

# **Erforschung des ersten österreichischen Erneuerbare-Energiegemeinschaften Gewerbe- und Industrieparks**

REC-Businesspark

R. Bramreiter, R. Pratter, T. Nacht,  
M. Schloffer, I. Kolb-Stögerer

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**18/2022**

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe  
unter <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

### **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Interimistischer Leiter: DI Theodor Zillner

Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet. Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung der Republik Österreich und der Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Nutzungsbestimmungen:  
<https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/>

# Erforschung des ersten österreichischen Erneuerbare-Energiegemeinschaften Gewerbe- und Industrieparks REC-Businesspark

Rafael Bramreiter, MSc  
Weizer Energie- Innovations-Zentrum GmbH

DI Robert Pratter, DI Dr Thomas Nacht, DI(FH) DI Martin Schloffer  
4ward Energy Research GmbH

DI(FH) Isabella Kolb-Stögerer  
Reiterer & Scherling GmbH

Weiz, Mai 2021

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



## **Vorbemerkung**

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm Stadt der Zukunft des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK). Dieses Programm baut auf dem langjährigen Programm Haus der Zukunft auf und hat die Intention Konzepte, Technologien und Lösungen für zukünftige Städte und Stadtquartiere zu entwickeln und bei der Umsetzung zu unterstützen. Damit soll eine Entwicklung in Richtung energieeffiziente und klimaverträgliche Stadt unterstützt werden, die auch dazu beiträgt, die Lebensqualität und die wirtschaftliche Standortattraktivität zu erhöhen. Eine integrierte Planung wie auch die Berücksichtigung von allen betroffenen Bereichen wie Energieerzeugung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Kommunikation sind dabei Voraussetzung.

Um die Wirkung des Programms zu erhöhen sind die Sichtbarkeit und leichte Verfügbarkeit der innovativen Ergebnisse ein wichtiges Anliegen. Daher werden nach dem Open Access Prinzip möglichst alle Projektergebnisse des Programms in der Schriftenreihe des BMK publiziert und elektronisch über die Plattform [www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at) zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und AnwenderInnen eine interessante Lektüre.

DI Theodor Zillner

Interimistischer Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Kurzfassung</b> .....	<b>8</b>
<b>2</b>	<b>Abstract</b> .....	<b>10</b>
<b>3</b>	<b>Ausgangslage</b> .....	<b>12</b>
	3.1. Fokusgebiet.....	13
<b>4</b>	<b>Projekthalt</b> .....	<b>15</b>
	4.1. Vorgangsweise und Methode .....	15
	4.1.1. Variante Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle .....	17
	4.1.2. Variante Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle.....	19
	4.1.3. Variante Wasserstoff-Blockheizkraftwerk.....	21
	4.1.4. Gegenüberstellung E-EGe + Batteriespeicher .....	23
<b>5</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>26</b>
	5.1. Variante E-EGe + Elektrolyseur + Brennstoffzelle.....	26
	5.2. Variante E-EGe + Elektrolyseur .....	29
	5.3. Variante E-EGe + Wasserstoff-Blockheizkraftwerk.....	32
	5.4. Gegenüberstellung Batteriespeicher zur Eigenbedarfsoptimierung .....	34
<b>6</b>	<b>Schlussfolgerungen</b> .....	<b>37</b>
<b>7</b>	<b>Ausblick und Empfehlungen</b> .....	<b>40</b>
<b>8</b>	<b>Verzeichnisse</b> .....	<b>42</b>
<b>9</b>	<b>Anhang</b> .....	<b>46</b>



# 1 Kurzfassung

Durch die Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien und dezentraler Versorgungsstrukturen in künftigen Energiesystemen sowie die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wird eine Flexibilisierung und digitale Vernetzung im Bereich der Energieversorgung notwendig. Gebäude und Gebäudeverbände eignen sich zur Stabilisierung der Energieversorgung und werden künftig als aktive Knotenpunkte in dezentralen Energiesystemen fungieren. Vor allem Gebäudeverbände, wie Gewerbe- und Industrieparks, die meist einen überdurchschnittlich hohen Energiebedarf aufweisen, spielen dabei eine wesentliche Rolle. Im Zuge des Sondierungsprojekts „REC-Businesspark – *Erforschung des ersten österreichischen Erneuerbare-Energiegemeinschaften Gewerbe- und Industrieparks*“ sollte ein Konzept für die Entwicklung des ersten „Erneuerbare-Energiegemeinschaft Gewerbebeparks“ Österreichs mit Fokus auf Photovoltaik und Wasserstoff erstellt werden. Um den Einsatz der verschiedenen Energieformen und Technologien (Photovoltaik, Brennstoffzelle etc.) aufeinander abzustimmen, ist ein entsprechendes Betriebsmodell notwendig, dessen Entwicklung ebenfalls einen zentralen Bestandteil des Projekts darstellt.

Im ersten Schritt wurde die Ausgangslage des Gewerbebeparks (Bebauungsplan, Zeitplan der Baumaßnahmen etc.) erhoben sowie die technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der für das Projekt relevanten Technologien und Maßnahmen (Wasserstofftankstelle, Elektrolyseur, Erneuerbare Energie-Gemeinschaft (kurz E-EGe)) erarbeitet. Parallel dazu wurden Maßnahmen zur Stakeholdereinbindung durchgeführt. Zwischen dem Projektkonsortium und den für die Umsetzung des Gewerbebeparks wesentlichen Stakeholdern wurde über die gesamte Projektlaufzeit ein enger Austausch gepflegt. Darüber hinaus wurden potenzielle Mitglieder der E-EGe identifiziert und deren für die Berechnungen relevanten Daten erhoben. Auf Basis dieser Rahmenbedingungen wurden mehrere Geschäfts-, Betriebs- und Tarifmodelle definiert, die in Folge in Simulationsmodellen abgebildet und analysiert wurden. Das Simulationsmodell für die Berechnung der Energiezuteilung innerhalb der erneuerbaren Energiegemeinschaft wurde in Python entwickelt. Die Ergebnisse der Python-Berechnungen (Zuteilung des E-EGe-Bezugs) dienen als Grundlage für eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsberechnung.

Es wurden Systeme bzw. Anlagen unterschiedlicher Dimensionen analysiert. Die Varianten mit Wasserstofftankstelle inklusive und exklusive Brennstoffzelle beziehen sich auf ein am Markt verfügbares Komplettsystem. Diese beiden Varianten sind eher verbrauchsorientiert. Der Elektrolyseur wurde so dimensioniert, dass dem betrachteten Fuhrpark ausreichend Wasserstoff zur Verfügung gestellt werden kann. Bei der Variante mit einem Wasserstoff-Blockheizkraftwerk liegt der Fokus auf der Erzeugung größerer Strom- und Wärmemengen mit dem Ziel, den Autarkiegrad des Gewerbebeparks zu steigern. Zur Bewertung der Wasserstoff-Varianten wurden diese zusätzlich einem Batteriespeichersystem gegenübergestellt.

Die durchgeführten Berechnungen haben gezeigt, dass sich unter aktuellen Rahmenbedingungen das angestrebte Wasserstoffsystem am Standort in Weiz nicht wirtschaftlich umsetzen lässt. Die Rückverstromung des Wasserstoffs lässt sich aufgrund des niedrigen Gesamtwirkungsgrades der gesamten Prozesskette (Wasserstoffproduktion, Speicherung, Rückverstromung) nicht wirtschaftlich darstellen. Auch sehr vorteilhafte Tarifmodelle für den Strombezug aus der E-EGe führen zu keiner Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums.

Der Einsatz einer Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle kann ebenso aus wirtschaftlicher Sicht nicht positiv beurteilt werden. Die kurzen Betriebszeiten aufgrund der geringen benötigten Wasserstoffmengen für den betrachteten Fuhrpark (ca. 3 kg pro Tag) sowie die begrenzte Verfügbarkeit von PV-Strom in den Wintermonaten, ermöglichen keinen wirtschaftlichen Betrieb. Zusätzliche Wasserstoffabnehmer:innen konnten in Weiz nicht identifiziert werden. Weiters sind die von der Stadt Weiz favorisierten Kleinbusse (noch) nicht als Wasserstoffvariante am Markt verfügbar. Eventuell in den nächsten Jahren erhältliche Sonderanfertigungen sind mit erheblichen Zusatzkosten verbunden.

Da sich der im Sondierungsprojekt verfolgte Ansatz zur Nutzung von Photovoltaik-Strom zur Erzeugung von Wasserstoff innerhalb einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft als unwirtschaftlich herausgestellt hat, wurde der Ansatz adaptiert. Diese Vorgehensweise wurde gewählt, da einige Teilkonzepte wie beispielsweise die E-EGe, ein großes Potential für die Umsetzung eines Plus-Energie-Gewerbeparks erkennen ließen. Im ursprünglichen Fokusgebiet werden - entgegen der Planung - nicht mehrere KMUs, sondern lediglich ein Großunternehmen angesiedelt. Da Großunternehmen nicht an E-EGe teilnahmeberechtigt sind, wurde der Projektstandort geändert.

Der wesentliche Unterschied zum ursprünglichen Konzept liegt darin, dass anstelle der Wasserstofftankstelle ein Redox-Flow Speicher eingesetzt werden soll, der innerhalb der E-EGe gemeinschaftlich genutzt wird. Die Vorteile der Redox-Flow-Technologie liegen vor allem in der Langlebigkeit (>25 Jahre bzw. >15.000 Ladezyklen), der Wiederverwendbarkeit der Elektrolyte, der Sicherheit (nicht brennbar, temperaturunempfindlich) sowie der geringen Selbstentladung und geringen Speicherdegradation. Neben dem Einsatz zur Eigenverbrauchssteigerung innerhalb der E-EGe sollen im Rahmen der nachfolgend angestrebten Umsetzung auch andere Bewirtschaftungsstrategien des Speichers untersucht werden. Beispielsweise wird eine Nutzung des Batteriespeichers für die Bereitstellung von Regelreserve und für die Einkaufsoptimierung an der Strombörse untersucht. Für diese Einsatzfälle soll der Batteriespeicher in einem Flexibilitätspool agieren. Zu Zeiten, an denen eine Unterdeckung im öffentlichen Stromnetz besteht, können PV-Überschüsse als positive Regelenergie vermarktet und damit die Wirtschaftlichkeit des Speichers gesteigert werden. Zu Zeiten, an denen das öffentliche Stromnetz einen Überschuss aufweist, besteht die Möglichkeit, negative Regelenergie zu beziehen.

Zur Abklärung offener Fragestellungen und zur Gewährleistung der weiteren begleitenden Forschung wurde eine Umsetzung im Rahmen eines „Stadt der Zukunft – Demonstrationsprojekts“ angestrebt. Eine Einreichung im Zuge der 8. Ausschreibung wurde positiv beurteilt. Das Umsetzungsprojekt „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Gewerbepark Energiestraße und Werksweg Weiz“ (EnErGie Werk Weiz) wird Anfang 2022 starten.

## 2 Abstract

Due to the increasing share of renewable energy sources and decentralized supply structures in future energy systems as well as the linking of the electricity, heat and transport sector, flexibility and digital interconnection in the area of energy supply will be necessary. Buildings and building compounds are suitable for stabilizing the energy supply and will act as active nodes in decentralized energy systems of the future. Building compounds, such as business and industrial parks, which usually have above-average energy requirements, will play an important role for this purpose. Therefore, the project "REC-Businesspark" aims to conceptualize Austria's first "Renewable Energy Community business and industrial park" with a focus on photovoltaics and hydrogen. In order to intelligently link the various forms of energy and technologies (photovoltaics, fuel cells, etc.), an operating model is required, whose development is also a central component of the project.

In a first step, the initial situation of the business park (development plan, schedule of construction measures, etc.) was determined and the technical, legal and economic framework conditions of the relevant technologies and measures for the project (hydrogen filling station, electrolyser, energy community (E-EGe)) were worked out. At the same time, measures to involve stakeholders were carried out. A close exchange over the entire duration of the project was established between the project consortium and the stakeholders essential for the implementation of the business park. In addition, potential members of the E-EGe were identified and relevant data for the calculations was collected. On the basis of these framework conditions, several business, operating and tariff models were defined, which were then mapped and analysed in simulation models. The simulation model for calculating the energy allocation within the renewable energy community was developed in Python. The results of these calculations serve as basis for a detailed profitability analysis.

Systems of different dimensions were analysed. The variants with a hydrogen filling station including and excluding fuel cells refer to a complete system available on the market. These two variants are consumption oriented. The electrolyser was dimensioned in such a way that a sufficient amount of hydrogen is available for the planned vehicle fleet. In the variant with a hydrogen cogeneration unit, the focus is on generating larger amounts of electricity and heat with the aim of increasing the degree of self-sufficiency of the business park. To evaluate the hydrogen variants, they were also compared with a battery storage system.

The calculation results have shown that, under the current framework conditions, the desired hydrogen system for the business park in Weiz cannot be implemented economically. The reconversion of hydrogen into electricity is not economically viable due to the low overall efficiency of the entire process chain (hydrogen production, storage, reconversion). Even very advantageous tariff models for the electricity purchase from the E-EGe do not lead to an amortization.

The use of a hydrogen filling station without a fuel cell can also not be assessed positively from the economic point of view either. The short operating times due to the small amount of hydrogen required for the planned vehicle fleet (approximately 3 kg per day) as well as the limited availability of photovoltaic energy in the winter months do not enable economical operation. Additional hydrogen consumers could not be identified in Weiz. Furthermore, the minibuses favoured by the city of Weiz are not (yet) available on the market as a hydrogen variant. Any custom-made products that may be available in the next few years are associated with substantial additional costs.

Since the approach of the exploratory study to use photovoltaic energy to generate hydrogen within a renewable energy community turned out to be uneconomical, the approach was adapted. This procedure was chosen because some sub-concepts, like the E-EGe, showed great potential for the implementation in a plus-energy business park. In the original focus area - contrary to the planning - not several SMEs, but only one large company was settled. Since large companies are not allowed to participate in E-EGe, the project location has been changed.

The main difference to the original concept is that instead of the hydrogen filling station, a redox flow battery should be installed. This battery storage will be jointly used within the E-EGe. The main advantages of the redox flow technology are their longevity (> 25 years or > 15 000 charging cycles), the reusability of the electrolytes, their safety (non-flammable, insensitive to temperature) as well as the low self-discharge behaviour and a low storage degradation. In addition to the use to increase self-consumption within the E-EGe, other management strategies of the battery storage will also be examined in course of a future implementation project. For example, the use of the battery storage for the provision of control energy and for the purchasing optimization on the electricity market will be investigated. For these applications, the battery storage should act in a flexibility pool. At times, when there is a shortage in the public power grid, photovoltaic surpluses can be marketed as positive control energy and thus increase the economic efficiency of the storage system. At times, when the public power grid shows a surplus, it is possible to obtain negative control energy.

In order to clarify open questions and to ensure further accompanying research, an implementation within the framework of *“City of Tomorrow – Demonstration projects”* was aspired. A submission in course of the 8<sup>th</sup> call for tenders was rated positively. The implementation project *“EnErGy Plant Weiz - Renewable energy community Business Park Energy Lane and Factory Lane Weiz”* will start at the beginning of 2022.

### 3 Ausgangslage

Die europäischen Klimaziele sehen unter anderem für das Jahr 2030 eine Reduktion der Emissionen um 40 % gegenüber dem Stand von 1990 vor. Ebenso möchte die Stadtgemeinde Weiz bis 2030 eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf in der Gemeinde um mindestens 40 % gegenüber dem Jahr 1990 erreichen<sup>1</sup>. Zudem wird auf Europäischer Ebene bis 2050 die Klimaneutralität angestrebt (Europäische Kommission, 2020), wofür ein wesentlicher Anstieg des Anteils an erneuerbaren Energieträgern unabdingbar ist.

Durch die Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien und dezentraler Versorgungsstrukturen in künftigen Energiesystemen sowie die Verknüpfung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr ist eine Flexibilisierung und digitale Vernetzung im Bereich der Energieversorgung notwendig. Gebäude und Gebäudeverbände eignen sich zur Stabilisierung der Energieversorgung und werden künftig als aktive Knotenpunkte in dezentralen Energiesystemen fungieren. Vor allem Gebäudeverbände wie Gewerbe- und Industrieparks, die meist einen überdurchschnittlich hohen Energiebedarf aufweisen, spielen diesbezüglich eine wesentliche Rolle. Es ist jedoch schwierig, nachträglich wesentliche Verbesserungen hinsichtlich des Energiebedarfes, Schadstoffausstoßes und der Nachhaltigkeit zu erzielen. Umso wichtiger ist es, dass bereits den Planer:innen vor der Errichtung von modernen und nachhaltigen Zero-Emission-Gewerbe- und Industrieparks entsprechende Betriebs- und Geschäftsmodelle zur Verfügung stehen.

