

# IEA Fortschrittliche Brennstoffzellen (AFC) Annex 33: Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen

Arbeitsperiode 2019 - 2022

G. Simader, P. Vidovic

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**17/2023**

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter [nachhaltigwirtschaften.at](https://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  
Leiter: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

### **Copyright und Haftung:**

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: [nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/](https://nachhaltigwirtschaften.at/de/impressum/)

# IEA Fortschrittliche Brennstoffzellen (AFC)

## Annex 33: Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen

Arbeitsperiode 2019 - 2022

DI Dr. Günter Simader  
Österreichische Energieagentur

Patrick Vidovic, MSc  
Österreichische Energieagentur

Wien, Mai 2022

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 Programm FORSCHUNGSKOOPERATION INTERNATIONALE ENERGIEAGENTUR. Es wurde vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) initiiert, um Österreichische Forschungsbeiträge zu den Projekten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu finanzieren.

Seit dem Beitritt Österreichs zur IEA im Jahre 1975 beteiligt sich Österreich aktiv mit Forschungsbeiträgen zu verschiedenen Themen in den Bereichen erneuerbare Energieträger, Endverbrauchstechnologien und fossile Energieträger. Für die Österreichische Energieforschung ergeben sich durch die Beteiligung an den Forschungsaktivitäten der IEA viele Vorteile: Viele Entwicklungen können durch internationale Kooperationen effizienter bearbeitet werden, neue Arbeitsbereiche können mit internationaler Unterstützung aufgebaut sowie internationale Entwicklungen rascher und besser wahrgenommen werden.

Dank des überdurchschnittlichen Engagements der beteiligten Forschungseinrichtungen ist Österreich erfolgreich in der IEA verankert. Durch viele IEA Projekte entstanden bereits wertvolle Inputs für europäische und nationale Energieinnovationen und auch in der Marktumsetzung konnten bereits richtungsweisende Ergebnisse erzielt werden.

Ein wichtiges Anliegen des Programms ist es, die Projektergebnisse einer interessierten Fachöffentlichkeit zugänglich zu machen, was durch die Publikationsreihe und die entsprechende Homepage [www.nachhaltigwirtschaften.at](http://www.nachhaltigwirtschaften.at) gewährleistet wird.

DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM  
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie,  
Mobilität, Innovation und Technologie (BMK)



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Kurzfassung</b> .....	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>Abstract</b> .....	<b>9</b>
<b>3</b>	<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>11</b>
	3.1. Arbeitspaket: Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts „Ene-Farm Austria“ .....	11
	3.2. Arbeitspaket: Analyse europäischer Richtlinien und Rahmenbedingungen .....	14
	3.3. Arbeitspaket: Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries.....	15
<b>4</b>	<b>Ausgangslage</b> .....	<b>17</b>
<b>5</b>	<b>Projekthalt</b> .....	<b>22</b>
	5.1. Technology Collaboration Programme on Advanced Fuel Cells .....	22
	5.2. Projektziele und Methodik.....	23
	5.2.1. Arbeitspaket „Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts“.....	23
	5.2.2. Arbeitspaket „Analyse europäischer Richtlinien und Rahmenbedingungen“ .....	31
	5.2.3. Arbeitspaket „Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries“ .....	31
<b>6</b>	<b>Ergebnisse</b> .....	<b>32</b>
	6.1. Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts.....	32
	6.1.1. Modellierung möglicher Anwendungsfälle in Österreich.....	32
	6.1.2. Vergleich der Treibhausgase und des Primärenergiebedarfs.....	45
	6.1.3. Wirtschaftlichkeitsanalysen von Brennstoffzellen unter Berücksichtigung verschiedener Ausgangssituationen und Fördersysteme.....	50
	6.1.4. Replizierbarkeit der Ene-Farm Erfolgsfaktoren auf Österreich .....	58
	6.1.5. Klimaneutralen Quartieren und Energiegemeinschaften.....	59
	6.1.6. Empfehlungen.....	61
	6.2. Analyse europäischer Richtlinien und Rahmenbedingungen .....	63
	6.3. Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries .....	65
	6.4. Veröffentlichte Publikationen.....	65
<b>7</b>	<b>Vernetzung und Ergebnistransfer</b> .....	<b>68</b>
<b>8</b>	<b>Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen</b> .....	<b>70</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>78</b>
<b>10</b>	<b>Anhang A</b> .....	<b>80</b>



# 1 Kurzfassung

Die Brennstoffzellen-Technologie ermöglicht die Bereitstellung von Wärme und Strom bei besonders hoher Effizienz. Brennstoffzellen (BSZ) sind vielseitig einsetzbar und insbesondere bei der Nutzung als dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungs- (KWK) Anlage kann der hohe Wirkungsgrad der elektrochemischen Stromerzeugung (insbesondere bei kleineren Leistungsgrößen), der nicht durch den Carnot-Wirkungsgrad begrenzt ist, durch die Nutzung der Abwärme weiter gesteigert werden. Durch diese hocheffiziente, gekoppelte Strom- und Wärmeproduktion können BSZ-KWKs in bestimmten Anwendungsfällen schon heute einen Beitrag zur Kohlenstoffdioxid- (CO<sub>2</sub>) -Reduktion leisten, der bei zukünftiger Verwendung von grünem Wasserstoff noch signifikant gesteigert werden kann.

