können die entsprechenden Ergebnisse in der Auswertungsphase analysiert werden. Dazu kann einerseits die Oberfläche von *BIFROST* verwendet werden, um detaillierten Auswertungen zu inspizieren. Andererseits ermöglicht es die Oberfläche des externen Konfigurationstools definierte Kennzahlen aus unterschiedlichen Szenarien zu vergleichen. Aktuell stehen drei Kennzahlen zur Verfügung, es ist jedoch geplant weitere Kennzahlen die im Rahmen dieser Arbeit identifiziert wurden zu integrieren.

Die Autarkie stellt den Grad an Selbstversorgung innerhalb der EEG dar. Es werden die auftretenden Energiekosten berechnet. Dabei werden nur verbrauchsabhängige Metriken berücksichtigt. Durch die Auswertung des resultierenden CO₂ Ausstoßes des Szenarios kann auf die Nachhaltigkeit des EEG Konzepts geschlossen werden. Die Kennzahlen der unterschiedlichen Szenarien werden in einer Tabelle gegenübergestellt. Die jeweils besten beziehungsweise schlechtesten Werte werden farblich hervorgehoben.

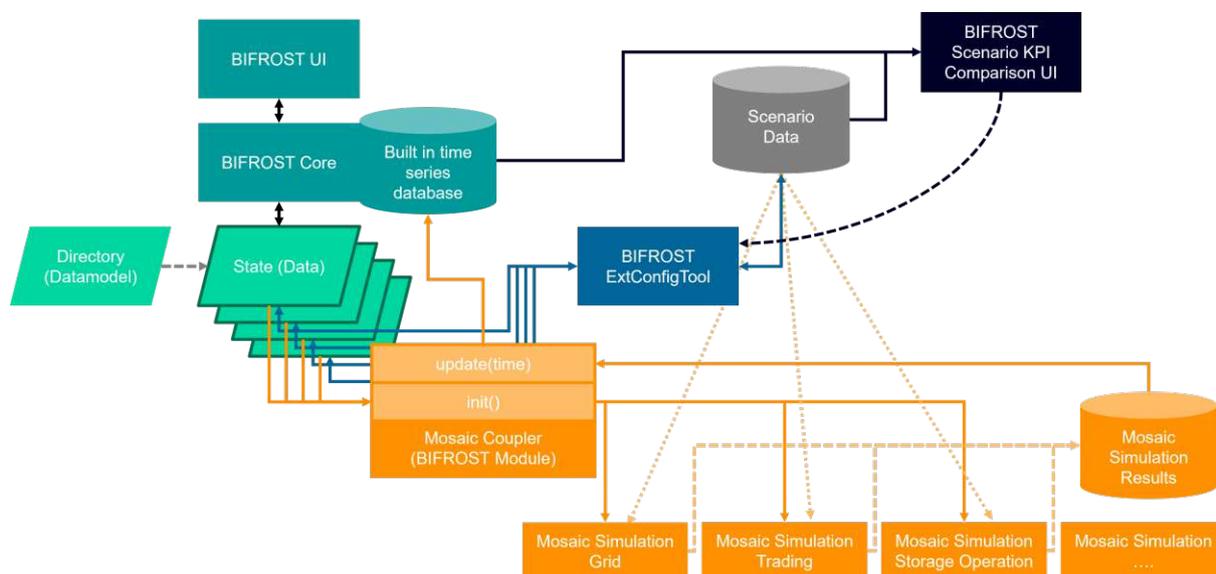


Abbildung 4.10: Schematische Darstellung der entwickelten Architektur für den EEG Planungsansatz. Im Rahmen des CLUE Projekts entwickelt [35].

Abbildung 4.10 stellt eine schematische Übersicht der Architektur des entwickelten Planungsansatz dar. Zu erkennen sind die vier wesentlichen Komponenten: *BIFROST* inklusive Benutzeroberfläche,

⁸<https://mosaik.offis.de/> (Abgerufen am: 10.02.2023)

⁹<http://www.pandapower.org/> (Abgerufen am: 10.02.2023)

¹⁰<https://pvlb-python.readthedocs.io/en/stable/index.html> (Abgerufen am: 10.02.2022)

das externe Konfigurationstool (ExtConfigTool), das Simulationsframework (Mosaic Simulation) sowie das Kopplungsmodul (Mosaic Coupler) als Schnittstelle zwischen *BIFROST* und der Simulation. Das externe Konfigurationstool besteht aus einer Benutzeroberfläche die als Single-Page-Webanwendung implementiert wurde, sowie einem Webserver und einer relationalen Datenbank, um die angelegten Szenarien zu persistieren. Als Framework zur Implementierung der Benutzeroberfläche wurde React¹¹ verwendet. Der Webserver wurde in Node.js¹² Laufzeitumgebung entwickelt und als Webframework wurde Fastify¹³ verwendet. Die relationale Datenbank wurde mit SQLite¹⁴ umgesetzt. Einige Auszüge der Benutzeroberfläche sind in den Abbildung 4.11 dargestellt. Auf der Startseite werden die verfügbaren Siedlungen angezeigt. Hier wird eine Siedlung ausgewählt, für die in weiterer Folge die Szenarien erstellt werden können. Abbildung 4.11a zeigt die Übersicht der in der EEG vorhandenen Gebäude und Anlagen. Gebäude die mit speziellen Anlagen wie PV, Batterie oder Ladeinfrastruktur ausgestattet sind werden mit einem Icon hervorgehoben. Abbildung 4.11b zeigt die Konfigurationsansicht einer Gemeinschaftsbatterie. Hier können die definierenden Parameter festgelegt werden. Abbildung 4.11c zeigt die zusammenfassende Auswertungstabelle der Kennzahlen aus unterschiedlichen Szenarien. Die jeweils Besten und Schlechtesten Werte werden zur einfacheren Lesbarkeit farblich hervorgehoben.

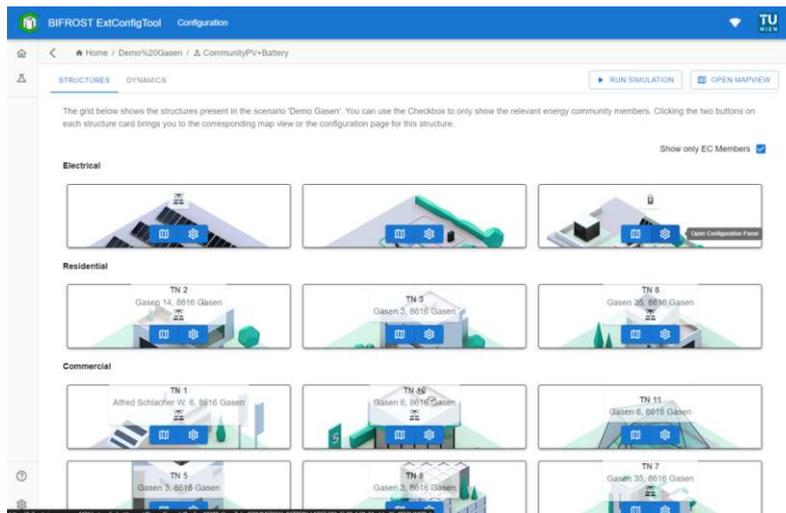
Bei der Entwicklung des externen Konfigurationstools wurde besonders Wert auf eine einfache Anpassbarkeit der Oberfläche auf neue Anwendungsfälle gelegt. Die zu konfigurierenden Parameter und Kennzahlen, die nach Abschluss der Simulation miteinander verglichen werden können, werden über eine Konfigurationsdatei festgelegt. Die gewünschte Konfiguration kann durch Umgebungsvariablen beim Start der Software festgelegt werden. Dadurch kann dieses Tool mit einfachen Modifikationen auch an weitere Anwendungsfälle angepasst werden. Somit war es auch möglich die dargestellte Architektur aus Abbildung 4.1 um das externe Konfigurationstool zu erweitern. Dadurch konnte das *BIFROST*-Modul, das im Rahmen des CLUE Projekts entwickelt wurde (der orange Teil in Abbildung 4.10), einfach durch das Modul, das im Rahmen dieser Diplomarbeit entwickelt wurde, ersetzt werden. Die erweiterte Architektur ist in Abbildung 4.12 dargestellt. Zur Konfiguration der Szenarien, Simulation von mehreren Szenarien sowie der Auswertung der Kennzahlen wird hier das externe Konfigurationstool verwendet.

¹¹<https://reactjs.org/> (Abgerufen am: 10.02.2023)

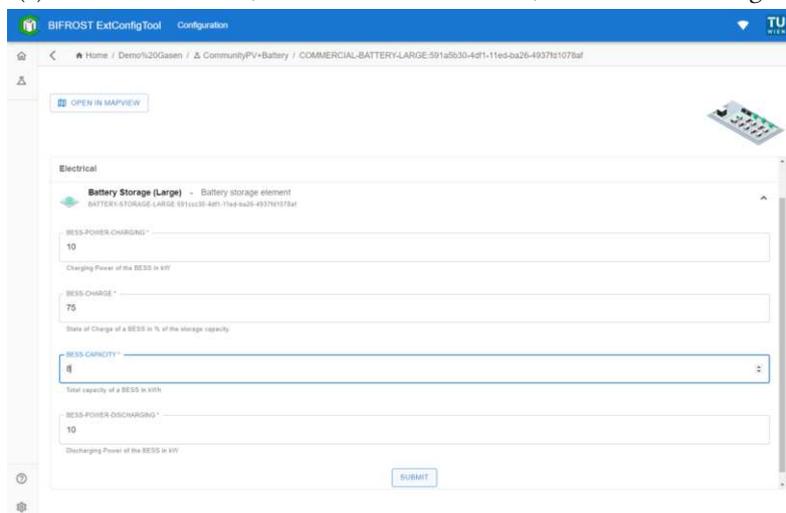
¹²<https://nodejs.org/en/> (Abgerufen am: 10.02.2023)

¹³<https://www.fastify.io/> (Abgerufen am: 10.02.2023)

¹⁴<https://sqlite.org/index.html> (Abgerufen am: 10.02.2023)



(a) Übersicht über die, in der EEG vorhandenen, Gebäude und Anlagen



(b) Konfiguration der Parameter, hier die Parameter für eine Gemeinschaftsbatterie

The screenshot shows the 'KPI-DASHBOARD' page of the BIFROST ExtConfigTool. It displays a table comparing various scenarios. The table has columns for 'Name', 'Community Self sufficiency [%]', 'Overall CO2 expusion [kg]', and 'Overall energy costs [Euro]'. The 'Basic (no PV installed)' scenario is highlighted in red, while 'CommunityPV+BigBattery' and 'CommunityPV+SmallBattery' are highlighted in green.

Name	Community Self sufficiency [%]	Overall CO2 expusion [kg]	Overall energy costs [Euro]
Basic	38.4201	289.8043	210.5914
Basic (no PV installed)	6.0000	545.2899	727.0266
CommunityBigPV+BigBattery	90.9525	43.2028	-208.0967
CommunityBigPV+BigBattery	91.8919	37.4247	-204.5631
CommunityPV+Battery	82.2445	77.3099	-48.5562
CommunityPV+BigBattery	85.4339	70.8909	-48.1982
CommunityPV+SmallBattery	86.2238	147.1007	-13.9538
CommunityPVOnly	44.9517	261.2417	50.8153

(c) Auswertungstabelle der Kennzahlen unterschiedlicher Kennzahlen.

Abbildung 4.11: Auszüge aus der Benutzeroberfläche des externen Konfigurationstools (Im Rahmen des CLUE Projekts entwickelt [35])

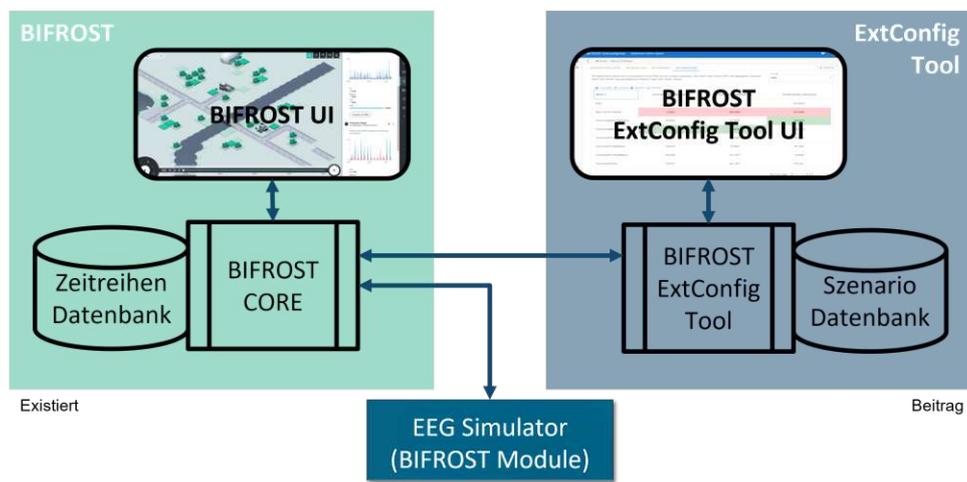


Abbildung 4.12: Schematische Darstellung der erweiterten Simulationsarchitektur (Im Rahmen des CLUE Projekts entwickelt [35])

Kapitel 5

Kennzahlen

Im folgenden Kapitel werden die gewählten Kennzahlen für EEGs motiviert und beschrieben. Dabei werden die Kennzahlen in technische, ökonomische und ökologische Kennzahlen unterteilt. Als Grundlage für die Wahl der Kennzahlen dient die in Abschnitt 2.2 beschriebene Literatur.

5.1 Technische Kennzahlen

Jeder Leistungs- und Energiewert aus Abbildung 4.6 stellt prinzipiell eine Kennzahl dar. Von besonderem Interesse ist dabei die absolute und relative Aufteilung der zusammengefassten Flusspfeile, wie beispielsweise $P_{Verbrauch}$. $P_{Verbrauch}$ kann unterteilt werden in die einzelnen Bezugsquellen: Direktverbrauch, Entladen der Batterie, Bezug aus dem Netz oder Bezug aus der EEG. Diese Kennzahlen werden in diesem Abschnitt nicht alle gesondert angegeben, sondern es wird auf die Abbildung verwiesen. Die weiteren technischen Kennzahlen werden in den folgenden Abschnitten nun näher erläutert.

5.1.1 Eigenverbrauch

Der Eigenverbrauch ist jener Anteil der erzeugten Energie, beispielsweise aus PV-Systemen, der direkt selbst genutzt wird. Dabei kann die Nutzung entweder durch eine direkte Nutzung der erzeugten Energie im System oder durch eine temporäre Zwischenspeicherung in einem hauseigenen Batteriesystem erfolgen. Der Eigenverbrauchsanteil bezieht den Eigenverbrauch auf die gesamte erzeugte Energie. Die Variablen in den folgenden Gleichungen entsprechen der Nomenklatur aus Abbildung 4.6. \bar{P}_x ist die mittlere Leistung über den Zeitraum Δt . Gleichung (5.1a), entnommen aus [51, S. 280], gibt den Eigenverbrauchsanteil eines Eigenverbrauchsystems mit PV-System an. Gleichung (5.1b), entnommen aus [51, S. 282], gibt den Eigenverbrauchsanteil für Eigenverbrauchssysteme mit PV-System und Speicher an. Gleichung (5.2a), entnommen aus [51, S. 281], stellt den Eigenverbrauchsanteil bezogen auf die erzeugte Energie dar. Der Begriff des Eigenverbrauchs kann auch in abgewandelter Form auf die

EEG erweitert werden. Es wird also auch jene Energie, die von der EEG verwertet wird, berücksichtigt (siehe Gleichung (5.2b)). Der Eigenverbrauch kann für jeden Prosumer einzeln berechnet werden oder aber auch für die gesamte EEG. Dabei werden alle Prosumer und Erzeuger zusammengefasst.

$$e = \frac{\sum \bar{P}_{Eigen} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{PV} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \bar{P}_{PV} \cdot \Delta t - \sum \bar{P}_{Ein} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{PV} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \min(\bar{P}_{PV}, \bar{P}_{Verbrauch}) \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{PV} \cdot \Delta t} \quad (5.1a)$$

$$e = \frac{\sum \bar{P}_{Eigen} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{PV} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \bar{P}_{Direkt} \cdot \Delta t + \sum \bar{P}_{Bat,Laden} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{PV} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \bar{P}_{PV} \cdot \Delta t - \sum \bar{P}_{Ein} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{PV} \cdot \Delta t} \quad (5.1b)$$

$$e = \frac{E_{PV} - E_{Ein}}{E_{PV}} \quad (5.2a)$$

$$e_{EEG} = \frac{E_{PV} - E_{Ein} + E_{Ein,EEG}}{E_{PV}} \quad (5.2b)$$

Eine beispielhafte Auswertung des Eigenverbrauchs innerhalb einer EEG ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Das linke Diagramm zeigt den zeitlichen Verlauf der Produktion. Das rechte Diagramm zeigt die Menge der erzeugten Energie und den jeweiligen Verwendungszweck. Die Legende bezieht sich auf beide Diagramme. Der Eigenverbrauchsanteil über den gesamten Tag beträgt nach Gleichung (5.1a) 6, 58%, nach Gleichung (5.1b) 40, 29% und nach Gleichung (5.2b) 93, 39%.

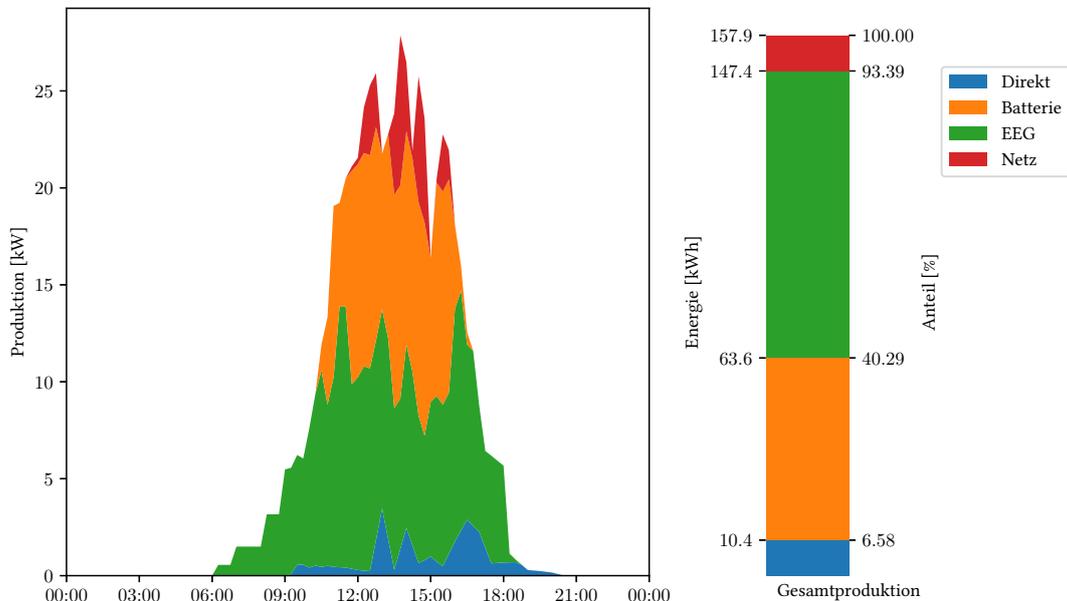


Abbildung 5.1: Exemplarischer Verlauf der momentanen Produktion in einer EEG (links) und Aufteilung der Erzeugung nach Verwendungszweck (rechts)

5.1.2 Autarkie

Die Autarkie oder der Autarkiegrad gibt an wie viel Prozent der gesamten verbrauchten Energie aus eigenen Mitteln kommen. Dabei kann die Energie direkt aus einer Erzeugungsanlage, z.B. PV-Anlage kommen, aus einem Speicher bezogen oder durch die EEG bereitgestellt werden. Die Variablen in den folgenden Gleichungen entsprechen der Nomenklatur aus Abbildung 4.6. Gleichung (5.3a), entnommen aus [51, S. 282], beziehungsweise Gleichung (5.4a), entnommen aus [51, S. 282], stellen die Autarkie eines Prosumers mit PV-System dar. Gleichung (5.4b), entnommen aus [51, S. 287], beziehungsweise Gleichung (5.4b), entnommen aus [51, S. 287], jene eines Prosumers mit PV-System und Speicher. Ebenso wie die Eigenverbrauchsrate kann auch die Autarkie um den Bezug aus der EEG erweitert werden (siehe Gleichung (5.4c)). Die Autarkie kann für jeden Prosumer einzeln berechnet werden oder auch wieder für die gesamte EEG gemeinsam betrachtet werden.

$$a_{PV} = \frac{\sum \bar{P}_{Verbrauch} \cdot \Delta t - \sum \bar{P}_{Bezug} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{Verbrauch} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \min(\bar{P}_{PV}, \bar{P}_{Verbrauch}) \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{Verbrauch} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \bar{P}_{Eigen} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{Verbrauch} \cdot \Delta t} \quad (5.3a)$$

$$a_{Bat} = \frac{\sum \bar{P}_{Verbrauch} \cdot \Delta t - \sum \bar{P}_{Bezug} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{Verbrauch} \cdot \Delta t} = \frac{\sum \bar{P}_{Direkt} \cdot \Delta t + \sum \bar{P}_{Bat,Entladen} \cdot \Delta t}{\sum \bar{P}_{Verbrauch} \cdot \Delta t} \quad (5.3b)$$

$$a_{PV} = \frac{E_{PV} - E_{Ein}}{E_{PV} - E_{Ein} + E_{Bezug}} = \frac{E_{Direkt}}{E_{Verbrauch}} \quad (5.4a)$$

$$a_{Bat} = \frac{E_{PV} - E_{Ein} - E_{Bat,Laden} + E_{Bat,Entladen}}{E_{PV} - E_{Ein} - E_{Bat,Laden} + E_{Bat,Entladen} + E_{Bezug}} = \frac{E_{Direkt} + E_{Bat,Entladen}}{E_{Verbrauch}} \quad (5.4b)$$

$$a_{EEG} = \frac{E_{Direkt} + E_{Bat,Entladen} + E_{Bezug,EEG}}{E_{Verbrauch}} \quad (5.4c)$$

Eine beispielhafte Auswertung der Autarkie einer EEG ist in Abbildung 5.2 dargestellt. Das linke Diagramm zeigt den Verlauf des momentanen Verbrauchs über den Tag verteilt, dabei sind die jeweiligen Bezugsquellen des Verbrauchs eingefärbt. Das rechte Balkendiagramm zeigt den gesamten Energieverbrauch für diesen Tag, unterteilt nach dem jeweiligen Ursprung. Die gesamte Autarkie bezogen auf den ganzen Tag beträgt gemäß Gleichung (5.4a) 4,26%, nach Gleichung (5.3b) 22,47% und nach Gleichung (5.4c) 56,84%.

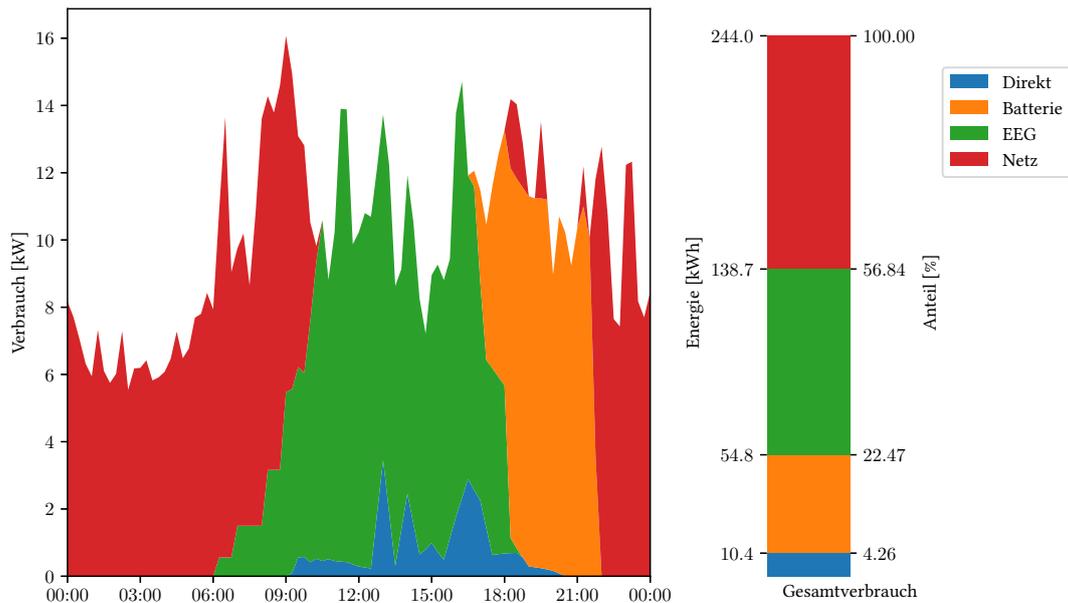


Abbildung 5.2: Exemplarischer Verlauf des momentanen Verbrauchs einer EEG (links) und Aufteilung des Verbrauchs nach Bezugsquelle (rechts)

5.1.3 Batterie Kennzahlen

Wie schon in Abschnitt 4.4 erläutert werden in dieser Diplomarbeit zwei Arten von Batterien unterschieden, einerseits die Haushaltsbatterie und andererseits die Gemeinschaftsbatterie. Die folgenden Kennzahlen beziehen sich auf beide Arten. Für diese Diplomarbeit ist aber die Gemeinschaftsbatterie in einer EEG von größerem Interesse, weswegen die KPIs anhand dieser erarbeitet werden.