Vor allem hinsichtlich der sektorübergreifenden Nutzung von Energie besteht ein erheblicher technischer und organisatorischer Planungsbedarf, der durch die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (E-EGe) weiter erhöht wird. Für die Ausdehnung der E-EGe auf den Wärmesektor sind zum aktuellen Zeitpunkt kaum Konzepte verfügbar, obwohl dieser Anwendungsbereich in der Renewable Energy Directive II (RED II) (European Parliament, 2018)<sup>2</sup> vorgesehen ist. Ebenso wurde der Einsatz von Brennstoffzellen innerhalb von E-EGe bislang nicht thematisiert. Das österreichische Regierungsprogramm strebt in seiner Standortstrategie für 2040 eine Steigerung von grünem Wasserstoff in Verkehr und Industrie an (Bundeskanzleramt Österreich, 2020). Hierzu kann die Integration einer Brennstoffzelle in eine E-EGe einen wesentlichen Beitrag leisten, jedoch besteht diesbezüglich ein hoher Forschungsbedarf sowie ein Bedarf an geeigneten Betriebs- und Geschäftsmodellen. Diese müssen zur intelligenten Vernetzung verschiedener Technologien und Energieformen mit einer entsprechenden Intelligenz ausgestattet sein. Weiters ist es wichtig, dass die E-EGe bereits zu einem frühen Zeitpunkt in der Planung berücksichtigt werden. Sind elektrische Leitungen, Transformatoren sowie PV-Anlagen ungünstig ausgeführt, limitiert dies die Möglichkeiten einer E-EGe deutlich.

Das primäre Ziel des Projekts REC-Businesspark war die Sondierung eines technischen und wirtschaftlichen Gesamtkonzepts für einen Zero-Emission- bzw. Plus-Energie-Gewerbepark in Weiz. Im Zuge dessen sollte ein Konzept für die Entwicklung des ersten „Erneuerbare-Energiegemeinschaft Gewerbeparks“ Österreichs mit Fokus auf Photovoltaik und Wasserstoff erarbeitet werden. Neben der Energieform „Strom“ wurde auch die Ausdehnung auf weitere Energieformen geprüft (Wärme, Wasserstoff etc.). Um den Einsatz der verschiedenen Energieformen und Technologien (Photovoltaik,

---

<sup>1</sup> [Weiz \(covenantofmayors.eu\)](https://www.covenantofmayors.eu), abgerufen am 11.05.2021

<sup>2</sup> [Renewable Energy – Recast to 2030 \(RED II\) \(europa.eu\)](https://europa.eu) abgerufen am 11.05.2021

Brennstoffzelle etc.) aufeinander abzustimmen, ist ein entsprechendes Betriebsmodell notwendig, dessen Entwicklung ebenfalls einen zentralen Bestandteil des Projekts darstellt.

### 3.1. Fokusgebiet

Die Stadtgemeinde Weiz kooperiert seit Jahren mit Nachbargemeinden. Aktuell wird gemeinsam mit der Nachbargemeinde St. Ruprecht/Raab ein transregionales Industriegebiet im Süden der Weizer Katastralgemeinde Preding entwickelt. Für dieses Gebiet wurde ein Kommunalsteuer-Splitting vereinbart, wobei 70 % der Kommunalsteuer der gemeinsam angesiedelten Betriebe die jeweilige Standortgemeinde und 30 % die Partnergemeinde erhält. Im nächsten Schritt soll in der Stadtgemeinde Weiz der Neubau eines großen Gewerbeparks erfolgen. Im Sinne des innovativen Kommunalsteuer-Splittings und der engen Kooperation zwischen den Gemeinden wird auch diesbezüglich ein zeitgemäßer und nachhaltiger Ansatz verfolgt. Bei entsprechender Wirtschaftlichkeit ergibt sich die Chance, ein Best Practice Beispiel zu entwickeln, welches sich positiv auf die Stadtgemeinde Weiz und deren Bewohner:innen auswirkt sowie als Planungsgrundlage für weitere Gewerbeparks dient.

Der erste Teilabschnitt des Planungsgebiets umfasst eine Fläche von ca. 48.000 m<sup>2</sup>, dieser ist in Abbildung 1 Gelb gekennzeichnet. Das Planungsgebiet grenzt an bestehende Gewerbeflächen sowie an private Liegenschaften an. Für zukünftige Erschließungen sind südlich des Teilabschnitts 1 Erweiterungsflächen im Ausmaß von ca. 50.000 m<sup>2</sup> vorhanden (Rot gekennzeichnet). Das gesamte Flächenpotential beträgt somit ca. 98.000 m<sup>2</sup>.

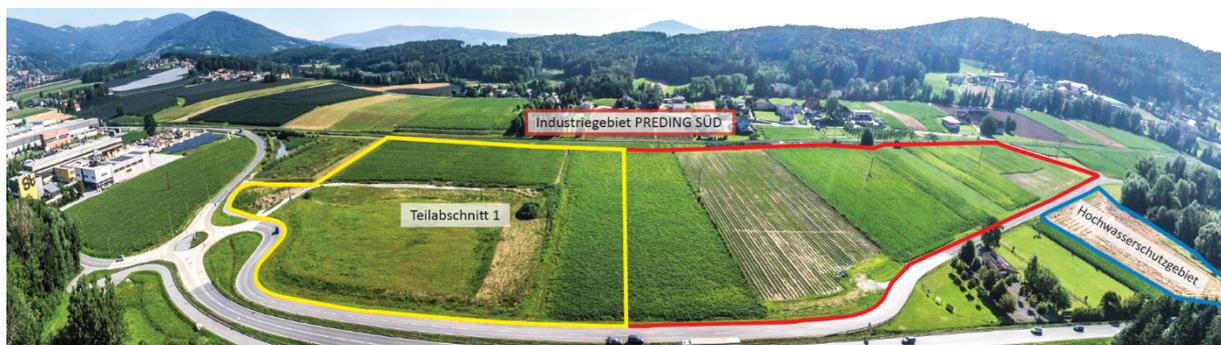


Abbildung 1: Darstellung des Fokusgebiets

Bei Annahme eines Bebauungsgrades des ersten Teilabschnitts von ca. 50 % ergibt sich eine Gesamtdachfläche aller Gebäude im Ausmaß von ca. 24.000 m<sup>2</sup>. Unter Berücksichtigung von zu erwartenden Abschlagsflächen entsteht ein maximal für Photovoltaikanlagen nutzbares Flächenpotential im Ausmaß von ca. 20.000 m<sup>2</sup>. Die potenzielle Leistung in kWp, Stromerzeugung pro Jahr in kWh, Investitions- und Betriebskosten sowie mögliche Einnahmen sollen anhand einer Business Case Berechnung evaluiert werden. Darüber hinaus sollen Möglichkeiten zur Ertragsteigerung der PV-Anlagen untersucht werden.

Auf Basis des Bebauungsplans wird sich im ersten Teilabschnitt ein internationales IT- und Logistik-Dienstleistungsunternehmen ansiedeln. Für diese Betriebsansiedlung werden aktuell im Rahmen des Projekts „TIP Süd“ (transregionaler Standort Industriegebiet Preding Süd, GZ: ABT17-150069/2017, Projekt im Rahmen der EFRE-Programmlinie Investitionen in Wachstum und Beschäftigung 2014-2020) von der St. Ruprecht – Weiz Industrieansiedlungs GmbH alle notwendigen infrastrukturellen

Erschließungsmaßnahmen durchgeführt sowie Hochwasserschutz- und Kompensationsmaßnahmen fertiggestellt.

Der Baustart für das IT- und Logistikprojekt erfolgte im vierten Quartal 2020, die Inbetriebnahme ist im dritten Quartal 2021 geplant. Die zu errichtende Trafostation wird dabei in der Verantwortung des Betreiberunternehmens liegen, eine Mitverlegung mit der Fernwärme wurde umgesetzt. Das Betreiberunternehmen beabsichtigt eine Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von 1,177 MWp zu errichten. Um die geplante Photovoltaikanlage im Sinne einer E-EGe verwenden zu können, ist die Errichtung eines eigenen Zählpunkts für die E-EGe in Verbindung mit einem Mietverhältnis zwischen dem Betreiberunternehmen und der E-EGe vorgesehen.

# 4 Projektinhalt

Die Ergebnisse und Erkenntnisse des Projekts *REC-Businesspark* wurden in Form von Deliverables dokumentiert. Das gegenständliche Dokument stellt ein Rahmendokument des wissenschaftlichen Berichts dar, das die Ausgangssituation umreißt, die erarbeiteten Deliverables beschreibt, eine Zusammenfassung enthält sowie Empfehlungen aufzeigt. Die einzelnen, nachfolgend beschriebenen Deliverables sind als Kapitel des Endberichts zu verstehen.

- D 1.1 Projektdokumentation und aufbereitete Projektergebnisse: Dieses Deliverable setzt sich aus dem Endbericht, der ein eigenes Dokument darstellt, sowie aus dem gegenständlichen Bericht zusammen.
- D 2.1 Dokumentation der Rahmenbedingungen: Dokumentation der Ausgangslage, der Stakeholder-Einbindung sowie der technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Projektes.
- D3.1 Beschreibung des entwickelten Gesamtkonzepts: Beschreibungen der entwickelten Teil- und Gesamtkonzepte sowie der Geschäfts-, Betriebs- und Tarifmodelle für den Gewerbepark.
- D4.1 Dokumentation der simulationstechnischen Untersuchung der Geschäfts-, Betriebs- und Tarifmodelle: Beschreibung des Simulationsmodells sowie eine ausführliche Dokumentation der Simulationsergebnisse der untersuchten Betriebsmodelle.
- D5.1 Konzept für weiterführende Umsetzung: Bericht über den Innovationsgehalt, die Beteiligungsbereitschaft notwendiger Akteure, die mögliche Zusammenstellung des Konsortiums sowie der Arbeits-, Zeit-, Kosten- und Finanzierungspläne der ausgearbeiteten Maßnahmen für die weiterführende Umsetzung.

## 4.1. Vorgangsweise und Methode

Im ersten Schritt wurde die Ausgangslage hinsichtlich des Gewerbeparks (Bebauungsplan, Zeitplan der Baumaßnahmen etc.) erhoben sowie die technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der für das Projekt relevanten Technologien und Maßnahmen (Wasserstofftankstelle, Elektrolyseur, E-EGe) erarbeitet. Parallel dazu wurden Maßnahmen zur Stakeholdereinbindung durchgeführt. Zwischen dem Projektkonsortium und den für die Umsetzung des Gewerbeparks wesentlichen Stakeholdern wurde über die gesamte Projektlaufzeit ein enger Austausch gepflegt. Darüber hinaus wurden potenzielle Mitglieder der E-EGe identifiziert und deren für die Berechnungen relevanten Daten erhoben. All diese Maßnahmen sind im Detail in Deliverable 2.1 dokumentiert, wobei sensible Stakeholder-Daten aus Datenschutzgründen anonymisiert wurden.

Auf Basis dieser Rahmenbedingungen wurden mehrere Geschäfts-, Betriebs- und Tarifmodelle definiert, die in Simulationsmodellen abgebildet und analysiert wurden. Das Simulationsmodell für die Berechnung der Energiezuteilung innerhalb der erneuerbaren Energiegemeinschaft wurde in Python entwickelt. Für jedes Mitglied wurde ein Lastprofil erstellt. Dabei wurde größtenteils auf Standardlastprofile bzw. auf generisch erzeugte Lastprofile zurückgegriffen und mit dem gemessenen Jahresenergiebedarf der letzten Jahre skaliert. Zur Abbildung der Photovoltaikanlagen wurde ein gemessenes Globalstrahlungsprofil entsprechend der Leistung der PV-Anlagen bzw. wenn bekannt

anhand des gemessenen Jahresertrags skaliert. Sämtliche Berechnungen wurden mit einer zeitlichen Auflösung von 15-Minuten durchgeführt.

Bei den PV-Anlagen wurde zwischen Anlagen im Besitz (Miete) der E-EGe, bei denen die komplette Erzeugung in die E-EGe eingespeist wird und Eigenbedarfsanlagen, die bei E-EGe-Mitgliedern installiert sind, bei denen lediglich der Überschuss in die E-EGe eingespeist wird, unterschieden. Der in die E-EGe eingebrachte Strom ergibt sich somit aus dem Ertrag der E-EGe-Anlagen, sowie dem zusätzlich eingebrachten Überschuss der Eigenbedarfsanlagen. Die Verteilung erfolgt anhand eines dynamischen Verteilungsschlüssels. Das bedeutet, dass die Zuteilung des PV-Stroms abhängig vom aktuellen Strombedarf der Mitglieder erfolgt. Das Mitglied mit dem höchsten Strombedarf (je 15 Minuten Zeitfenster) erhält den größten Anteil an PV-Strom in diesem 15 Minuten Zeitfenster.

Neben dem Simulationsmodell hinsichtlich der Zuweisung des Stroms aus der E-EGe ist ein nachgelagertes Tarifmodell notwendig. Die Ergebnisse der Python-Berechnungen (Zuteilung des E-EGe-Bezugs) dienen als Grundlage einer detaillierten Wirtschaftlichkeitsberechnung. Für jedes E-EGe Mitglied wurden die aktuellen Stromkosten (Energiepreis, Leistungspreis, Netzdienstleistungen, Steuern und Abgaben, Einspeisetarif etc.) hinterlegt. Damit konnten einerseits die jährlichen Stromkosten ohne Teilnahme an der E-EGe als Referenz berechnet werden und andererseits jedem Mitglied ein individueller Bezugs- bzw. Einspeisetarif zugeordnet werden. Die Berechnung der Einsparungen bzw. Mehreinnahmen erfolgte anhand eines Delta-Tarifs, der den Mitgliedern eine auf ihren aktuellen Strompreis (voller Stromtarif, nicht nur Energieanteil) bezogene Reduktion des Entnahmetarifs bzw. eine Erhöhung ihres Abnahmetarifs ermöglicht. Wird beispielsweise eine Reduktion des Entnahmetarifs um 0,5 Cent/kWh festgelegt, würde ein Mitglied der E-EGe für jede kWh, die aus der E-EGe bezogen wird, um 0,5 Cent weniger bezahlen als für einen Netzbezug. Dasselbe gilt analog für die Erhöhung des Abnahmetarifs. Wie hoch die Reduktion des Entnahmetarifs bzw. Erhöhung des Abnahmetarifs angesetzt werden kann, hängt unter anderem von folgenden Faktoren ab:

- Strompreis für den Netzbezug der einzelnen Mitglieder
- Einspeisetarif der PV-Anlagen für die Netzeinspeisung (Tarifförderung)

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit wurden für jede Variante die Einsparungen der Mitglieder durch die Teilnahme an der E-EGe berechnet und dem Kapitalwertverlauf der E-EGe gegenübergestellt. Die Einnahmen der E-EGe setzen sich aus dem Stromverkauf an die Mitglieder sowie aus der Einspeisung des Überschussstroms in das öffentliche Stromnetz zusammen. Diesen Einnahmen stehen Ausgaben für die Miete der PV-Anlagen sowie für die Vergütung der Stromeinspeisung der Mitglieder mit PV-Anlage gegenüber. Je nach Variante sind neben den PV-Einspeiser:innen und den Verbraucher:innen weitere Stakeholder wie eine Investor:in in eine Wasserstoffinfrastruktur (im Folgenden kurz als Wasserstoffinvestor:in bezeichnet) oder eine Fuhrpark-Betreiber:in zu berücksichtigen. Bei der Variante der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle wurde beispielsweise der Elektrolyseur als zusätzlicher Verbraucher und die Brennstoffzelle als zusätzlicher Erzeuger berücksichtigt.

Kurze Beschreibungen der wichtigsten Varianten sind in den folgenden Kapiteln zu finden. Umfassende Beschreibung aller untersuchten Varianten sowie Details zu den Einzelkonzepten für die Strom- und Wärmeversorgung des Gewerbeparks finden sich in Deliverable 3.1. Ein Mobilitätskonzept für einen Wasserstofffuhrpark in Weiz ist ebenfalls in diesem Deliverable dokumentiert. Dabei wird der Einsatz von drei Wasserstoffkleinbussen (max. 14 Sitzplätze) angestrebt. Die mit dem erzeugten Wasserstoff

betankten Busse sollen den Gewerbepark auf drei unterschiedlichen Routen (jeder Bus bedient eine eigene Route) mit dem Stadtzentrum und weiteren wichtigen Knotenpunkten verbinden.