Im Energiesystem der Zukunft, das stark durch eine dezentrale und erneuerbare Stromerzeugung geprägt sein wird, kann der Einsatz der Brennstoffzelle zu den energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen beitragen. In Kombination mit Elektrolyseuren und Wasserstoffspeichern können verbesserte Eigenverbrauchsquoten der vor Ort produzierten erneuerbaren Energieträger erzielt werden. Weiters können dadurch auch die Netzbezüge von elektrischer Energie reduziert beziehungsweise niedrig gehalten werden. Damit können – bei entsprechender Auslegung der Speicher – die Netze insbesondere in den Wintermonaten entlastet werden.

Im Mittelpunkt des zum Technology Collaboration Programm (TCP) on Advanced Fuel Cells (AFC) gehörenden Annex 33 „Stationäre Brennstoffzellen-Applikationen“ steht die Marktüberleitung von erfolgreichen Demonstrationsanlagen hin zu kommerziellen Anlagen. Der Annex ist in vier Subtasks unterteilt, in denen die Einsatzmöglichkeiten von stationären Brennstoffzellen in verschiedenen Bereichen untersucht werden.

Im Zuge des österreichischen Projekts wurde unter aktiver Einbindung der relevanten österreichischen Stakeholder (Advisory Group) eine österreichische Variante des erfolgreichen japanischen „Ene-Farm“-Projektes konzipiert und damit die Replizierbarkeit des japanischen Projekts in Österreich geprüft. Dazu wurden drei Gebäudetypologien (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und Hotel) mit unterschiedlichen energetischen Gebäudestandards (saniert nach Bauordnung, Neubau und Passivhaus) und Energiebereitstellungssystemen (Brennwertkessel, Luft-Wasser Wärmepumpe mit und ohne Photovoltaik-Anlage und ein Brennstoffzellensystem in Kombination mit Brennwertkessel, Wärmepumpe oder Heizstab) untersucht. Ziel war zu analysieren, ob und unter welchen Bedingungen – hinsichtlich Gebäudetypologie und -standard – der Einsatz stationärer Brennstoffzellen im Vergleich zu anderen Systemen ökonomisch und ökologisch sinnvoll sind. Im Anschluss wurden in verschiedenen Szenarien Wirtschaftsvergleiche durchgeführt, die eine Kostenparität zwischen Brennstoffzellen-Systemen und Vergleichssystemen prüfen sollten. Diese technoökonomischen Analysen zeigten, dass der Einsatz von Brennstoffzellen lediglich in größeren Anwendungen sinnvoll ist und eine Kostenparität nur mit deutschen Energiepreisen beziehungsweise dem deutschen Förderprogramm erzielt werden kann. Somit ist eine Replizierbarkeit des japanischen Ene-Farm Projekts in Österreich derzeit nicht gegeben und kann nicht empfohlen werden. Jedoch zeigte sich im Zuge weiterer Untersuchungen eine gute Eignung stationärer Brennstoffzellen für den Einsatz in Energiegemeinschaften und klimaneutralen Quartieren.

Ein weiteres inhaltliches Ziel – neben den Disseminationsaktivitäten – ist die Analyse europäischer Richtlinien und Rahmenbedingungen. Diese zeigten, dass stationäre Brennstoffzellen im Rahmen der

EU-Strategien sowie verschiedener Richtlinien und Verordnungen derzeit nur eine untergeordnete Rolle spielen, obwohl sie ein großes Potenzial für die Erreichung der Klimaziele der EU haben. Zu den Hindernissen gehören die derzeit höheren Investitions- (CAPEX) und Betriebskosten (OPEX) für stationäre Brennstoffzellen im Vergleich zu konkurrierenden – weniger umweltfreundlichen – Technologien. Auf der Grundlage der durchgeführten Analyse kann der Schluss gezogen werden, dass die gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht ausreichen, um eine erfolgreiche Marktdurchdringung zu erreichen. Es wird empfohlen, dieser Technologie in den EU-Strategien mehr Bedeutung beizumessen und gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Dies um die Lücke zwischen ersten vorkommerziellen Anwendungen (in geringen Mengen) und vollständigen kommerziellen Anwendungen zu schließen.

Ein weiteres Projektziel ergab sich aus einer Initiative des TCP AFC der Internationalen Energieagentur (IEA). Aufgrund nicht ausgeschöpfter Mittel im Jahr 2020 wurden im Rahmen des ExCos ‚Collaboration Support Activities‘ angeregt. Im Rahmen des Annex 33 wurde unter Mitwirkung der Österreichischen Energieagentur das Proposal: „Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries“ seitens der ENEA im Januar 2021 eingereicht und in weiterer Folge von Seiten des ExCos bewilligt. Ziel war es hierbei, einen Überblick über den derzeitigen Status von Regulierungen, Normen und Standards in Hinblick auf mikro-/mini Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen zu liefern. Dazu wurde eine detaillierte Analyse der IEC Normen (IEC 62282-3-100/300/400) durchgeführt und regulative Barrieren für den wirtschaftlichen Einsatz von Brennstoffzellen mikro-KWK- (m-KWK) Anlagen wurden identifiziert. Die Ergebnisse dieser Analysen zeigten, dass das Fehlen gemeinsamer rechtlicher Rahmenbedingungen ein Hindernis für Brennstoffzellensysteme darstellt. Der kritische Punkt bei den derzeitigen Vorschriften ist die nicht Standardisiertheit in Bezug auf die Brennstoffzellentechnologien, die im Allgemeinen unter den Rechtsrahmen für Gasgeräte oder konventionelle KWK-Geräte fallen.