Um den Effekt einer Batterie auf die Gemeinschaft zu quantifizieren, werden folgende Kennzahlen betrachtet:

- Energie geladen $E_{Bat,Laden}$ [kWh]
- Energie entladen $E_{Bat,Entladen}$ [kWh]
- Beitrag der Batterie zum Gesamtverbrauch [%] beziehungsweise [kWh]
- Ladezustand [%]
- Anzahl der Vollzyklen

Die ersten beiden KPIs sind jene Energiemenge, die im Betrachtungszeitraum in die Batterie geladen beziehungsweise entladen werden. Diese beiden Werte unterscheiden sich je nach Parameter der Batterie aufgrund der Verluste, die beim Laden und Entladen sowie durch die Selbstentladung, auftreten. Die entnommene Menge aus der Batterie $E_{Bat,Entladen}$ trägt einen Beitrag zur Deckung des Verbrauchs bei, dieser kann absolut und relativ bezogen auf den Gesamtverbrauch quantifiziert werden. Um die Auslastung der Batterie zu bewerten, kann der Ladezustand herangezogen werden. Der Ladezustand ist

eine zeitliche veränderliche Größe. Um daraus eine eindeutige Kennzahl zu bekommen muss aus dieser Zeitreihe ein Wert berechnet werden. Es wird der maximale Ladezustand in einem Zeitraum als Kennzahl verwendet. Ist nämlich eine Batterie zu groß dimensioniert, so erreicht der Ladezustand nie 100%. Ist sie hingegen zu klein dimensioniert, erreicht sie an Tagen mit hoher Erzeugung zu früh den maximalen Ladezustand und es muss überschüssige Energie in das Netz eingespeist werden. Die Wahl der richtigen Kapazität ist daher ausschlaggebend wie effektiv ein Speicher ausgenutzt werden kann. Eine weitere Kennzahl, um die Auslastung der Batterie zu bewerten, ist die Anzahl der Vollzyklen. Ein Vollzyklus ist erreicht, wenn die Batterie einmal vollständig um 100% aufgeladen und wieder um 100% entladen werden kann. Zur Ermittlung der Vollzyklen wurde der Algorithmus aus [64] angewandt. Die Anzahl der Vollzyklen, die eine Batterie durchlaufen hat, hat Auswirkungen auf die Lebensdauer der Batterie da diese begrenzt ist [12].

5.1.4 Korrelation von Erzeugung und Verbrauch

Um die erzeugte erneuerbare Energie möglichst gut nutzen zu können, ist eine gute Korrelation von Erzeugung und Last erforderlich. Der Korrelationskoeffizient ist ein Maß für die Ähnlichkeit zweier Datenreihen. Der Korrelationskoeffizient nach [65] und [66] zwischen zwei Datenreihen $X(k)$ und $Y(k)$ mit $k = 1, \dots, K$ ist definiert als:

$$\rho_{X,Y} = \frac{\sum_k (X(k) - \bar{X})(Y(k) - \bar{Y})}{\sqrt{\sum_k (X(k) - \bar{X})^2} \sqrt{\sum_k (Y(k) - \bar{Y})^2}} \quad (5.5)$$

\bar{X} und \bar{Y} sind jeweils der Mittelwert der entsprechenden Datenreihe. Das Ergebnis $-1 \leq \rho \leq 1$ gibt die Ähnlichkeit der beiden Datenreihen an, dabei folgt aus $\rho = 1$ der Zusammenhang $x_n = y_n$ und aus $\rho = -1$ folgt $x_n = -y_n$. Je höher der Wert ist, desto ähnlicher sind die beiden Datenreihen [65]. Als X und Y werden in dieser Arbeit meist die PV-Produktion und der Verbrauch des Gebäudes beziehungsweise der gesamten EEG gesehen. $\rho_{PV,Verbrauch}$ ist die Korrelation zwischen PV-Erzeugung und Verbrauch innerhalb eines Gebäudes und $\rho_{PV,EEG}$ ist die Korrelation zwischen PV-Erzeugung und Verbrauch innerhalb der EEG. Abbildung 5.3 zeigt exemplarisch den Verbrauch zweier Gebäude A und B sowie die Erzeugung einer PV-Anlage. Die Korrelationen zwischen den Verläufen von Abbildung 5.3 sind in Tabelle 5.1 berechnet worden. Die Diagonale der Tabelle ist die Korrelation eines Verlaufs mit sich selbst und daher immer 1, die Matrix ist außerdem symmetrisch. Es zeigt sich, dass der Leistungsverbrauch von A besser mit der Erzeugung korreliert als jener von B. Dies zeigt sich auch an der theoretischen Eigenverbrauchsrate, die bei A 29,84% beträgt, wohingegen jene von B nur 19,67% beträgt.

Tabelle 5.1: Korrelation zwischen den Datenreihen von Abbildung 5.3

	A	Erzeugung	A
A	1	0,43	0,15
Erzeugung	0,43	1	0,21
B	0,15	0,21	1

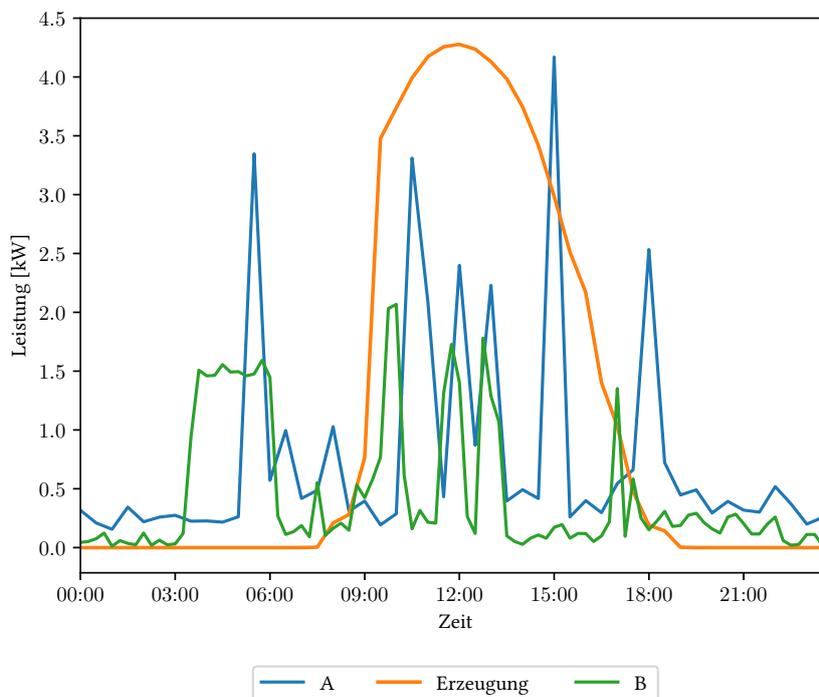


Abbildung 5.3: Gegenüberstellung Erzeugung und Verbrauch (gemessene Profile)

5.2 Ökonomische Kennzahlen

EEGs bieten teilnehmenden Personen mehrere finanzielle Vorteile. So können Erzeuger oder Überschusseinspeiser ihre erzeugte Energie zu einem höheren Preis an die anderen Teilnehmer:innen in der Energiegemeinschaft verkaufen, als externe Energieabnehmer zahlen würden. Dieser Energiepreis wird vorab im Rahmen der EEG Vereinbarung festgelegt. Für den Bezug von Energie aus der Energiegemeinschaft wird wiederum ein Arbeitspreis festgelegt, der in der Regel auch geringer ist als jener, der am Markt durch den Energielieferanten angeboten wird. Für Energie, die aus der Energiegemeinschaft bezogen wird, entfällt die Elektrizitätsabgabe und der Erneuerbaren-Förderbeitrag. Das Netznutzungsentgelt ist für lokale EEGs um 57% reduziert, für regionale um 28% auf den Netzebenen 6 und 7 und um 64% auf den Netzebenen 4 und 5 [67]. Die Reduktion des Netznutzungsentgelts wird in weiterer Folge mit $\delta_{Nutzung}$ bezeichnet.

Je nach Netzgebiet und Netzbetreiber fallen unterschiedliche Entgelte an [29]. Für diese Arbeit

wurden die Kosten für die Kategorie “Netzebene 7 nicht gemessen“ herangezogen, Doppeltarife werden nicht berücksichtigt. Die Bezeichnung “Netzebene 7 nicht gemessen“ stammt aus [29] und bezieht sich auf jene Kunden_innen die sich in der Netzebene 7 befinden und deren Leistungsbedarf noch nicht gesondert gemessen werden muss (Jahresverbrauch kleiner als 25000 kWh). Der Leistungsbedarf muss ab einer Die Werte stammen aus dem Jahr 2022. Die Übersicht der Kosten je Netzgebiet ist in Tabelle 3.1 dargestellt. Die höchsten Netzkosten fallen in Kärnten an, die niedrigsten in der oberösterreichischen Landeshauptstadt Linz. Für die Energiekosten werden in dieser Arbeit nur der Energiepreis und die Kosten für die Netznutzung (Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt) herangezogen, Steuern und Abgaben werden nicht berücksichtigt. Grundsätzlich sind EEGs zwar auch hinsichtlich Steuern und Abgaben begünstigt [3], mit der Aussetzung der Ökostrom-Pauschale [68] und der Reduktion der Elektrizitätsabgabe auf 0,001 €/kWh [69] sind die Einsparungen für EEGs hier jedoch vernachlässigbar. Des Weiteren werden keine verbrauchsunabhängigen Kosten berücksichtigt, da diese für alle Netzteilnehmer_innen gleichermaßen anfallen und daher für die Bewertung von EEGs nicht benötigt werden. Die Kosten (in Euro) für den Bezug von elektrischer Energie für Teilnehmer_innen einer EEG werden mit $C_{\text{Bezug,EEG}}$ bezeichnet. Diese setzen sich aus den Kosten C_{EEG} , die an die EEG, und C_{Netz} , die an das Netz bezahlt werden müssen, zusammen und werden nach [70] wie folgt berechnet:

$$C_{\text{EEG}} = E_{\text{Bezug,EEG}} \cdot \underbrace{(c_{\text{Bezug,EEG}} + c_{\text{Verlust}} + c_{\text{Nutzung}} \cdot \delta_{\text{Nutzung}})}_{c_{\text{EEG}}} \quad (5.6)$$

$$C_{\text{Netz}} = E_{\text{Bezug,Netz}} \cdot \underbrace{(c_{\text{Bezug,Netz}} + c_{\text{Verlust}} + c_{\text{Nutzung}})}_{c_{\text{Netz}}} \quad (5.7)$$

$$C_{\text{Bezug,EEG}} = C_{\text{EEG}} + C_{\text{Netz}} \quad (5.8)$$

Dabei ist $c_{\text{Bezug,EEG}}$ jener Verbrauchspreis in $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$ der für den Bezug von Energie aus der EEG vereinbart wurde. $c_{\text{Bezug,Netz}}$ (Einheit: $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}}$) ist der Verbrauchspreis bei Bezug über den Energielieferanten. c_{Verlust} und c_{Nutzung} beziehen sich auf die Werte aus Tabelle 3.1, wobei c_{Nutzung} für den Bezug aus der EEG entsprechend durch δ_{Nutzung} , der Reduktion des Netznutzungsentgelts für die Teilnehmer_innen der EEG, reduziert wird. Die verbrauchsabhängigen Kosten für den Bezug aus dem Netz beziehungsweise der EEG können unter c_{Netz} und c_{EEG} zusammengefasst werden. Ist ein Zählpunkt nicht Teil einer EEG muss die gesamte Energie über den Energielieferanten bezogen werden und es fallen folgende Kosten an:

$$C_{\text{Bezug}} = E_{\text{Bezug}} \cdot (c_{\text{Bezug,Netz}} + c_{\text{Verlust}} + c_{\text{Nutzung}}) \quad (5.9)$$

Um die Einsparung durch den Eintritt in die EEG zu quantifizieren, werden die Kosten, die ohne und mit Mitgliedschaft in der Gemeinschaft für das Mitglied anfallen würden, einander gegenübergestellt. Dies ergibt die absolute und relative Kostenreduktion C_r in € beziehungsweise %:

$$C_{r, abs} = C_{Bezug} - C_{Bezug, EEG} \quad (5.10)$$

$$C_{r, rel} = \frac{C_{Bezug} - C_{Bezug, EEG}}{C_{Bezug}} \cdot 100 \quad (5.11)$$

Durch das Einspeisen in die EEG können Teilnehmer_innen Gewinne $G_{Ein, EEG}$ erwirtschaften. Diese setzen sich aus zwei Teilen zusammen. Der erste Teil wird durch die eingespeiste Menge in die EEG $E_{Ein, EEG}$ zusammen mit der Vergütung je kWh $c_{Ein, EEG}$ definiert. Der zweite Teil ist jener der durch die Einspeisung von $E_{Ein, Netz}$ in das öffentliche Netz für einen Energiepreis von $c_{Ein, Netz}$ zustande kommt. Die Berechnung erfolgt folgendermaßen:

$$G_{Ein, EEG} = E_{Ein, EEG} \cdot c_{Ein, EEG} + E_{Ein, Netz} \cdot c_{Ein, Netz} \quad (5.12)$$

Ist ein Überschusseinspeiser oder eine Erzeugungsanlage nicht Teil einer EEG, so kann diese die Energie nur an das öffentliche Netz verkaufen. Der dadurch entstehende Umsatz berechnet sich durch:

$$G_{Ein} = E_{Ein} \cdot c_{Ein, Netz} \quad (5.13)$$

Um wiederum die mögliche Steigerung beziehungsweise allgemein die Änderung des Gewinns durch die Einspeisung in eine EEG zu quantifizieren kann eine absolute beziehungsweise relative Gewinnsteigerung G_s (in € und %) berechnet werden:

$$G_{s, abs} = G_{Ein, EEG} - G_{Ein} \quad (5.14)$$

$$G_{s, rel} = \frac{G_{Ein, EEG} - G_{Ein}}{G_{Ein}} \cdot 100 \quad (5.15)$$

Übersteigt der gebotene Marktpreis $c_{Ein, Netz}$ den definierten Einspeisetarif in die EEG $c_{Ein, EEG}$ kann dadurch G_s auch negativ werden. Dadurch wäre eine Einspeisung in die EEG gegenüber einer Einspeisung in das Netz nicht wirtschaftlich.

Aktuell fällt in Österreich sowohl für das Laden als auch das Entladen einer Gemeinschaftsbatterie ein Netzentgelt (Netznutzungs- und Netzverlustentgelt) an. Durch die doppelte Beaufschlagung mit Netzentgelt wird der Energiebezug aus einer Gemeinschaftsbatterie wirtschaftlich weniger attrak-

tiv beziehungsweise je nach Tarifgestaltung innerhalb der EEG (siehe Abbildung 3.3) sogar teurer, als wenn die Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen werden würde [71]. Pumpspeicherkraftwerke und Anlagen zur Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder synthetisches Gas mit einer Mindestleistung von 1 MW sind in Österreich, gemäß ElWOG §111 Abs. 3, beim Bezug von Energie vom Netzentgelt befreit [72]. In Deutschland sind Speicher gemäß EnWG §118 (6), unter gewissen Rahmenbedingungen, ebenfalls vom Netzentgelt befreit [73]. Da der Fokus der Diplomarbeit nicht auf der wirtschaftlichen Analyse von Gemeinschaftsbatterien liegt wird, wie auch in [71], angenommen, dass für das Laden der Gemeinschaftsbatterie kein Netzentgelt anfällt.

Da nicht alle Steuern und Gebühren sowie das doppelte Netzentgelt für Gemeinschaftsbatterien berücksichtigt werden sind die absoluten Ergebnisse der ökonomischen Auswertung als idealisierte Näherung zu sehen. Die Ergebnisse bieten dennoch ein gutes Verständnis für die Größenordnung der möglichen Auswirkungen. Vor allem die relativen Einsparungen und Gewinnsteigerungen können als valide betrachtet werden.

5.3 Ökologische Kennzahlen

Umweltschutz und Nachhaltigkeit sind für viele Personen ein wesentlicher Beweggrund an EEGs teilzunehmen [33]. Durch die lokale Erzeugung von Energie in Form von PV-Erzeugung kann in EEGs ein Beitrag zur nachhaltigeren Energieerzeugung geleistet werden. Um diesen Einfluss in einer Kennzahl zu quantifizieren, wird die Reduktion der Treibhausgase (g CO₂-eq) bei einer lokalen Produktion gegenüber dem Bezug der gesamten Energie aus dem öffentlichen Netz berechnet. Bei dem Bezug von Energie aus dem Netz muss diese mit der jeweiligen CO₂-Intensität des aktuellen Strommixes beaufschlagt werden. Als Datengrundlage für die durchschnittliche Intensität an Treibhausgasen im österreichischen Strommix wurden Daten aus dem Jahr 2021 verwendet [74]. Dabei lag die durchschnittliche Treibhausgasintensität $\beta_{Netz}(t)$ des Energimixes der verbrauchten Energie im Bereich 21,1-401,2 g CO₂-eq/kWh mit einem jährlichen Mittelwert von 186,6 g CO₂-eq/kWh. Dieser Wert ist jedoch stark schwankend. Ein Auszug aus dem Datensatz ist in Abbildung 5.4 dargestellt. Der Datensatz hat eine Auflösung von einer Stunde. Um diesen an die Auflösung der Simulation von 15 Minuten anzupassen, wurden die Daten entsprechend extrapoliert.

Für die Produktion von Energie in der EEG werden die Emissionen, die über den Lebenszyklus von PV-Modulen und Speicher-Systemen entstehen, berücksichtigt. Der CO₂-Fußabdruck von PV-Modulen liegt je nach Bauform und Herstellungsland nach [75] im Bereich 420-810 g CO₂-eq/kW beziehungsweise 13-30 g CO₂-eq/kWh. Daraus wird für die weitere Betrachtung ein Wert von $\beta_{PV} = 21$ g CO₂-eq/kWh abgeleitet. Dieser Wert wurde gewählt, um der Tatsache gerecht zu werden, dass

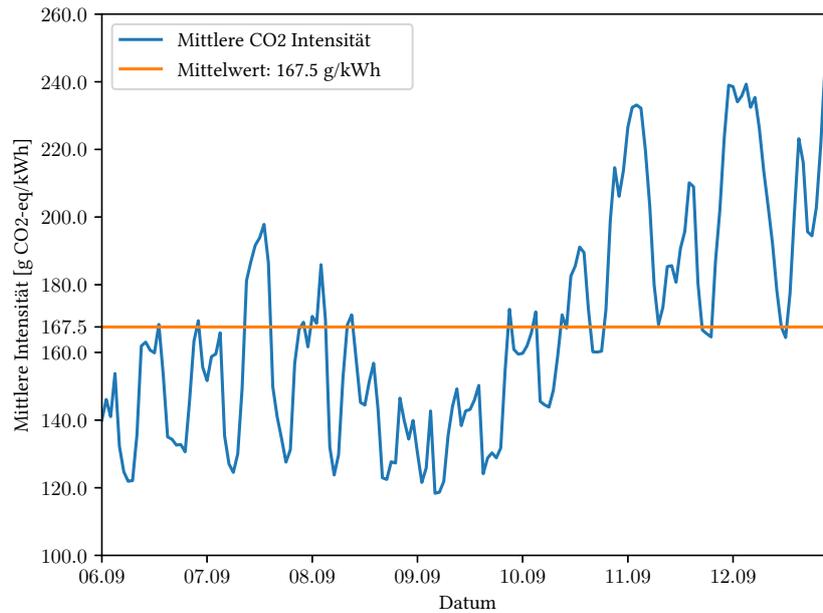


Abbildung 5.4: Mittlere CO_2 -Intensität des öffentlichen Strommix in einer exemplarischen Woche im Jahr 2021. Daten von [74]

der Minimalwert für die Energie aus dem Netz bei $21,1 \text{ g CO}_2\text{-eq/kWh}$ liegt. Für die Speicherungen in Batterien wird nach [76] ein Wert von $\beta_{\text{Bat}} = 28 \text{ g CO}_2\text{-eq/kWh}$ angenommen. Für Energie, die aus dem Speicher bezogen wird, muss daher sowohl der Einfluss der Erzeugung als auch der Einfluss der Speicherung berücksichtigt werden.

Basierend auf diesen Annahmen errechnet sich der Ausstoß an Treibhausgasen $\text{CO}_{2\text{EEG}}(t)$ in einer EEG wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{CO}_{2\text{EEG}}(t) = & E_{\text{Bezug,Netz}} \cdot \beta_{\text{Netz}}(t) \\ & + E_{\text{Direkt}} \cdot \beta_{\text{PV}} + E_{\text{Bat,Entladen}} \cdot (\beta_{\text{PV}} + \beta_{\text{Bat}}) \\ & + E_{\text{Bezug,EEG}} \cdot \beta_{\text{PV}} + E_{\text{Bat,EEG}} \cdot (\beta_{\text{PV}} + \beta_{\text{Bat}}) \end{aligned} \quad (5.16)$$

Zur Gegenüberstellung wird der CO_2 -Ausstoß, der bei Bezug aus dem Netz $\text{CO}_{2\text{Netz}}(t)$ verursacht wird, folgendermaßen berechnet:

$$\text{CO}_{2\text{Netz}}(t) = E_{\text{Verbrauch}} \cdot \beta_{\text{Netz}}(t) \quad (5.17)$$

Die absolute und relative Reduktion an Treibhausgasen folgt dementsprechend mit:

$$\text{CO}_{2\text{R,abs}} = \text{CO}_{2\text{Netz}} - \text{CO}_{2\text{EEG}} \quad \text{CO}_{2\text{R,rel}} = \frac{\text{CO}_{2\text{Netz}} - \text{CO}_{2\text{EEG}}}{\text{CO}_{2\text{Netz}}} \cdot 100 \quad (5.18)$$

Kapitel 6

Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse von unterschiedlichen Simulationsexperimenten präsentiert und diskutiert. Zu Beginn wird das in dieser Diplomarbeit entwickelte Simulationsframework anhand einer minimalen EEG mit zwei Mitgliedern vorgestellt. Danach wird der Einfluss unterschiedlicher Parameter auf die Kennzahlen von EEGs anhand von drei Szenarien evaluiert. Die drei Szenarien umfassen die Auswertung einer realen Fallstudie mit realen Messdaten (Abschnitt 6.2), die Analyse der Niederspannungsnetze aus dem SimBench Datensatz (Abschnitt 6.3) und Simulationen mit Daten aus dem CoSSMic Datensatz (Abschnitt 6.4). Dazu werden die Parameter aus einer oder mehrerer Parameterkategorien aus Kapitel 3 variiert. Eine Übersicht über die untersuchte Parameterkategorie im jeweiligen Abschnitt ist in Tabelle 6.1 dargestellt. In den entsprechenden Abschnitten wird die Auswertung auf die relevanten Kennzahlen reduziert.

Tabelle 6.1: Übersicht der untersuchten Parameterkategorien in den jeweiligen Abschnitten

Abschnitt		Technologie	Ökonomie	Umwelt	Soziales
Reale Fallstudie	Abschnitt 6.2.1		X		X
	Abschnitt 6.2.2				X
	Abschnitt 6.2.3	X			X
	Abschnitt 6.2.4	X			X
	Abschnitt 6.2.5	X			X
	Abschnitt 6.2.6	X			X
SimBench Datensatz	Abschnitt 6.3.1			X	X
	Abschnitt 6.3.2			X	
	Abschnitt 6.3.3	X			
	Abschnitt 6.3.4	X	X	X	
	Abschnitt 6.3.5		X		
CoSSMic Datensatz	Abschnitt 6.4		X	X	

6.1 Vorstellung einer minimalen EEG

In diesem Abschnitt soll anhand einer EEG mit zwei Mitgliedern die Funktionsweise einer passiven EEG erläutert werden. Die Topologie der EEG ist in Abbildung 6.1 dargestellt. Die EEG besteht zur Vereinfachung nur aus zwei Teilnehmer_innen und stellt somit die kleinstmögliche EEG dar. Die Bezeichnungen der Teilnehmer_innen beziehen sich auf Abschnitt 4.2. Die EEG verfügt über keinerlei Speicher und agiert rein passiv. Für diese Energiegemeinschaft wurde eine Analyse von drei Tagen basierend auf real gemessenen Daten durchgeführt (siehe Gemessene Lastprofile in Abschnitt 4.2). Die Daten stammen aus der zweiten Septemberwoche 2022 (09.09. bis 11.09.2022). Der Zeitraum wurde gewählt da die realen Daten die Funktionalität einer EEG anschaulich illustrieren.