#### **4.1.1. Variante Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle**

In dieser Variante wurden die wirtschaftlichen und energetischen Auswirkungen der Installation einer Wasserstofftankstelle sowie deren Integration in die E-EGe untersucht. Ein Elektrolyseur wurde mit einem Wasserstoffspeicher und einer Brennstoffzelle zu einer Wasserstofftankstelle kombiniert. Die Dimensionierung erfolgte mit Fokus auf den für einen festgelegten Fuhrpark benötigten Wasserstoff, wobei eine Reserve zur Produktion von zusätzlichem Wasserstoff berücksichtigt wurde, sollte sich in Zukunft ein größerer Bedarf ergeben (beispielsweise durch externe Besitzer:innen von Wasserstofffahrzeugen). Eine Nutzung der Abwärme wurde aufgrund einer Anschlusspflicht des Gewerbeparks an das Fernwärmenetz sowie der relativ kurzen Betriebszeiten der Brennstoffzelle nicht berücksichtigt.

Eine schematische Darstellung des Betriebsmodells dieser Variante ist in Abbildung 2 zu finden. Der erneuerbare PV-Strom in der E-EGe setzt sich aus der Erzeugung der angemieteten PV-Module des Großunternehmens sowie aus den eingespeisten Überschüssen der Mitglieder mit PV-Anlagen (Prosumer:innen) zusammen. Dieser PV-Strom wird auf die Mitglieder der E-EGe anhand eines dynamischen Verteilschlüssels aufgeteilt und zur Erzeugung von Wasserstoff verwendet. Die Wasserstoffproduktion mit dem Elektrolyseur erfolgt zu Zeiten, an denen große PV-Überschüsse vorhanden sind. Die benötigte Wasserstoffmenge wird anhand des Mobilitätskonzepts ermittelt und bestimmt die Mindestbetriebszeit des Elektrolyseurs. Je nach Verfügbarkeit von PV-Überschussstrom innerhalb der E-EGe wird der Elektrolyseur über die Mindestbetriebszeit hinaus betrieben und der Wasserstoff im Wasserstoffspeicher zwischengespeichert. In der Simulationsumgebung wird die optimale Laufzeit des Elektrolyseurs bestimmt. Zu Zeiten, an denen eine Unterdeckung in der E-EGe besteht, wird der Wasserstoff mit der eingebauten Brennstoffzelle rückverstromt und der erzeugte Strom in die E-EGe eingespeist. Die Investitionen für die Installation der Wasserstofftankstelle werden nicht direkt von der E-EGe sondern von einem eigenen KMU übernommen, das seine Einnahmen durch den Verkauf des Wasserstoffs an den Fuhrpark sowie durch die Einspeisung des rückverstromten Wasserstoffs in die E-EGe erzielt.

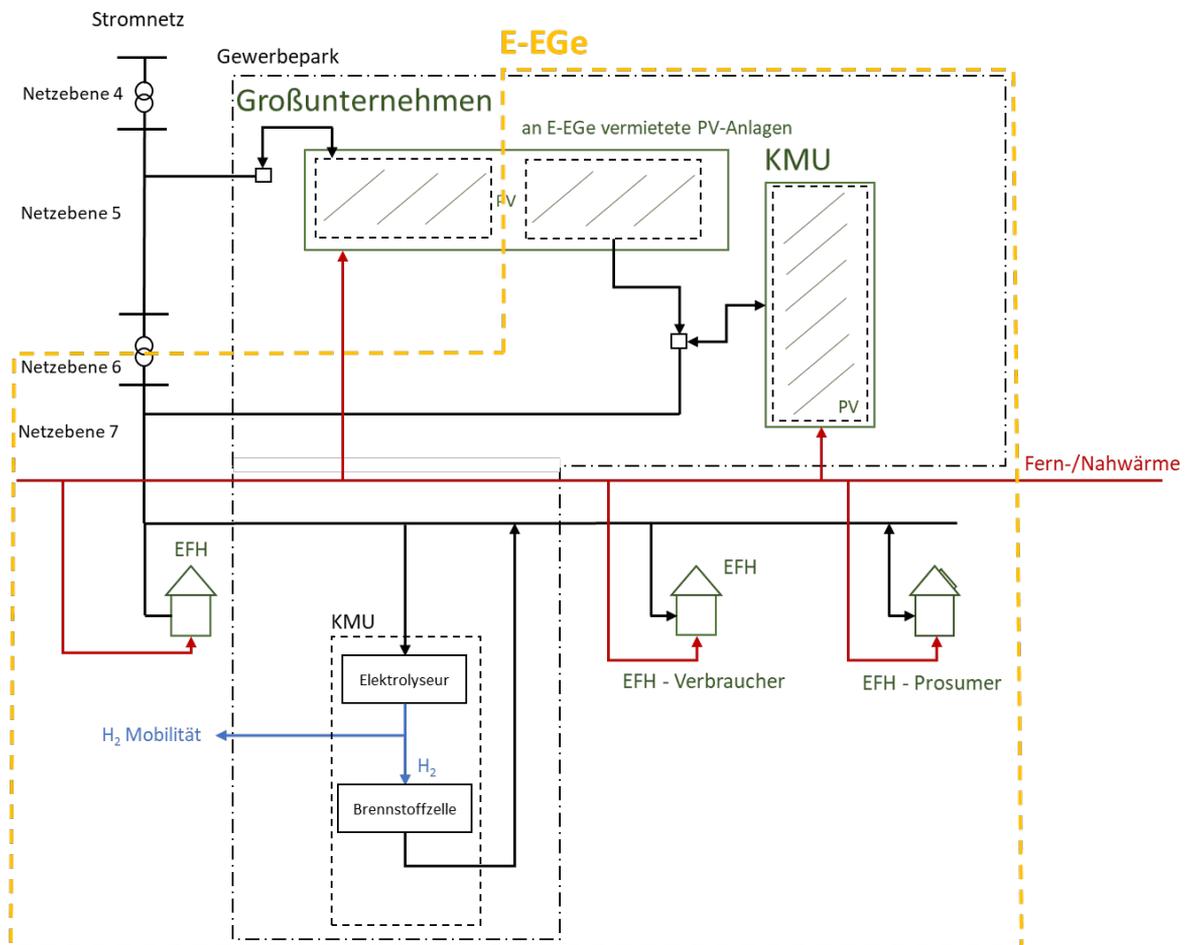


Abbildung 2: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante „Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle“

Die wesentlichen Geldflüsse dieser Variante sind in Abbildung 3 dargestellt. Die Mitglieder der E-EGe wurden in Verbraucher:innen und Prosumer:innen zusammengefasst. Bei den Verbraucher:innen handelt es sich um Mitglieder ohne eigene PV-Anlage. Prosumer:innen verfügen über eigene PV-Anlagen. Diese treten also wechselseitig als Verbraucher:innen und als Erzeuger:innen auf, je nachdem, ob deren Eigenproduktion deren Eigenbedarf übersteigt oder nicht. Ein weiteres Mitglied der E-EGe stellt die Wasserstoffinvestor:in dar. Diese kann ebenfalls als Prosumer:in angesehen werden, da sowohl Strom aus der E-EGe, z.B. für den Betrieb des Elektrolyseurs bezogen wird, als auch Strom bei der Rückumwandlung des Wasserstoffs mittels Brennstoffzelle in die E-EGe eingespeist wird. Ein weiterer Stakeholder ist das Großunternehmen, von dem die zusätzlichen PV-Module angemietet werden. Ziel war es, mithilfe des Simulationsmodells ein Tarifmodell zu finden, bei dem alle Stakeholder von der Teilnahme an der E-EGe profitieren und sich die getätigten Investitionen in die Wasserstoffinfrastruktur innerhalb des Betrachtungszeitraumes amortisieren.

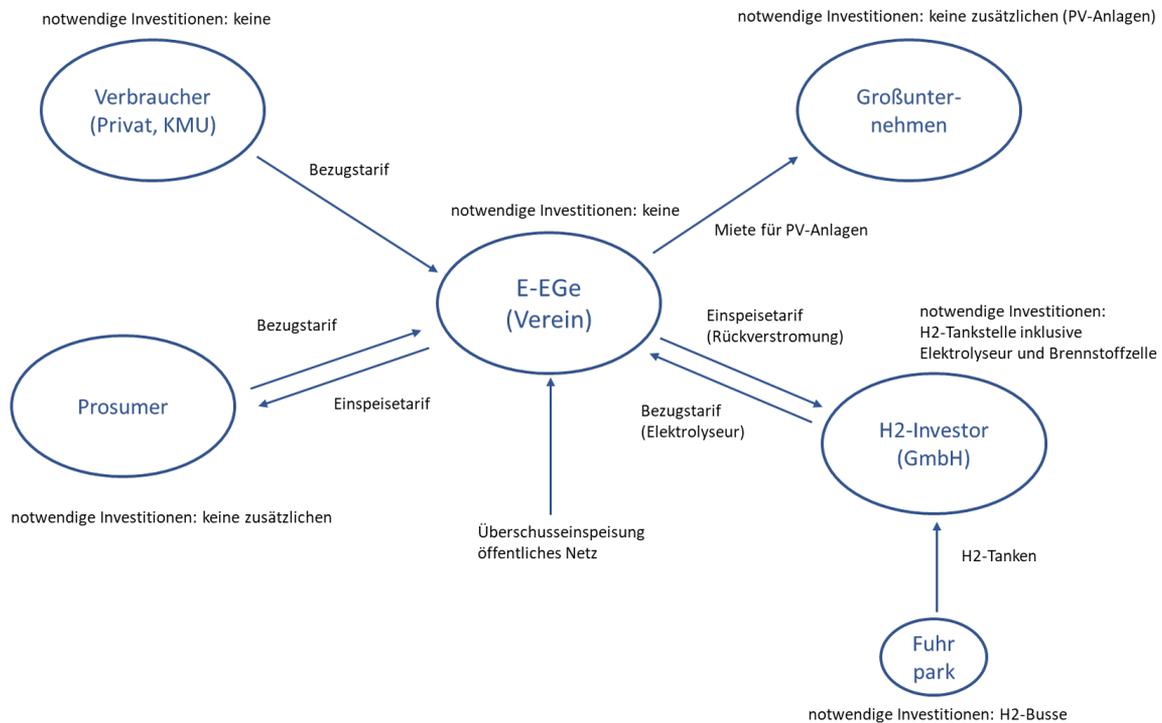


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante „Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle“

Zu jenen Zeiten, an denen nicht der gesamte Strombedarf der Mitglieder von der E-EGe gedeckt werden kann, bezieht jedes Mitglied den zusätzlich benötigten Strom aus dem öffentlichen Netz. Dazu verfügt jedes Mitglied weiterhin über einen eigenen Tarif für den Strombezug aus dem öffentlichen Netz (für die Berechnungen verwendete Tarife siehe Deliverable 3.1).

Die Überschüsse der Prosumer:innen werden dagegen vollständig in die E-EGe eingespeist. Besteht innerhalb der gesamten E-EGe ein Überschuss, wird der überschüssige Strom von der E-EGe in das öffentliche Netz eingespeist.

#### 4.1.2. Variante Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle

Diese Variante unterscheidet sich von der in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Variante lediglich darin, dass keine Brennstoffzelle in die Wasserstofftankstelle integriert wird. Das Betriebsmodell ist in Abbildung 4 dargestellt. In diesem Fall wird mit dem Elektrolyseur nur der für den Fuhrpark notwendige Wasserstoff produziert. Eine Rückverstromung ist nicht möglich. Es sind keine Investitionen für eine Brennstoffzelle notwendig, es entfällt jedoch auch die Einnahmequelle aus dem Verkauf des mit Wasserstoff produzierten Stroms.

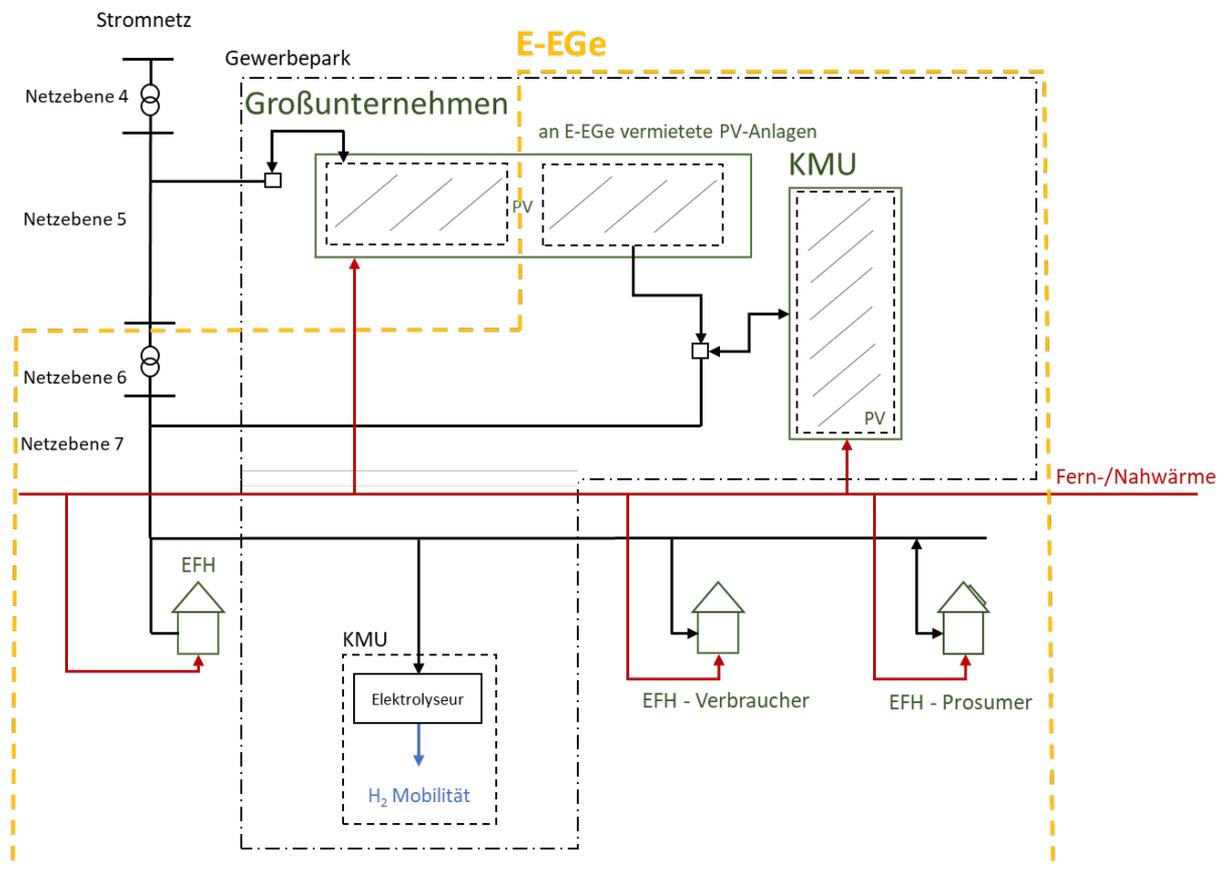


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante „Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle“

Die wesentlichen Geldflüsse dieser Variante sind in Abbildung 5 dargestellt. Das Geschäftsmodell unterscheidet sich lediglich für die Wasserstoffinvestor:in sowie für die E-EGe von dem in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Geschäftsmodell der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle. Da keine Brennstoffzelle integriert wird, entfällt die Möglichkeit der Rückverstromung und damit auch die Einnahmequelle der Wasserstoffinvestor:in durch die Einspeisung des rückverstromten Wasserstoffs in die E-EGe. Der kürzere Betrieb des Elektrolyseurs (es wird kein Wasserstoffüberschuss erzeugt, sondern nur die für den Fuhrpark benötigte Menge) resultiert in einem geringeren Stromverbrauch. Das wiederum hat Auswirkungen auf die optimale Anzahl an gemieteten PV-Modulen.