Die IEC 62282-3 wird in der Europäischen Union lediglich auf freiwilliger Basis angewendet und durch obligatorische Vorschriften, Codes und Normen auf nationaler Ebene verdrängt. Nichtsdestotrotz kann die IEC 62282-3-Reihe eine gute Option für eine künftige Regelung darstellen. In Japan wurde die IEC 62282-3-Reihe als Grundlage für den Zertifizierungsprozess übernommen und regulatorische Hindernisse für die Installation wurden dadurch vereinfacht. Eine CE-Kennzeichnung könnte eine Standardisierung in Europa implementieren. Des Weiteren würde es bei einer Senkung der Kosten (CAPEX) zu einer Steigerung des Absatzes und einer stärkeren Verbreitung der Brennstoffzelle kommen.

## 2 Abstract

Fuel cell technology enables the provision of heat and power with particularly high efficiency. Fuel cells (FCs) are versatile and, especially when used as a decentralized combined heat and power (CHP) plant, the high efficiency of electrochemical power generation (especially for smaller power sizes), which is not limited by Carnot efficiency, can be further increased by utilizing the waste heat. Through this highly efficient, coupled electricity and heat production, FC CHP units can already make a contribution to CO<sub>2</sub> reduction in certain applications, and this contribution can be significantly increased if green hydrogen is used in the future.

In the energy system of the future, which will be strongly characterized by decentralized and renewable power generation, the use of fuel cells can contribute to energy and environmental policy objectives. In combination with electrolyzers and hydrogen storage, improved self-consumption rates of locally produced renewable energy sources can be achieved. Furthermore, the grid consumption of electrical energy can be reduced or kept low. This means that - if the storage systems are designed appropriately - the load on the grids can be reduced, especially in the winter months.

Annex 33 "Stationary Fuel Cell Applications", which is part of the Technology Collaboration Program (TCP) on Advanced Fuel Cells (AFC), focuses on the market transition from successful demonstration plants to commercial plants. The Annex is divided into four Subtasks, in which the possible applications of stationary fuel cells in different areas are investigated.

In the course of the Austrian project, an Austrian variant of the successful Japanese "Ene-Farm" project was designed with the active involvement of the relevant Austrian stakeholders (Advisory Group), thus testing the replicability of the Japanese project in Austria. For this purpose, three building typologies (single-family house, multi-family house and hotel) with different energy building standards (refurbished according to building regulations, new construction and passive house) and energy supply systems (condensing boiler, air-water heat pump with and without photovoltaic system and a fuel cell system in combination with condensing boiler, heat pump or heating rod) were investigated. The aim was to analyse whether and under which conditions - in terms of building typology and standard - the use of stationary FCs makes economic and ecological sense compared to other systems. Subsequently, economic comparisons were carried out in various scenarios to examine cost parity between FC systems and comparison systems. These techno-economic analyses showed that the use of FC only makes sense in larger applications and that cost parity can only be achieved with German energy prices or the German subsidy program. Thus, a replicability of the Japanese Ene-Farm project in Austria is currently not given and cannot be recommended. However, further investigations showed a good suitability of stationary FC for the use in energy communities and climate-neutral neighbourhoods.

Another substantive goal - in addition to the dissemination activities - is the analysis of European directives and framework conditions. These showed that stationary fuel cells currently play only a minor role in the context of EU strategies and various directives and regulations, although they have great potential for achieving the EU's climate targets.

Barriers include the current higher capital expenditure (CAPEX) and operating costs (OPEX) for stationary fuel cells compared to competing - less environmentally friendly - technologies. Based on the analysis performed, it can be concluded that the current framework conditions are not sufficient to achieve successful market penetration. It is recommended to give more importance to this

technology in EU strategies and to create a level playing field to close the gap between first pre-commercial applications (in small quantities) and full commercial applications.

Another project objective resulted from an initiative of the International Energy Agency (IEA) TCP AFC. Due to unspent funds in 2020, 'Collaboration Support Activities' were suggested under the ExCos. Within the framework of Annex 33, the proposal "Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries" was submitted by ENEA in January 2021 with the participation of the Austrian Energy Agency and subsequently approved by ExCos. The aim was to provide an overview of the current status of regulations, norms and standards with regard to micro/mini fuel cells for stationary applications. To this end, a detailed analysis of IEC standards (IEC 62282-3-100/300/400) was performed and regulatory barriers to the economic deployment of fuel cell micro-CHP (m-CHP) systems were identified. The results of these analyses show that the lack of a common regulatory framework is a barrier to fuel cell systems. The critical issue with current regulations is the non-specificity with respect to fuel cell technologies, which generally fall under the regulatory framework for gas appliances or conventional CHP equipment. IEC 62282-3 is only applied on a voluntary basis in the European Union and is being superseded by mandatory regulations, codes and standards (RCS) at the national level. Nevertheless, the IEC 62282-3 series may be a good option for future regulation. In Japan, the IEC 62282-3 series has been adopted as the basis for the certification process, and regulatory barriers to installation have been simplified as a result. CE marking could implement standardization in Europe. Furthermore, if costs (CAPEX) were reduced, there would be an increase in sales and more widespread use of BSZ.