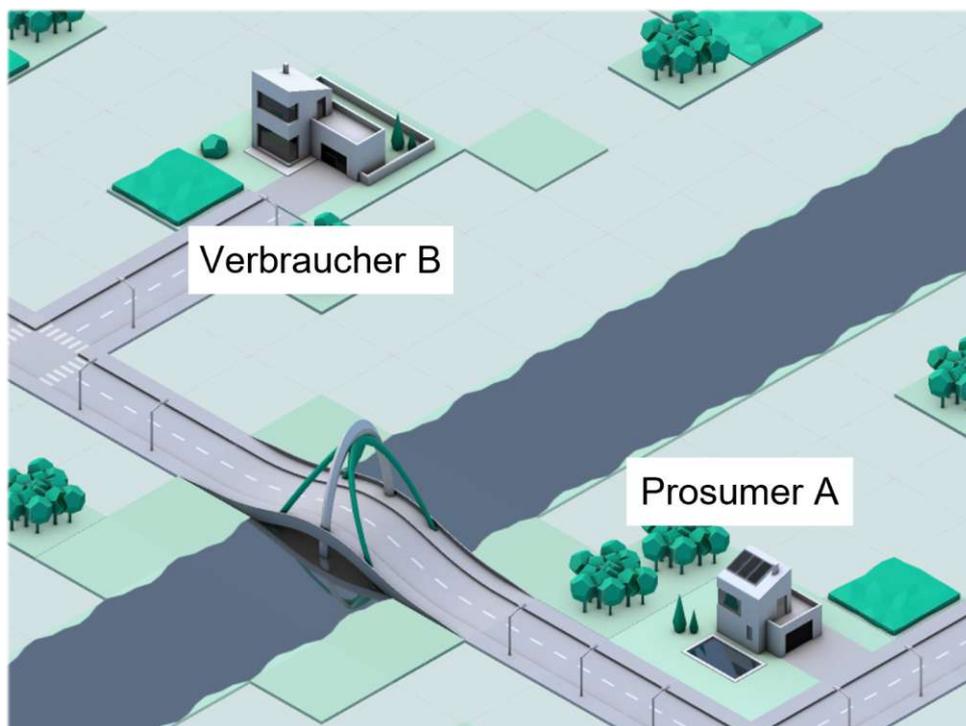


Abbildung 6.1: Topologie einer einfachen EEG bestehend aus Prosumer A und Verbraucher B. Prosumer A besitzt eine eigene PV-Anlage und ist Überschusseinspeiser.

Das Lastaufkommen beziehungsweise die Energieverteilung in der EEG ist in den Diagrammen in Abbildung 6.2 dargestellt. Abbildung 6.2a zeigt den Verbrauch von Prosumer A mit einem Gesamtverbrauch von 59,14 kWh. Hier sind zahlreiche Lastspitzen von Geräten und ausgeprägte Mittagsspitzen zu erkennen. Abbildung 6.2b zeigt den Verbrauch von Verbraucher B mit einem Gesamtverbrauch von 34,24 kWh. Auch hier sind an zwei Tagen ausgeprägte Mittagsspitzen zu erkennen. Am ersten Tag dürfte das Gebäude tagsüber kaum genutzt worden sein. Bemerkenswert sind bei diesem Profil die wiederkehrenden Lastspitzen in den frühen Morgenstunden.

Abbildung 6.2c zeigt eine Gegenüberstellung von Erzeugung und Verbrauch von Prosumer A. Über

den betrachteten Zeitraum werden 63,86 kWh an Energie erzeugt. Das ist in Summe mehr als insgesamt von Prosumer A verbraucht wurde. Diese produzierte Energie kann zu 46,45% direkt von Prosumer A selbst verbraucht werden. Dadurch werden 43,70% des eigenen Energieverbrauchs gedeckt. Die restlichen 56,30% müssen vom Netz bezogen werden (siehe Abbildung 6.2d). Die Überproduktion wird der EEG zur Verfügung gestellt. Diese Überproduktion kann Verbraucher B nun aus der EEG beziehen, um 27,70% seines Eigenverbrauchs zu decken. Um dies zu illustrieren wurde in Abbildung 6.2e die Überproduktion von Prosumer A mit dem Verbrauch von Verbraucher B überlagert. Jener Verbrauch, den Verbraucher B momentan nicht aus der EEG beziehen kann, muss vom Netz bezogen werden (72,30%). Die noch verbleibende Überschussenergie muss in das Netz eingespeist werden.

Der gesamte Energieverbrauch der EEG ist in Abbildung 6.2f dargestellt. 27,67% der benötigten Energie werden direkt durch den Eigenverbrauch von Prosumer A gedeckt, 10,17% werden über die EEG dem Verbraucher B bereitgestellt, die restlichen 62,16% müssen durch das Netz gedeckt werden. Prosumer A kann 14,88% seiner überschüssig erzeugten Energie an die EEG verkaufen, woraus gemäß Gleichung (5.2b) eine Eigenverbrauchsrate von 61,34% aus der Sicht der EEG entsteht.

6.2 Reale Fallstudie

In diesem Abschnitt wird der Einfluss von unterschiedlichen Topologien auf die Kennzahlen von EEGs analysiert. Hierzu werden insgesamt 16 unterschiedliche Szenarien mit unterschiedlichen Topologien definiert, simuliert und abschließend miteinander verglichen. Ausgehend von einer kleinen realen EEG werden weitere Entwicklungsszenarien definiert, indem diese systematisch erweitert wird. Die Bezeichnungen und die Lastprofile der Gebäude bezieht sich auf Abschnitt Gemessene Lastprofile in Abschnitt 4.2. Zum Start der Analyse besteht die EEG aus vier Teilnehmer_innen: Prosumer B, Verbraucher A, Verbraucher B und Verbraucher C. Im Rahmen der Analyse wird die EEG durch folgende Teilnehmer_innen und Anlagen erweitert:

- Prosumer A
- Gemeinschaftsbatterie (70,75 kWh)
- Gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage (20 kWp)
- Verbraucher H0-3.5 (Synthetisches Lastprofil H0 mit 3,5 MWh Jahresverbrauch)
- Verbraucher H0-5 (Synthetisches Lastprofil H0 mit 5 MWh Jahresverbrauch)

Die Topologie ist inklusive der Erweiterungen in Abbildung 6.3 dargestellt. Die ursprüngliche EEG ist in der Abbildung schwarz umrahmt, die Gebäude zur Erweiterung rot.

Die Simulationen werden jeweils für den Zeitraum vom 01.09. bis 08.12.2022 (98 Tage) durchgeführt. In diesem Zeitraum sind die gemessenen Last- und Erzeugungsprofile aller Teilnehmer_innen der

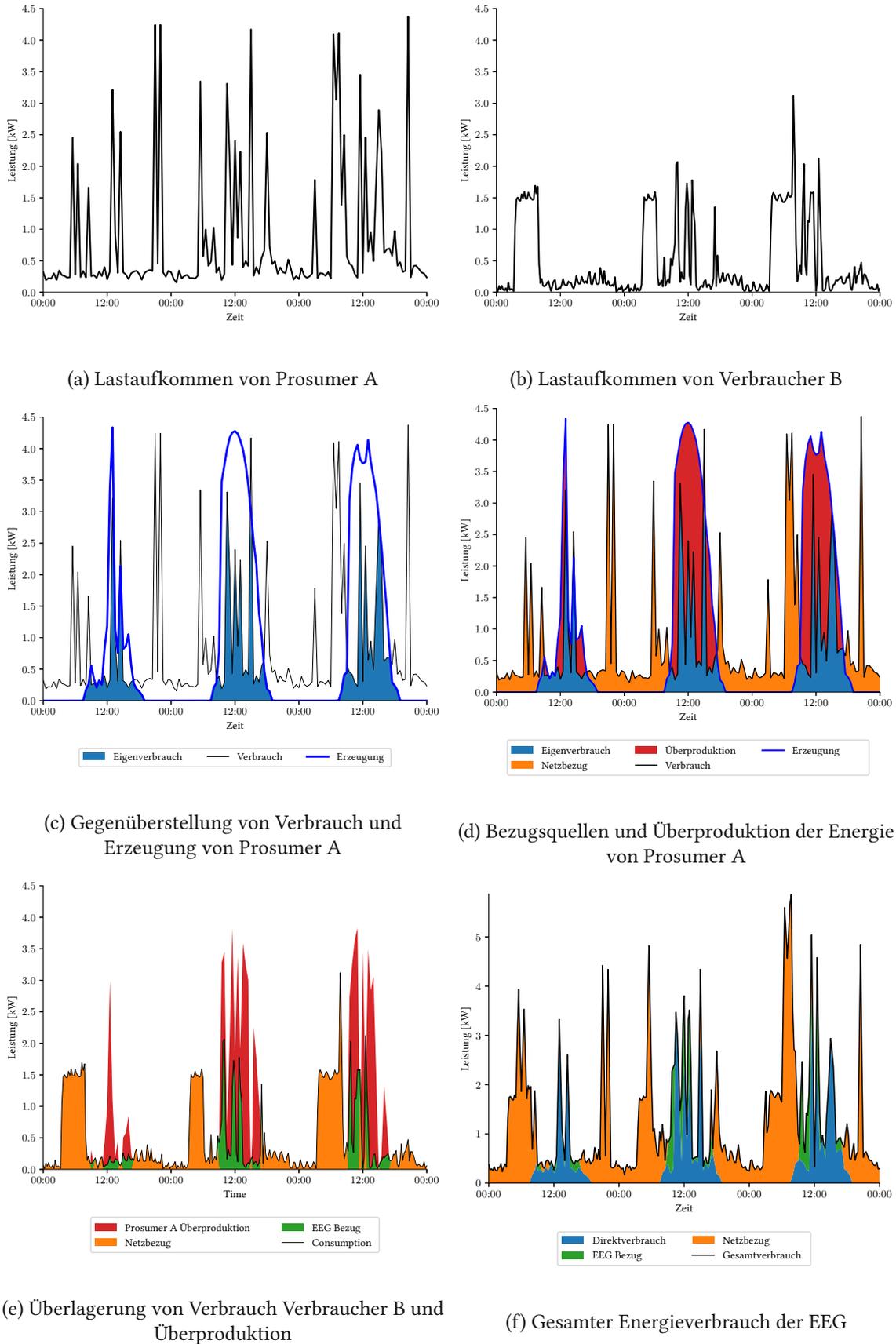


Abbildung 6.2: Energieverteilung in der EEG basierend auf Abbildung 6.1
(Zeitraum: 09.09. bis 11.09.2022)

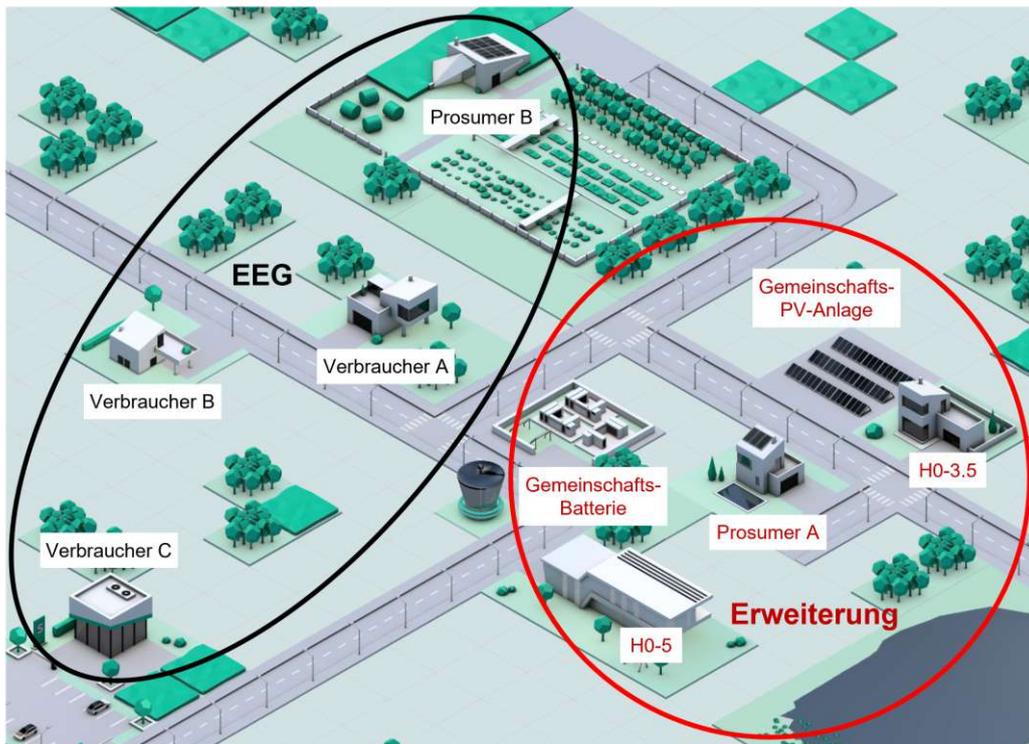


Abbildung 6.3: BIFROST-Repräsentation der EEG aus dem Basisszenario (Schwarz) und Erweiterungen (Rot) die im Rahmen der Entwicklungsszenarien aufgenommen werden.

realen EEG verfügbar. Dabei gibt es zwei Ausnahmen: Aufgrund einer Umstellung in den Smart Meter Einstellungen ist im Zeitraum vom 17.09.2022 bis 03.11.2022 für Verbraucher A nur der Tagesverbrauch verfügbar. Um dies zu beheben wurde aus den restlichen Daten ein gemittelt Tagesprofil errechnet und dieses auf den Tagesverbrauch skaliert. Weiters ist anzumerken, dass aufgrund einer technischen Störung die PV-Anlage von Prosumer A im Zeitraum vom 15.09. bis 18.09.2022 außer Betrieb war. Hier wurden die fehlenden Daten durch gemittelte Erzeugungsprofile ersetzt.

Im Folgenden werden vier Entwicklungsszenarien behandelt. Dabei wird die bestehende EEG um weitere Mitglieder und Anlagen erweitert. Folgende Erweiterungskategorien wurden definiert:

- Aufnahme von weiteren Prosumern und Verbrauchern
- Installation einer Gemeinschaftsbatterie
- Installation einer gemeinschaftlichen PV-Erzeugungsanlage

Diese Erweiterungen werden ausgehend vom Basisszenario, wie in Tabelle 6.2 zusammengefasst, zu Entwicklungsszenarien kombiniert. Für alle Szenarien wird ein dynamischer Verteilungsschlüssel für die Verteilung der Überschussenergie verwendet. Diese Entwicklungsszenarien werden im Folgenden zuerst getrennt untersucht und abschließend miteinander verglichen. Für die Bezeichnung der Szenarien in Tabellen und Grafiken wird eine vereinfachte Schreibweise eingeführt. Die Szenarien werden

nummeriert und mit SX bezeichnet, wobei X die Nummer des Szenarios darstellt. So wird das Basisszenario beispielsweise mit S1 bezeichnet.

Tabelle 6.2: Übersicht über die Entwicklungsszenarien aus Abschnitt 6.2. Jedes Szenario ist dabei eine Erweiterung des Basisszenario S1, welches um die markierten Gebäude und Anlagen erweitert wurde.

Szenario	Prosumer A	H0-3.5	H0-5	Gemeinschaftsbatterie	PV-Erzeugungsanlage
S2	X				
S3	X	X			
S4	X	X	X		
S5				X	
S6	X			X	
S7	X	X		X	
S8	X	X	X	X	
S9					X
S10	X				X
S11	X	X			X
S12	X	X	X		X
S13				X	X
S14	X			X	X
S15	X	X		X	X
S16	X	X	X	X	X

Für die Berechnung der ökonomischen Kennzahlen wurde eine fiktive Tarifgestaltung basierend auf Expertengespräche angenommen, die in Tabelle 6.3 dargestellt ist. Des Weiteren wird von einer lokalen EEG im Netzgebiet von Niederösterreich ausgegangen (Netzentgelt gemäß Tabelle 3.1).

Tabelle 6.3: Verwendete Tarifgestaltung in der Szenarioexploration, Nomenklatur siehe Abschnitt 5.2 (Werte in ct/kWh)

$c_{\text{Bezug,Netz}}$	c_{Netz}	$c_{\text{Ein,Netz}}$	$c_{\text{Bezug,EEG}}$	c_{EEG}	$c_{\text{Ein,EEG}}$
20	25,13	10	15	17,38	15

6.2.1 Basisszenario (S1)

Zu Beginn wird das Basisszenario evaluiert, um eine Grundlage für weitere Vergleiche mit anderen Szenarien zu formen. Im Basisszenario besteht die EEG aus den folgenden Teilnehmer:innen:

S1 Prosumer B + Verbraucher A + Verbraucher B + Verbraucher C

Die EEG besteht dementsprechend aus einem Prosumer und drei Verbrauchern. Tabelle 6.4 zeigt die ermittelten Kennzahlen der EEG und der Teilnehmer_innen im Zeitraum von 01.09. bis 08.12.2022.

Tabelle 6.4: Kennzahlen der EEG im Basisszenario S1. Abgekürzte Schreibweise: Prosumer B - PB, Verbraucher A - VA, Verbraucher B - VB, Verbraucher C - VC

Teilnehmer.in		EEG	PB	VA	VB	VC
Technologisch	Verbrauch Gesamt [MWh]	17,86	2,72	1,62	1,01	12,51
	Verbrauch Netz [MWh]	15,57	2,67	1,36	0,90	10,63
	Verbrauch Netz [%]	87,71	98,17	83,95	89,15	85,00
	Verbrauch EEG [MWh]	2,24	0	0,26	0,11	1,88
	Verbrauch EEG [%]	12,55	0	15,77	10,85	15,00
	Erzeugung [MWh]	2,74	2,74	-	-	-
	Eigenverbrauch [MWh]	0,049	0,049	-	-	-
	Eigenverbrauch [%]	1,8	1,8	-	-	-
	Erzeugung Netz [MWh]	0,45	0,45	-	-	-
	Einspeisung Netz [%]	16,48	16,48	-	-	-
	Erzeugung EEG [MWh]	2,24	2,24	-	-	-
	Einspeisung EEG [%]	81,72	81,72	-	-	-
	Korrelation	-	-0,42	0,14	-0,04	0,22
Ökonomisch	Kosten Netz [€]	3911	670	342	226	2672
	Kosten EEG [€]	389	0	44	19	326
	Kosten Gesamt [€]	4301	670	387	387	2999
	Kosten ohne EEG [€]	4475	670	406	253	3144
	Kosten Einsparungen [€]	173	0	19	8	145
	Kosten Einsparungen [%]	3	0	4	3	4
	Einkommen Netz [€]	45	45	-	-	-
	Einkommen EEG [€]	336	336	-	-	-
	Einkommen Gesamt [€]	381	381	-	-	-
	Einkommen ohne EEG [€]	269	269	-	-	-
	Gewinn Einspeisung [€]	112	112	-	-	-
Gewinn Einspeisung [%]	41	41	-	-	-	
Ökologisch	CO ₂ -Ausstoß Gesamt [kg]	3717	634	334	213	2535
	CO ₂ -Ausstoß Netz [kg]	3670	634	328	210	2496
	CO ₂ -Ausstoß Netz [%]	98	100	98	98	98
	CO ₂ -Ausstoß EEG [kg]	47	0	5	2	39
	CO ₂ -Ausstoß EEG [%]	2	0	2	2	2
	CO ₂ -Ausstoß ohne EEG [kg]	4171	634	387	236	2913
	CO ₂ -Einsparungen [kg]	453	0	53	22	377
	CO ₂ -Einsparungen [%]	10	0	13	9	12

Der Verbrauch wird unterteilt in jenen Anteil, der durch die EEG bereitgestellt wird, und jenen Anteil, der durch das Netz bezogen werden muss. Für Prosumer B ist die Deckung des Verbrauchs durch die EEG gleich 0, da es sich hierbei um den einzigen Prosumer beziehungsweise allgemein Erzeuger in der Gemeinschaft handelt. Durch die Gründung einer EEG können 12,55% des gesamten Verbrauchs in der Gemeinschaft durch den Prosumer B gedeckt werden. Dieser liefert 81,72% seiner erzeugten Überschussenergie an die EEG. Die restlichen 16,48% werden in das öffentliche Netz eingespeist. Es besteht hierbei also noch durchaus Potential, das durch eine Erweiterung durch weitere Verbraucher oder

Speicher genutzt werden kann. Dies wird weiter bestärkt, wenn berücksichtigt wird, dass es sich bei dem betrachteten Zeitraum (Herbst) um allgemein eher schwächere Monate für die Energieerzeugung durch PV-Anlagen handelt. Die größte relative Reduktion an bezogener Energie aus dem Netz können Verbraucher A und Verbraucher C erreichen. Der Unterschied zu Verbraucher B ist auf die bessere Korrelation zwischen Verbrauch und verfügbarer Energie in der Energiegemeinschaft zurückzuführen. Die Korrelation zwischen Verbrauch und Erzeugung im Basisszenario ist in Tabelle 6.4 angegeben. Ähnliche Rückschlüsse lassen sich aus den mittleren Tagesprofilen des Verbrauchs aus Abbildung 4.4a ableiten. In dieser Abbildung ist zu erkennen, dass der Verbrauch von Verbraucher B sich auf die frühen Morgenstunden konzentriert und der restliche Verbrauch von Prosumer B, durch den bereits abgezogenen Eigenverbrauch, nicht mehr mit der verfügbaren Energie in der EEG zusammenfällt. Betrachtet man die absoluten Werte, so kann Verbraucher C mit 1,88 MWh die meiste Energie beziehen. Dies ist naheliegend, da ein dynamischer Verteilungsschlüssel Teilnehmer_innen mit einem hohen Verbrauch begünstigt.

Die ökonomischen Kennzahlen sind ebenfalls in Tabelle 6.4 angegeben. Es sind die Kosten durch den Bezug von Energie aus Netz oder EEG, sowie das Einkommen durch die Einspeisung eingetragen. Die gesamten Kosten der Gemeinschaft im betrachteten Zeitraum betragen 3911 € und stehen einem Einkommen von 381 € gegenüber. Hierbei ist anzumerken, dass im Basisszenario nur Prosumer B Energie in die Gemeinschaft einbringt und daher das gesamte Einkommen auf diesen Teilnehmer entfällt. Da Prosumer B keine Energie aus der EEG bezieht, sondern nur in diese einspeist, können auch keine Kosteneinsparungen erzielt werden. Prosumer B profitiert jedoch durch die Teilnahme, da das Einkommen durch den verbesserten Einspeisetarif in der EEG um 41 % (112 €) höher ist, als wenn er den Überschuss mit dem bestehenden Netzeinspeisetarif verkaufen würde. Die restlichen Mitglieder können durch die EEG durchschnittlich rund 4 % Kosten einsparen. Die absoluten Werte sind wieder proportional zum tatsächlichen Verbrauch, wodurch absolut die Einsparungen von Verbraucher C mit 145 € am höchsten sind.

Durch die Nutzung von dezentraler erneuerbarer Energie kann auch der CO₂-Ausstoß des Energiesektors reduziert werden. Dies ist unter den ökologischen Kennzahlen zusammengefasst. Der gesamte CO₂-Ausstoß innerhalb der EEG beträgt 3717 kg. Bei einem Bezug der elektrischen Energie aus dem öffentlichen Netz würde ein CO₂-Ausstoß von 4171 kg anfallen. Dies bedeutet eine Reduktion von 10 % oder 453 kg. Bezogen auf die Teilnehmer_innen kann Verbraucher A mit 13 % (53 kg) die größte relative Reduktion erzielen. Grund dafür ist der geringere Energiebedarf in den Nachtstunden verglichen mit Verbraucher B und Verbraucher C.

Diese erste Analyse des Basisszenario zeigt die positiven Einflüsse der EEG unter den angegebenen Rahmenbedingungen. Die Kennzahlen der einzelnen Teilnehmer unterscheiden sich durchaus. Dies

hängt vor allem mit dem Lastverhalten zusammen. In weiterer Folge wird dieses Basisszenario erweitert und analysiert.