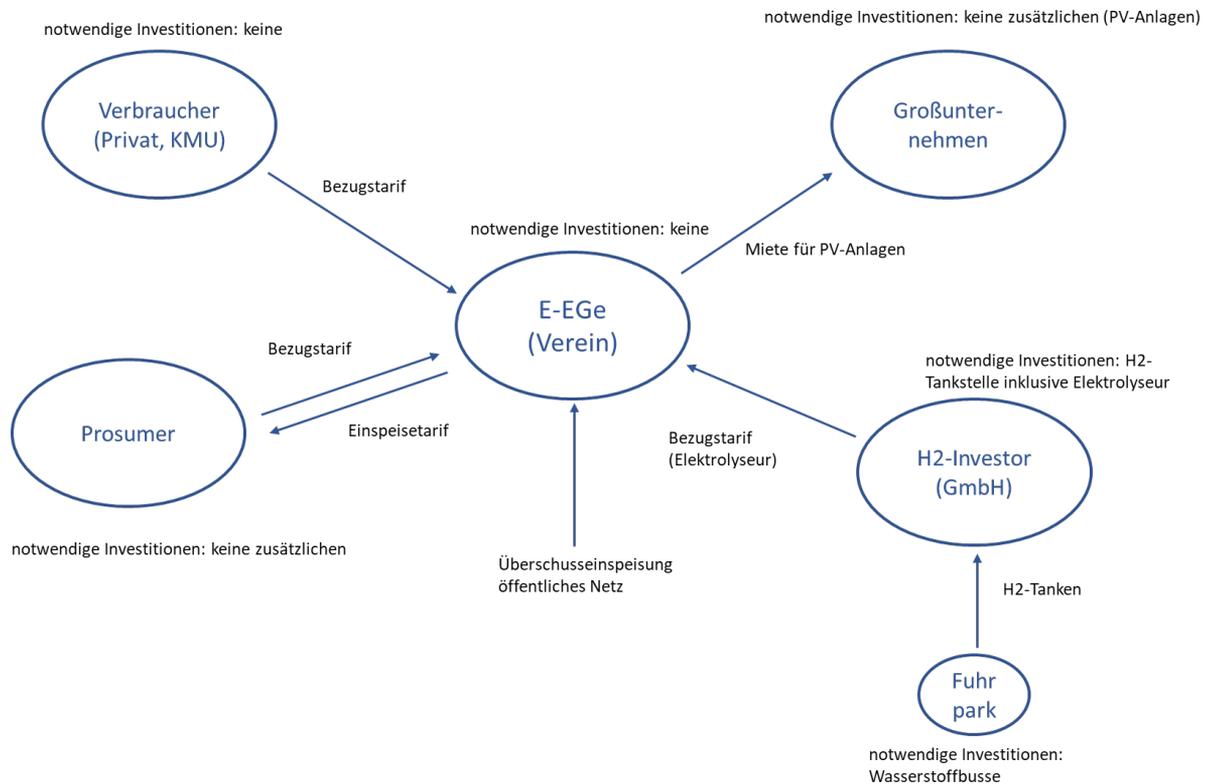


Abbildung 5: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante „Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle“

#### 4.1.3. Variante Wasserstoff-Blockheizkraftwerk

Ein Blockheizkraftwerk (BHKW) stellt, wie in Deliverable 2.1 beschrieben, eine Alternative zur Brennstoffzelle dar, um den überschüssigen Wasserstoff rückzuverstromen. BHKWs können mit einem breiten Spektrum an Gasen, von reinem Wasserstoff bis hin zu variablen Mischungen mit Erdgas oder Schwachgasen, betrieben werden. Der Einsatz von grünem Wasserstoff weist eine sehr gute ökologische Bilanz auf, ökonomisch gesehen ist allerdings mit deutlich höheren Kosten im Vergleich zur Verwendung von Erdgas zu rechnen. Verglichen mit einer Brennstoffzelle kann ein (Wasserstoff-) BHKW allerdings vor allem bei Großanlagen als robuster und kostengünstiger eingestuft werden.

Der Fokus dieser Variante liegt auf der Produktion größerer Wasserstoffmengen, so dass das BHKW entsprechende Betriebszeiten aufweisen kann. Eine schematische Darstellung des Betriebsmodells ist in Abbildung 6 zu finden. Die Verteilung des PV-Stroms erfolgt analog zu den bereits beschriebenen Varianten. Bei der Dimensionierung bzw. Anmietung der PV-Module wird darauf geachtet, einen entsprechenden PV-Überschuss zu jenen Zeiten, an denen eine solare Einstrahlung vorhanden ist, zu erzielen, um größere Mengen an Wasserstoff (über die für den Fuhrpark benötigte Menge hinaus) zu produzieren. Dieser Wasserstoff wird mit dem BHKW rückverstromt und der erzeugte Strom in die E-EGe eingespeist. In dieser Variante wird die anfallende Abwärme ebenfalls berücksichtigt. Durch die Anschlusspflicht des Gewerbeparks an das bestehende Fernwärmenetz kann die Abwärme jedoch nicht direkt zur Versorgung des Gewerbeparks genutzt werden. Daher wird die Einspeisung der Abwärme in das lokale Fernwärmenetz untersucht.

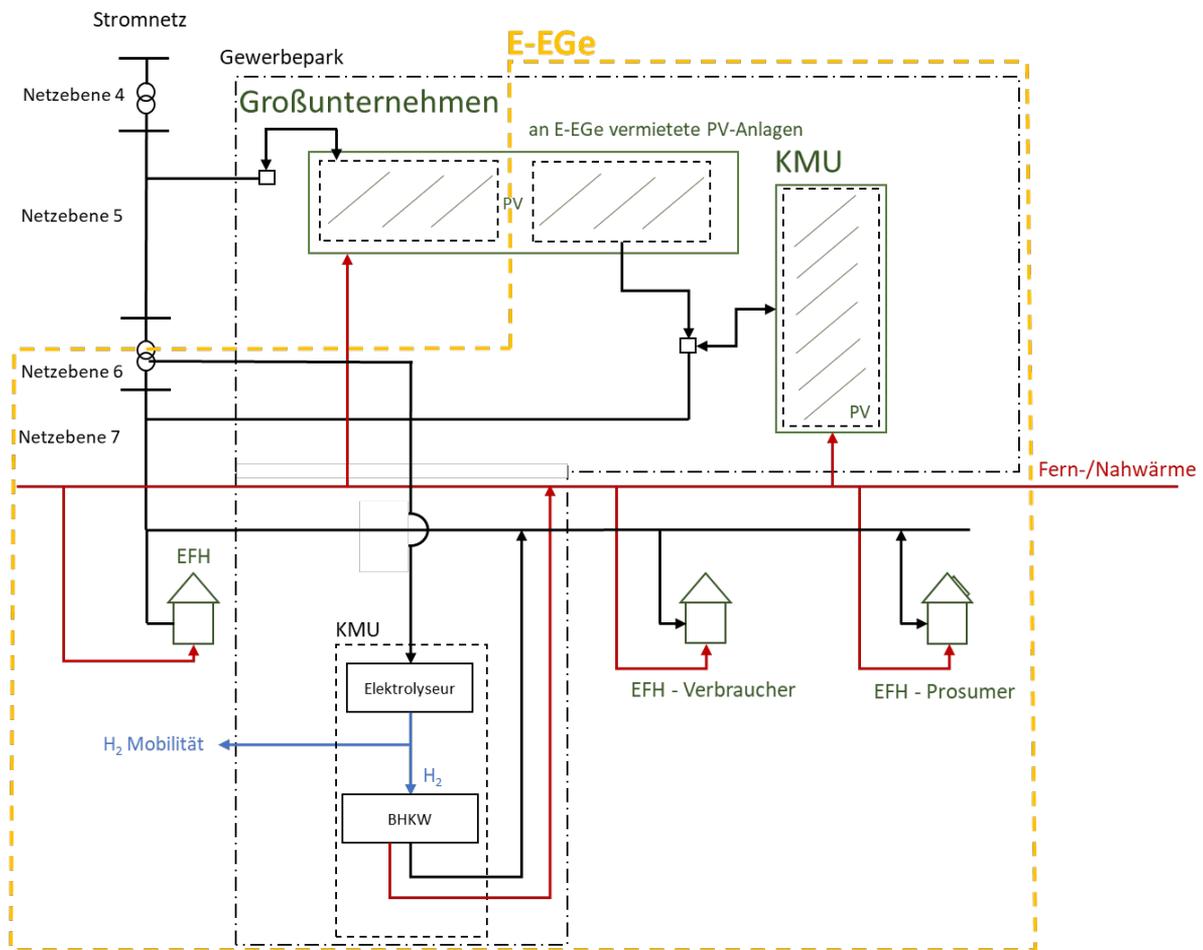


Abbildung 6: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante „Wasserstoff-Blockheizkraftwerk“.

Die wesentlichen Geldflüsse dieser Variante sind in Abbildung 7 dargestellt. Das Geschäftsmodell unterscheidet sich zu den vorhergehenden Geschäftsmodellen vor allem darin, dass auch die Abwärme eine wesentliche Rolle spielt. Da am vorgesehenen Standort bereits ein Fernwärmenetz vorhanden ist und für dieses außerdem eine Anschlusspflicht besteht, wird die Einspeisung der Abwärme in das bestehende Fernwärmenetz untersucht. Für die restlichen Stakeholder können sich daraus unter Umständen günstigere Fernwärmetarife ergeben. Davon abgesehen, unterscheidet sich das Geschäftsmodell nur für die Wasserstoffinvestor:in (Einnahmen durch Wasserstoff, Strom und Wärmeverkauf) von dem in Kapitel 4.1.1 beschriebenen Geschäftsmodell der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle.

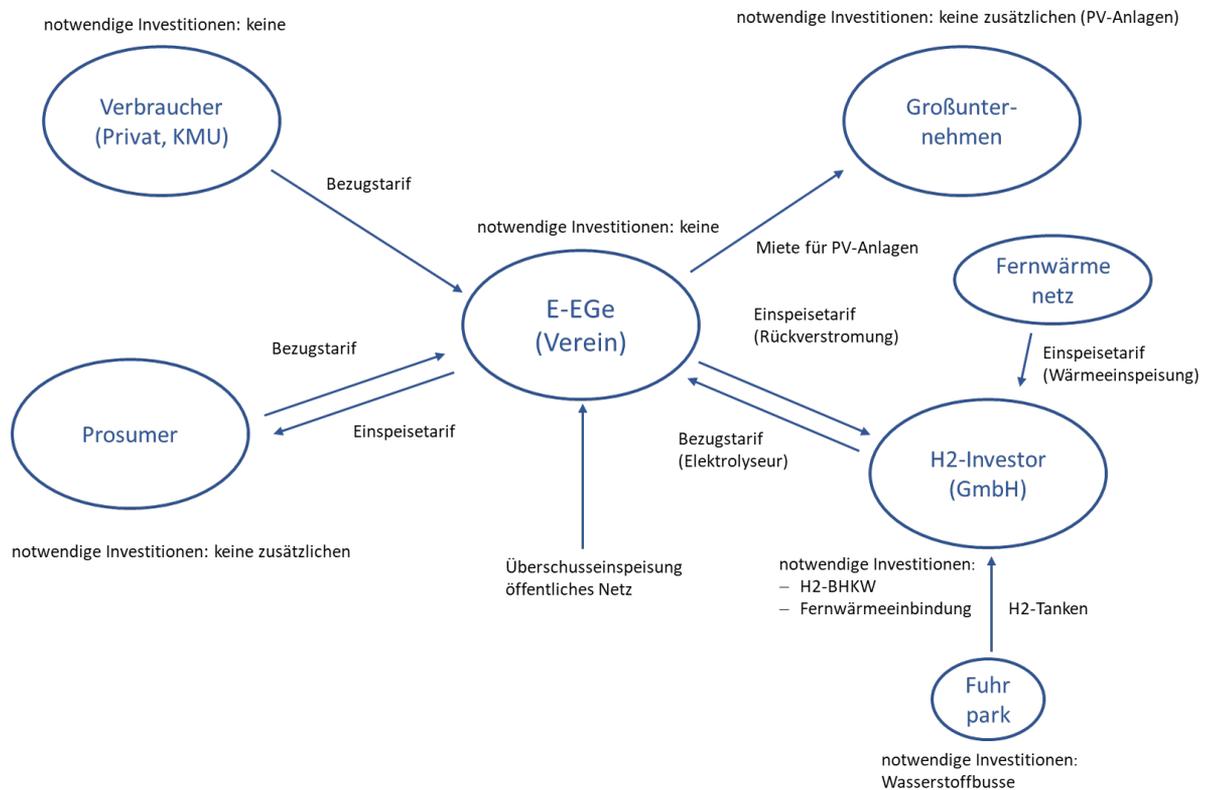


Abbildung 7: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante „Wasserstoff-BHKW“

#### 4.1.4. Gegenüberstellung E-EGe + Batteriespeicher

Um die Eignung des Wasserstoffkonzeptes im Vergleich mit alternativen Technologien beurteilen zu können, wurde eine Gegenüberstellung mit einem Batteriespeicher vorgenommen. Die E-EGe (Mitglieder, gemietete PV-Anlagen) bleiben dafür unverändert. Anstelle der Wasserstofftankstelle mit Elektrolyseur und Brennstoffzelle wird ein Batteriespeicher mit E-Ladestationen integriert. Anstelle des Wasserstofffuhrparks werden Elektrobusse eingesetzt.

Das Betriebsmodell mit Batteriespeicher ist in Abbildung 8 schematisch dargestellt. Der überschüssige PV-Strom in der E-EGe wird im Speicher zwischengespeichert und zu Zeiten einer Unterdeckung wieder aus dem Speicher entnommen. Der Speicher wird hinter dem Einspeisepunkt der PV-Anlage platziert, sodass keine Netzentgelte für das Be- und Entladen des Speichers anfallen. Die Dimensionierung der Komponenten - allen voran des Speichers - erfolgte mit Hilfe des Simulationsmodells. Die Wärmeversorgung erfolgt mittels Fernwärmeanschluss.

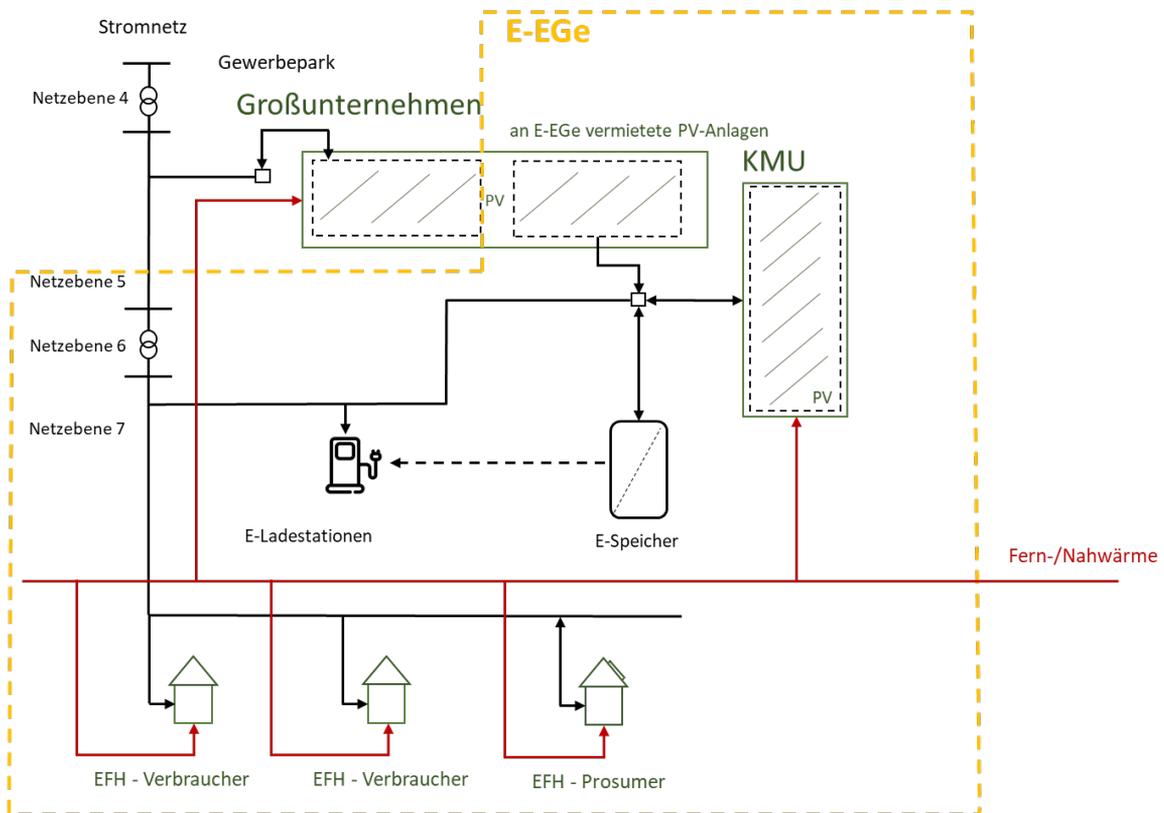


Abbildung 8: Schematische Darstellung des Betriebsmodells für die Gegenüberstellung mit einem Batteriespeicher

Die wesentlichen Geldflüsse dieser Variante sind in Abbildung 9 dargestellt. Die Mitglieder der E-EGe (Verbraucher:innen, Prosumer:innen) sind unverändert, die Wasserstoffinvestor:in entfällt. Die Investition für den Batteriespeicher wird direkt von der E-EGe getätigt. Die Versorgung der E-EGe mit PV-Strom erfolgt weiterhin neben der Einspeisung der Prosumer:innen durch die Anmietung von PV-Anlagen von dem Großunternehmen. Der Batteriespeicher wird hinter dem Einspeisepunkt dieser Anlagen installiert, sodass beim Be- und Entladen keine zusätzlichen Netzkosten entstehen. Es werden Elektrobusse eingesetzt, die mit Strom aus der E-EGe beladen werden können. Ziel war es, mithilfe des Simulationsmodells ein Tarifmodell zu finden, bei dem alle Stakeholder von der Teilnahme an der E-EGe profitieren und sich die getätigten Investitionen der E-EGe innerhalb des Betrachtungszeitraumes amortisieren. Außerdem wurde die optimale Speichergröße ermittelt.