# 3 Zusammenfassung

Der von der Europäischen Kommission präsentierte „Green Deal“ dient der Erreichung der Klimaneutralität in der EU. Aus diesem geht hervor, dass Europa bis zum Jahr 2050 als erster Kontinent klimaneutral werden soll (European Commission, 2021). Es ist davon auszugehen, dass der starke Ausbau der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien zu einem erhöhten Rückgang an Emissionen im Stromsektor führen und diese bis zum Jahr 2040 bei null liegen werden. Durch die Volatilität der erneuerbaren Stromerzeugung wird ein höherer Bedarf an entsprechenden Speichermöglichkeiten entstehen. Batteriespeicher eignen sich hierbei als Kurzzeitspeicher, nicht jedoch als saisonale Speicher. Für eine derartige Langzeitspeicherung bieten sich Brennstoffzellen (BSZ) an, da diese eine effiziente Rückwandlung von gespeichertem Wasserstoff in Strom ermöglichen. Österreich ist im Zusammenhang der Brennstoffzellentechnologie – neben 20 anderen Technology Collaboration Programmes der International Energy Agency – seit 2004 auch am Advanced Fuel Cell TCP aktiv beteiligt. Im Mittelpunkt des diesem zugehörigen Annex 33 „Stationäre Brennstoffzellen-Applikationen“ steht die Implementierung stationärer BSZ-Systeme in Energiesysteme. Der Annex ist in vier Subtasks unterteilt, in denen die Einsatzmöglichkeiten von stationären Brennstoffzellen in verschiedenen Bereichen untersucht werden. Neben Fragestellungen zu potentiellen Brennstoffen wird der ökonomischen Wettbewerbsfähigkeit – bedingt durch u. a. regulative Rahmenbedingungen sowie der Entwicklung der Technologie und Märkte – nachgegangen. Im Zuge des österreichischen Projekts „Ene-Farm Austria“ soll unter aktiver Einbindung der relevanten österreichischen Stakeholder eine österreichische Variante des erfolgreichen japanischen „Ene-Farm“ Projektes konzipiert werden. Zu diesem Zweck werden unter anderem ein Überblick über den derzeitigen Status hinsichtlich Regulierungen, Normen und Standards in Hinblick auf mikro-/mini Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen gegeben, eine detaillierte Analyse über die IEC 62282-3-100/300/400 durchgeführt sowie bestehende regulative Barrieren für den wirtschaftlichen Einsatz von Brennstoffzellen m-KWK Anlagen identifiziert. In weiterer Folge gilt es zu untersuchen, ob die Überarbeitung des Rechtsrahmens zu einer Veränderung der Chancen und Hindernisse für stationäre Brennstoffzellen geführt hat und welche Rolle stationäre Brennstoffzellen in den relevanten EU-Strategien spielen sowie, ob die Gesetze in ihrer aktuellen Fassung die Ambitionen der EU-Strategien widerspiegeln.

## **3.1. Arbeitspaket: Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts „Ene-Farm Austria“**

Das Ziel dieses Arbeitspakets ist die Analyse der Erfolgsfaktoren aus verschiedenen internationalen Projekten und die Umlegung dieser auf die österreichischen Spezifika respektive um zusätzliche Erfolgsfaktoren für ein österreichisches Demonstrationsprojekt zu entwickeln. Aus diesem Grund wurden drei Gebäudetypologien (Einfamilienhaus, Mehrfamilienhaus und Hotel) mit unterschiedlichen energetischen Gebäudestandards (saniert nach Bauordnung, Neubau und Passivhaus) und Energiebereitstellungssystemen (Brennwertkessel, Luft-Wasser Wärmepumpe mit und ohne Photovoltaik-Anlage und Brennstoffzellensystem in Kombination mit Brennwertkessel, Wärmepumpe oder Heizstab) untersucht. Dabei soll analysiert werden, ob und unter welchen

Bedingungen – hinsichtlich Gebäudetypologie und -standard – der Einsatz stationärer Brennstoffzellen im Vergleich zu anderen Systemen ökonomisch und ökologisch sinnvoll sind. Zu diesem Zweck wurden verschiedene Anwendungsfälle konzipiert, die ein hohes Replikationspotential für den Einsatz von Brennstoffzellen in Österreich vorweisen. Die Untersuchungsfälle werden vom Austrian Institute of Technology (AIT) vordefiniert. Schließlich erfolgt eine Modellierung und dynamische Simulation der Untersuchungsfälle im Simulationsprogramm „IDA ICE“, welche ebenfalls vom AIT durchgeführt wird.

### **Wirtschaftlichkeitsrechnung**

Die ökonomische Bewertung erfolgte auf Grundlage der Annuitätenmethode nach ÖNORM M7140 beziehungsweise VDI 2067. Ausgehend von den auf einen bestimmten Zeitpunkt bezogenen Kosten (Barwert), die auf drei Kostengruppen aufgeteilt sind – kapitalgebundene Kosten (Investitions- und Installationskosten), verbrauchsgebundene Kosten (Energiekosten) und betriebsgebundene Kosten (Wartungs- und Instandhaltungskosten) –, werden die durchschnittlichen Gesamtkosten berechnet. Diese werden über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren unter Berücksichtigung des Kalkulationszinsfußes und der jeweiligen Preissteigerungsrate kalkuliert. Die Nutzungsdauer und Installationskosten pro Jahr wurden laut ÖNORM EN 15459-1:2017 gewählt, sofern die Komponenten in dieser Norm enthalten sind. Für die Brennstoffzelle (15 Jahre) und das Photovoltaiksystem (25 Jahre) konnten diesbezüglich Richtwerte von Herstellern erhoben werden. Die herangezogenen Investitionskosten beruhen auf Listenpreisen marktrelevanter Hersteller sowie auf Angaben beziehungsweise Abschätzungen der Stakeholder aus der Industrie beziehungsweise deren Interessensvertretungen. Für die Energiepreise wurden österreichische beziehungsweise deutsche Energiepreise (Stand Juni 2021) herangezogen.