6.2.2 “Verbraucher“-Szenarien (S2-S4)

Die EEG aus dem Basisszenario wird durch zusätzliche Teilnehmer_innen (Prosumer und Verbraucher) erweitert. Dazu werden schrittweise der Prosumer A, der Verbraucher H0-3.5 (Synthetisches Lastprofil H0 [34] mit 3,5 MWh Jahresverbrauch) und der Verbraucher H0-5 (Synthetisches Lastprofil H0 [34] mit 5 MWh Jahresverbrauch) in die Gemeinschaft aufgenommen. Diese Gruppe an Szenarien wird in weiterer Folge gesammelt mit “Verbraucher“ bezeichnet. Es wurden folgende Szenarien definiert:

- S2** Basisszenario + Prosumer A
- S3** Basisszenario + Prosumer A + H0-3.5
- S4** Basisszenario + Prosumer A + H0-3.5 + H0-5

Ziel dieser Szenarien ist es, den Einfluss der Erweiterung um weitere Teilnehmer_innen auf die Kennzahlen der EEG darzustellen. Wie sich zeigen wird wirkt sich die Aufnahme eines Prosumers anders auf die Gemeinschaft aus als die Aufnahme eines zusätzlichen Verbrauchers. Wird ein Prosumer aufgenommen, so steht grundsätzlich mehr Überschussenergie zur Verfügung, die verteilt werden kann. Wird ein Verbraucher aufgenommen, so steigt einerseits das Potential Energie in der Gemeinschaft zu verteilen, andererseits muss bei unzureichender Erzeugung die Energie auch unter mehreren Teilnehmer_innen verteilt werden. Dies reduziert den Nutzen für die Verbraucher und Prosumer, die sich bereits in der Gemeinschaft befinden. Für Erzeuger und Prosumer hat die Aufnahme von weiteren Verbrauchern den Vorteil, dass das Potential erzeugte Energie in der EEG zu verkaufen, steigt. Diese Effekte lassen sich durch die Kennzahlen der Autarkierate von Verbrauchern und Prosumer nach Gleichung (5.4c) und der Eigenverbrauchsrate aus Sicht der EEG nach Gleichung (5.2b) quantifizieren.

Die Änderung der Autarkierate beziehungsweise die Deckung des Energiebedarfs durch die EEG über unterschiedliche Szenarien ist in Abbildung 6.4 dargestellt. Dabei wird sowohl die Autarkierate der EEG als auch jene der einzelnen Teilnehmer_innen angegeben. Links in der Abbildung ist die Autarkierate der gesamten EEG eingetragen. Der mittlere Teil “Basis“ der Abbildung beinhaltet die Teilnehmer_innen des Basisszenarios, der rechte Teil “Erweiterung“ jene, die durch die Erweiterung hinzugefügt werden. Zu sehen ist, dass sich die Erweiterung um einen Prosumer insgesamt positiv auf die Autarkierate auswirkt, da mehr Energie, die verteilt werden kann, in der EEG verfügbar ist. Mit der Aufnahme von weiteren Verbrauchern in Szenario S3 und S4 sinkt die Autarkierate wieder. Besonders gut ist der Effekt bei Verbraucher A und Verbraucher C zu sehen. Wie in Tabelle 6.4 dargestellt, sind das die beiden Verbraucher mit der höchsten Korrelation zur Erzeugung durch die PV-Anlage. Aufgrund

des Eigenverbrauchs von Prosumer A und Prosumer B ist die Deckung des Verbrauchs durch die EEG bei beiden eher gering. Die maximale Autarkie wird in Szenario S2 erreicht.

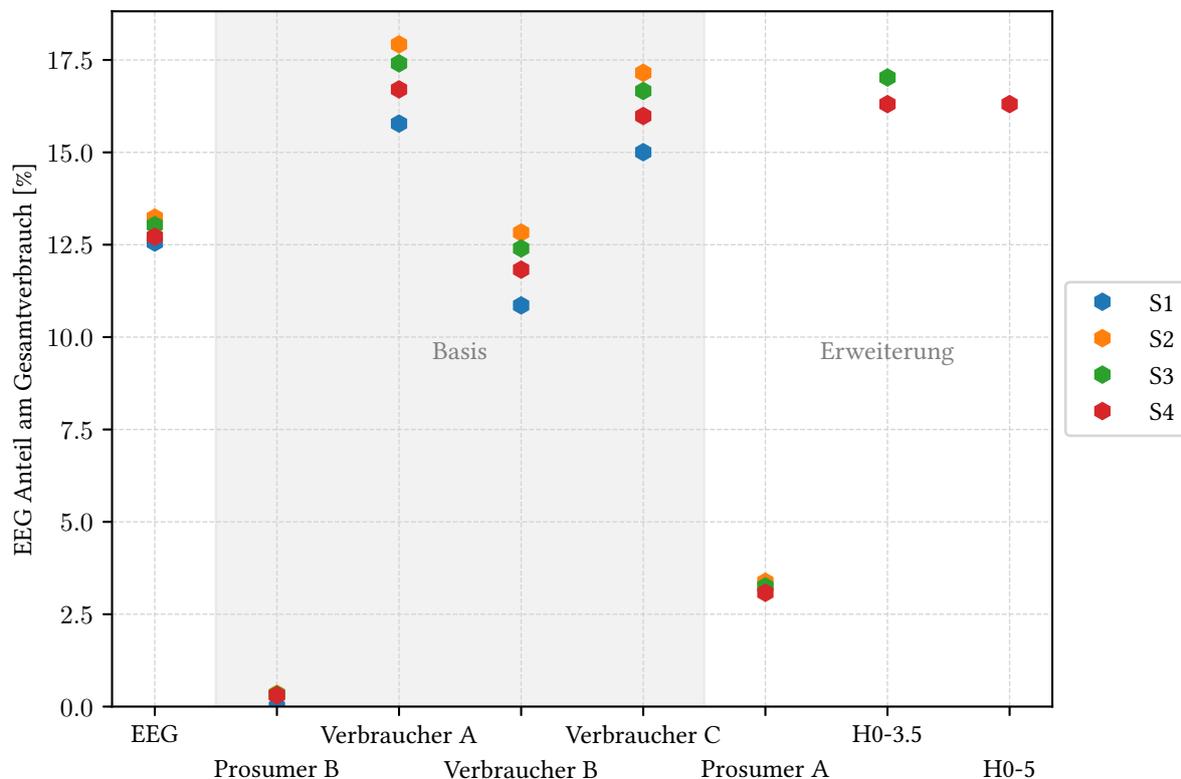


Abbildung 6.4: Szenariosatz “Verbraucher“: Gegenüberstellung des EEG Anteils am Gesamtverbrauch der jeweiligen Mitglieder in unterschiedlichen Szenarien

Die Eigenverbrauchsrate nach Gleichung (5.2b) für die gesamte EEG und die beiden Prosumer Prosumer B und Prosumer A ist in Tabelle 6.5 dargestellt. Die Tabelle ist unterteilt in die unterschiedlichen Szenarien dieser Szenariengruppe. Dabei ist zu beachten, dass es sich bei der Autarkie in diesem und den folgenden Diagrammen nicht um die gesamte Autarkie innerhalb einer EEG nach Gleichung (5.4c) handelt. In den Diagrammen wird nur die Autarkie, die zusätzlich zum Direktverbrauch durch die EEG gewonnen wird, dargestellt. Dies hat den Grund, dass für Prosumer B keine Eigenverbrauchsdaten verfügbar sind und um beide Prosumer vergleichbar zu halten, auch für Prosumer A der Eigenverbrauch nicht berücksichtigt wird. Prosumer A ist nicht Teil des Basisszenario S1, deswegen ist die Eigenverbrauchsrate von Prosumer A in der entsprechenden Spalte in Tabelle 6.5 nicht eingetragen. Durch die Aufnahme von Prosumer A in die Gemeinschaft ist mehr Energie zur Verteilung verfügbar. Dadurch sinkt die Eigenverbrauchsrate von Prosumer B in Szenario S2 im Vergleich zum Basisszenario S1. Durch die Aufnahme weiterer Verbraucher in Szenario S3 und Szenario S4 steigt diese jedoch wieder an. Selbiges gilt auch für Prosumer A. In Szenario S4 erreicht die Eigenverbrauchsrate in der gesamten EEG

einen Wert von 87,33%. Möchte man den Eigenverbrauch verbessern, ist es also noch notwendig weitere Verbraucher aufzunehmen.

Tabelle 6.5: Eigenverbrauchsrate nach Gleichung (5.2b) von EEG und Prosumer in der Szenariengruppe "Verbraucher"

Szenario		S1	S2	S3	S4
EEG	[%]	83,52	82,63	84,70	87,33
Prosumer B	[%]	83,52	79,12	81,60	84,78
Prosumer A	[%]	-	91,05	92,10	93,46

6.2.3 "Batterie"-Szenarien (S5-S8)

In den folgenden Szenarien wird die EEG aus dem Basisszenario durch eine Gemeinschaftsbatterie (Kapazität: 70,75 kWh, maximale Lade- beziehungsweise Entladeleistung: 11 kW, Daten angelehnt an: xelectric XPB-W-W35 [77]) erweitert. Diese Gruppe an Szenarien wird in weiterer Folge gesammelt mit "Batterie" bezeichnet. Darüber hinaus werden wieder schrittweise zusätzliche Teilnehmer_innen in die EEG aufgenommen. Es wurden folgende Szenarien definiert:

S5 Basisszenario + Gemeinschaftsbatterie

S6 Basisszenario + Gemeinschaftsbatterie
+ Prosumer A

S7 Basisszenario + Gemeinschaftsbatterie
+ Prosumer A + H0-3.5

S8 Basisszenario + Gemeinschaftsbatterie
+ Prosumer A + H0-3.5 + H0-5

Durch die Gemeinschaftsbatterie kann Energie, die momentan nicht in der EEG verbraucht wird, zwischengespeichert werden, um diese zu einem späteren Zeitpunkt, an dem nicht genügend Erzeugung vorhanden ist, wieder aus der Gemeinschaftsbatterie zu beziehen. Für eine detaillierte Analyse des Einflusses der Gemeinschaftsbatterie werden die Autarkie, Eigenverbrauchsrate, maximaler Ladezustand der Batterie, geladene beziehungsweise entladene Energie sowie die Anzahl an Vollzyklen als Kennzahlen herangezogen.

Abbildung 6.5 zeigt den Einfluss der diversen Szenarien auf die Deckung des Verbrauchs durch die EEG. Durch die Gemeinschaftsbatterie kann der Anteil an Energie, die durch die EEG bereitgestellt wird, in allen Szenarien erhöht werden. Dabei wird in dieser Abbildung nicht unterschieden ob die Energie direkt oder über die Batterie bezogen wird. Der Unterschied zwischen den einzelnen Szenarien

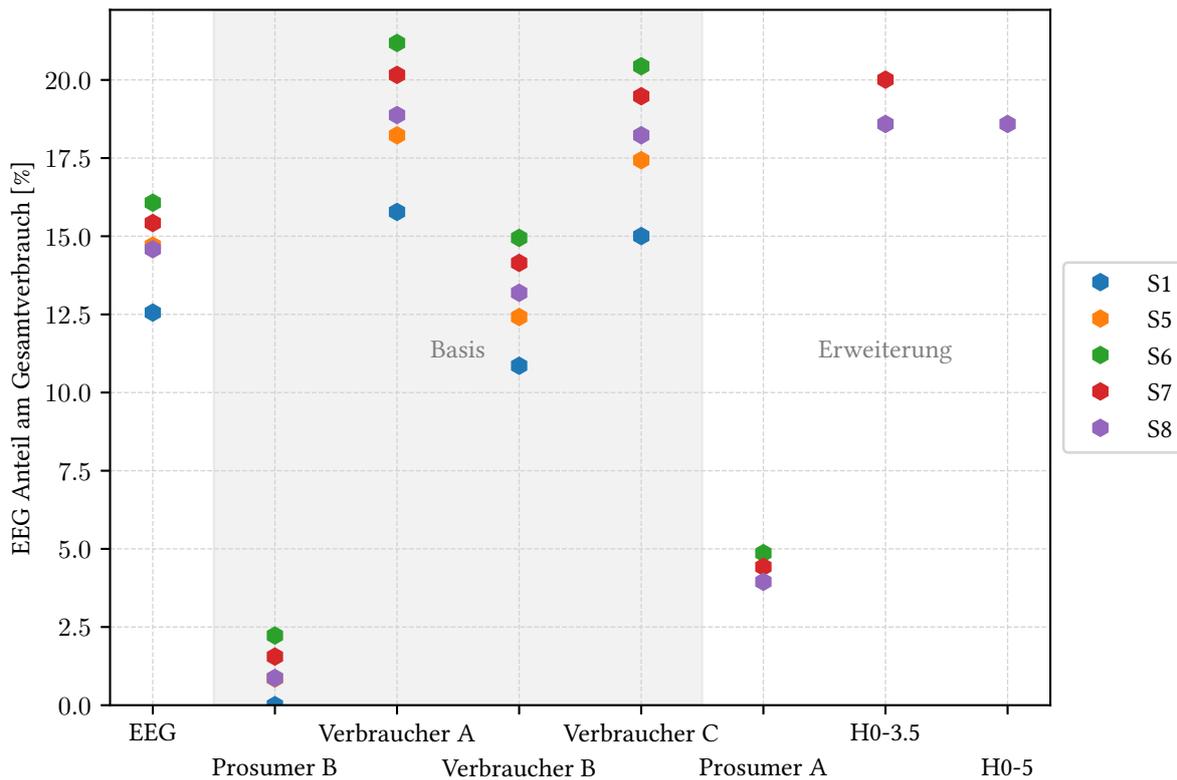


Abbildung 6.5: Szenariengruppe “Batterie“: Gegenüberstellung des EEG Anteils am Gesamtverbrauch der jeweiligen Mitglieder in unterschiedlichen Szenarien

ist in Abbildung 6.5 deutlicher zu sehen als noch in Abbildung 6.4 für die vorherige Szenariengruppe “Verbraucher“. Die deutlichste Verbesserung ist in Szenario S6 zu erkennen, in dem zusätzlich zur Gemeinschaftsbatterie noch Prosumer A aufgenommen wird. Die Steigerung kommt einerseits durch den höheren Direktverbrauch innerhalb der Gemeinschaft und andererseits durch die bessere Nutzung der Gemeinschaftsbatterie zustande. Die Aufnahme weiterer Verbraucher hat zweifache Auswirkung auf die bereits bestehenden Mitglieder. Einerseits muss die verfügbare Überschussenergie, wie auch schon in der vorherigen Szenariengruppe, unter mehr Teilnehmer:innen verteilt werden. Andererseits kann auch weniger Energie in die Gemeinschaftsbatterie geladen werden, da tendenziell weniger Überschussenergie vorhanden ist. Auch bei der Entladung aus der Gemeinschaftsbatterie muss die Energie unter mehr Teilnehmer:innen verteilt werden. Dies resultiert in einer größeren Änderung des Autarkiewerts zwischen den einzelnen Szenarien als noch in der Szenariengruppe “Verbraucher“. Die maximale Autarkie wird in Szenario S6 erreicht.

Die Aufteilung des Verbrauchs nach Direktverbrauch und Energiebezug aus Gemeinschaftsbatterie, EEG oder Netz findet sich in Tabelle 6.6. Es zeigt sich, dass der Großteil der Energie die lokal verwendet wird direkt innerhalb der EEG verteilt wird und der Beitrag der Gemeinschaftsbatterie nur gering

Tabelle 6.6: Aufteilung des Verbrauchs der gesamten EEG nach Bezugsquellen für die Szenariengruppe "Batterie"

Szenario		S5	S6	S7	S8
Direktverbrauch	[%]	0,28	2,83	2,70	2,54
Gemeinschaftsbatterie	[%]	2,14	2,72	2,32	1,81
EEG	[%]	12,56	13,23	13,03	13,72
Netz	[%]	85,02	81,22	81,95	81,93

ausfällt. Über 81% der Energie muss in allen Szenarien weiterhin aus dem Netz bezogen werden.

Tabelle 6.7: Eigenverbrauchsrate nach Gleichung (5.2b) von EEG und Prosumer in der Szenariengruppe "Batterie"

Szenario		S5	S6	S7	S8
EEG	[%]	100	99,97	99,98	99,99
Prosumer B	[%]	100	99,96	99,97	99,99
Prosumer A	[%]	-	99,98	99,99	99,99

Die Eigenverbrauchsrate nach Gleichung (5.2b) für die gesamte EEG und die beiden Prosumer Prosumer B und Prosumer A ist in Tabelle 6.7 dargestellt. In allen Szenarien kann die erzeugte Energie beinahe vollständig innerhalb der Gemeinschaft verbraucht werden. Grund für die geringen Abweichungen zu 100% in den Szenarien S6, S7 und S8 ist, dass es einige Zeitpunkte gibt, zu denen die maximale Ladeleistung der Gemeinschaftsbatterie von 11 kW erreicht wird und daher die überschüssige Energie in das öffentliche Netz gespeist werden muss.

Tabelle 6.8: Kennzahlen der Gemeinschaftsbatterie in den Szenarien 5-8

Szenario		S5	S6	S7	S8
Max. SoC	[%]	25,20	37,59	34,59	30,65
Energie geladen	[kWh]	537,65	761,86	676,36	566,13
Energie entladen	[kWh]	453,81	641,78	569,07	477,43
Vollzyklen		7	10	9	7

Tabelle 6.8 zeigt einige Kennzahlen der Gemeinschaftsbatterie in den verschiedenen Szenarien dieser Szenariengruppe. Der maximale Ladestand ist im Szenario S6 mit 37,59% am größten, was für einen Betrachtungszeitraum dieser Länge sehr gering ist. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass in diesen Szenarien nicht genügend Energie produziert wird, um die Batterie ausreichend zu befüllen. Das bedeutet nun, dass entweder die Batterie zu groß dimensioniert wurde oder dass die installierte Erzeugungsleistung nicht ausreicht, um die Batterie entsprechend zu nutzen. Der Unterschied zwischen geladener und entladener Energie ergibt sich aus den Verlusten des Wechselrichters der Batterie und den Verlusten beim Laden und Entladen der Batterie selbst. Die geladene und entladene Energie ist

in Szenario S6 am größten. Dies ist naheliegend, da in diesem Szenario ein weiterer Prosumer aufgenommen wird und dadurch am meisten Energie zur Verfügung steht. Durch die Aufnahme weiterer Verbraucher in den Szenarien S7 und S8 sinkt die Energie, die durch die Batterie aufgenommen wird, wieder. In diesen Szenarien kann mehr Energie sofort innerhalb der Gemeinschaft verteilt werden, eine Speicherung in der Batterie ist nicht notwendig. Für einen Betrachtungszeitraum von insgesamt 98 Tagen ist die Anzahl der Vollzyklen in allen Szenarien sehr gering. Zusammengefasst ist das Szenario S6 im Sinne der Batterienutzung am besten zu bewerten. Grundsätzlich ist für eine effektive Nutzung der Batterie jedoch zu wenig Überschussenergie vorhanden, die gespeichert werden könnte.

6.2.4 “PV“-Szenarien (S9-S12)

Das Basisszenario wird durch eine gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage erweitert. Die gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage hat folgende Parameter (siehe auch Abschnitt 4.3):

- Wechselrichter: Fronius Symo 20.0-3-M [78]
- Modul: LG410N2W-A5, Nennleistung: 410 Wp [79]
- Ausrichtung Strang 1: 90° Ost
- Ausrichtung Strang 2: 270° West
- Module je Strang: 25
- Neigungswinkel: 30°

Bei dieser PV-Anlage haben die beiden Modulstränge eine Ost- und West-Ausrichtung. Dadurch kann der Zeitraum der Erzeugung je Tag, im Vergleich mit einer reinen Süd-Ausrichtung, verlängert werden. Dies steigert die Eigenverbrauchsrate [80]. Diese Gruppe an Szenarien wird in weiterer Folge gesammelt mit “PV“ bezeichnet. Es werden folgende Szenarien definiert:

- S9** Basisszenario + Gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage
- S10** Basisszenario + Gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage
+ Prosumer A
- S11** Basisszenario + Gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage
+ Prosumer A + H0-3.5
- S12** Basisszenario + Gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage
+ Prosumer A + H0-3.5 + H0-5

Diese Szenarien zeichnen sich dadurch aus, dass noch mehr erneuerbare Energie in der Gemeinschaft verfügbar ist. Die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage kann als Volleinspeiser von allen Teilnehmern/innen der EEG genutzt werden. Für die Analyse werden die Autarkie und Eigenverbrauchsrate als Kennzahlen verwendet.

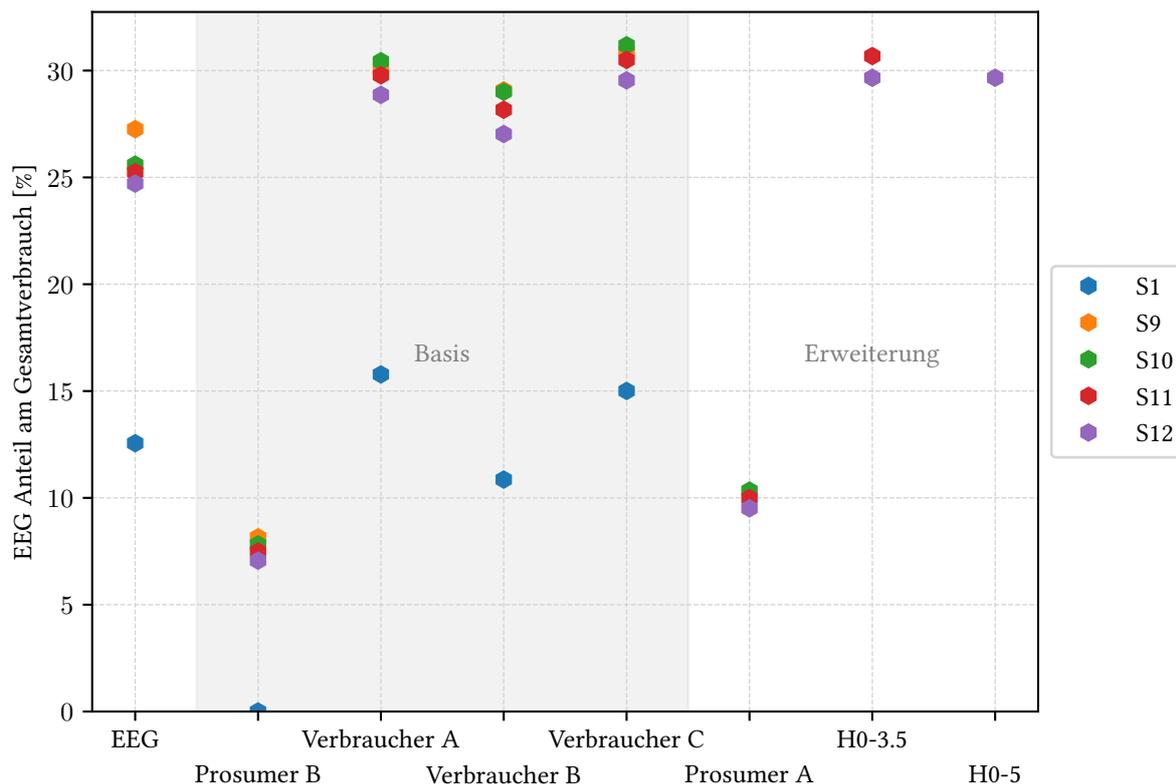


Abbildung 6.6: Szenariengruppe "PV": Gegenüberstellung des EEG Anteils am Gesamtverbrauch der jeweiligen Mitglieder in unterschiedlichen Szenarien. Szenario S9 ist teilweise S10 sehr ähnlich und daher manchmal von diesem verdeckt.

Abbildung 6.6 zeigt den Anteil am Gesamtverbrauch der einzelnen Teilnehmer:innen, der durch die EEG gedeckt werden konnte. Hier zeigt sich ein eindeutiger Unterschied zum Basisszenario S1. Durch die gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage in Szenario S9 kann die Autarkie innerhalb der EEG um rund 13% im Vergleich mit dem Basisszenario S1 gesteigert werden. Durch die Aufnahme von Prosumer A in Szenario S10 wird die Autarkie aus Sicht der EEG sogar etwas reduziert, die Auswirkung auf die einzelnen Mitglieder ist jedoch sehr gering. Grund für den minimalen negativen Effekt der Aufnahme eines Prosumers ist, dass dieser auch als Verbraucher auftritt und aufgrund der unterschiedlichen Erzeugungsprofile zur Ost-West ausgerichteten PV-Anlage der zusätzliche Bedarf nicht gedeckt werden kann. Durch die Erweiterung durch weitere Verbraucher sinkt der individuelle Anteil nur minimal. Die maximale Autarkie aus Sicht der EEG wird in Szenario S9 erreicht.

Tabelle 6.9 zeigt die Eigenverbrauchsrate der einzelnen Erzeuger und der gesamten EEG in der betrachteten Szenariengruppe. Die Eigenverbrauchsrate innerhalb der gesamten EEG liegt, über die Szenarien hinweg bei durchschnittlich rund 75%. Es ist also noch Potential vorhanden, die EEG um weitere Verbraucher zu erweitern, um die momentan erzeugte Energie besser nutzen zu können. Alternativ dazu könnte ein Speicher verwendet werden, um die überschüssige Energie zwischenspeichern.