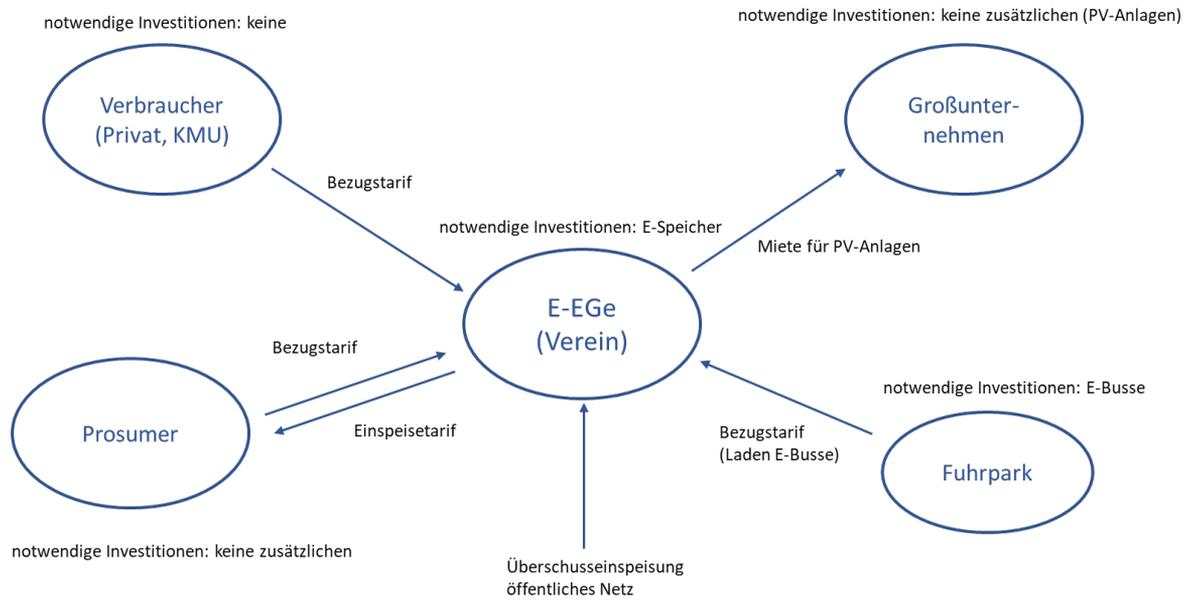


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Geldflüsse für die Gegenüberstellung mit einem Batteriespeicher

# 5 Ergebnisse

In diesem Kapitel findet sich eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse der untersuchten Varianten (siehe Kapitel 4). Eine detaillierte Darstellung aller Berechnungsergebnisse ist in Deliverable 4.1 verfügbar.

## 5.1. Variante E-EGe + Elektrolyseur + Brennstoffzelle

Die Ergebnisse dieser Variante beziehen sich auf das in Kapitel 4.1.1 beschriebene Betriebsmodell. Der zusätzliche Verbraucher (Elektrolyseur) sowie der zusätzliche Erzeuger (Brennstoffzelle) haben einen Einfluss auf die optimale Anzahl der PV-Module, weshalb diese im ersten Schritt ermittelt wurden. Basierend auf der optimalen PV-Konfiguration wurden anschließend die energetischen und wirtschaftlichen Auswirkungen der Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle evaluiert. Neben der Bilanz der E-EGe (Kapitalwertverlauf, Einsparungen/Zusatznahmen der Mitglieder) stellt die Bilanz der Wasserstoffinvestor:in (KMU sowie Mitglied der E-EGe) einen wesentlichen Faktor zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des Betriebsmodells dar.

Die Simulationen haben ergeben, dass für eine optimale System-Auslegung in den ersten zehn Jahren drei PV-Module angemietet werden sollen. Nach Ablauf des geförderten Einspeisetarifs (Restdauer zehn Jahre) sollte die Anzahl auf sieben Module erhöht werden. Diesem Ergebnis ist die Annahme hinterlegt, dass dem PV-Vermieter eine Miete in Abhängigkeit seines Einspeisetarifs gezahlt wird. Ist in der E-EGe ein Überschuss vorhanden, der den Bedarf der Mitglieder inklusive des Elektrolyseurs übersteigt, wird der überschüssige Strom von der E-EGe in das öffentliche Netz eingespeist.

Der Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei Annahme einer jährlichen Gesamteinsparung aller Mitglieder der E-EGe inklusive Elektrolyseur von ca. 2.750 €/Jahr<sup>3</sup> ist in Abbildung 10 dargestellt. Der Anteil des Elektrolyseurs beträgt dabei abhängig von der Anzahl der gemieteten PV-Module in etwa ein Drittel der jährlichen Einsparungen. Die jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe für das erste und das elfte Betriebsjahr sind in Tabelle 1 dargestellt.

---

<sup>3</sup> Anmerkung: Das gesamte Einsparungspotential der E-EGe wird zwischen den Mitgliedern und der Trägerorganisation aufteilt. In diesem Fall wurde ein, vor allem ab dem 11. Betriebsjahr, für die Trägerorganisation vorteilhafte Verteilung angenommen, um in weiterer Folge das Potential für das „vorteilhafte Betriebsmodell der Wasserstoffinvestor:in“ (siehe Abbildung 12) darzustellen. Weitere Details siehe Deliverable 4.1

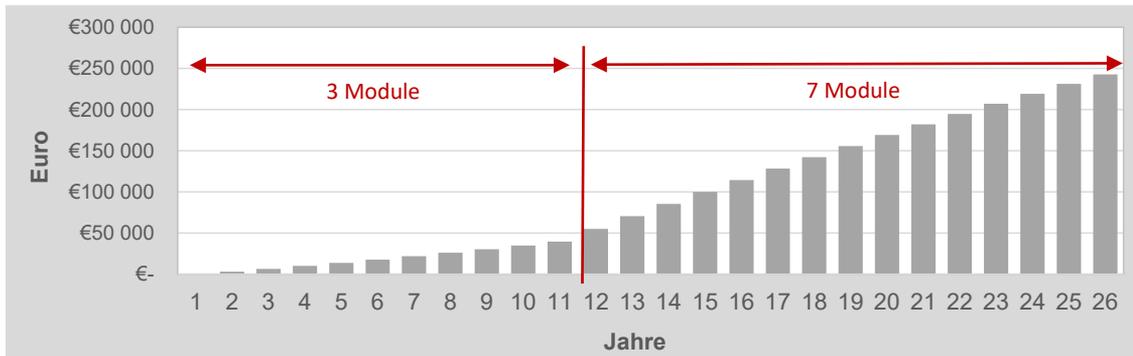


Abbildung 10: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einer jährlichen Reduktion der Stromkosten aller Verbraucher von 2.757 €

Tabelle 1: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei der Miete von zunächst drei und anschließend insgesamt sieben Modulen

1. Betriebsjahr*		11. Betriebsjahr*	
Einnahmen	Ausgaben	Einnahmen	Ausgaben
Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	29.898 €	Miete PV-Anlagen	30.179 €
Einspeisung öffentliches Netz	8.326 €	Vergütung Prosumer	3.687 €
<b>Summe</b>	<b>38.255 €</b>	<b>Summe</b>	<b>33.866 €</b>
<b>Ergebnis</b>	<b>4.359 €</b>	<b>Ergebnis</b>	<b>25.785 €</b>

\* Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Die E-EGe kann somit positiv beurteilt werden. Ein Blick auf den in Abbildung 11 dargestellten Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle (Wasserstoffinvestor) zeigt allerdings deutlich, dass der Betrieb der Tankstelle unter den zugrunde gelegten Bedingungen nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Es wird keine Amortisation erreicht und auch der Betrieb selbst weist eine negative Bilanz auf, wodurch der Kapitalwert kontinuierlich sinkt.

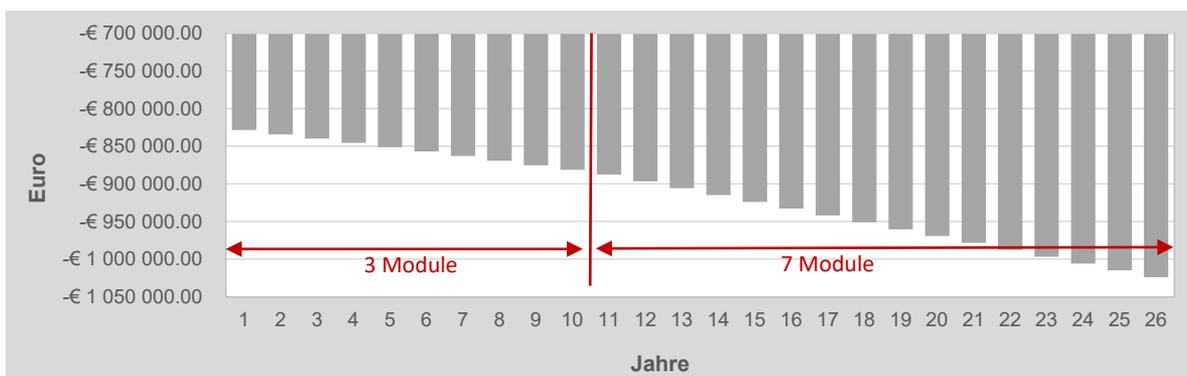


Abbildung 11: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle plus Brennstoffzelle

In Tabelle 2 sind die jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Wasserstoffinvestor:in angeführt. Die Betreiber:in der Wasserstofftankstelle erzielt Einnahmen hauptsächlich aus dem Verkauf des Wasserstoffs an den Fuhrpark. Dabei wurden die Kosten für 1 kg Wasserstoff mit 10 €/kg bewertet. Dieser Preis orientiert sich an den aktuellen Wasserstoffpreisen an Wasserstofftankstellen in Österreich. Darüber hinaus wurde für die Brennstoffzelle derselbe Einspeisetarif in die E-EGe angenommen, wie für die PV-Anlagen ohne Tarifförderung. Der Strombezug für den Betrieb des Elektrolyseurs aus der E-EGe erfolgt ebenfalls zu den gleichen Konditionen wie für die anderen Mitglieder. Neben den Stromkosten für den E-EGe-Bezug fallen auch Stromkosten für den Netzbezug bzw. Fixkosten für den Anschluss an das öffentliche Netz an. Zwar wird der Elektrolyseur primär mit dem überschüssigen PV-Strom betrieben, kurzzeitig ist aber auch eine Versorgung mit Strom aus dem öffentlichen Netz zulässig.

Tabelle 2: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Wasserstoffinvestor:in

1. Betriebsjahr*				11. Betriebsjahr*			
Einnahmen		Ausgaben		Einnahmen		Ausgaben	
Wasserstoffverkauf	9.125 €	Fixkosten Netzbezug	4.087 €	Wasserstoffverkauf	9.125 €	Fixkosten Netzbezug	4.087 €
Einspeisung E-EGe	355 €	Stromkosten Netzbezug	4.049 €	Einspeisung E-EGe	489 €	Stromkosten Netzbezug	3.000 €
		Stromkosten E-EGe	6.560€			Stromkosten E-EGe	9.576 €
		Kosten Abrechnung	6 €			Kosten Abrechnung	6 €
<b>Summe</b>	<b>9.480 €</b>		<b>14.702€</b>	<b>Summe</b>	<b>9.614€</b>		<b>16.669€</b>
<b>Ergebnis</b>			<b>-5.022 €</b>	<b>Ergebnis</b>			<b>-7.055 €</b>

\* Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Wird ein für die Wasserstoffinvestor:in im Vergleich mit den restlichen Mitgliedern klar vorteilhaftes Betriebsmodell gewählt und dieser der Strom aus der E-EGe zu sehr günstigen Konditionen zur Verfügung gestellt, kann zumindest der Betrieb wirtschaftlich dargestellt werden. Eine Amortisation der Investitionen tritt allerdings auch in diesem Fall, wie in Abbildung 12 dargestellt, nicht ein.

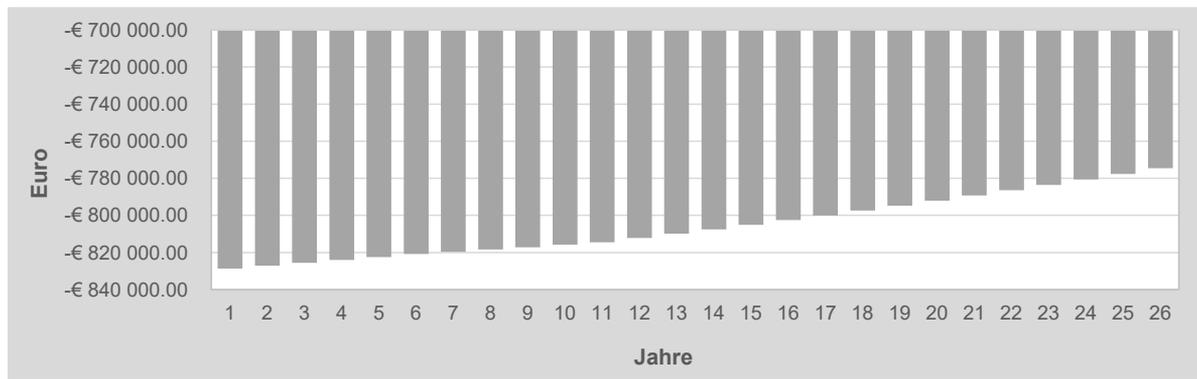


Abbildung 12: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle plus Brennstoffzelle bei vorteilhaftem Betriebsmodell der Wasserstoffinvestor:in

Eine Hauptursache für die geringe Wirtschaftlichkeit dieses Betriebsmodells liegt im niedrigen Gesamtwirkungsgrad des Systems bei der Rückverstromung des Wasserstoffs. Aus wirtschaftlicher Sicht ist es daher vorteilhaft, den überschüssigen PV-Strom in das öffentliche Netz einzuspeisen und diesen zu einem späteren Zeitpunkt wieder zu beziehen, anstatt diesen in Wasserstoff umzuwandeln und wieder rückzuerstromen. Deshalb wurde eine Variante ohne Rückverstromung untersucht, siehe Kapitel 5.2. Eine Beschreibung der negativen Aspekte des Wasserstoffkonzepts findet sich in Kapitel 6 sowie in Deliverable 4.1.

## 5.2. Variante E-EGe + Elektrolyseur

Da sich vor allem die Rückverstromung des Wasserstoffs als nicht wirtschaftlich erwiesen hat, wurde die Installation einer Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle geprüft. Der gesamte, vom Elektrolyseur erzeugte Wasserstoff wird für den Fuhrpark genutzt. Eine Rückverstromung ist bei dieser Variante nicht möglich.

Bei dieser Variante wird zusätzlich zum Bedarf des Fuhrparks kein Wasserstoffüberschuss erzeugt, wodurch sich die Betriebszeiten des Elektrolyseurs und damit der Strombedarf im Vergleich zur in Kapitel 5.1 beschriebenen Variante reduzieren. Das hat Auswirkungen auf die optimale Anzahl der angemieteten PV-Module. Bei dieser Variante ist es am besten, in den ersten zehn Jahren zwei PV-Module zu mieten und anschließend, nach Auslaufen des geförderten Einspeisetarifs, auf sieben Module aufzustocken. Mit dieser Konfiguration kann die Wirtschaftlichkeit der E-EGe ebenfalls positiv beurteilt werden, wie in Abbildung 13 und in Tabelle 3 dargestellt. Den Mitgliedern werden in Summe Einsparungen in der Höhe von ca. 2.000 €/Jahr zu teil, wobei die Einsparungen der Mitglieder ohne Elektrolyseur bei ca. 1.800 €/Jahr liegen.