Für den ökonomischen Vergleich der Heizungssysteme wurden fünf verschiedene Szenarien entwickelt, welche unterschiedlichen Rahmenbedingungen darstellen:

- **Szenario 1:** Österreichisches Preisniveau
- **Szenario 2:** Japanische Investitionskosten
- **Szenario 3:** Deutsche Energiepreise
- **Szenario 4:** Deutsche Energiepreise plus Investitionsförderung
- **Szenario 5:** Deutsche Energiepreise plus Investitionsförderung plus KWK Zuschlag

### **Identifizierte Erfolgsfaktoren**

Im internationalen Rahmen gibt es einige erfolgreiche Projekte, die zur Marktdurchdringung von stationären Brennstoffzellen-KWKs beigetragen haben. Zu nennen sind hier das japanische Projekt Ene-Farm, welches das weltweit größte und erfolgreichste Förderungsprojekt für kleine stationäre BSZ-KWK-Anlagen (= Ene-Farms) darstellt. Mit Ende 2020 konnten bereits etwa 380.000 Ene-Farms in japanischen Haushalten installiert werden (Ohira, 2021) und ermöglichen die Deckung von etwa 60 Prozent des Strombedarfs eines durchschnittlichen japanischen Haushalts (Japan LP Gas Association, 2021). Der große Erfolg des Projekts ist auf einer Reihe von Erfolgsfaktoren zurückzuführen:

- Etablierung von Markttransformationsprogrammen (inklusive erforderlicher Förderprogramme) – Stichwort: Etablierung eines ‚Level Playing Field‘
- Beiträge zu den Klima- und Energiepolitiken (Stichwort: CO<sub>2eq</sub>-Reduktionsmaßnahme)
- Produktverfügbarkeit, einfache Vertriebswege und Installation
- Produkteigenschaften sind auf die erforderlichen Bedarfsprofile abgestimmt

- Erhöhung der Resilienz – Einsatz als Notstromgenerator
- Marktdynamik beziehungsweise -volumen erzeugen verbesserte Produktqualitäten (Technologieentwicklung, Produktiterationen)

Auch in Europa gibt es Projekte, welche ursprünglich als Demonstrationsprojekte für die neue Technik konzipiert wurden und anschließend in Form größerer Projekte die Markteinführung unterstützen sollten. Die positiven Erfahrungen aus dem deutschen Callux-Projekt, bei dem zwischen 2008 und 2015 etwa 500 Systeme installiert wurden, führten zum ersten europäischen Demonstrationsprojekt ene.field. Im Rahmen dieses Projekts konnten über 1.000 Brennstoffzellen m-KWK-Anlagen in elf unterschiedlichen Ländern installiert werden. Das Nachfolgeprojekt PACE läuft noch bis 2021 und verfolgt das Ziel, mehr als 2.800 Brennstoffzellen m-KWK-Anlagen in den Markt zu bringen.

### **Ergebnisse der durchgeführten Modellierungen und Analysen**

Die Strategien in Europa und Österreich hinsichtlich Wasserstoff als Energieträger und Brennstoffzellen unterscheiden sich wesentlich von jenen in Japan. So soll in Österreich bis 2050 die Klimaneutralität und bis 2030 eine Reduktion der Treibhausgas um 55 Prozent erzielt werden. In Japan hingegen sind m-KWK Anlagen ungeachtet des verwendeten Energieträgers eine anerkannte Klimaschutztechnologie, obwohl Treibhausgaseinsparungen lediglich durch den Einsatz von Grüngas und grünem Wasserstoff erzielt werden können. Der Einsatz dieser Gase ist jedoch im österreichischen Gebäudesektor nicht vorgesehen und der Fokus liegt hier auf Wärmepumpen, biogenen Systemen und dekarbonisierten Fernwärme- und Nahwärmesystemen. Darüber hinaus sind die Ene-Farm-Systeme auf die japanischen Bedarfsprofile abgestimmt, wobei im Gegensatz zu Österreich (Heizwärmebedarf) die Warmwasserversorgung den zentralen Auslegeparameter darstellt. Zusätzlich fungieren Brennstoffzellen in Japan aufgrund der Häufigkeit von Umweltkatastrophen als Notstromaggregate und erhöhen so die Akzeptanz. Diese Funktion spielt in Österreich jedoch nur eine untergeordnete Rolle. Auch besteht in Österreich keine Förderung von Brennstoffzellen-Systemen; im europäischen Raum hat lediglich Deutschland ein Förderprogramm (KfW433 Programm).