Tabelle 6.9: Anteil der erzeugten Energie nach Gleichung (5.2b) die innerhalb der EEG von EEG, Prosumer und PV-Anlage in der Szenariengruppe "PV" genutzt wird

Szenario		S9	S10	S11	S12
EEG	[%]	73,38	72,93	75,01	77,77
Prosumer B	[%]	65,73	62,95	65,60	69,16
PV-Anlage	[%]	79,61	77,52	79,40	81,86
Prosumer A	[%]	-	81,17	82,56	84,42

6.2.5 "PV + Batterie"-Szenarien (S13-S16)

In dieser Szenariengruppe werden alle Entwicklungsszenarien kombiniert. Das Basisszenario S1 wird um eine Gemeinschaftsbatterie und eine gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage erweitert. Zusätzlich werden wieder Prosumer und Verbraucher hinzugefügt. Diese Gruppe an Szenarien wird in weiterer Folge gesammelt mit "PV + Batterie" bezeichnet und beinhaltet folgende Szenarien:

S13 Basisszenario + Gemeinschaftsbatterie + Gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage

S14 Basisszenario + Gemeinschaftsbatterie + Gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage
+ Prosumer A

S15 Basisszenario + Gemeinschaftsbatterie + Gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage
+ Prosumer A + H0-3.5

S16 Basisszenario + Gemeinschaftsbatterie + Gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage
+ Prosumer A + H0-3.5 + H0-5

In diesen Szenarien zeigen sich nun die Vorteile der Kombination von Erzeugung und zusätzlicher Speicherung. Verglichen mit den "Batterie"-Szenarien aus Abschnitt 6.2.3, in denen nur die Batterie alleine ergänzt wurde, ist nun mehr Erzeugungsleistung installiert, die sich positiv auf die Gemeinschaft auswirkt. Für eine detaillierte Analyse werden die Autarkie, Eigenverbrauchsrate, maximaler Ladestand der Batterie, geladene beziehungsweise entladene Energie sowie die Anzahl an Vollzyklen als Kennzahlen miteinander verglichen.

Abbildung 6.7 zeigt abermals die Autarkie beziehungsweise jenen Anteil am Gesamtverbrauch, der durch den Bezug aus der EEG gedeckt werden kann. Dabei wird nicht zwischen Direktbezug aus der EEG und Bezug aus der Gemeinschaftsbatterie unterschieden. Es ist ein deutlicher Unterschied zwischen dem Basisszenario und den Szenarien dieser Szenariengruppe zu erkennen. Durch die gemeinschaftliche PV-Erzeugungsanlage in Kombination mit der Gemeinschaftsbatterie in Szenario S13 kann die Autarkie innerhalb der EEG um rund 22%, im Vergleich mit dem Basisszenario S1, gesteigert werden. Mit 35,19% wird in S13 auch der höchste Wert aller Szenarien erzielt. Durch die Aufnahme von Prosumer A sinkt die Autarkie der gesamten EEG etwas, betrachtet man die einzelnen Teilnehmer_in-

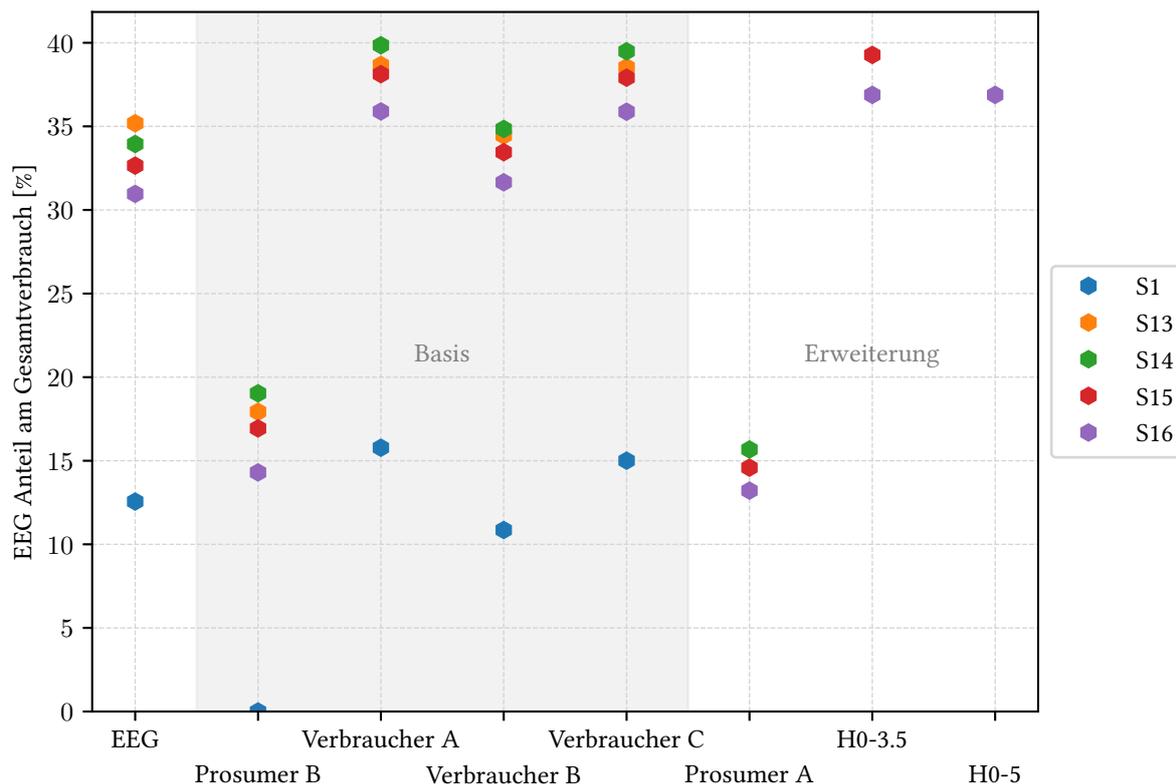


Abbildung 6.7: Szenariengruppe “PV + Batterie“: Gegenüberstellung des EEG Anteils am Gesamtverbrauch der jeweiligen Mitglieder in unterschiedlichen Szenarien

nen so steigt der Wert jedoch minimal an. Die Aufnahme von weiteren Verbrauchern in den Szenarien S15 und S16 verringert den Wert, wie auch schon in den vorherigen Abschnitten, wieder.

Tabelle 6.10: Aufteilung des Verbrauchs der gesamten EEG nach Bezugsquellen für die Szenariengruppe “PV + Batterie“

Szenario		S13	S14	S15	S16
Direktverbrauch	[%]	0,28	2,83	2,70	2,54
Gemeinschaftsbatterie	[%]	7,93	8,35	7,41	6,25
EEG	[%]	27,26	25,60	25,24	24,71
Netz	[%]	64,53	63,22	64,65	66,5

Tabelle 6.10 zeigt die Aufteilung des Verbrauchs dieser Szenariengruppe nach den jeweiligen Bezugsquellen. Ein großer Teil des Verbrauchs kann direkt durch den Austausch innerhalb der Gemeinschaft gedeckt werden. Der Anteil, der durch die Gemeinschaftsbatterie gedeckt werden kann, spielt hier eine größere Rolle. Dies ist auf den Ausbau der Erzeuger zurückzuführen, wodurch mehr Energie in den Speicher geladen werden kann.

Die Eigenverbrauchsdaten von Szenario S13 bis S16 sind in Tabelle 6.11 eingetragen. Aufgrund der

Tabelle 6.11: Eigenverbrauchsrate nach Gleichung (5.2b) von EEG, Prosumer und PV-Anlage in der Szenariengruppe "PV + Batterie"

Szenario		S13	S14	S15	S16
EEG	[%]	99,28	98,50	98,75	99,06
Prosumer B	[%]	98,97	97,79	98,16	98,60
PV-Anlage	[%]	99,50	98,86	99,06	99,30
Prosumer A	[%]	-	98,94	99,12	99,35

geringen maximale Ladeleistung der Gemeinschaftsbatterie von 11 kW kann das vollständige Potential der Erzeugungsanlagen nicht ausgenutzt werden und es muss in seltenen Fällen auch Energie in das öffentliche Netz eingespeist werden. Die Eigenverbrauchsrate sinkt mit der Aufnahme von Prosumer A. Im Szenario S14 ist zu Spitzenzeiten dementsprechend zu viel Energie verfügbar. Dadurch wird öfter die maximale Ladeleistung der Batterie erreicht und es muss eingespeist werden. Durch die Aufnahme weiterer Verbraucher wird der momentane Bedarf wieder erhöht und die Eigenverbrauchsrate steigt wieder.

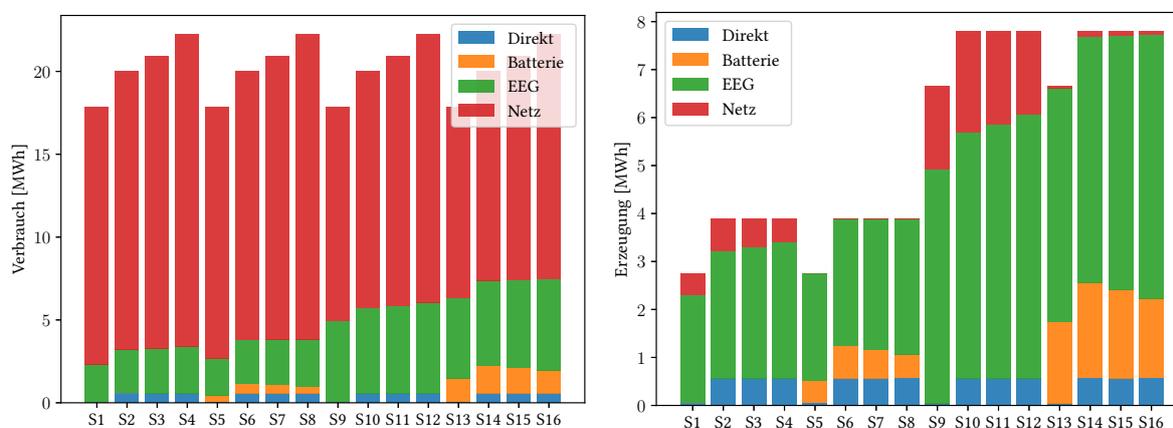
Tabelle 6.12: Kennzahlen der Gemeinschaftsbatterie in den Szenarien S13 bis S16

Szenario		S13	S14	S15	S16
Max. SoC	[%]	83,08	85,26	83,55	81,10
Energie geladen	[kWh]	1837,79	2080,45	1936,27	1740,43
Energie entladen	[kWh]	1539,33	1740,80	1621,36	1459,37
Vollzyklen		24	27	25	22

Tabelle 6.12 zeigt die Kennzahlen der Gemeinschaftsbatterie in dieser Szenariengruppe. Als erster Wert ist der maximale Ladestand der Batterie eingetragen. Der maximale Ladezustand wurde mit 85,26% im Szenario S14 erreicht. Verglichen mit dem maximalen Ladezustand von 37,59% aus der Szenariengruppe "Batterie" (Tabelle 6.8) ist eine deutliche Steigerung zu erkennen. Die Batterie kann jedoch noch immer nicht vollständig gefüllt werden. Dies lässt immer noch Spielraum für eine bessere Dimensionierung der Komponenten wie beispielsweise die Installation zusätzlicher PV-Leistung beziehungsweise eine Verbesserung der maximal möglichen Ladeleistung der Batterie. Die Energie, die in die Batterie geladen beziehungsweise entladen werden konnte, ist ebenfalls höher als jene in der Szenariengruppe "Batterie". Die meiste Energie kann im Szenario S14, wo Prosumer A in die EEG aufgenommen wird, in der Batterie gespeichert werden. Durch die Aufnahme weiterer Verbraucher in den Szenarien S15 und S16 sinkt die Energie, die durch die Batterie aufgenommen wird, wieder. Zusammengefasst ist auch hier das Szenario S14, in dem nur Prosumer A zusätzlich in die EEG aufgenommen wird, im Sinne der Batterienutzung am Besten zu bewerten.

6.2.6 Vergleich der Entwicklungsszenarien

Dieser Abschnitt bietet einen abschließenden Vergleich aller präsentierten Entwicklungsszenarien. Abbildung 6.8 stellt Erzeugung und Verbrauch der präsentierten Szenarien einander gegenüber. Für diese Diagramme muss nochmals gesondert darauf hingewiesen werden, dass der Eigenverbrauch von Prosumer B nicht gemessen wurde und daher in diesen Grafiken nicht abgebildet ist. In den Diagrammen wird der Verbrauch nach Herkunft der verbrauchten Energie unterteilt in Direktverbrauch, Entladen der Gemeinschaftsbatterie, Bezug aus der EEG und Bezug aus dem öffentlichen Netz. Der Verbrauch in den unterschiedlichen Szenarien ist in Abbildung 6.8a dargestellt. Die Aufnahme weiterer Verbraucher und Prosumer A erhöht den Gesamtverbrauch. Mit der Aufnahme der PV-Anlage und Gemeinschaftsbatterie kann ein immer höher werdender Anteil des Verbrauchs durch die Gemeinschaft gedeckt werden. Die Erzeugung wird ebenfalls unterteilt und zwar nach zugeordneter Verwendung in Direktverbrauch, Laden der Gemeinschaftsbatterie, Einspeisung in die EEG und Einspeisung in das öffentliche Netz. Die Erzeugung in den unterschiedlichen Szenarien ist in Abbildung 6.8b dargestellt. Es ist zu erkennen, dass erst durch die PV-Anlage (ab S9) die Erzeugung stark gesteigert werden kann, jedoch bleibt erzeugte Energie ungenutzt. Erst durch die Aufnahme einer Gemeinschaftsbatterie (ab S13) kann die Eigenverbrauchsrate auf beinahe 100% verbessert werden.



(a) Gesamter Verbrauch inklusive Verteilung in der EEG in unterschiedlichen Szenarien

(b) Gesamte Erzeugung inklusive Verteilung in der EEG in unterschiedlichen Szenarien

Abbildung 6.8: Gegenüberstellung von Verbrauch und Erzeugung in unterschiedlichen Szenarien

Eine Gegenüberstellung von Eigenverbrauch und Autarkie in der EEG in den präsentierten Szenarien ist in Abbildung 6.9 dargestellt. Dabei sind die einzelnen Szenarien in die entsprechenden Szenariengruppen zusammengefasst. Anders als in den vorherigen Diagrammen (wie beispielsweise Abbildung 6.7) beinhaltet die Autarkie hier auch den Direktverbrauch im Fall von Prosumer A. Die Autarkie

nimmt mit den Szenarien stetig zu und erreicht mit S14 das Maximum. Der Einfluss der Verbraucher ist zu erkennen, wodurch die Autarkie stets wieder leicht abnimmt. Der Verlauf des Eigenverbrauchs zeigt die Notwendigkeit eines Speichers, wenn man den Eigenverbrauch maximieren möchte. Im Fall ohne Speicher zeigt sich, dass der Eigenverbrauch mit der Aufnahme von weiteren Verbrauchern wieder steigt.

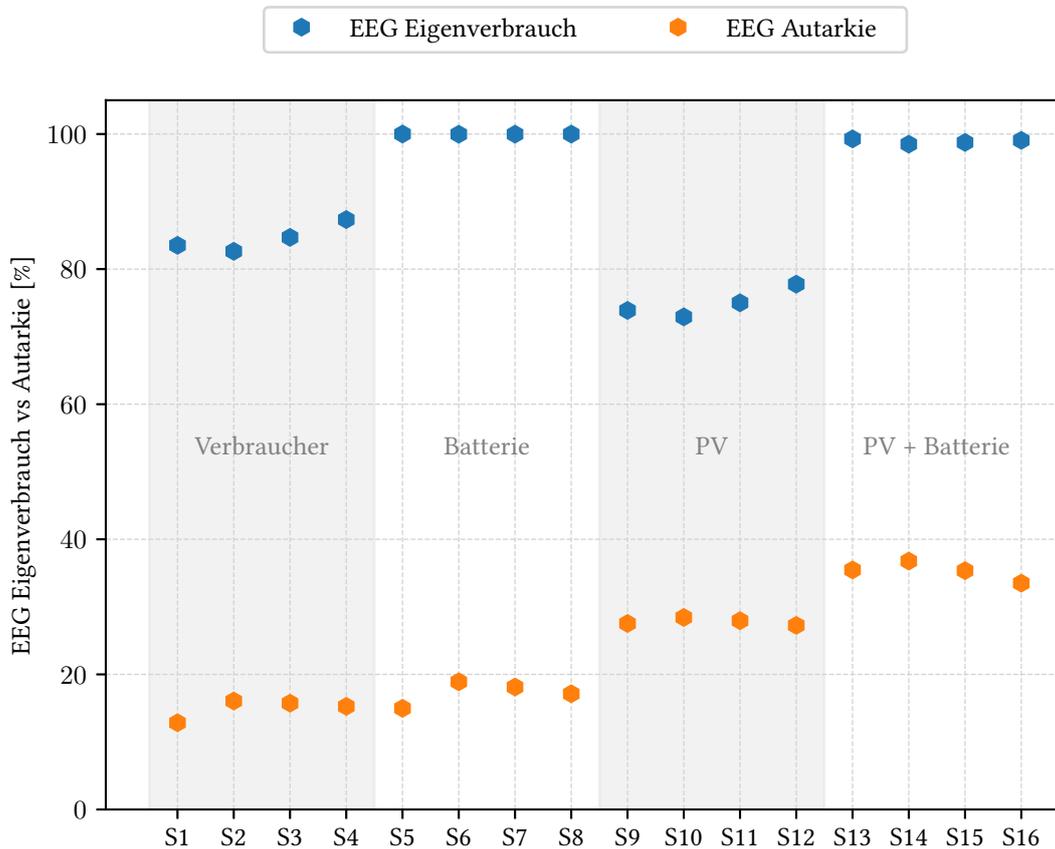


Abbildung 6.9: Gegenüberstellung von Eigenverbrauch und Autarkie in der EEG in den unterschiedlichen Szenarien

6.3 SimBench Datensatz

In diesem Abschnitt werden die einzelnen SimBench [47] Niederspannungsnetze analysiert. Dabei wird angenommen, dass alle Gebäude im Netz gemeinsam eine EEG formen. Zur eindeutigen Identifikation werden die einzelnen SimBench Szenarien mit dem sogenannten SimBench-Code bezeichnet [81]. Für die Auswertung der ökonomischen Kennzahlen wurden die Annahmen aus Tabelle 6.3 verwendet. Ebenso wird von einer lokalen EEG im Netzgebiet "Niederösterreich" ausgegangen. Für die Verteilung der Energie innerhalb der EEG wurde ein dynamischer Verteilungsschlüssel angewandt.

Das kleinste ländliche Niederspannungsnetz des Datensatzes Rural1 besteht aus insgesamt dreizehn Gebäuden. Zur Analyse dieses Netzes werden insgesamt fünf unterschiedliche Aspekte untersucht. Zuerst wird das Grundszenario für das Jahr 2016 behandelt. Danach wird der Einfluss der Jahreszeit anhand des Grundszenarios dargestellt. Anschließend wird das Grundszenario durch Gemeinschaftsbatterien mit unterschiedlicher Kapazität erweitert. Es folgt ein Vergleich des Entwicklungsszenarios für das Jahr 2034 mit dem Grundszenario. Abschließend wird eine ökonomische Analyse von unterschiedlichen Tarifgestaltungen durchgeführt.

Eine Zusammenfassung der wesentlichen Parameter für dieses Netz in den drei unterschiedlichen Entwicklungsszenarien ist in Tabelle 6.13 dargestellt. Das Netz besteht zum vorwiegenden Teil aus Landwirtschaftsbetrieben (zehn) und nur wenigen Haushalten (drei). Daher dominieren auch die Landwirtschaftsbetriebe das Lastaufkommen im Netz.

Tabelle 6.13: Parameter für das Grundszenario und die Entwicklungsszenarien für das ländliche Niederspannungsnetz *Rural1*

SimBench-Codes: *1-LV-rural1-0-sw*, *1-LV-rural1-1-sw* bzw. *1-LV-rural1-2-sw*

Entwicklungsszenario	0	1	2
Haushalte	3	3	3
Landwirtschaftsbetriebe	10	10	10
Wärmepumpen	-	1	8
Ladestationen	-	-	7
Gesamtverbrauch [MWh]	193,45	201,88	226,50
PV-Anlagen	4	12	13
PV-Leistung [kWp]	160,38	507,69	519,91
Speichersysteme	-	4	5
Speicherkapazität [kWh]	-	311,5	412,0
Gesamterzeugung [MWh]	101,61	397,95	417,67

6.3.1 Grundszenario - Rural1

Im Grundszenario des Netzes Rural1 (SimBench-Code: *1-LV-rural1-0-sw*) beträgt der jährliche Gesamtverbrauch 193,45 MWh. Die installierte PV-Leistung beträgt 160,38 kWp und ist verteilt auf vier PV-Anlagen von vier Prosumern. Die jährliche Gesamterzeugung beträgt 101,61 MWh und ist damit geringer als der jährliche Gesamtverbrauch. In diesem Szenario sind noch keine Wärmepumpen, Ladestationen oder Speichersysteme vorhanden. Für dieses Szenario wurde eine Simulation über das gesamte Jahr durchgeführt, die im Folgenden ausgewertet wird.

Abbildung 6.10 zeigt in einem Balkendiagramm den monatlichen Gesamtverbrauch innerhalb des Netzes. Dabei wird der Verbrauch in die Bezugsquellen unterteilt. Es ist gekennzeichnet welcher Anteil des Verbrauchs als Direktverbrauch der Prosumer (Blau), Verteilung der Energie innerhalb der EEG

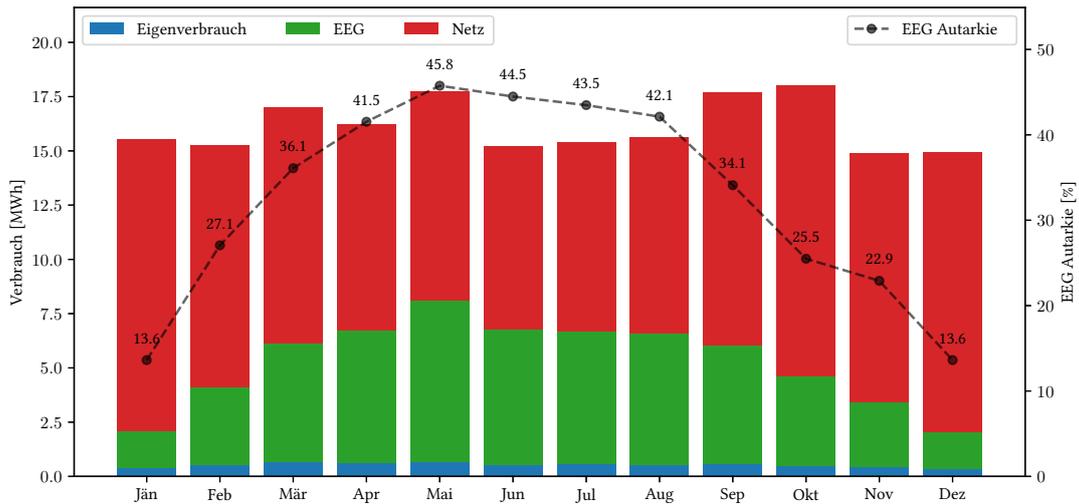


Abbildung 6.10: Monatlicher Gesamtverbrauch und EEG Autarkie im Szenario
1-LV-rural1-0-sw

(Grün) und Bezug aus dem Netz (Rot) gedeckt werden kann. Beim Anteil der Deckung des Verbrauchs lässt sich die Saisonalität der PV-Erzeugung erkennen. Eine Saisonalität des Verbrauchs, also ein tendenziell höherer Verbrauch im Winter, ist nicht vorhanden. Dies ist darauf zurück zu führen, dass zur Heizung und Warmwasseraufbereitung noch keine Wärmepumpen installiert sind. Der Verbrauch ist im Frühling und im Herbst am höchsten. Hier fällt bei den landwirtschaftlichen Profilen des SimBench Datensatzes der meiste Verbrauch an. In dieser Abbildung ist außerdem die Autarkie der EEG nach Gleichung (5.4c) eingetragen. Der Maximalwert der Autarkie wird im Mai mit 45,8 % erreicht. Generell ist die Autarkie aufgrund der höheren Produktion der PV-Anlagen im Sommer höher als im Winter.