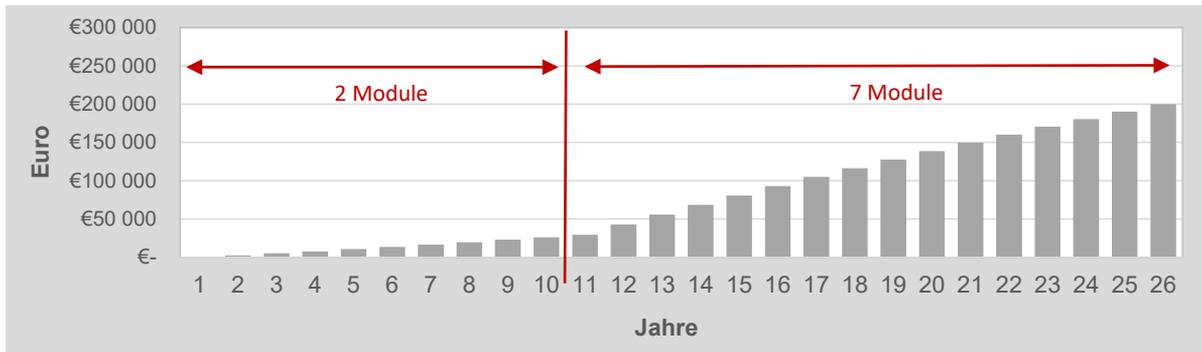


Abbildung 13: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einer jährlichen Reduktion der Stromkosten aller Verbraucher von 1.984 €

Tabelle 3: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei der Miete von zunächst zwei und anschließend insgesamt sieben Modulen

1. Betriebsjahr*		11. Betriebsjahr*	
Einnahmen	Ausgaben	Einnahmen	Ausgaben
Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	21.234 €	Miete PV-Anlagen	20.119 €
Einspeisung öffentliches Netz	5.628 €	Vergütung Prosumer	3.401 €
<b>Summe</b>	<b>26.862 €</b>	<b>Summe</b>	<b>23.520 €</b>
<b>Ergebnis</b>	<b>3.342 €</b>	<b>Ergebnis</b>	<b>21.919 €</b>

\*Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Ein Blick auf den in Abbildung 11 dargestellten Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle zeigt allerdings deutlich, dass auch dieses Szenario für die Wasserstoffinvestor:in nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Zwar können die Investitionen ohne Brennstoffzelle um ca. 300.000 € niedriger angesetzt werden, allerdings weist auch in diesem Fall der Betrieb der Wasserstofftankstelle eine negative Bilanz auf, wodurch der Kapitalwert kontinuierlich sinkt.

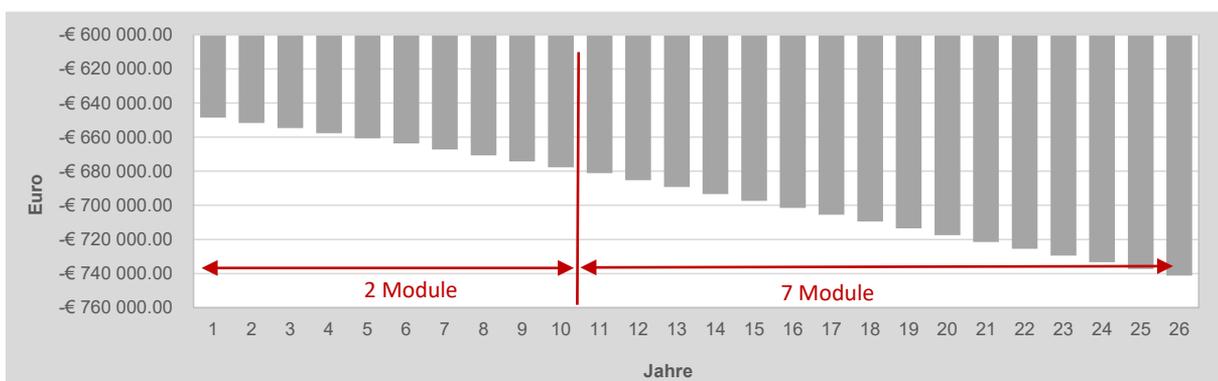


Abbildung 14: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle

In Tabelle 4 sind die jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Wasserstoffinvestor:in angeführt. Die Betreiber:in der Wasserstofftankstelle erzielt Einnahmen aus dem Verkauf des Wasserstoffs an den Fuhrpark. Dabei wurden die Kosten für 1 kg Wasserstoff mit 10 €/kg bewertet. Dieser Preis orientiert sich an den aktuellen Wasserstoffpreisen an Wasserstofftankstellen in Österreich. Der Strombezug für den Betrieb des Elektrolyseurs aus der E-EGe erfolgt ebenfalls zu den gleichen Konditionen wie für die anderen Mitglieder. Neben den Stromkosten für den E-EGe-Bezug fallen auch Stromkosten für den Netzbezug bzw. Fixkosten für den Anschluss an das öffentliche Netz an. Zwar wird der Elektrolyseur primär mit dem überschüssigen PV-Strom betrieben, kurzzeitig ist aber auch eine Versorgung mit Strom aus dem öffentlichen Netz zulässig. Durch die Wahl des Stromtarifs wurde sichergestellt, dass es sich auch bei dem aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stromanteil um erneuerbaren Strom handelt.

Tabelle 4: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Wasserstoffinvestor:in ohne Brennstoffzelle

1. Betriebsjahr*				11. Betriebsjahr*			
Einnahmen		Ausgaben		Einnahmen		Ausgaben	
Wasserstoff- verkauf	9.125 €	Fixkosten Netzbezug	2.556 €	Wasserstoff- verkauf	9.125 €	Fixkosten Netzbezug	2.556 €
		Stromkosten Netzbezug	5.115 €			Stromkosten Netzbezug	5.123 €
		Stromkosten E-EGe	3.642 €			Stromkosten E-EGe	3.649 €
		Kosten Abrechnung	6 €			Kosten Abrechnung	6 €
<b>Summe</b>	<b>9.125 €</b>		<b>11.319 €</b>	<b>Summe</b>	<b>9.125€</b>		<b>11.334 €</b>
<b>Ergebnis</b>			<b>-2.194 €</b>	<b>Ergebnis</b>			<b>-2.209 €</b>

\* Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Analog zur Variante mit Brennstoffzelle ist der Betrieb der Wasserstofftankstelle wirtschaftlich, wenn ein für die Wasserstoffinvestor:in vorteilhaftes Tarifmodell zugrunde gelegt wird. Eine Amortisation der Investition tritt allerdings auch bei dieser Variante nicht ein, wie in Abbildung 15 ersichtlich.

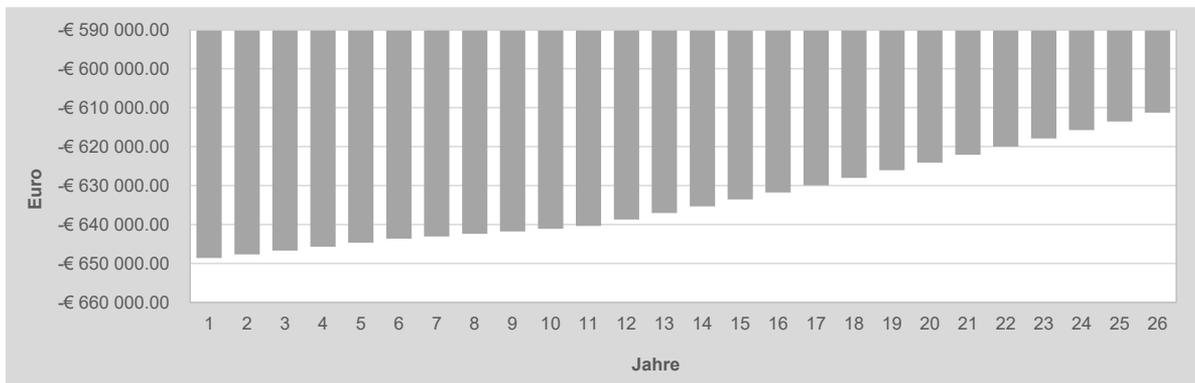


Abbildung 15: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle bei vorteilhaftem Tarifmodell für die Wasserstoffinvestor:in

### 5.3. Variante E-EGe + Wasserstoff-Blockheizkraftwerk

Als Alternative zur Wasserstofftankstelle wurde der Einsatz eines Wasserstoff-Blockheizkraftwerks analysiert. Durch die Anschlusspflicht des Gewerbeparks an das bestehende Fernwärmenetz kann die Abwärme jedoch nicht direkt zur Versorgung des Gewerbeparks genutzt werden. Daher wurde angenommen, dass die überschüssige Abwärme in das lokale Fernwärmenetz eingespeist wird. Damit wird eine indirekte Versorgung des Gewerbeparks ermöglicht.

Als Basis für die gegenständliche Potentialanalyse dient das Szenario der E-EGe mit sieben angemieteten PV-Modulen, um einen möglichst großen PV-Überschuss zu erzielen. Die Energiebilanz dieses Szenarios (ohne Elektrolyseur, etc.) ist in Abbildung 16 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass ein PV-Überschuss von ca. 650 MWh/a besteht, der ohne Einsatz eines Elektrolyseurs in das öffentliche Netz eingespeist wird.

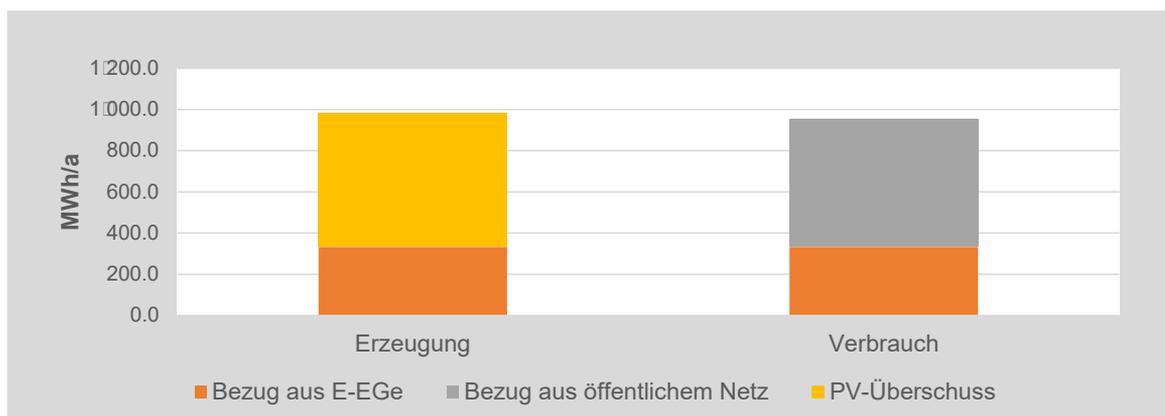


Abbildung 16: Energiebilanz der Variante „E-EGe + Wasserstoff-Blockheizkraftwerk“ mit sieben PV-Modulen

Nimmt man vereinfacht an, dass der gesamte Stromüberschuss zur Produktion von Wasserstoff genutzt wird, ergibt sich eine jährliche Wasserstoffproduktion von ca. 10.704 kg<sub>H<sub>2</sub></sub> (Annahme: 55 % Elektrolyseur-Wirkungsgrad). Abzüglich des Wasserstoffbedarfs des Fuhrparks (ca. 3 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/Tag) verbleibt ein Wasserstoffüberschuss von ca. 9.600 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/Jahr zur Rückverstromung im BHKW. Unter Annahme eines elektrischen Wirkungsgrades von 37,7 % und eines thermischen Wirkungsgrades von

42,3 % (2G Energy AG, 2021) ergibt sich eine Stromproduktion von 121 MWh<sub>el</sub> sowie eine erzeugte Wärmemenge von 135 MWh<sub>th</sub> pro Jahr.

Die Bezugskosten des elektrischen Stroms aus der E-EGe wurden mit dem Einspeisetarif in das öffentliche Netz festgelegt. Der an den Fuhrpark verkaufte Wasserstoff wurde mit 10 Euro/kg angenommen. Der Tarif für die Stromeinspeisung in die E-EGe wurde analog zu den angemieteten PV-Anlagen mit 7,76 Cent/kWh bewertet. Der Einspeisetarif für die Abwärme wurde (sehr vorteilhaft) mit dem aktuellen Arbeitspreis der Grazer Fernwärme angenommen. Eine Übersicht über alle Annahmen sowie die Berechnungsergebnisse finden sich in Tabelle 5 und Tabelle 6.

Tabelle 5: Übersicht über Tarife und Energiemengen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung des Wasserstoff-BHKWs

Bezugstarif Strom aus der E-EGe	4,76 Cent/kWh (PV Austria, 2020)
Verkaufspreis H <sub>2</sub> Fuhrpark	10 Euro/kg (Angelehnt an den aktuellen Wasserstoffpreis an Wasserstoff-Tankstellen in Österreich) (ÖAMTC, 2022)
Einspeisetarif Strom in die E-EGe	7,76 Cent/kWh (OeMAG, 2020)
Einspeisetarif Fernwärme	6,26 Cent/kWh (Arbeitspreis der Grazer Fernwärme) (Fernwärme Graz, 2022)
Eingespeiste elektrische Energie	121 MWh/a
Eingespeiste thermische Energie	135 MWh/a
Verluste Rückverstromung	64 MWh/a
Strombezug aus der E-EGe	650 MWh/a

Tabelle 6: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoff-BHKWs

Einnahmen		Ausgaben	
Wasserstoffverkauf	9.125 €	Strombezug E-EGe	30.898 €
Einspeisung E-EGe	9.369 €	Kosten Abrechnung	6 €
Einspeisung Fernwärme	8.480 €		
<b>Summe</b>	<b>28.800 €</b>		<b>30.904 €</b>
		<b>Ergebnis</b>	<b>-2.104 €</b>

Es zeigt sich, dass trotz vorteilhafter Annahmen (gesamter PV-Überschuss wird zur Wasserstoffproduktion genutzt, hoher Wärmetarif etc.) die Bilanz für die Rückverstromung negativ ausfällt. Der Gesamtwirkungsgrad liegt mit ca. 44 % (bei Berücksichtigung der Wärmenutzung) zwar höher als bei der Variante „Wasserstofftankstelle mit Brennstoffzelle“, dennoch ist dieser zu niedrig, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten. Unter Annahme höherer Einspeisetarife könnte zwar ein geringes positives jährliches Ergebnis erreicht werden, eine Amortisation der Investitionen

für das Wasserstoff-BHKW inklusive Elektrolyseur und Wasserstofftankstelle ist jedoch nicht innerhalb einer vertretbaren Zeit möglich.

Eine Möglichkeit zur Betriebskostensenkung wäre ein kombinierter Betrieb des BHKW mit Wasserstoff und Erdgas. Damit würde sich auch die Betriebsdauer, die ansonsten stark durch die Verfügbarkeit des Wasserstoffüberschusses limitiert ist, erhöhen lassen. Da am Standort allerdings ein auf Biomasse basierendes Fernwärmenetz zur Verfügung steht, ist diese Option nicht im Sinne der in diesem Projekt angestrebten Nachhaltigkeit.

## **5.4. Gegenüberstellung Batteriespeicher zur Eigenbedarfsoptimierung**

Zur besseren Einordnung des Wasserstoffkonzepts wurde auch eine Variante mit einem Batteriespeicher betrachtet. Dieses dient hauptsächlich der Gegenüberstellung der beiden Technologien. Die Größe des gemeinschaftlich genutzten Speichers wurde mit 100 kWh angenommen, das entspricht in etwa dem Energiegehalt von 3 kg Wasserstoff, die in den bislang beschriebenen Szenarien vom Elektrolyseur täglich erzeugt wurden. Wenn innerhalb der E-EGe ein Stromüberschuss vorhanden ist, wird dieser im Speicher zwischengespeichert (sofern dieser nicht vollständig beladen ist). Der Bezug (= Entladung) aus dem Speicher erfolgt, sobald innerhalb der E-EGe eine Unterdeckung besteht. Die Investition in das Speichersystem wird von der Trägerorganisation der E-EGe getätigt. Zur Erreichung einer Amortisation muss darauf geachtet werden, dass die Trägerorganisation ausreichende Einnahmen generiert.