Die modellierten Wirtschaftlichkeitsvergleiche ergeben darüber hinaus, dass ein ökonomisch sinnvoller Betrieb von stationären Brennstoffzellen unter den aktuellen Rahmenbedingungen in Österreich nicht möglich ist. Eine Kostenparität zu Vergleichssystemen konnte lediglich in zwei Fällen erzielt werden (Kostenparität zur Wärmepumpe unter Heranziehen der deutschen Energiepreise im sanierten Mehrfamilienhaus und Kostenparität zum Brennwertkessel bei zusätzlicher Verwendung des deutschen KfW-Förderprogramms). Im Falle des Hotels konnte trotz des hohen Leistungsbedarfs keine Kostenparität erzielt werden, da der Bedarf so groß ist, dass drei Brennstoffzellen-Systeme benötigt werden. Aufgrund der hohen Investitionskosten ist die Installation stationärer Brennstoffzellen in diesem Anwendungsfall nicht sinnvoll. In Zukunft ist jedoch davon auszugehen, dass Brennstoffzellen am Markt günstiger werden. Auch im Einfamilienhaus kann keine Kostenparität erzielt werden, was auf den geringen Leistungsbedarf zurückzuführen ist. In Hinblick auf die Energiepreise kann mit dem österreichischen Preisniveau keine Kostenparität zu den Vergleichssystemen erreicht werden. Eine gute Wirtschaftlichkeit ist aufgrund der hohen Energieverbräuche daher lediglich in großen Anwendungen, wie beispielsweise klimaneutralen Quartieren und Energiegemeinschaften gegeben.

## 3.2. Arbeitspaket: Analyse europäischer Richtlinien und Rahmenbedingungen

Im Verlauf der letzten Jahre kam es zu Aktualisierungen und Erweiterungen von Gesetzgebungen in vielen Bereichen der Energieversorgung. Insbesondere die Einigung auf das Paket "Saubere Energie für alle Europäer" (European Commission, 2019), mit dem die EU ihren energiepolitischen Rahmen in Richtung des Übergangs von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energien angepasst hat, führte zur Überarbeitung wesentlicher Rechtsakte:

- Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden ((EU) 2018/844)
- Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2018/2001/EU)
- Energieeffizienz-Richtlinie ((EU) 2018/2002)
- Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt (((EU) 2019/943)
- Richtlinie mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt ((EU) 2019/944)
- Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt ((EU) 2009/73/EC)

Ziel dieses Arbeitspakets ist daher die Beantwortung der Frage, ob die Überarbeitung des Rechtsrahmens zu einer Veränderung der Chancen und Hindernisse für stationäre Brennstoffzellen geführt hat. Zudem wird untersucht, welche Rolle stationäre Brennstoffzellen in den relevanten EU-Strategien spielen und ob die Gesetze in ihrer aktuellen Fassung die Ambitionen der EU-Strategien widerspiegeln. Die sich im Gesetzwerdungsprozess befindlichen Vorkehrungen für den Erdgas-Binnenmarkt und deren Auswirkungen für die zukünftige Marktimplementierung von Brennstoffzellen werden ebenfalls analysiert. Aufgrund des steigenden Interesses an Wasserstoff als Energieträger und Wasserstofftechnologien werden darüber hinaus Strategien zu diesen Themen entwickelt, die im Verlauf ebenfalls untersucht werden.

### Ergebnisse der durchgeführten Analysen

Stationäre Brennstoffzellen werden in der europäischen Wasserstoffstrategie nicht erwähnt, jedoch indirekt behandelt. So ist die Einrichtung von lokalen Wasserstoff-Clustern „Hydrogen Valleys“ vorgesehen, in denen lokal erzeugter Wasserstoff direkt in der Region genutzt wird. Neben den bekannten Anwendungsfällen in der Industrie und im Schwerlastverkehr könnte Wasserstoff in diesen „Valleys“ auch für die Bereitstellung von Wärme für den Gebäudesektor verwendet werden. Ähnlich wie in der Wasserstoffstrategie, fehlt in der „Energy System Integration Strategy“ die Rolle, die stationäre Brennstoffzellen in einem integrierten Energiesystem spielen können. Die Ambitionen für die saisonale Speicherung von Wasserstoff sind enthalten, aber die Rückverstromung wird nicht erwähnt. Dies stellt ein großes Ungleichgewicht dar, das zu Problemen führen kann, wenn stationäre Brennstoffzellen mangels eines unterstützenden politischen Rahmens nicht in angemessenem Tempo entwickelt werden können.

Relevante Verordnungen des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ wurde ebenfalls untersucht und deren Auswirkungen auf Brennstoffzellensysteme analysiert:

In der „**labelling and eco-design regulation**“ sind Brennstoffzellen-KWK-Systeme enthalten. Aufgrund ihrer hohen Effizienz gehören diese Systeme zur höchsten Energieklasse A+++ und könnten daher in Zukunft an Marktrelevanz gewinnen.

Die „**Energy Performance of Building Directive**“ erwähnt Brennstoffzellen lediglich indirekt, da KWK-Systeme als hocheffiziente alternative Systeme betrachtet werden. Es ist davon auszugehen, dass

aufgrund der immer strengeren Vorschriften für die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden Brennstoffzellen-KWK-Systeme in Zukunft mehr an Bedeutung gewinnen werden.