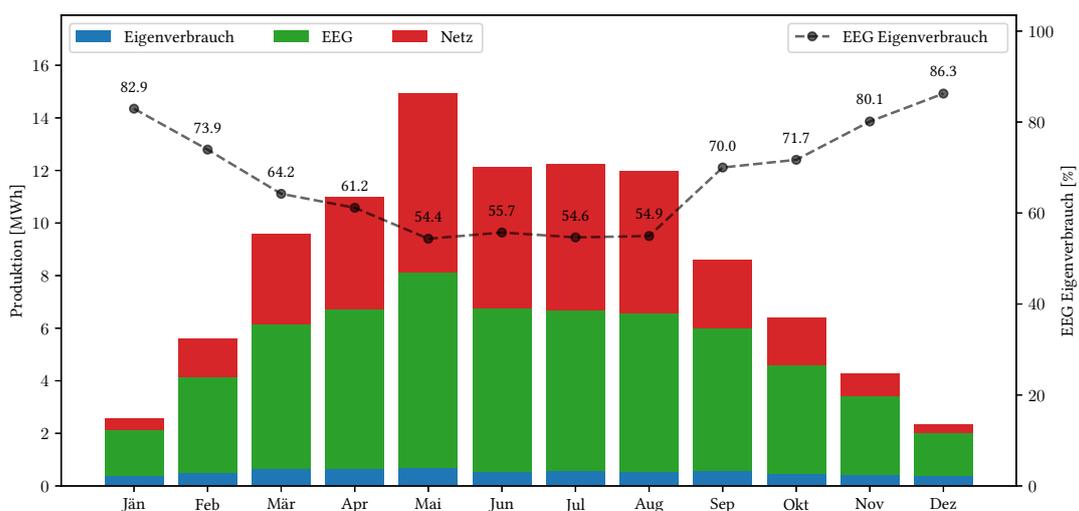


Abbildung 6.11: Monatliche Gesamterzeugung und EEG Eigenverbrauch im Szenario
1-LV-rural1-0-sw

Abbildung 6.11 zeigt in einem Balkendiagramm die monatliche Gesamterzeugung innerhalb des Netzes. Die Erzeugung ist, wie auch schon der Verbrauch, in die Verwendungszwecke unterteilt. Es ist der Eigenverbrauch (Blau), die Einspeisung in die EEG und die Einspeisung ins Netz (Rot) dargestellt. In dieser Abbildung ist die Saisonalität der PV-Erzeugung deutlich zu erkennen. Als Ausreißer sticht der Monat Mai hervor, in dem die Erzeugung mit 14,92 MWh außergewöhnlich hoch ist, wohingegen die Erzeugung im Juni mit 12,41 MWh etwas geringer als erwartet ausfällt. Zusätzlich ist im Diagramm die jeweilige Eigenverbrauchsrate innerhalb der EEG nach Gleichung (5.2b) dargestellt. Diese beträgt über das ganze Jahr hinweg über 50 %, wobei sie in den Wintermonaten Werte über 80 % erreicht. Über die Sommermonate sinkt die Eigenverbrauchsrate aufgrund der hohen Erzeugung, was zu einer erhöhten Einspeisung ins Netz führt, und bleibt zwischen Mai und August konstant bei rund 55%.

Tabelle 6.14: Ökologische Kennzahlen von SimBench Rural1 (1-LV-rural1-0-sw)

CO ₂ Ausstoß Netz	[kg]	2401	CO ₂ Ausstoß ohne EEG	[kg]	3359
CO ₂ Ausstoß Netz	[%]	95,39	CO ₂ Einsparungen	[kg]	1042
CO ₂ Ausstoß EEG	[kg]	116	CO ₂ Einsparungen	[%]	29,28
CO ₂ Ausstoß EEG	[%]	4,61			

Eine Zusammenfassung der technischen und ökonomischen Kennzahlen für das Grundszenario ist in der ersten Spalte von Tabelle 6.15 dargestellt. Die ökologischen Kennzahlen sind in Tabelle 6.14 zusammengefasst. Durch die EEG kann über das gesamte Jahr 29,40% (57,01 MWh) der benötigten Energie bereitgestellt werden. Dazu kommt noch der Direktverbrauch durch den weitere 3,26% (6,31 MWh) des Gesamtverbrauchs gedeckt werden können. Da nur vier Prosumer vorhanden sind, wird der größere Teil der Energie durch den Austausch innerhalb der Gemeinschaft gedeckt und der Anteil des Direktverbrauchs fällt geringer aus. Insgesamt kann durch den Zusammenschluss in eine EEG eine Autarkie von 32,66% (63,32 MWh) erreicht werden. Aus Sicht der Produktion können insgesamt 6,21% (6,31MWh) der erzeugten Energie direkt verbraucht werden. Durch die EEG werden weitere 56,11% (57,01MWh) verbraucht. Dadurch liegt insgesamt die jährliche Eigenverbrauchsrate bei 62,32%. Zusammen mit den ökonomischen und ökologischen Kennzahlen lässt sich darauf schließen, dass die Gründung einer EEG insgesamt viele Vorteile bietet für die Teilnehmer_innen dieses Netzes bietet. So können die Kosten für den Bezug von Energie um rund 9% gesenkt werden. Der CO₂-Ausstoß wird um rund 29% reduziert.

6.3.2 Einfluss der Jahreszeiten - Rural1

Der Einfluss der Jahreszeiten, beziehungsweise der Saisonalität, wurde im vorherigen Abschnitt schon angesprochen, soll in diesem aber vertieft werden. Dazu wurden exemplarisch vier Monate betrachtet, die jeweils mit einer Jahreszeit assoziiert werden. Es wurde jeweils der Monat zu Beginn der Jahreszeit stellvertretend für diese verwendet. Das bedeutet, für den Frühling wurde der März, den Sommer der

Tabelle 6.15: Gegenüberstellung der Kennzahlen vom Grundszenario (SimBench-Code: 1-LV-rural1-0-sw) und zweiten Entwicklungsszenario (SimBench-Code: 1-LV-rural1-2-sw)

Szenario		1-LV-rural1-0-sw	1-LV-rural1-2-sw
Technologisch	Verbrauch Gesamt [MWh]	193,45	226,50
	Verbrauch Netz [MWh]	130,01	100,47
	Verbrauch Netz [%]	67,26	44,36
	Verbrauch EEG [MWh]	57,01	8,90
	Verbrauch EEG [%]	29,40	3,93
	Verbrauch Direkt [MWh]	6,31	117,14
	Verbrauch Direkt [%]	3,26	51,71
	Erzeugung [MWh]	101,61	417,67
	Eigenverbrauch [MWh]	6,31	117,14
	Eigenverbrauch [%]	6,21	28,05
	Erzeugung Netz [MWh]	38,28	291,63
	Einspeisung Netz [%]	37,67	69,82
	Erzeugung EEG [MWh]	57,01	8,9
	Einspeisung EEG [%]	56,11	2,13
Ökonomisch	Kosten Netz [€]	32699	25246
	Kosten EEG [€]	9909	1547
	Kosten Gesamt [€]	42608	26793
	Kosten ohne EEG [€]	47025	27483
	Kosten Einsparungen [€]	4417	690
	Kosten Einsparungen [%]	9,40	2,51
	Einkommen Netz [€]	3828	29163
	Einkommen EEG [€]	8551	1335
	Einkommen Gesamt [€]	12379	30498
	Einkommen ohne EEG [€]	9529	30053
	Gewinn Einspeisung [€]	2850	445
	Gewinn Einspeisung [%]	29,90	1,48

Juni, den Herbst der September und den Winter der Dezember stellvertretend verwendet. Eine Gegenüberstellung der Kennzahlen der einzelnen Jahreszeiten ist in Tabelle 6.16 zusammengefasst.

Der Verbrauch ist im September mit 17,68 kWh am höchsten und im Dezember mit 14,91 kWh am niedrigsten. Der niedrige Wert im Dezember fällt besonders auf, da man vermuten würde, dass im Winter der Bedarf an elektrischer Energie eher steigen würde. Da im Grundszenario jedoch noch keine elektrischen Heizsysteme verwendet werden, und diese den Großteil des Energiebedarfs im Winter ausmachen, ist dieses Ergebnis durchaus plausibel. Im Sommer können 44% der benötigten Energie aus der Gemeinschaft beziehungsweise dem Direktverbrauch bezogen werden. Dadurch können 13% der Kosten eingespart werden. Diese Einsparungen müssen noch auf die jeweiligen Mitglieder verteilt werden. Durchschnittlich kann ein Mitglied im Sommer 9% Kosten einsparen, wobei die Einsparungen vor allem Verbrauchern zugute kommen. Die Einsparungen bei Prosumern sind sehr gering. Diese profi-

Tabelle 6.16: Kennzahlen von SimBench Rural1(1-LV-rural1-0-sw) in unterschiedlichen Monaten beziehungsweise Jahreszeiten

Monat		März	Juni	September	Dezember
Jahreszeit		Frühling	Sommer	Herbst	Winter
Technologisch	Verbrauch Gesamt [MWh]	17,03	15,21	17,68	14,91
	Verbrauch Netz [MWh]	10,88	8,44	11,65	12,88
	Verbrauch Netz [%]	63,90	55,51	65,90	86,38
	Verbrauch EEG [MWh]	5,50	6,23	5,46	1,67
	Verbrauch EEG [%]	32,29	40,95	30,90	11,18
	Verbrauch Direkt [MWh]	0,65	0,54	0,57	0,36
	Verbrauch Direkt [%]	3,80	3,53	3,20	2,44
	Erzeugung [MWh]	9,57	12,14	8,61	2,35
	Eigenverbrauch [MWh]	0,65	0,54	0,57	0,36
	Eigenverbrauch [%]	6,76	4,43	6,57	15,43
	Erzeugung Netz [MWh]	3,42	5,38	2,58	0,32
	Einspeisung Netz [%]	35,77	44,28	29,99	13,74
	Erzeugung EEG [MWh]	5,50	6,23	5,46	1,67
	Einspeisung EEG [%]	57,47	51,29	63,44	70,83
Ökonomisch	Kosten Netz [€]	2734,25	2121,56	2927,51	3236,78
	Kosten EEG [€]	955	1082	949	289
	Kosten Gesamt [€]	3689	3204	3876	3526
	Kosten ohne EEG [€]	4115	3686	4299	3655
	Kosten Einsparungen [€]	425	482	423	129
	Kosten Einsparungen [%]	10	13	10	4
	Einkommen Netz [€]	342	537	258	32
	Einkommen EEG [€]	824	934	819	250
	Einkommen Gesamt [€]	1166	1471	1077	282
	Einkommen ohne EEG [€]	892	1160	804	199
	Gewinn Einspeisung [€]	274	311	273	83
Gewinn Einspeisung [%]	31	27	34	42	
Ökologisch	CO ₂ Ausstoß Gesamt [kg]	2517,34	825,31	2228,43	3421,62
	CO ₂ -Ausstoß Netz [kg]	2401	693	2113	3386
	CO ₂ -Ausstoß Netz [%]	96	84	95	99
	CO ₂ -Ausstoß EEG [kg]	116	131	115	35
	CO ₂ -Ausstoß EEG [%]	4	16	5	1
	CO ₂ -Ausstoß ohne EEG [kg]	3359	1277	3081	3806
	CO ₂ -Einsparungen [kg]	1042	452	853	384
	CO ₂ -Einsparungen [%]	29	35	28	10

tieren jedoch von höheren Gewinnen in der Einspeisung. Im Sommer kann der Gewinn insgesamt um rund 311 € (27%) gesteigert werden. Obwohl der Gewinn im Sommer absolut am höchsten ist er aufgrund des des höheren Bezugswerts (Einkommen ohne EEG) relativ am niedrigsten. Je Prosumer kann der Gewinn durch die Einspeisung in die EEG um durchschnittlich 27% gesteigert werden. Auffallend ist der geringe CO₂-Ausstoß im Juni. Dieser ist mit 825 kg um 67% geringer als jener im März mit 2517 kg obwohl der Verbrauch nur um 10 % von 17,03 MWh auf 15,21 MWh gesunken ist. Grund dafür ist

die geringe CO₂-Intensität des Strommixes, der aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Er liegt im Juni bei rund 85 g CO₂-eq/kWh, wohingegen der Durchschnittswert im März bei 221,43 g CO₂-eq/kWh liegt. Die Erzeugung ist wie erwartet im Sommer am höchsten (12,14 kWh) und im Winter am niedrigsten (2,35 kWh). Aufgrund der geringeren Erzeugung ist die Eigenverbrauchsrate im Winter jedoch besonders hoch und es können 86,3 % der erzeugten Energie direkt oder innerhalb der Gemeinschaft verbraucht werden.

In allen Kennzahlen ist ein Zusammenhang mit der Saisonalität zu erkennen, wobei der Verbrauch in diesem Beispiel nicht den Erwartungen entspricht. EEGs, die auf PV-Erzeugung basieren, performen grundsätzlich in den Sommermonaten am besten. Wie jedoch in Abbildung 6.10 und Abbildung 6.11 zu erkennen ist, ist bei einer starken Überproduktion auch eine Art Sättigung zu erkennen. Sobald der Bedarf innerhalb der EEG gedeckt ist und keine Möglichkeit der Speicherung besteht, kann die Energie nur noch in das öffentliche Netz eingespeist werden. Die Kennzahlen der EEG ändern sich daher über die Sommermonate nur gering. In den Wintermonaten reduziert sich der Einfluss der EEG stark und nur noch rund 13% der benötigten Energie können durch die EEG gedeckt werden.

6.3.3 Erweiterung durch Gemeinschaftsbatterien - Rural1

Wie in Abbildung 6.11 ersichtlich, kann die produzierte Energie nicht vollständig innerhalb der passiven EEG verwendet werden. Um diesem Umstand Abhilfe zu schaffen, wird die EEG aus dem Grundscenario nun um eine Gemeinschaftsbatterie mit 100 kWh beziehungsweise 200kWh erweitert. Die Ladebeziehungsweise Entladeleistung beträgt jeweils 50 kW. Der Einfluss der Gemeinschaftsbatterien wurde jeweils in den Monaten März und September untersucht. Daraus ergeben sich vier Szenarien: März mit 100 kWh Speicher, März mit 200 kWh Speicher, September mit 100 kWh Speicher und September mit 200 kWh Speicher. Die Gegenüberstellung der Kennzahlen dieser vier Szenarien ist in Tabelle 6.17 dargestellt. Als Referenz dienen die Kennzahlen von März und September in Tabelle 6.16, welche den Fall ohne EEG darstellen.

Wie zu erwarten war profitieren alle Kennzahlen von der Einführung einer Gemeinschaftsbatterie. So können beispielsweise im Szenario März 100 kWh 10,61% des Verbrauchs aus der Batterie gedeckt werden. Das erhöht insgesamt die Autarkie der Gemeinschaft auf 46,71%. Im Szenario ohne Gemeinschaftsbatterie beträgt die Autarkie im Monat März nur 36,1%. Die Batterie kann durch die Erzeugung im Netz vollständig geladen werden, im zeitlichen Mittel liegt der Ladestand bei rund 19%. Insgesamt werden 2,15 MWh in den Speicher geladen. Dies führt zu insgesamt 20 Vollzyklen, was bei einem Betrachtungszeitraum von 31 Tagen einen guten Wert darstellt. Durch den erhöhten Bezug von Energie aus der Gemeinschaft (direkt oder indirekt über Speicher) können auch die Kosten reduziert werden. Der gesamte CO₂-Ausstoß ist, trotz der Beaufschlagung der Energie, die aus dem Speicher

Tabelle 6.17: Kennzahlen von SimBench Rural1(1-LV-rural1-0-sw) in unterschiedlichen Monaten mit unterschiedlicher Kapazität der Gemeinschaftsbatterie

Monat Kapazität		März 100 kWh	März 200 kWh	September 100 kWh	September 200 kWh
Technologisch	Verbrauch Gesamt [MWh]	17,03	17,03	17,68	17,68
	Verbrauch Netz [MWh]	9,07	8,12	10,23	9,57
	Verbrauch Netz [%]	53,29	47,68	57,86	54,11
	Verbrauch EEG [MWh]	5,50	5,50	5,46	5,46
	Verbrauch EEG [%]	32,29	32,29	30,90	30,90
	Verbrauch Batterie [MWh]	1,81	2,76	1,42	2,10
	Verbrauch Batterie [%]	10,61	16,22	8,04	11,79
	Erzeugung [MWh]	9,57	9,57	8,61	8,61
	Eigenverbrauch [MWh]	0,65	0,65	0,57	0,57
	Eigenverbrauch [%]	6,76	6,76	6,57	6,57
	Erzeugung Netz [MWh]	1,27	0,12	0,89	0,09
	Einspeisung Netz [%]	13,26	1,28	10,30	1,06
	Erzeugung EEG [MWh]	5,50	5,50	5,46	5,46
	Einspeisung EEG [%]	57,47	57,47	63,44	63,44
	Maximaler Ladestand [%]	100	100	100	100
	Energie Geladen [MWh]	2,15	3,30	1,70	2,49
Energie Entladen [MWh]	1,81	2,76	1,42	2,08	
Vollzyklen	20	15	15	11	
Ökonomisch	Kosten Netz [€]	2280,10	2040,19	2570,31	2403,81
	Kosten EEG [€]	1269	1435	1196	1311
	Kosten Gesamt [€]	3549	3475	3766	3715
	Kosten ohne EEG [€]	4115	4115	4300	4300
	Kosten Einsparungen [€]	566	640	533	585
	Kosten Einsparungen [%]	14	16	12	14
	Einkommen Netz [€]	127	12	89	9
	Einkommen EEG [€]	1148	1320	1162	1202
	Einkommen Gesamt [€]	1275	1332	1162	1202
	Einkommen ohne EEG [€]	892	892	804	804
	Gewinn Einspeisung [€]	383	440	358	398
Gewinn Einspeisung [%]	43	49	44	49	
Ökologisch	CO ₂ -Ausstoß Gesamt [kg]	2218,45	2034,55	2073,83	2007,12
	CO ₂ -Ausstoß Netz [kg]	2013	1782	1888	1789
	CO ₂ -Ausstoß Netz [%]	91	88	91	89
	CO ₂ -Ausstoß EEG [kg]	205	252	185	218
	CO ₂ -Ausstoß EEG [%]	9	12	9	11
	CO ₂ -Ausstoß ohne EEG [kg]	3560	3560	3082	3082
	CO ₂ -Einsparungen [kg]	1341	1525	1008	1075
	CO ₂ -Einsparungen [%]	38	43	33	35

bezogen wird, mit zusätzlichem CO₂-Ausstoß ebenfalls geringer als im Szenario ohne Gemeinschaftsbatterie. Die durchschnittliche CO₂-Intensität des öffentlichen Strommixes liegt im März bei 221,43 g CO₂-eq/kWh (September: 181,31 g CO₂-eq/kWh) und ist damit höher als jene von PV-Erzeugung und Speicher zusammen ($\beta_{pv} + \beta_{Bat} = 49$ g CO₂-eq/kWh, siehe auch Abschnitt 5.2).

Die Erweiterung der Speicherkapazität im März auf 200 kWh erhöht die Autarkie der EEG weiter auf 52,32 % und senkt somit auch die Kosten beziehungsweise den CO₂-Ausstoß. Die Verdopplung der Speicherkapazität führt jedoch auch dazu, dass der Speicher nicht mehr so effizient genutzt werden kann. Es ist immer noch möglich den Speicher vollständig zu füllen, die Anzahl der Vollzyklen sinkt jedoch auf 15 und der durchschnittliche Ladezustand beträgt nur noch rund 15 %. Aus technischer Sicht ist die Verdopplung der Speicherkapazität durchaus von Vorteil. Die Rentabilität dieser Maßnahme müsste jedoch noch durch eine wirtschaftliche Analyse der Investitions- und Betriebskosten dieser Anlage bewertet werden.

Die Ergebnisse im September sind aufgrund der geringeren Erzeugung und des höheren Verbrauchs etwas geringer als jene im März. Es können im Szenario "September 200 kWh" 11,59 % des benötigten Verbrauchs aus der Batterie gedeckt werden. Weiterhin können 30,90 % des Energiebedarfs durch den Austausch innerhalb der EEG gedeckt werden. Zusammen mit dem Eigenverbrauch resultiert dies in einer Autarkierate für dieses Szenario von 45,89 %. Verglichen mit 34,1% aus dem Szenario ohne Speicher ergibt dies eine Steigerung der Autarkierate von 11,79 %. Der Einfluss auf des Speichers auf die weiteren Kennzahlen in den September Szenarien ist äquivalent zu den März Szenarien und wird nicht gesondert erläutert.

6.3.4 Einfluss der Entwicklungsszenarien - Rural1

Das Grundszenario wird nun mit dem zweiten Entwicklungsszenario für das Jahr 2034 verglichen. Im zweiten Entwicklungsszenario (SimBench-Code: *1-LV-rural1-2-sw*) beträgt der jährliche Gesamtverbrauch 226,50 MWh. Die installierte PV-Leistung beträgt 519,91 kW_p und ist verteilt auf 13 PV-Anlagen. Die jährliche Gesamterzeugung beträgt 417,67 MWh und ist damit um einiges größer als der jährliche Gesamtverbrauch. In diesem Szenario sind acht Wärmepumpen und sieben Ladestationen für Elektrofahrzeuge vorhanden. Dies erhöht den Gesamtverbrauch, obwohl die einzelnen Haushaltslastprofile in Entwicklungsszenarien etwas runterskaliert sind [49]. Zusätzlich wurden fünf Speichersysteme mit einer Gesamtkapazität von 417,67 kWh installiert. Die Kapazitäten der Speicher wurden dabei so gewählt, um den Eigenverbrauch möglichst zu optimieren [81]. Für dieses Szenario wurde eine Simulation über das gesamte Jahr durchgeführt.

Der Verbrauch je Monat des zweiten Entwicklungsszenarios ist in Abbildung 6.12 dargestellt. Der Verbrauch ist in die unterschiedlichen Bezugsquellen Eigenverbrauch, Bezug aus der EEG und Bezug

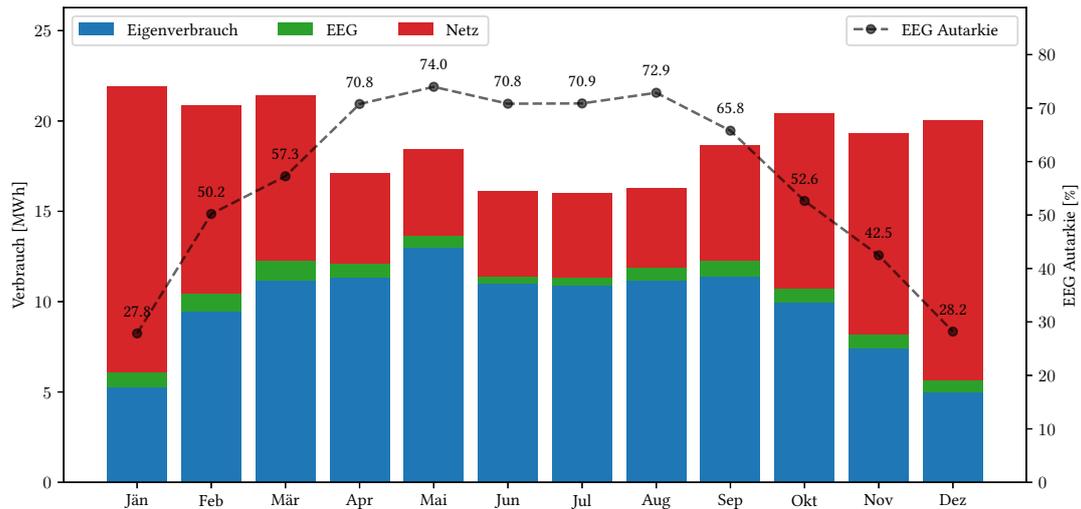


Abbildung 6.12: Monatlicher Gesamtverbrauch und EEG Autarkie im Szenario *1-LV-rural1-2-sw*

aus dem Netz unterteilt. Verglichen mit Abbildung 6.10 ist zu erkennen, dass der Verbrauch insgesamt höher und der Anteil an Eigenverbrauch um ein Vielfaches höher ist. Der Anteil, der durch die EEG bezogen wird, ist jedoch um einiges geringer. Es dominiert also der Eigenverbrauch in der Versorgung der einzelnen Teilnehmer:innen. Aufgrund der Installation von Wärmepumpen und der Aufnahme der Heizung in den elektrischen Energiebedarf ist der Verbrauch im Winter deutlich höher als jener im Sommer. Die Autarkierate nach Gleichung (5.4c) ist ebenfalls im Diagramm eingetragen. Sie ist im Mai mit 74% am höchsten, wobei der Großteil aus der Direktversorgung kommt. Über die Sommermonate steigt die Autarkierate nicht weiter an und die Kurve ist abgeflacht.