Analog zu den Berechnungen bzgl. der Wasserstofftankstelle wurde im ersten Schritt eine Analyse zur Ermittlung der optimalen Anzahl an PV-Modulen durchgeführt. Diese liegt bei zwei bzw. nach Ablauf der Tarifförderung bei sieben Modulen. Für den Speicher wurden Gesamtsystemkosten in der Höhe von 1.212 €/kWh inklusive Mehrwertsteuer angenommen (Figgner, et al., 2019). Eine Förderung in der Höhe von 40 % der Gesamtinvestitionen wurde ebenfalls in der Berechnung berücksichtigt (Annahme der Gewährung einer Umweltförderung im Inland der Kommunal Kredit Public Consulting (KPC, 2022)). Des Weiteren wurden jährliche Betriebskosten in der Höhe von 0,5 % der Investition angenommen<sup>4</sup>. Der Tarif in der E-EGe wurde derart gewählt, dass den Mitgliedern - unabhängig von der angemieteten Modulzahl - jährliche Einsparungen in der Höhe von 1.800 € (gesamt für alle Mitglieder) zu teil werden.

Der sich ergebende Kapitalwertverlauf ist in Abbildung 17 dargestellt. Es zeigt sich, dass eine Amortisation der Speicherinvestition nach ca. zwölf Jahren eintritt. Im Vergleich mit dem Wasserstoffkonzept weist der Batteriespeicher damit deutlich bessere wirtschaftliche Kennzahlen auf, wie auch aus der in Tabelle 7 dargestellten Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben hervorgeht.

---

<sup>4</sup> Anmerkung: Dabei handelt es sich um einen Schätzwert, um anfallende Wartungskosten, etc. zu berücksichtigen.



Abbildung 17: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl

Tabelle 7: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der E-EGe mit Batteriespeicher

1. Betriebsjahr*			11. Betriebsjahr*		
Einnahmen		Ausgaben	Einnahmen		Ausgaben
Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	20.400 €	Miete PV-Anlagen 20.119 €	Stromverkauf an die E-EGe-Mitglieder	44.239 €	Miete PV-Anlagen 50.165 €
Einspeisung öffentliches Netz	5.906 €	Vergütung Prosumer 3.361 €	Einspeisung öffentliches Netz	34.079 €	Vergütung Prosumer 3.716 €
		Betriebskosten 505 €			Betriebskosten 616 €
<b>Summe</b>	<b>26.305 €</b>	<b>23.985 €</b>	<b>Summe</b>	<b>57.527 €</b>	<b>78.318 €</b>
<b>Ergebnis</b>		<b>2.320 €</b>	<b>Ergebnis</b>		<b>20.791 €</b>

\*Durch die angenommenen Preissteigerungen ändern sich die angeführten Werte jährlich geringfügig. Ein signifikanter Unterschied tritt allerdings nach Ablauf der Tarifförderung der gemieteten Anlagen (11. Jahr) auf.

Aus energietechnischer Sicht können durch den Einsatz des Speichers jährlich 18.692 kWh bei der Anmietung von zwei PV-Modulen bzw. 26.342 kWh bei der Anmietung von sieben PV-Modulen zusätzlich genutzt werden. Dabei wurden bereits Be- und Entladeverluste in der Höhe von ca. 18 % berücksichtigt. Die Höhe der Be- und Entladeverluste ergeben sich aus dem Simulationsmodell, das die Speicherverluste abhängig von dem Verhältnis der maximalen Be- und Entladeleistung und der tatsächlichen Be- und Entladeleistung bestimmt.

Ein Vergleich der Berechnungen mit Speicher mit den Berechnungen der E-EGe ohne Speicher zeigt, dass unter den zugrunde gelegten Rahmenbedingungen der Einsatz eines kleinen Speichers (ca. 25 kWh) aus wirtschaftlicher Sicht die besten Ergebnisse liefert. Die Variante mit vier PV-Modulen wurde zur Darstellung gewählt, da diese ohne Variation der Modulzahl nach 20 Jahren die besten wirtschaftlichen Kennzahlen liefert. Bei diesen Berechnungen wurde der Speicher ausschließlich zur Eigenverbrauchssteigerung genutzt. Die Steigerung des Autarkiegrads des gesamten Gewerbezentrums hält sich bei einem Einsatz eines 25 kWh Speichers allerdings in Grenzen. Um den Autarkiegrad wesentlich zu steigern, ist ein größerer Speicher erforderlich. Daher wurden weitere Überlegungen angestellt, unter welchen Rahmenbedingungen die Integration eines größeren Speichers wirtschaftlich darstellbar ist. Diese Konzepte, die unter anderem eine Einbindung des Speichers am Regenergiemarkt beinhalten, sind in Deliverable 5.1 beschrieben.

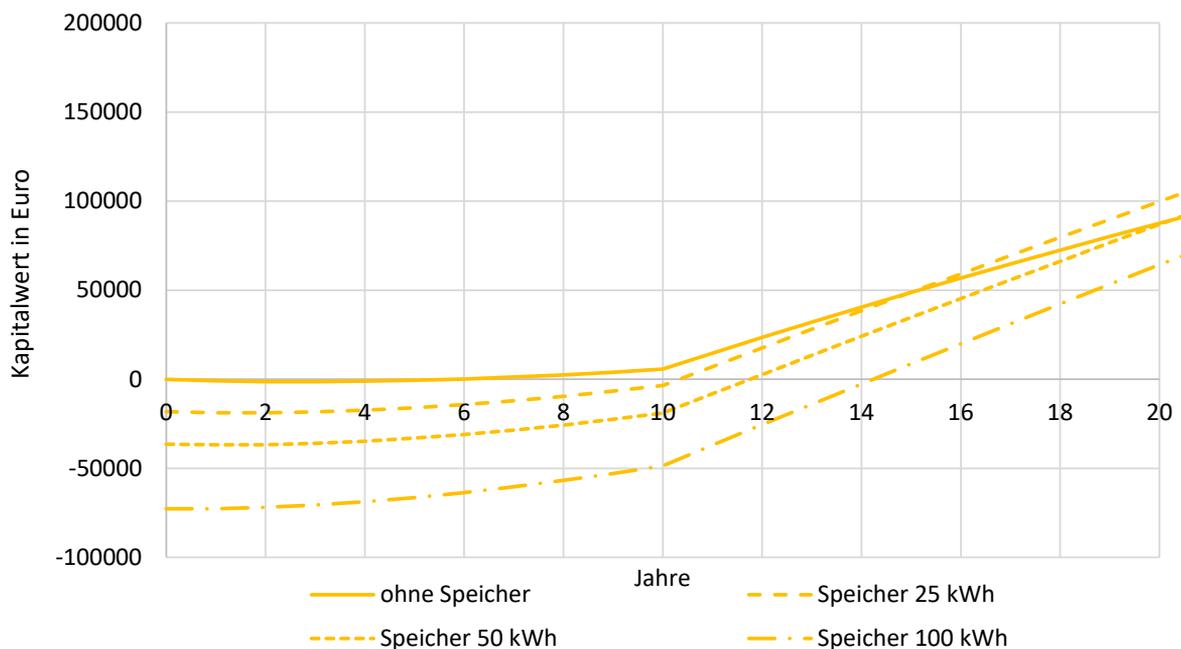


Abbildung 18: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe mit Batteriespeicher unterschiedlicher Speicherkapazitäten

## 6 Schlussfolgerungen

**Die Berechnungen haben gezeigt, dass sich unter aktuellen Rahmenbedingungen das angestrebte Wasserstoffkonzept am Standort Weiz nicht wirtschaftlich umsetzen lässt.** Die Rückverstromung des Wasserstoffs lässt sich aufgrund des niedrigen Gesamtwirkungsgrads der gesamten Prozesskette (Wasserstoffproduktion, Speicherung, Rückverstromung mit einer Brennstoffzelle) nicht wirtschaftlich darstellen. Auch eine Anwendung vorteilhafter Tarifmodelle für den Strombezug aus der E-EGe führen zu keiner Amortisation innerhalb des Betrachtungszeitraums.

Der Einsatz einer Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle kann aus wirtschaftlicher Sicht ebenso nicht positiv beurteilt werden. Die kurzen Betriebszeiten aufgrund der geringen benötigten Wasserstoffmenge für den angestrebten Fuhrpark (ca. 3 kg pro Tag) sowie die begrenzte Verfügbarkeit von PV-Strom in den Wintermonaten ermöglichen keinen wirtschaftlichen Betrieb. Zusätzliche Wasserstoffabnehmer konnten in Weiz nicht identifiziert werden. Weiters sind die von der Stadt Weiz favorisierten Kleinbusse (noch) nicht als Wasserstoffvariante am Markt verfügbar. Eventuell in den kommenden Jahren erhältliche Sonderanfertigungen sind mit erheblichen Zusatzkosten verbunden.

Die wesentlichen Hindernisse für die Umsetzung des geplanten Wasserstoffkonzepts am Standort in Weiz sind im Folgenden zusammengefasst. Dabei handelt es sich sowohl um Gründe, die mit dem gewählten Standort zusammenhängen, als auch um solche, die davon unabhängig sind:

- Grüner Wasserstoff vs. Grauer Wasserstoff:

Wie in Abbildung 19 dargestellt, liegt der Preis von grünem Wasserstoff zurzeit noch um ein Vielfaches höher als für grauen oder blauen Wasserstoff.<sup>5</sup> Damit ist grüner Wasserstoff ohne Förderungen zurzeit kaum konkurrenzfähig. Positiv stimmt allerdings die hier angenommene Preisentwicklung für die nächsten zehn bzw. 30 Jahre. Dabei wird vor allem von einem starken Rückgang der Investitionskosten für Elektrolyseure ausgegangen. In China sind bereits heute Anlagenkosten von ca. 170 €/kW möglich, welche bis 2030 noch weiter bis auf ca. 100 €/kW fallen sollen. Wenn in Europa die Preise von derzeit 500 bis 1.500 €/kW auf ähnliche Größenordnungen sinken, wird die Konkurrenzfähigkeit von grünem Wasserstoff deutlich gesteigert. Die beiden in Abbildung 19 dargestellten Prognosen unterscheiden sich hinsichtlich der angenommenen Größenordnung der Preisreduktion (Deutscher Bundestag, 2020).

---

<sup>5</sup> Grauer Wasserstoff wird aus fossilen Brennstoffen gewonnen. Blauer Wasserstoff ist grauer Wasserstoff, dessen CO<sub>2</sub>-Emissionen bei der Entstehung abgeschieden und gespeichert werden. Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Definition laut (Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), 2020)

## Produktion von Wasserstoff: Kosten und Kostentrends

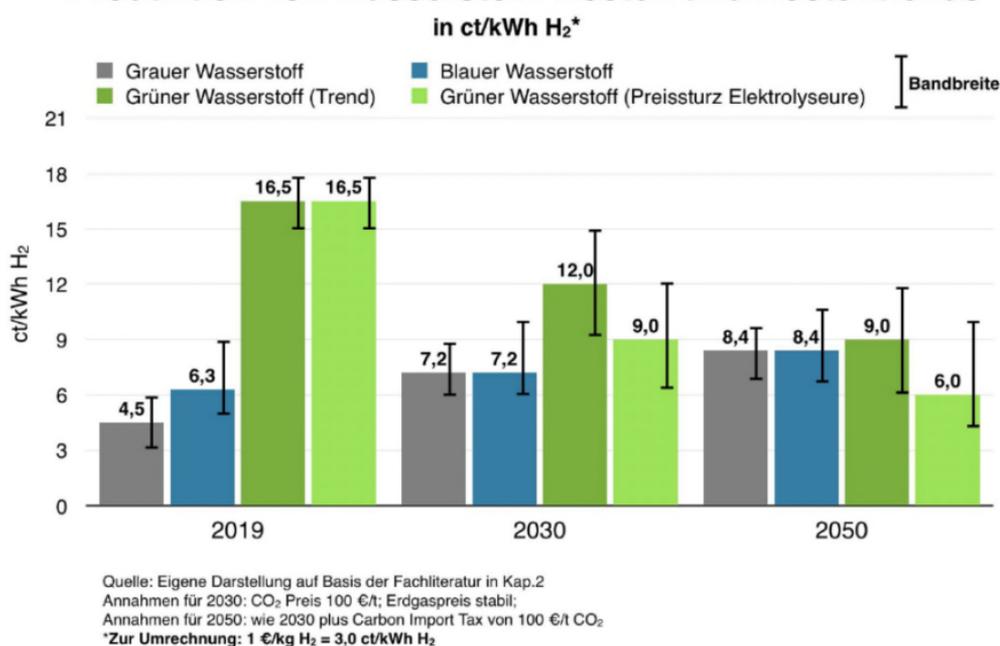


Abbildung 19: Kosten für die Produktion von Wasserstoff (Deutscher Bundestag, 2020)

Zur Einordnung: Der Preis für Wasserstoff an den Tankstellen liegt zurzeit bei ca. 10 €/kg. Grüner Wasserstoff kann mit den hier angegebenen Zahlen für 2019 um ca. 5,5 €/kg erzeugt werden, während ein Kilogramm grauer Wasserstoff in der Erzeugung nur ca. 1,5 €/kg kostet (Deutscher Bundestag, 2020).

- Wasserstoff-betriebene Kleinbusse sind noch nicht am Markt erhältlich:

Die von der Stadtgemeinde Weiz im Verkehrskonzept favorisierten Kleinbusse sind als Wasserstoffvarianten noch nicht am Markt erhältlich. Einige Hersteller:innen planen zwar, solche Busse in Zukunft in ihr Sortiment aufzunehmen, in den nächsten Jahren ist aber bestenfalls mit Sonderanfertigungen zu rechnen, die mit verhältnismäßig hohen Anschaffungskosten verbunden sind. Details zum Mobilitätskonzept finden sich in Deliverable 3.1.

- Keine weiteren H<sub>2</sub>-Abnehmer:innen in Weiz:

Ein weiterer Grund für die nicht gegebene Wirtschaftlichkeit des Wasserstoffkonzepts am Standort Weiz liegt in der Struktur der Abnehmer:innen. Selbst, wenn die angestrebten Wasserstoff-betriebenen Kleinbusse verfügbar wären, benötigen diese in etwa 3 kg Wasserstoff pro Tag. Da eine Rückverstromung (siehe nächster Punkt) unwirtschaftlich ist und zurzeit keine weiteren Abnehmer:innen, ohne entsprechende Investitionen von ebendiesen, in Weiz vorhanden sind, ist es nicht sinnvoll, größere Mengen an Wasserstoff zu produzieren (max. Leistung liegt bei ca. 24 kg/Tag). Durch die relativ geringe Gewinnspanne für den Wasserstoffverkauf (siehe erster Punkt) tritt somit keine Amortisation der Investition in einem absehbaren Zeitraum ein.

- Niedriger Wirkungsgrad bei der Rückverstromung:  
Wie in Kapitel 5.1 beschrieben, liegt der Gesamtwirkungsgrad bei einer Rückverstromung des produzierten Wasserstoffs lediglich bei ca. 17 %. Damit ist es wirtschaftlicher, den überschüssigen Strom in das öffentliche Netz einzuspeisen, als diesen zuerst in Wasserstoff umzuwandeln und später rückzuverstromen. Hier ist anzumerken, dass sich der besonders niedrige Wirkungsgrad auch aus dem nicht vorteilhaften Betrieb des Elektrolyseurs am Standort ergibt (siehe weitere Punkte).
- Frühes Entwicklungsstadium der H<sub>2</sub>-Technologie:  
Vor allem kleine Wasserstofftankstellen, die als Gesamtpaket (Elektrolyseur plus optionale Brennstoffzelle) am Markt verfügbar sind, befinden sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Das in gegenständlichem Projekt untersuchte Modell eines namhaften Herstellers ist voraussichtlich erst in den Jahren 2022/23 am Markt verfügbar.
- Kurzer Betrieb ist wirtschaftlich nicht vorteilhaft:  
Die Wasserstofftankstelle erreicht den besten Wirkungsgrad bei einem 24 Stunden-Betrieb des Elektrolyseurs, der allerdings am Standort in Weiz aufgrund des niedrigen Wasserstoffbedarfs nicht zweckmäßig ist. Außerdem soll der Elektrolyseur mit PV-Strom betrieben werden, der jedoch lediglich für einen begrenzten Zeitraum zur Verfügung steht. Dadurch sind die Betriebszeiten auch unabhängig von der Wasserstoffabnahme begrenzt, wenn der Elektrolyseur nicht mit wesentlich teurerem Netzstrom versorgt werden soll. Der zusätzliche Einbau eines Batteriespeichers könnte zwar die Verfügbarkeitszeit von PV-Strom erhöhen, ist jedoch wiederum mit zusätzlichen (zu) hohen Investitionen verbunden. Ist günstiger Strom aus einer erneuerbaren Energiequelle mit einer höheren Verfügbarkeit vorhanden (z.B. Strom aus Wasserkraft), würde sich das positiv auf den Betrieb des Elektrolyseurs auswirken.