Im Hinblick auf die Verordnung „**Internal Market for Electricity**“ können stationäre Brennstoffzellen, die als KWK-Anlagen betrieben werden, als hocheffiziente KWK-Systeme betrachtet werden. Aus diesem Grund müssen sie im Elektrizitätssystem vorrangig behandelt werden. Allerdings gibt es keine Gleichbehandlung mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, da letztere noch stärker bevorzugt wird.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass stationäre Brennstoffzellen im Rahmen der EU-Strategien sowie verschiedener Richtlinien und Verordnungen derzeit nur eine untergeordnete Rolle spielen, obwohl sie ein großes Potenzial für die Erreichung der Klimaziele der EU haben.

Zu den Hindernissen gehören die derzeit höheren CAPEX und OPEX für stationäre Brennstoffzellen im Vergleich zu konkurrierenden – weniger umweltfreundlichen – Technologien. Auf der Grundlage der durchgeführten Analyse kann der Schluss gezogen werden, dass die gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht ausreichen, um eine erfolgreiche Marktdurchdringung zu erreichen. Es wird empfohlen, dieser Technologie in den EU-Strategien mehr Bedeutung beizumessen und gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, um die Lücke zwischen ersten vorkommerziellen Anwendungen (in geringen Mengen) und vollständigen kommerziellen Anwendungen zu schließen. Das japanische Ene-Field kann als positives Beispiel für diese Anregung genannt werden.

### **3.3. Arbeitspaket: Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries**

Ein weiteres Arbeitspaket hat sich im Zuge einer Initiative des IEA AFC ExCo ergeben. Im Rahmen des Annex 33 wurde unter Mitwirkung der Österreichischen Energieagentur das Proposal: „**Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries**“ von Seiten der ENEA eingereicht.

Dieses verfolgt das Ziel, einen Überblick über den derzeitigen Status von Regulierungen, Normen und Standards in Hinblick auf mikro-/mini Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen zu liefern, eine detaillierte Analyse über die IEC 62282-3-100/300/400 durchzuführen sowie die regulativen Barrieren für den wirtschaftlichen Einsatz von Brennstoffzellen m-KWK Anlagen zu identifizieren. Dazu wurden ein Fragebogen erarbeitet und wirtschaftliche Analysen in Bezug auf stationäre Brennstoffzellen-m-KWK Anlagen in den teilnehmenden Ländern durchgeführt.

#### **Ergebnisse der durchgeführten Analysen**

Das Fehlen gemeinsamer rechtlicher Rahmenbedingungen stellt ein Hindernis für Brennstoffzellensysteme dar. Der kritische Punkt bei den derzeitigen Vorschriften ist die unspezifische Darstellung von Brennstoffzellentechnologien, die im Allgemeinen unter den Rechtsrahmen für Gasgeräte oder konventionelle KWK-Geräte fallen.

Die IEC 62282-3 wird in der Europäischen Union lediglich auf freiwilliger Basis angewendet und wird durch obligatorische Vorschriften, Codes und Normen auf nationaler Ebene verdrängt. Nichtsdestotrotz kann die IEC 62282-3-Reihe eine gute Option für eine künftige Regelung darstellen. In Japan wurde die IEC 62282-3-Reihe als Grundlage für den Zertifizierungsprozess übernommen und regulatorische Hindernisse für die Installation wurden dadurch vereinfacht. Eine CE-Kennzeichnung

könnte eine Standardisierung in Europa implementieren. Des Weiteren würde es bei einer Senkung der Kosten (CAPEX) zu einer Steigerung des Absatzes und einer stärkeren Verbreitung der Brennstoffzelle kommen.

# 4 Ausgangslage

Die Internationale Energieagentur hat seit 1990 mit der Gründung des “Implementing Agreement on Advanced Fuel Cells (nunmehr Technology Collaboration Programme on Advanced Fuel Cells)” einen Forschungsschwerpunkt bei Brennstoffzellen-Systemen. Österreich trat diesem Programm 2004 bei.

Nationale wie internationale Forschung, Institutionen, Hersteller und Energieversorger trugen in den letzten Jahren maßgeblich zur Weiterentwicklung der Brennstoffzelle bei. Ziel war und ist: Die serienreife, emissionsarme Brennstoffzelle – flexibel kombinierbar zu hocheffizienten, dezentralen Energiesystemen – am Markt zu etablieren.

Die generelle Fortführung des Technology Collaboration Programme wurde von der Internationalen Energieagentur 2018 bis 2024 bewilligt. Die Hauptziele liegen in der Technologieentwicklung von Schlüsselkomponenten und -systemen von Brennstoffzellen und in weiterer Folge in der Unterstützung bei der Marktimplementierung durch die Analyse und Entwicklung der hierfür erforderlichen politischen Rahmenbedingungen beziehungsweise Instrumente und den Abbau existierender Implementierungsbarrieren.