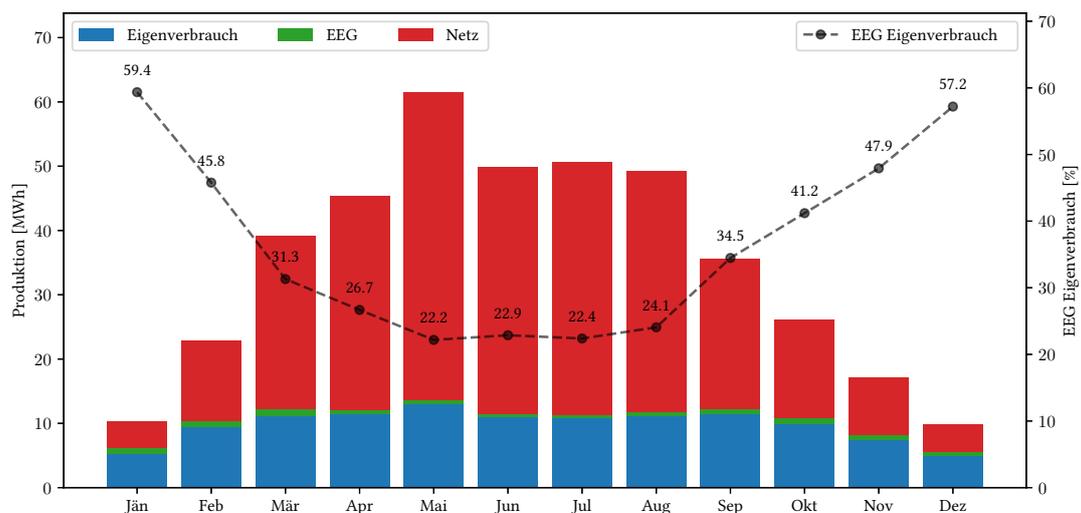


Abbildung 6.13: Monatliche Gesamterzeugung und EEG Eigenverbrauch im Szenario *1-LV-rural1-2-sw*

Abbildung 6.13 zeigt die monatliche Gesamterzeugung in diesem Szenario. Die Erzeugung ist nach Verwendungszweck in Eigenverbrauch, Einspeisung in die EEG und Einspeisung in das Netz unterteilt. Vergleicht man die Erzeugung mit jener aus dem Grundszenario (siehe Abbildung 6.11), so erkennt man die um ein Vielfaches höhere Produktion aufgrund der Erweiterung durch weitere PV-Anlagen. Die maximale Produktion liegt im Mai bei 61,51 MWh, wohingegen jene im Grundszenario bei 16,92 MWh liegt. Durch die hohe Produktion sinkt jedoch auch die Eigenverbrauchsrate. Diese liegt im Jahresdurchschnitt bei 36,3% und ist in den Sommermonaten am niedrigsten. Um die Eigenverbrauchsrate weiter zu erhöhen, könnte die EEG, wie in Abschnitt 6.3.3 ausgearbeitet, durch eine Gemeinschaftsbatterie erweitert werden.

Eine Gegenüberstellung der Kennzahlen des Grundszenarios (SimBench-Code: *1-LV-rural1-0-sw*) und des zweiten Entwicklungsszenarios (SimBench-Code: *1-LV-rural1-2-sw*) ist in Tabelle 6.15 dargestellt. Dabei werden die Kennzahlen auf das ganze Jahr bezogen. Ökologische Kennzahlen wurden in dieser Gegenüberstellung nicht berücksichtigt. Grund dafür ist, dass im SimBench Datensatz keine eindeutige Unterscheidung zwischen Bezug aus dem Speicher und Produktion durch die PV-Anlage möglich ist. Da nur ein zusammengefasstes Erzeugungsprofil ist vorhanden, das sowohl Speicher als auch PV-Erzeugung beinhaltet, kann der CO₂-Ausstoß nach Gleichung (5.16) nicht berechnet werden.

Der erste Punkt, der beim Vergleich der beiden Szenarien auffällt, ist die Steigerung des jährlichen Gesamtverbrauchs. Durch die Installation von Wärmepumpen und Ladestationen steigt dieser um 17% (33,05 MWh) im Vergleich zum Grundszenario. Durch den Ausbau der PV-Produktion wird die Erzeugung ebenfalls drastisch erhöht. Verglichen mit dem Grundszenario wurde diese mehr als vervierfacht. Zusammen mit den Speichersystemen kann so die Autarkie der EEG im Entwicklungsszenario auf 55,64% erhöht werden (Grundszenario: 32,74%). Die hohe Produktion führt aber auch dazu, dass ein Großteil der Erzeugung ins Netz eingespeist werden muss. Insgesamt spielt die EEG im Entwicklungsszenario nur eine untergeordnete Rolle. Die PV-Anlagen und Speicher sind auf Eigenverbrauch ausgerichtet und der Austausch innerhalb der Gemeinschaft ist dadurch kaum notwendig. Über das gesamte Jahr hinweg werden nur 2,13 % der erzeugten Energie in die EEG eingespeist. Im Grundszenario lag dieser Wert noch bei 56,11%. Dieser Effekt spiegelt sich auch in den ökonomischen Kennzahlen wieder. So können durch die EEG Kosten in Höhe von lediglich 690 € über das gesamte Jahr hinweg eingespart werden. Der zusätzliche Gewinn durch den verbesserten Einspeisetarif in die EEG ist mit 445 € auch sehr gering. Da bei der Führung einer EEG auch laufende beziehungsweise jährliche Kosten anfallen [7] ist die Sinnhaftigkeit einer EEG infrage zu stellen, da die Kosten die Einsparungen möglicherweise übersteigen.

6.3.5 Vertiefende ökonomische Analyse - Rural1

Um den Einfluss der Tarifgestaltung auf die ökonomischen Kennzahlen zu evaluieren wurden in diesem Abschnitt vier unterschiedliche Tarifszenarien definiert. Diese Szenarien basieren auf realen Preisen des “Privat OK Strom“ Tarifs der Salzburg AG [82]. Dementsprechend wird auch das Netzentgelt für das Netzgebiet Salzburg verrechnet. Um die Analyse zu vereinfachen wurde nicht das jeweilige Netzentgelt des aktuellen Jahres angenommen, sondern jenes für das Jahr 2022 aus Tabelle 3.1. Diese Verallgemeinerung ist gerechtfertigt da vor allem die relativen Unterschiede von Interesse sind. Die Tarifszenarien sind in Tabelle 6.18 aufgelistet. Dabei repräsentiert jedes Tarifszenario den aktuellen Tarif im jeweiligen Jahr und Monat. Es wird von einer lokalen EEG ausgegangen. Die Preise für den Bezug und die Vergütung der Einspeisung steigen beziehungsweise schwanken stark. Grund dafür war die im Jahr 2022 und darüber hinaus vorherrschende Volatilität des Strommarktes aufgrund der aktuellen geopolitischen Situation [83].

Tabelle 6.18: Tarifgestaltung für die ökonomische Analyse von EEGs, Nomenklatur siehe Abschnitt 5.2 (Werte in ct/kWh)

Tarifszenario	$c_{\text{Bezug,Netz}}$	c_{Netz}	$c_{\text{Ein,Netz}}$	$c_{\text{Bezug,EEG}}$	c_{EEG}	$c_{\text{Ein,EEG}}$
2021 Jänner	6,58	11,22	4,19	7,00	9,14	7,00
2022 Jänner	7,22	11,86	25,59	9,71	11,86	9,71
2022 Dezember	11,34	15,98	51,20	13,83	15,98	13,83
2023 Jänner	27,00	31,63	26,61	28,00	30,14	28,00

Die Preise für die Energiegemeinschaft wurden nach dem Delta-Tarifmodell (siehe Abbildung 3.3) ermittelt. Ziel der Tarifgestaltung war es, dass sowohl die Energiekosten der EEG geringer sind als jene für den Bezug aus dem Netz ($c_{\text{EEG}} \leq c_{\text{Netz}}$) als auch der Einspeisetarif höher ist als jener für das Netz ($c_{\text{Ein,EEG}} \geq c_{\text{Ein,Netz}}$). Der Bezugspreis in und der Einspeisetarif aus der EEG sind dabei immer gleich gesetzt ($c_{\text{Bezug,EEG}} = c_{\text{Ein,EEG}}$), da ansonsten die EEG selbst Umsätze erwirtschaften würde. Es gibt jedoch Szenarien (“2022 Jänner“ und “2022 Dezember“) in denen die Zielsetzung der Tarifgestaltung nicht erreicht werden kann. In diesen Szenarien werden die Energiekosten der EEG jenen des Netzes gleichgesetzt ($c_{\text{Netz}} = c_{\text{EEG}}$). Dadurch entstehen jedoch Einbußen für die Erzeuger auf Grund des geringeren Einspeisetarifs in die EEG verglichen mit dem Netz. Dieser Kompromiss wurde jedoch zugunsten der Verbraucher festgelegt.

Für die Auswertung werden die Verbrauchs- und Erzeugungsdaten des SimBench Netzes Rural1 im Grundszenario (SimBench-Code: 1-LV-rural1-0-sw) verwendet. Es wurde nur der Monat März betrachtet.

Die resultierenden ökonomischen Kennzahlen sind in Tabelle 6.19 gegenübergestellt. Es zeigen sich starke Unterschiede im Einsparungspotential. In den Szenarien in denen der Bezugspreis aus dem öf-

Tabelle 6.19: Ökonomische Kennzahlen einer EEG unter unterschiedlichen Tarifszenarien

Tarifszenario		2021 Jänner	2022 Jänner	2022 Dezember	2023 Jänner
Kosten Netz	[€]	1220	1289	1734	3442
Kosten EEG	[€]	502	651	877	1657
Kosten Gesamt	[€]	1722	1941	2612	5099
Kosten ohne EEG	[€]	1836	1941	2612	5181
Kosten Einsparungen	[€]	114	0	0	82
Kosten Einsparungen	[%]	6	0	0	2
Einkommen Netz	[€]	143	875	1752	910
Einkommen EEG	[€]	384	553	760	1539
Einkommen Gesamt	[€]	528	1409	2512	2450
Einkommen ohne EEG	[€]	373	2282	4567	2373
Gewinn Einspeisung	[€]	154	-873	-2054	76
Gewinn Einspeisung	[%]	41	-38	-45	3

fentlichen Netz kleiner ist als der Einspeisetarif ("2021 Jänner" und "2023 Jänner") sind Kosten Einsparungen im einstelligen Prozent Bereich zu erreichen. In den beiden anderen Szenarien ("2022 Jänner" und "2022 Dezember") sind aufgrund des Deltas von Null keine Einsparungen möglich. Aufgrund der hohen Einspeisevergütung für das öffentliche Netz kommt es in den Szenarien "2022 Jänner" und "2022 Dezember" sogar zu einer Gewinneinbuße verglichen zu dem Fall ohne EEG. Diese Szenarien zeigen, dass der wirtschaftliche Erfolg einer EEG stark von der aktuellen Marktsituation abhängt. Auch die Preisfindung innerhalb einer EEG ist ein sehr komplexes Thema, welches in weiterführenden Arbeiten behandelt werden könnte. Fleischacker [84] stellt einen Ansatz vor, nachdem die Mitglieder einer EEG auch bereit sind einen höheren Energiepreis als jenen des Energielieferantens für den Bezug aus der EEG zu bezahlen. Diese Bereitschaft zur Überzahlung kann dadurch motiviert sein, dass Mitglieder an einer Reduktion der CO₂-Emissionen oder generell an einem Ausbau der erneuerbaren Energien interessiert sind.

6.3.6 Weitere SimBench-Niederspannungsnetze

Im Rahmen der Diplomarbeit wurden alle sechs verfügbaren Niederspannungsnetze des SimBench Datensatzes analysiert. Die Analyse ergab jedoch, dass einerseits der zusätzliche Informationsgehalt der Simulation verglichen mit dem Netz Rural1 relativ gering ist. Andererseits sind manche Netze mit zu wenig PV-Anlagen beziehungsweise installierter PV-Leistung ausgestattet, sodass eine EEG über das ganze Netz nicht sinnvoll wäre.

Tabelle 6.20 stellt die Parameter des Grundszenarios für die restlichen Niederspannungsnetze dar. Verglichen mit dem ersten ländlichen Niederspannungsnetz Rural1 ist das Verhältnis zwischen Verbrauch und Erzeugung in manchen Netzen sehr gering. Speziell im Netz Semiurb4 (SimBench-Code:

Tabelle 6.20: Parameter des Grundszenarios für die restlichen SimBench Niederspannungsnetze

	Rural1	Rural2	Rural3	Semiurb4	Semiurb5	Urban6
Haushalte	3	92	113	32	92	102
Gewerbe	10	6	5	9	7	9
Gesamtverbrauch [MWh]	193,45	260,54	349,03	387,61	475,49	536,62
PV-Anlagen	4	8	17	1	9	5
PV-Leistung [kWp]	160,38	145,4	190,37	6,48	137,11	58,13
Gesamterzeugung [MWh]	101,61	93,89	125,06	4,38	90,54	37,70

1-LV-semiurb4-0-sw) und Urban6 (SimBench-Code: 1-LV-urban6-0-sw) ist wenig PV-Erzeugung verfügbar.

Tabelle 6.21 stellt die Autarkierate für den Monat März aller SimBench Niederspannungsnetze einander gegenüber. Das bereits analysierte Netz Rural1, hat dabei die höchste Autarkierate. Die weiteren ländlichen Netze Rural2 (SimBench-Code: 1-LV-rural2-0-sw) und Rural3 (SimBench-Code: 1-LV-rural3-0-sw) haben eine etwas geringere Autarkierate. Aufgrund der geringen Erzeugung ist die Autarkierate der Netze Semiurb4 und Urban6 sehr gering.

Tabelle 6.21: Autarkierate für den Monat März der EEG im jeweiligen SimBench Niederspannungsnetze

	Rural1	Rural2	Rural3	Semiurb4	Semiurb5	Urban6
Autarkie [%]	36,10	30,13	27,05	1,13	24,66	7,79

Da die Ergebnisse einerseits ähnlich sind und andererseits, wie dargestellt, zu wenig Erzeugung vorhanden ist wird die Analyse dieser Netze in dieser Diplomarbeit nicht weiter verfolgt.

6.4 CoSSMic Datensatz

In diesem Abschnitt wird der Einfluss des Ortes, an dem eine EEG betrieben wird, analysiert. Wie in Kapitel 3 erläutert, hat die geographische Position einer EEG einerseits Einfluss auf die Erzeugung durch die PV-Anlage und andererseits durch die Reduktion des Netznutzungsentgelts auch Einfluss auf die entstehenden Kosten. Die geographischen Unterschiede wirken sich auf den Heizungsbedarf und damit auf das Lastverhalten aus. Die Änderung der Erzeugung und Änderung der Kosten in Abhängigkeit des Ortes werden in weiterer Folge analysiert. Dazu wurden vier unterschiedliche Orte beziehungsweise Netzgebiete gewählt, an denen eine ansonsten identische EEG betrieben wird. Dabei wurde das Lastverhalten der einzelnen Teilnehmer_innen konstant gehalten. Dies betrifft insbesondere den Heizungsbedarf, der im Sinne der Vergleichbarkeit ebenfalls als konstant angenommen wird. Die gewählten Orte

inklusive der geographischen Position und Netzgebiet sind in Tabelle 6.22 eingetragen.

Tabelle 6.22: Geographische Position und Netzgebiet unterschiedlicher Orte

Ort	Breitengrad	Längengrad	Netzgebiet
Bregenz	47,499	9,736	Vorarlberg
Pörschach am Wörthersee	46,636	14,141	Kärnten
Ulrichsberg	48,678	13,908	Oberösterreich
Neusiedl am See	47,948	16,845	Burgenland

Die betrachtete EEG besteht aus insgesamt sechs Verbrauchern und einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage. Für die Lastdaten der Verbraucher wurde der CoSSMic Datensatz verwendet [46]. Aus diesem Datensatz wurden die Lastprofile der sechs Einfamilienhäuser (Lastprofil “DE_KN_residential1“ bis “DE_KN_residential6“ aus dem Jahr 2016) verwendet. Für die Konfiguration der PV-Anlage wurde die selbe Dimensionierung wie in Abschnitt 6.2.4 angenommen. Die Simulation wurde im Frühling von 20.03. bis 20.04. durchgeführt. Als Wetterdaten wurde ein TMY von PVGIS verwendet. Als Grundlage für die ökonomischen Auswertungen wurde das Delta-Tarifmodell aus Tabelle 6.3 verwendet, wobei sich das Netznutzungsentgelt und damit die gesamten verbrauchsabhängigen Kosten je nach Netzgebiet unterscheiden.

Tabelle 6.23: Kennzahlen von EEGs an unterschiedlichen Orten

Ort		Bregenz	Pörschach	Ulrichsberg	Neusiedl
Verbrauch Gesamt	[MWh]	1,89	1,89	1,89	1,89
Verbrauch Netz	[%]	60,72	60,22	60,96	61,29
Verbrauch EEG	[%]	39,27	39,77	39,03	38,71
Erzeugung	[MWh]	2,60	2,38	2,27	2,17
Einspeisung Netz	[%]	71,40	68,34	67,43	66,28
Einspeisung EEG	[%]	28,59	31,66	32,57	33,72
Kosten Netz	[€]	275	313	292	300
Kosten EEG	[€]	125	139	129	130
Kosten Gesamt	[€]	400	452	422	429
Kosten ohne EEG	[€]	452	520	480	489
Kosten Einsparungen	[€]	52	68	58	59
Kosten Einsparungen	[%]	12	13	12	12
Kosten Netz c_{Netz}	[ct/kWh]	23,92	27,496	25,36	25,84
Kosten EEG c_{EEG}	[ct/kWh]	16,89	18,48	17,50	17,71

Die resultierenden Kennzahlen der Simulation sind in Tabelle 6.23 gegenübergestellt. Hierbei wurde die Anzahl der KPIs bewusst reduziert, um nur auf die wesentlichen Kennzahlen einzugehen. Das Einkommen und der Gewinn ist proportional zur Erzeugung und wurde deshalb in dieser Auswertung nicht gesondert angeführt. Da es sich um identische Lastprofile handelt, ist der Verbrauch an allen Or-

ten derselbe. Die Aufteilung zwischen Bezug aus dem Netz beziehungsweise der EEG variiert jedoch minimal. Dies hängt mit der Erzeugung zusammen. Diese ist im betrachteten Zeitraum in Bregenz mit 2,60 MWh am größten und mit 2,17 MWh in Neusiedl am See am niedrigsten. Der Unterschied zwischen den beiden Extremwerten beträgt 430 kWh oder 16,5%. Dabei ist besonders auffallend, dass in Bregenz zwar absolut betrachtet die Erzeugung am höchsten ist, der Anteil, der davon in die EEG eingespeist wird (28,59 %), jedoch am geringsten ist. Dies lässt auf einige ertragreiche Tage schließen, an welchen zu viel Überschussenergie produziert wurde, die nicht innerhalb der Gemeinschaft verbraucht werden konnte. Die Autarkie der EEG schwankt zwischen 39,77% in Pörschach am Wörthersee und 38,71% in Neusiedl am See. Der Unterschied beträgt 1,06%. Zusammengefasst schwankt die Erzeugung je nach Ort deutlich, die Auswirkungen auf die Versorgung der EEG sind jedoch gering.

Je nach Ort fallen unterschiedliche verbrauchsabhängige Kosten an. Diese sind als c_{Netz} nach Gleichung (5.7) beziehungsweise c_{EEG} nach Gleichung (5.6) in der Tabelle vermerkt. Dadurch ergeben sich unterschiedliche Kosten für den Bezug von Energie. Die Gesamtkosten sind mit 452 € in Pörschach (Kärnten) am höchsten und mit 400 € in Bregenz (Vorarlberg) an niedrigsten. Die Differenz beträgt 52 € beziehungsweise rund 13 % bezogen auf den niedrigeren Wert. Obwohl sich die bezogenen Energiemengen aus Netz und EEG nur minimal unterscheiden, ist der Unterschied in den Kosten relativ groß. Grund dafür sind die hohen Netzentgelte im Netzgebiet Kärnten. Das Netzgebiet Kärnten hat mit 7,03 ct/kWh das höchste Netznutzungsentgelt beziehungsweise mit 0,458 ct/kWh auch das höchste Netzverlustentgelt. Betrachtet man jedoch wieder die relativen Kosteneinsparungen, so ist der Unterschied zwischen den einzelnen Netzgebieten wieder geringer und gleicht dem Unterschied der durch die ortsabhängige Erzeugung eingeführt wurde. Das jeweilige Netzgebiet hat starke Auswirkungen auf die absolut auftretenden Kosten, das relative Einsparungspotential durch die Gründung einer EEG ist jedoch nur von der tatsächlichen Erzeugung abhängig.

Kapitel 7

Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde der Einfluss von heterogenen Parametern auf die Kennzahlen von EEGs, entsprechend der aktuellen Rahmenbedingungen in Österreich, untersucht. Dazu erfolgte die Entwicklung eines umfangreichen Simulationsframeworks. Die Parameter unterteilen sich in vier Kategorien: technische Parameter (Abschnitt 3.1), ökonomische Parameter (Abschnitt 3.2), Umwelteinflüsse (Abschnitt 3.3) und soziale Parameter (Abschnitt 3.4). Die Simulation erfolgte mithilfe von *BIFROST* und einem eigens entwickelten *BIFROST*-Modul, das die gesamte Logik zur Simulation von EEGs enthält. Das Modul besteht aus mehreren Modellen: Lastmodell (Abschnitt 4.2), PV-Modell (Abschnitt 4.3), Batterie-Modell (Abschnitt 4.4) und EEG-Modell (Abschnitt 4.5). Über ein externes Konfigurationstool können unterschiedliche Szenarien für EEGs erstellt, simuliert und analysiert werden. Die evaluierten Kennzahlen wurden wiederum in drei Kategorien unterteilt: technische Kennzahlen (Abschnitt 5.1), ökonomische Kennzahlen (Abschnitt 5.2) und ökologische Kennzahlen (Abschnitt 5.3).

Zur Analyse von EEGs wurden umfassende Szenarien definiert (Kapitel 6) Jedes Szenario variiert dabei ein oder mehrere Parameter um den Einfluss dieser auf die resultierenden Kennzahlen festzustellen. Der Einfluss verschiedener Topologien und Erweiterungen von EEGs wurde umfassend in Abschnitt 6.2 und Abschnitt 6.3 diskutiert. Es zeigte sich, dass die Zusammenstellung der Teilnehmer_innen und deren Lastverhalten einen wesentlichen Einfluss auf die Kennzahlen der EEG, wie beispielsweise die Autarkie oder Eigenverbrauchsrate, hat. Die Untersuchung hat veranschaulicht, dass der Einfluss des Ortes, an dem eine EEG betrieben wird kaum Auswirkungen auf diese hat. Die Analyse von Entwicklungsszenarien hat demonstriert, dass der Trend einer individuellen Autarkie von Haushalten sich kontraproduktiv auf die Effizienz einer EEG auswirkt. Die finanziellen Vorteile, die eine EEG bietet, sind als eher gering zu bewerten und hängen stark von der aktuellen Marktsituation ab. Abseits der wirtschaftlichen Vorteile bietet der Beitritt in eine EEG noch weitere Vorteile wie die Reduktion des CO₂-Ausstoßes und die Förderung des Ausbaus von dezentraler erneuerbarer Energieversorgung.

7.1 Diskussion der Forschungsfragen

Zu Beginn dieser Diplomarbeit wurden fünf Forschungsfragen formuliert, die im Rahmen der Durchführung verfolgt wurden. Im Folgenden werden die einzelnen Fragen aus Abschnitt 1.1 noch einmal aufgegriffen und gesondert beantwortet. Dabei wird auch auf die entsprechenden Kapitel und Abschnitte verwiesen, die zur Beantwortung erarbeitet wurden.

Was sind die relevanten KPIs für die Analyse von passiven lokalen EEGs in einem heterogenen Umfeld?

Die identifizierten KPIs (siehe Kapitel 5) wurden in drei Kategorien unterteilt. Die technischen Kennzahlen (siehe Abschnitt 5.1) umfassen alle Leistungen beziehungsweise Energiemengen, die innerhalb einer EEG auftreten. Weitere technische Kennzahlen sind der Eigenverbrauch, die Autarkie, Kennzahlen der Batterie und die Korrelation von Erzeugung und Verbrauch. Unter den ökonomischen Kennzahlen (siehe Abschnitt 5.2) wurden die entstehenden Kosten, die durch die Teilnahme an einer EEG entstehen, und die möglichen Gewinne, die erwirtschaftet werden können, zusammengefasst. Die ökonomischen Kennzahlen werden dabei immer mit dem Fall ohne EEG verglichen, um diese in Relation setzen zu können. Abschließend wurden noch ökologische Kennzahlen eingeführt (siehe Abschnitt 5.3). Durch die dezentrale Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen kann, verglichen mit dem Bezug von Energie aus dem öffentlichen Netz, der Ausstoß von CO₂ und anderen Treibhausgasen reduziert werden. Der absolute CO₂-Ausstoß sowie die Reduktion verglichen mit dem öffentlichen Netz sind die ökologischen Kennzahlen, die im Rahmen dieser Diplomarbeit betrachtet wurden.