Da sich unter aktuellen Rahmenbedingungen der Einsatz eines Batteriespeichers als deutlich vorteilhaft herausgestellt hat, wurde beschlossen, diesen Ansatz weiter zu verfolgen. Um den Einsatz eines größeren Speichers wirtschaftlich darstellen zu können, wird zusätzlich eine Einbindung des Speichers in einen Regelenenergiepool angestrebt. Details zu diesem Ansatz sowie zu dem angestrebten Folgeprojekt finden sich in Deliverable 5.1 sowie in Kapitel 7.

# 7 Ausblick und Empfehlungen

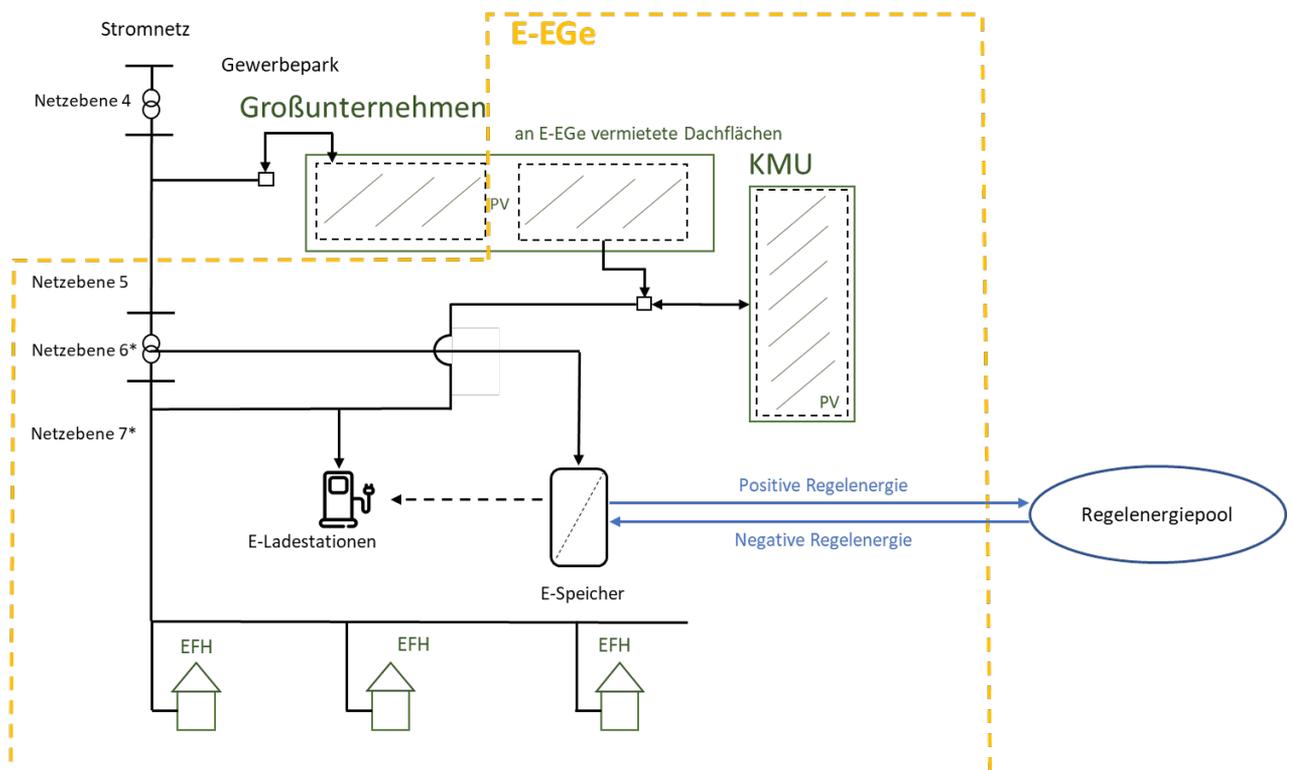
Da sich der im Sondierungsprojekt verfolgte Ansatz zur Nutzung von Photovoltaik-Strom zur Erzeugung von Wasserstoff innerhalb einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft als unwirtschaftlich herausgestellt hat, wurde dieser aufbauend auf den positiv evaluierten Teilkonzepten adaptiert. Das neue Konzept unterscheidet sich in zwei wesentlichen Punkten von dem ursprünglichen Konzept:

- Integration eines Redox-Flow Speichers statt einer Wasserstofftankstelle (Elektrolyseur etc.)
- neuer Standort (siehe Deliverable 5.1)

Diese Vorgehensweise wurde gewählt, da einige Teilkonzepte (E-EGe etc.) ein großes Potential für die Umsetzung eines Plus-Energie-Gewerbeparks erkennen ließen. Die Wahl eines neuen Standorts wurde notwendig, da sich im Fokusgebiet (Technologiepark Preding-Süd 1) nicht mehrere KMUs, sondern lediglich ein Großunternehmen ansiedeln werden. Da Großunternehmen an E-EGes nicht teilnahmeberechtigt sind, hat das ursprüngliche Fokusgebiet an Potential für die Umsetzung verloren.

Das neue Konzept verfolgt den Ansatz einer systemischen Innovation mit dem Fokus auf der Entwicklung innovativer Betriebs- und Tarifmodelle, die einen wirtschaftlichen Betrieb eines in eine E-EGe eingebundenen Redox-Flow-Speichers ermöglichen. Durch die zusätzliche Integration in einen Regelenergiepool können weitere Synergien erschlossen und der Speicher größer dimensioniert werden. Der Einsatz eines Speichers im MWh-Bereich ist möglich, entsprechende Produkte (siehe Deliverable 2.1) sind verfügbar. Die Vorteile eines Redox-Flow-Speichers gegenüber einer Lithium-Ionen-Batterie liegen vor allem in der Langlebigkeit (>25 Jahre bzw. >15.000 Ladezyklen), der Wiederverwendbarkeit der Elektrolyte, der Sicherheit (nicht brennbar, temperaturunempfindlich) sowie geringer Selbstentladung und Speicherdegradation.

Ein beispielhaftes Betriebsmodell wurde bereits im Zuge des Sondierungsprojekts entwickelt (siehe Abbildung 20). Dieses berücksichtigt im Gewerbepark angesiedelte Groß-, Klein- und Mittelbetriebe, umliegende Gebäude der Gemeinde(-betriebe) sowie Einfamilienhäuser. Die E-EGe wird mit den KMUs, den Gebäuden der Gemeinde(-betriebe) und den Einfamilienhäusern als Mitglieder gegründet, da Großunternehmen laut aktuellem Gesetzesentwurf von der Teilnahme an E-EGes ausgeschlossen sind. Die von den PV-Anlagen erzeugte Energie (Eigentumsverhältnisse werden im Laufe der Umsetzung im Detail geklärt) wird in die E-EGe eingespeist, damit werden die Mitglieder versorgt. Für die Großunternehmen besteht die Möglichkeit, Dachflächen der Betriebsgebäude für die Errichtung von PV-Anlagen zur Verfügung zu stellen. Zusätzlich wird ein Redox-Flow-Speicher installiert, um die Eigenversorgung innerhalb der E-EGe zu erhöhen sowie einen größeren Anteil des lokal erzeugten Stroms auch lokal zu nutzen. Die dafür notwendige Regelstrategie (Nutzung des Batteriespeichers durch mehrere Mitglieder) und ein geeignetes Abrechnungssystem inkl. der Tarife werden im Rahmen der Umsetzung gemäß den Erfahrungen aus dem gegenständlichen Sondierungsprojekt entwickelt und erprobt.



\* An welche Netzebene die einzelnen Mitglieder bzw. der Speicher tatsächlich angeschlossen sind/werden wird im Zuge des Projekts ermittelt.

Abbildung 20: Beispiel eines Betriebsmodells einer E-EGe mit E-Speicher und Integration in einen Regelenenergiepool

Zur Erhöhung der Wirtschaftlichkeit werden weitere Bewirtschaftungsstrategien des Speichers untersucht. Beispielsweise ist eine Nutzung des Batteriespeichers für die Bereitstellung von Regelreserve oder für die Einkaufsoptimierung an der Strombörse vorgesehen. Für diese Einsatzfälle soll der Batteriespeicher in einem Flexibilitätspool agieren. Zu Zeiten, an denen eine Unterdeckung im öffentlichen Stromnetz besteht, können PV-Überschüsse als positive Regelenenergie vermarktet und damit die Wirtschaftlichkeit des Speichers gesteigert werden. Zu Zeiten, an denen das öffentliche Stromnetz einen Überschuss aufweist, besteht die Möglichkeit, negative Regelenenergie zu beziehen. Da es sich dabei nicht um ausschließlich erneuerbaren Strom handelt, kann dieser voraussichtlich nicht einfach in die E-EGe eingebracht werden. Ob und in welcher Form die negative Regelenenergie dennoch genutzt werden kann, wird im Rahmen der Umsetzung gemäß EAG (aktuell als Ministerialentwurf vorliegend - Stand 05/21) untersucht (z.B. Deckung der Speicherverluste).

Zur Abklärung offener Fragestellungen und zur Gewährleistung der weiteren begleitenden Forschung wurde eine Umsetzung im Rahmen eines „Stadt der Zukunft – Demonstrationsprojekts“ angestrebt. Eine Einreichung im Zuge der 8. Ausschreibung wurde positiv beurteilt. Der Start des Umsetzungsprojektes „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Gewerbepark Energiestraße und Werksweg Weiz“ (EnErGie Werk Weiz)<sup>6</sup> ist Anfang 2022.

<sup>6</sup> Projekt „EnErGie Werk Weiz - Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft Gewerbepark Energiestraße und Werksweg Weiz“: <https://nachhaltigwirtschaften.at/de/sdz/projekte/energie-werk-weiz.php>, abgerufen am 24.03.2022

# 8 Verzeichnisse

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung des Fokusgebiets .....	13
Abbildung 2: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante „Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle“ .....	18
Abbildung 3: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante „Wasserstofftankstelle inklusive Brennstoffzelle“ .....	19
Abbildung 4: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante „Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle“ .....	20
Abbildung 5: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante „Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle“ .....	21
Abbildung 6: Schematische Darstellung des Betriebsmodells der Variante „Wasserstoff-Blockheizkraftwerk“ .....	22
Abbildung 7: Schematische Darstellung der Geldflüsse der Variante „Wasserstoff-BHKW“ .....	23
Abbildung 8: Schematische Darstellung des Betriebsmodells für die Gegenüberstellung mit einem Batteriespeicher .....	24
Abbildung 9: Schematische Darstellung der Geldflüsse für die Gegenüberstellung mit einem Batteriespeicher .....	25
Abbildung 10: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einer jährlichen Reduktion der Stromkosten aller Verbraucher von 2.757 € .....	27
Abbildung 11: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle plus Brennstoffzelle .....	27
Abbildung 12: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle plus Brennstoffzelle bei vorteilhaftem Betriebsmodell der Wasserstoffinvestor:in .....	29
Abbildung 13: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe bei einer jährlichen Reduktion der Stromkosten aller Verbraucher von 1.984 € .....	30
Abbildung 14: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle ohne Brennstoffzelle .....	30
Abbildung 15: Kapitalwertverlauf der Wasserstofftankstelle bei vorteilhaftem Tarifmodell für die Wasserstoffinvestor:in .....	32
Abbildung 16: Energiebilanz der Variante „E-EGe + Wasserstoff-Blockheizkraftwerk“ mit sieben PV-Modulen .....	32
Abbildung 17: Kapitalwertverlauf bei unterschiedlicher Modulanzahl .....	35
Abbildung 18: Kapitalwertverlauf der Trägerorganisation der E-EGe mit Batteriespeicher unterschiedlicher Speicherkapazitäten .....	36
Abbildung 19: Kosten für die Produktion von Wasserstoff (Deutscher Bundestag, 2020) .....	38
Abbildung 20: Beispiel eines Betriebsmodells einer E-EGe mit E-Speicher und Integration in einen Regelenergiepool .....	41

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei der Miete von zunächst drei und anschließend insgesamt sieben Modulen .....	27
Tabelle 2: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Wasserstoffinvestor:in .	28
Tabelle 3: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Trägerorganisation der E-EGe bei der Miete von zunächst zwei und anschließend insgesamt sieben Modulen .....	30
Tabelle 4: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der Wasserstoffinvestor:in ohne Brennstoffzelle .....	31
Tabelle 5: Übersicht über Tarife und Energiemengen für die Wirtschaftlichkeitsberechnung des Wasserstoff-BHKWs .....	33
Tabelle 6: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben des Wasserstoff-BHKWs .....	33
Tabelle 7: Gegenüberstellung der jährlichen Einnahmen und Ausgaben der E-EGe mit Batteriespeicher .....	35

## Literaturverzeichnis

- 2G Energy AG. (05. 08 2021). *Wasserstoff BHKW*. Von <https://www.2-g.com/de/wasserstoff-bhkw/> abgerufen
- Bundeskanzleramt Österreich. (12. 11 2020). *Regierungsprogramm 2020–2024*. Von [https://www.dieneuevolkspartei.at/Download/Regierungsprogramm\\_2020.pdf](https://www.dieneuevolkspartei.at/Download/Regierungsprogramm_2020.pdf) abgerufen
- Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF). (2020). *Eine kleine Wasserstoff-Farbenlehre*. Abgerufen am 19. 05 2021 von <https://www.bmbf.de/de/eine-kleine-wasserstoff-farbenlehre-10879.html>
- Deutscher Bundestag. (2020). *Kosten der Produktion von grünem Wasserstoff*. Wissenschaftliche Dienste.
- Europäische Kommission. (12. 11 2020). *Langfristige Strategie – Zeithorizont 2050*. Von [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_de](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_de) abgerufen
- European Parliament. (2018). *DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL*. [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L\\_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC:EUROPEAN PARLIAMENT AND THE COUNCIL OF THE EUROPEAN UNION](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC:EUROPEAN+PARLIAMENT+AND+THE+COUNCIL+OF+THE+EUROPEAN+UNION).
- Fernwärme Graz. (16. 03 2022). *Fernwärmepreise*. Von [https://www.energie-graz.at/media/well-linked-media/egg-pdf/downloads\\_fernwarmer/sonstiges/preisblatt-fernwaerme.pdf](https://www.energie-graz.at/media/well-linked-media/egg-pdf/downloads_fernwarmer/sonstiges/preisblatt-fernwaerme.pdf) abgerufen
- Figgenger, J., Haberschusz, D., Kairies, K.-P., Wessels, O., Zurmühlen, S., & Sauer, D. (2019). *Speichermonitoring BW*. Aachen: RWTH Aachen.
- KPC. (16. 03 2022). *UMWELTFÖRDERUNG IM INLAND*. Von <https://www.umweltfoerderung.at/rechtliche-grundlagen-ufi.html> abgerufen

ÖAMTC. (16. 03 2022). *Häufige Fragen zur Wasserstoff-Brennstoffzelle*. Von <https://www.oeamtc.at/thema/elektromobilitaet/haeufige-fragen-zur-wasserstoff-brennstoffzelle-32628480#:~:text=Wie%20viel%20kostet%201kg%20Wasserstoff,1kg%20H2%20auf%20100%20km>. abgerufen

OeMAG. (2020). *Tarifförderung Photovoltaik*. Abgerufen am 11. 11 2020 von <https://www.oemag.at/de/foerderung/photovoltaik/tarifforderung/>

PV Austria. (2020). *PV-Strom verkaufen*. Abgerufen am 11. 11 2020 von <https://pvaustria.at/strom-verkaufen/>

## Abkürzungsverzeichnis

E-EGe	Erneuerbare-Energiegemeinschaft
PV	Photovoltaik
KMU	Klein- und Mittelunternehmen
GU	Großunternehmen
BHKW	Blockheizkraftwerk

# 9 Anhang

**9.1. Deliverable 2.1: Dokumentation der Rahmenbedingungen (um sensible Daten bereinigte Version)**

**9.2. Deliverable 3.1: Beschreibung des entwickelten Gesamtkonzepts (um sensible Daten bereinigte Version)**

**9.3. Deliverable 4.1: Dokumentation der simulationstechnischen Untersuchung der Geschäfts-, Betriebs- und Tarifmodelle**

**9.4. Deliverable 5.1: Konzept für weiterführende Umsetzung**

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

[bmk.gv.at](https://www.bmk.gv.at)