Welche heterogenen Parameter beeinflussen EEGs und insbesondere deren KPIs?

Die identifizierten Parameter (siehe Kapitel 3) wurden in vier Kategorien unterteilt. Unter den technischen Parametern (siehe Abschnitt 3.1) wird die Dimensionierung und Auslegung von PV-Anlagen und Speichersystemen zusammengefasst. Die ökonomischen Parameter (siehe Abschnitt 3.2) beinhalteten die Tarifgestaltung der EEG (Bezugspreis und Einspeisetarif), die Kosten für den Bezug von Energie aus dem Netz sowie den Einspeisetarif bei Überschusseinspeisung in das Netz. Die geographische Position der EEG, Wetterdaten sowie die Jahreszeit werden in den Umwelteinflüssen zusammengefasst (siehe Abschnitt 3.3). Die sozialen Parameter (siehe Abschnitt 3.4) umfassen die Zusammensetzung der EEG sowie das Lastverhalten der einzelnen Mitglieder.

Was sind die Auswirkungen der beeinflussenden Parameter auf die KPIs?

Die Auswirkungen der beeinflussenden Parameter auf die KPIs einer EEG wurden in Kapitel 6 anhand einer Vielzahl von Szenarien analysiert. In den Szenarien wurde jeweils ein oder mehrere Parameter variiert, um den Einfluss zu verdeutlichen. Die Auswirkungen sind dabei vielfältig. So hat beispielsweise die Jahreszeit aufgrund der sich ändernden PV-Erzeugung einen wesentlichen Einfluss auf die EEG. Hier konnte gezeigt werden dass dieser Einfluss eine gewisse Sättigung über die Sommermonate erreicht und beispielsweise die Autarkie trotz höherer Produktion nicht weiter ansteigt.

Welchen Einfluss haben unterschiedliche Topologien von passiven EEGs und die Erweiterung um eine aktive Gemeinschaftsbatterie auf die KPIs?

Die Topologie ist einer der wesentlichen Parameter einer EEG. Ein guter Mix aus Erzeuger und Verbraucher ist wichtig, um die Möglichkeiten einer EEG effektiv zu nutzen. Das Szenario in Abschnitt 6.3.4 hat zum Beispiel gezeigt, dass sich die Eigenverbrauchsoptimierung der einzelnen Mitglieder insgesamt mindernd auf die Effektivität der gesamten EEG auswirkt. Durch die Erweiterung der EEG um eine aktive Gemeinschaftsbatterie kann die innerhalb der Gemeinschaft erzeugte Energie noch effektiver genutzt werden. Davon profitieren vor allem die technischen Kennzahlen wie Autarkie und Eigenverbrauch und die ökonomischen Kennzahlen. Auch der Ausstoß von CO₂ kann, trotz zusätzlicher Berücksichtigung der Lebenszyklus-Emissionen der Batterie und PV-Anlage, reduziert werden.

Welche Vorteile entstehen für Mitglieder durch den Betritt zu einer passiven EEG?

Für Mitglieder einer EEG entstehen einige Vorteile. Die Vorteile können ähnlich zu den Kennzahlen kategorisiert werden. Durch die dezentrale Versorgung mit erneuerbarer Energie steigt die Autarkie innerhalb der Gemeinschaft. Gemeinschaftliche Anlagen wie Speicher und PV-Anlagen steigern diese weiter. Durch den Handel von Energie in der Gemeinschaft können auch wirtschaftliche Vorteile entstehen. Diese Vorteile sind aber eher gering und sehr stark von der aktuellen Marktsituation abhängig (siehe Abschnitt 6.3.5). Der Ausstoß von CO₂ und anderen Treibhausgasen wird reduziert, was vor allem umweltbewusste Mitglieder positiv anspricht. Ein wesentlicher Vorteil, der jedoch schwer zu quantifizieren ist, sind die sozialen Aspekte einer EEG. Durch die Teilnahme an einer EEG kann das Bewusstsein für Energie gestärkt werden und mehr über den Ursprung und die Erzeugung elektrischer Energie zu wissen, ist für viele Mitglieder entscheidend.

7.2 Ausblick

Das in dieser Diplomarbeit implementierte Framework zur Simulation von EEGs bietet eine vielfältige Möglichkeit zur Analyse der relevanten Kennzahlen. Jedoch wurden, wie bei jeder Simulation, einige Annahmen und Abstraktionen durchgeführt, die im Rahmen von weiteren Arbeiten verbessert werden könnten. So wurde beispielsweise bei der Untersuchung des Einflusses des gewählten Ortes auf die EEG der Wärmebedarf eines Hauses als konstant angenommen. Nun ist die Annahme trivialerweise gerechtfertigt, wenn man von einer nicht elektrischen Heizung ausgeht. Bei elektrischen Heizsystemen ist diese Annahme jedoch mit einem Fehler verbunden. Durch die Einführung eines ortsabhängigen Wärmebedarfs, der sich auf das Lastverhalten auswirkt, könnten die Ergebnisse weiter verbessert werden. Ebenso wäre es möglich weitere erneuerbare Energiequellen für die Erzeugung hinzuzufügen. Diese Diplomarbeit beschränkt sich auf PV-Systeme, alternativ könnten noch Windkraftwerke, Wasserkraftwerke oder Biogasanlagen aufgenommen werden. Die Analyse von Investitionskosten und Amortisation der getätigten Investitionen war nicht Teil dieser Arbeit, wäre für eine weitere wirtschaftliche Analyse von EEGs jedoch von Interesse. Zukünftige Forschung könnte überdies an diese Diplomarbeit anknüpfen, indem sie den Umfang an untersuchten KPIs erweitert.

Literaturverzeichnis

- [1] I. W. G. III, *Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, P. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. A. Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, and (eds.), Eds. The Intergovernmental Panel on Climate Change, 2022. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/>
- [2] European Commission, “Clean energy for all europeans package,” https://energy.ec.europa.eu/topics/energy-strategy/clean-energy-all-europeans-package_en, 2019, (Abgerufen am: 24.02.2023).
- [3] Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, “Energiegemeinschaften,” <https://energiegemeinschaften.gv.at/>, (Abgerufen am: 01.08.2022).
- [4] S. Cejka and K. Kitzmüller, “Rechtsfragen zur Gründung und Umsetzung von Energiegemeinschaften,” *12. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT)*, 2021.
- [5] S. Cejka, D. Reihls, B. Fina, M. Stefan, D. Hauer, and F. Zeilinger, “Typical future energy communities - an analysis on operational areas, member structure and used infrastructure,” in *CIREC Porto Workshop 2022: E-mobility and power distribution systems*, vol. 2022, 2022, pp. 498–502.
- [6] B. Fina, H. Auer, and W. Friedl, “Cost-optimal economic potential of shared rooftop pv in energy communities: Evidence from austria,” *Renewable Energy*, vol. 152, pp. 217–228, 2020. [Online]. Available: www.scopus.com
- [7] T. Nacht and S. Lassacher, “Wirtschaftliche Bewertung von erneuerbaren Energiegemeinschaften,” https://smarcities.at/wp-content/uploads/sites/3/LEC-Steyr_e-EGe-Bewertung_Pub-1.pdf, 1018, (Abgerufen am: 21.01.2023).
- [8] B. Fina, H. Auer, and W. Friedl, “Profitability of pv sharing in energy communities: Use cases for different settlement patterns,” *Energy*, vol. 189, 2019. [Online]. Available: www.scopus.com

- [9] I. Mansó Borràs, D. Neves, and R. Gomes, “Using urban building energy modeling data to assess energy communities’ potential,” *Energy and Buildings*, vol. 282, p. 112791, 2023. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877882300021X>
- [10] G. Bianco, B. Bonvini, S. Bracco, F. Delfino, P. Laiolo, and G. Piazza, “Key performance indicators for an energy community based on sustainable technologies,” *Sustainability*, vol. 13, no. 16, 2021. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2071-1050/13/16/8789>
- [11] W. F. Holmgren, C. W. Hansen, and M. A. Mikofski, “pvlib python: A python package for modeling solar energy systems,” *Journal of Open Source Software*, vol. 3, no. 29, p. 884, 2018.
- [12] M. Braun, K. Büdenbender, D. Magnor, and A. Jossen, “Photovoltaic self-consumption in germany: using lithium-ion storage to increase self-consumed photovoltaic energy,” in *24th European photovoltaic solar energy conference (PVSEC), Hamburg, Germany, 2009*.
- [13] F. Braam, R. Hollinger, C. Luebeck, S. Mueller, and B. Wille-Hausmann, “Grid-oriented operation of photovoltaic-battery systems,” in *International ETG-Congress 2013; Symposium 1: Security in Critical Infrastructures Today*, 2013, pp. 1–6.
- [14] N. D. Pflugradt, “Modellierung von Wasser und Energieverbräuchen in Haushalten,” Ph.D. dissertation, Technischen Universität Chemnitz, 2016, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [15] E. Barbour, D. Parra, Z. Awwad, and M. C. González, “Community energy storage: A smart choice for the smart grid?” *Applied Energy*, vol. 212, pp. 489–497, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917317713>
- [16] H. Lund, F. Arler, P. A. Østergaard, F. Hvelplund, D. Connolly, B. V. Mathiesen, and P. Karnøe, “Simulation versus optimisation: Theoretical positions in energy system modelling,” *Energies*, vol. 10, no. 7, 2017. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/10/7/840>
- [17] S. Shafiei and R. A. Salim, “Non-renewable and renewable energy consumption and co2 emissions in oecd countries: A comparative analysis,” *Energy Policy*, vol. 66, pp. 547–556, 2014. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513010872>
- [18] V. Z. Gjorgievski, S. Cundeva, and G. E. Georghiou, “Social arrangements, technical designs and impacts of energy communities: A review,” *Renewable Energy*, vol. 169, pp. 1138–1156, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148121000859>

- [19] “Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG),” <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>, 08 2022, (Abgerufen am: 01.08.2022).
- [20] “Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 – ElWOG 2010),” <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>, 08 2022, (Abgerufen am: 01.08.2022).
- [21] “Verordnung der Regulierungskommission der E-Control, mit der die Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 geändert wird (SNE-V 2018 – 2. Novelle 2021),” https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2021_II_438/BGBLA_2021_II_438.pdfsig, 10 2021, (Abgerufen am: 01.08.2022).
- [22] N. Efkarpidis, A. Goranović, C.-W. Yang, M. Geidl, I. Herbst, S. Wilker, and T. Sauter, “A generic framework for the definition of key performance indicators for smart energy systems at different scales,” *Energies*, vol. 15, no. 4, p. 1289, 02 2022. [Online]. Available: <http://dx.doi.org/10.3390/en15041289>
- [23] A. Holzmann, A. Sahin, M. Trifonova, T. Heinel, B. Dannemann, N. Sumbadze, B. Kovács, T. Šimek, and S. Robić, “Overview of existing tools and platforms to support collective actions - report d4.1,” https://shares-project.eu/fileadmin/6_shares/downloads/deliverables/d4.1_shares_overview_of_existing_tools_and_platforms.pdf, (Abgerufen am: 30.01.2023).
- [24] ed-energiesdigital GmbH. (2022) EEG Planer. (Abgerufen am: 05.10.2022). [Online]. Available: <http://planer.energiesdigital.at/>
- [25] Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften. Benefit Tool - Erneuerbare Energiegemeinschaft. <https://www.energieinstitut.at/tools/benefit/>. (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [26] Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften. (2022) Benefit- & Berechnungstool - Energiegemeinschaften. (Abgerufen am: 10.10.2022). [Online]. Available: <https://energiegemeinschaften.gv.at/tools/>
- [27] T. P. Chang, “Output energy of a photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system,” *Applied Energy*, vol. 86, no. 10, pp. 2071–2078, 2009. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261909000403>
- [28] H.-M. Neuman, R. Stollnberger, S. Stortecy, G. Etminan, and J. Schrammel, “Energiegemeinschaften als Bestandteil smarterer und nachhaltiger Stadtquartiere,” <https://positionen.>

- wienenergie.at/wp-content/uploads/2021/04/Studie-Energiegemeinschaften.pdf, 2020, (Abgerufen am: 21.01.2023).
- [29] E-Control. (2022) Netznutzungsentgelt. (Abgerufen am: 04.11.2022). [Online]. Available: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/netznutzungsentgelt>
- [30] I. Staffell and S. Pfenninger, “The increasing impact of weather on electricity supply and demand,” *Energy*, vol. 145, pp. 65–78, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217320844>
- [31] A. Kavousian, R. Rajagopal, and M. Fischer, “Determinants of residential electricity consumption: Using smart meter data to examine the effect of climate, building characteristics, appliance stock, and occupants’ behavior,” *Energy*, vol. 55, pp. 184–194, 2013. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544213002831>
- [32] “Jrc photovoltaic geographical information system (pvgis) - european commission,” https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [33] B. P. Koirala, Y. Araghi, M. Kroesen, A. Ghorbani, R. A. Hakvoort, and P. M. Herder, “Trust, awareness, and independence: Insights from a socio-psychological factor analysis of citizen knowledge and participation in community energy systems,” *Energy Research & Social Science*, vol. 38, pp. 33–40, 2018. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629618300641>
- [34] APCS. Synthetische Lastprofile APCS - Power Clearing. (Abgerufen am: 01.08.2022). [Online]. Available: <https://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>
- [35] AIT - Austrian Institute of Technology GmbH. (2023) CLUE Project. (Abgerufen am: 01.01.2023). [Online]. Available: <https://project-clue.eu/>
- [36] R. Mosshammer, K. Diwold, A. Einfalt, J. Schwarz, and B. Zehrfeldt, “Bifrost: A smart city planning and simulation tool,” in *International Conference on Intelligent Human Systems Integration*. Springer, 2019, pp. 217–222.
- [37] “Pypl popularity of programming language index,” <https://pypl.github.io/PYPL.html>, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [38] H. Kazmi, Í. Munné-Collado, F. Mehmood, T. A. Syed, and J. Driesen, “Towards data-driven energy communities: A review of open-source datasets, models and tools,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 148, p. 111290, 2021.

- [39] “COSSMIC | JRC Smart Electricity Systems and Interoperability,” <https://ses.jrc.ec.europa.eu/cossmic>, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [40] Heliotherm, “Grundwasser- Wärmepumpe - Heliotherm,” [https://www.heliotherm.com/media/Grundwasserwaermepumpe-PB\(2\).pdf](https://www.heliotherm.com/media/Grundwasserwaermepumpe-PB(2).pdf), (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [41] K. S. Electric, “Plenticore plus - kostal solar electric,” https://www.kostal-solar-electric.com/en-gb/products/solar-inverter/plenticore-plus/-/media/document-library-folder---kse/2020/12/15/13/06/db_plenticore-plus_en.pdf, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [42] K. Solar, “Kioto-power-60 de datenblatt,” http://www.energy-team.at/uploads/pdfs/Kioto-Power-60_DE_260313.pdf, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [43] “Byd battery-box premium_datasheet_hv-au v1.2 en-5eec6422498ad.pdf,” https://bydbatterybox.com/uploads/downloads/BYD%20Battery-Box%20Premium_Datasheet_HV-AU%20V1.2%20EN-5eec6422498ad.pdf, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [44] K. S. Electric, “Technische Information - KOSTAL Smart Energy Meter,” https://www.kostal-solar-electric.com/de-de/produkte/zubehoer/smart-energy-meter/-/media/document-library-folder---kse/2020/12/15/13/41/ksem-db_de.pdf, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [45] FuturaSun, “Futurasun 60p 260-285 datenblatt,” https://www.futurasun.com/wp-content/uploads/2019/01/2019_FuturaSun_60p_260-285_5busbar_de.pdf, 2019, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [46] “Data platform – open power system data,” https://data.open-power-system-data.org/household_data/, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [47] S. Meinecke, D. Sarajlić, S. R. Drauz, A. Klettke, L.-P. Lauven, C. Rehtanz, A. Moser, and M. Braun, “Simbench—a benchmark dataset of electric power systems to compare innovative solutions based on power flow analysis,” *Energies*, vol. 13, no. 12, p. 3290, 2020.
- [48] Standardlastprofile Strom BDEW - Energie. [BDEW Website]. (Abgerufen am: 01.08.2022). [Online]. Available: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>
- [49] C. Spalthoff, D. Sarajlic, C. Kittl, S. Drauz, T. Kneiske, C. Rehtanz, and M. Braun, “Simbench: Open source time series of power load, storage and generation for the simulation of electrical distribution grids,” in *International ETG-Congress 2019; ETG Symposium*. VDE, 2019, pp. 1–6.
- [50] M. Braun, I. Krybus, H. Becker, R. Bolgaryn, J. Dasenbrock, P. Gauglitz, D. Horst, C. Pape, A. Scheidler, and J. Ulfers, “Verteilnetzstudie Hessen 2024–2034,” *Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung. Kassel*, vol. 4, 2018.

- [51] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Klimaschutz*, 11th ed. München: Hanser, 2022. [Online]. Available: <https://www.volker-quaschnig.de/publis/regen/index.php>
- [52] R. W. Andrews, J. S. Stein, C. Hansen, and D. Riley, “Introduction to the open source pv lib for python photovoltaic system modelling package,” in *2014 IEEE 40th photovoltaic specialist conference (PVSC)*. IEEE, 2014, pp. 0170–0174.
- [53] “PVGIS user manual,” https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system/getting-started-pvgis/pvgis-user-manual_en, (Accessed on 01/07/2023).
- [54] “pplib-python/sam-library-cec-modules-2019-03-05.csv at main · pplib/pplib-python · github,” <https://github.com/pplib/pplib-python/blob/main/pplib/data/sam-library-cec-modules-2019-03-05.csv>, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [55] A. P. Dobos, “An improved coefficient calculator for the california energy commission 6 parameter photovoltaic module model,” *Journal of solar energy engineering*, vol. 134, no. 2, 2012.
- [56] D. L. King, J. A. Kratochvil, and W. E. Boyson, *Photovoltaic array performance model*. Citeseer, 2004, vol. 8.
- [57] “sam-library-cec-inverters-2019-03-05.csv,” <https://github.com/pplib/pplib-python/blob/main/pplib/data/sam-library-cec-inverters-2019-03-05.csv>, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [58] D. King, S. Gonzalez, G. Galbraith, and W. Boyson, “Performance model for grid connected inverters,” *Sandia National Laboratories, Report*, no. 2007-5036, 2007, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [59] U. Deutschland, “Ratgeber Batterien und Akkus,” <https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/4414.pdf>, 10 2012, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [60] A. Seiler, “Analyzing different pricing-strategies for smart energy communities,” Bachelor’s Thesis, Technische Universität Wien, 12 2022.
- [61] C. Steinbrink, M. Blank-Babazadeh, A. El-Ama, S. Holly, B. Lüers, M. Nebel-Wenner, R. P. Ramírez Acosta, T. Raub, J. S. Schwarz, S. Stark, A. Nieße, and S. Lehnhoff, “Cpes testing with mosaik: Co-simulation planning, execution and analysis,” *Applied Sciences*, vol. 9, no. 5, 2019. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/2076-3417/9/5/923>
- [62] L. Thurner, A. Scheidler, F. Schäfer, J. Menke, J. Dollichon, F. Meier, S. Meinecke, and M. Braun, “pandapower – an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization

- of electric power systems,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 6, pp. 6510–6521, Nov 2018.
- [63] A. P. Dobos, “PVWatts Version 5 Manual,” 9 2014. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/1158421>
- [64] B. Gundogdu and D. T. Gladwin, “A fast battery cycle counting method for grid-tied battery energy storage system subjected to microcycles,” in *2018 International Electrical Engineering Congress (iEECON)*, 2018, pp. 1–4.
- [65] Y. Li, V. G. Agelidis, and Y. Shrivastava, “Wind-solar resource complementarity and its combined correlation with electricity load demand,” in *2009 4th IEEE conference on Industrial electronics and applications*. IEEE, 2009, pp. 3623–3628.
- [66] H. Wang and J. Huang, “Cooperative planning of renewable generations for interconnected microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 5, pp. 2486–2496, 2016.
- [67] Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, “Niedrigere Netzkosten für EEGs – Energiegemeinschaften,” <https://energiegemeinschaften.gv.at/niedrigere-netzkosten-fuer-eegs/>, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [68] W. P. Österreich, “Wirtschaftsausschuss: Aussetzung der Ökostrom-Pauschale für 2022 (PK0019/11.01.2022) | Parlament Österreich,” https://www.parlament.gv.at/aktuelles/pk/jahr_2022/pk0019/, (Abgerufen am: 30.01.2023).
- [69] U. Portal, “Elektrizitätsabgabe,” https://www.usp.gv.at/steuern-finanzen/verbrauchsteuern_und_energieabgaben/elektrizitaetsabgabe.html, (Abgerufen am: 30.01.2023).
- [70] E-Control, “Meine Stromrechnung - E-Control,” <https://www.e-control.at/konsumenten/rechnung/rechnungsgestaltung-rechnungslegung>, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [71] K. Leonhartsberger, D. Bell, S. Schidler, A. Werner, L. Fischer, V. Sequeira Taxer, M. Ernst, M. Gruber, A. Mayer, R. Korthals, and S. Witwer, “awarenESS - Gemeinschaftsspeicher (EnergyStorageSystems) als sichtbare Schlüsselemente der Energiewende,” <https://www.klimaundenergiemodellregionen.at/assets/Uploads/WeiterLinks/B772183-Bericht.pdf>, (Abgerufen am: 31.01.2023).
- [72] “RIS - Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 - Bundesrecht konsolidiert, Fassung vom 21.02.2023,” <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045,022023>, (Abgerufen am: 21.02.2023).

- [73] “§ 118 EnWG - Einzelnorm,” http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/___118.html, 02 2023, (Abgerufen am: 21.02.2023).
- [74] Electricity maps – the leading resource for 24/7 co2 grid data. <https://www.electricitymaps.com/>. (Abgerufen am: 21.01.2023).
- [75] A. Müller, L. Friedrich, C. Reichel, S. Herceg, M. Mittag, and D. H. Neuhaus, “A comparative life cycle assessment of silicon pv modules: Impact of module design, manufacturing location and inventory,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 230, p. 111277, 2021. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0927024821003202>
- [76] Y. Katsigiannis, P. Georgilakis, and E. Karapidakis, “Multiobjective genetic algorithm solution to the optimum economic and environmental performance problem of small autonomous hybrid power systems with renewables,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 4, pp. 404–419(15), September 2010. [Online]. Available: <https://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2009.0076>
- [77] xelectrix Power GmbH. xelectrix power box wall | stromspeicher wandmontage - xelectrix power gmbh. <https://www.xelectrix-power.com/produkte/wall/>. (Abgerufen am: 24.02.2023).
- [78] Fronius Solar Energy. Fronius symo 20.0-3-m. <https://www.fronius.com/de-at/austria/solarenergie/installateure-partner/technische-daten/alle-produkte/wechselrichter/fronius-symo/fronius-symo-20-0-3-m>. (Abgerufen am: 24.02.2023).
- [79] LG. Lg neon2 datenblatt. https://www.lg.com/jp/images/solar/download/DS_NeON2_72cells_silver.pdf. (Abgerufen am: 24.02.2023).
- [80] K. J. Cieślak, “Multivariate analysis of photovoltaic performance with consideration of self-consumption,” *Energies*, vol. 15, no. 18, 2022. [Online]. Available: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/18/6732>
- [81] S. Meinecke, N. Bornhorst, L.-P. Lauen, J.-H. Menke, M. Braun, S. Drauz, C. Spalthoff, D. Cornbach, T. Kneiske, A. Klettke, J. Sprey, T. van Leeuwen, A. Moser, D. Sarajlić, C. Kittl, and C. Rehtanz, “Simbench documentation 1.1.0,” https://simbench.de/wp-content/uploads/2021/09/simbench_documentation_de_1.1.0.pdf, (Abgerufen am: 04.01.2023).
- [82] Salzburg AG, “Privat ok - Stromtarif für Haushalte & Landwirtschaft - Salzburg AG für Energie, Verkehr & Telekommunikation,” <https://www.salzburg-ag.at/strom/privat/stromprodukte/privat-ok.html>, (Abgerufen am: 24.02.2023).

- [83] C. Dolna-Gruber, K. Knaus, and L. Zwieb, “Stromgroßhandel Preisentwicklung und wesentliche Einflussfaktoren,” https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Studien/2022/AEA_Kurzanalyse_Stromgro%C3%9Fhandel_Update_vom_M%C3%A4rz_2022_v2.pdf, 03 2022, (Abgerufen am: 24.02.2023).
- [84] A. Fleischhacker, “On the implementation and stability of renewable energy communities,” Wien, 2019.