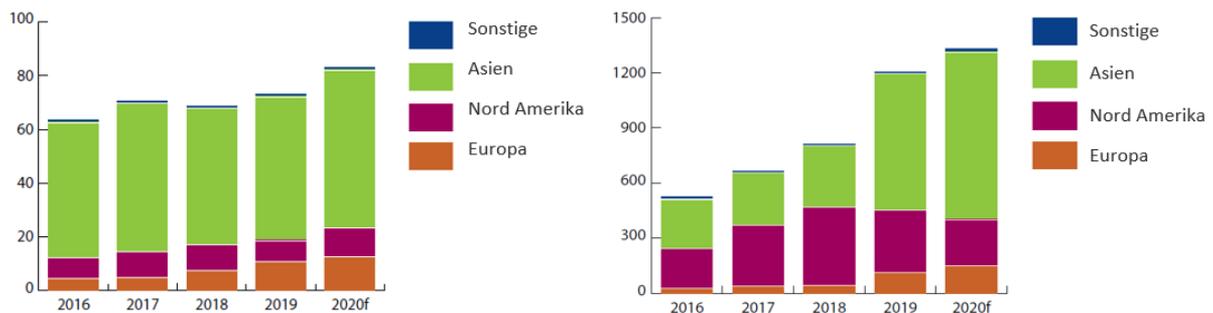
Generell bestehen für die Brennstoffzellentechnologie drei Anwendungsbereiche – portable, stationäre und mobile Anwendung. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Spezifizierung, Leistungsgrößen und den Brennstoffzellentyp und zeigt Beispiele der verschiedenen Anwendungsbereiche.

Tabelle 1: Typische Anwendungen und Spezifikationen von Brennstoffzellen (E4tech, 2019)

	Portable Anwendungen	Stationäre Anwendungen	Mobile Anwendungen
<b>Spezifizierung</b>	Tragbare Kleingeräte (inklusive kleine APUs – Auxiliary Power Units )	Ortsfeste Anlagen zur Strom- (und Wärme-)Erzeugung	Antriebssystem für Fahrzeuge (bzw. Reichweitenverlängerung)
<b>Typische Leistungsgröße</b>	1 W bis 20 kW	0,5 kW bis 2 MW	1 kW bis 300 kW
<b>Technologie</b>	Polymerelektrolyt- (PEMFC), Direktmethanol- (DMFC) und Festoxidbrennstoffzelle (SOFC)	Schmelzkarbonat- (MCFC), Phosphorsäure- (PAFC), Alkalische Brennstoffzelle (AFC), PEMFC und SOFC	PEMFC, DMFC, SOFC
<b>Anwendungsbeispiele</b>	Campingbereich, diverse elektronische Geräte, diverse militärische Anwendungen	Größere KWK-Anlagen, (m)-KWK-Anlagen, Unterbrechungsfreie Stromversorgungs- (USV) Systeme, größere stationäre APUs	LKWs, PKWs, Busse, Züge, Schiffe, diverse Sonderbeziehungsweise Spezialfahrzeuge

In den letzten Jahren konnte weltweit eine steigende Anzahl installierter Brennstoffzellen in den verschiedenen Anwendungen verzeichnet werden. Hinsichtlich der installierten Anzahl von Brennstoffzellen machen stationäre Anwendungen den Hauptanteil aus, gefolgt vom Transportsektor. Betrachtet man die Leistung überwiegen hingegen Anwendungen im Transportsektor (aufgrund der größeren installierten Leistungen). Bezüglich der Technologie sind Polymerelektrolytbrennstoffzellen- (PEMFC)- und Festoxidbrennstoffzellen- (SOFC)-Geräte vorherrschend. Abbildung 1 zeigt die weltweit steigende Anzahl an Anlagen nach Regionen.

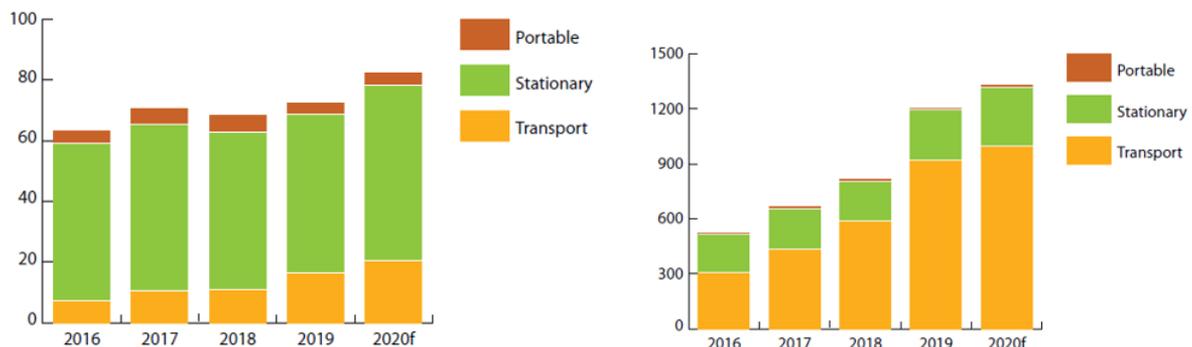
Abbildung 1: Anzahl der weltweit installierten Anlagen  
 Links: Stückzahlen in 1.000, rechts: installierte Leistungen in Megawatt (MW) (E4tech, 2019)



Es ist ersichtlich, dass die Anzahl der weltweiten Anlagen steigend ist. Dabei sind die asiatischen Länder (insbesondere Japan) führend bei der Anzahl der Anlagen und der installierten Leistungen. Europa hat in den letzten Jahren zu Nordamerika aufgeschlossen.

In Abbildung 2 ist die weltweite Entwicklung der Brennstoffzelle differenziert nach den verschiedenen Applikationen ersichtlich.

Abbildung 2: Weltweite Entwicklungen differenziert nach Applikationen  
 Links: Stückzahlen in 1.000, rechts: installierte Leistungen in MW (E4tech, 2019)

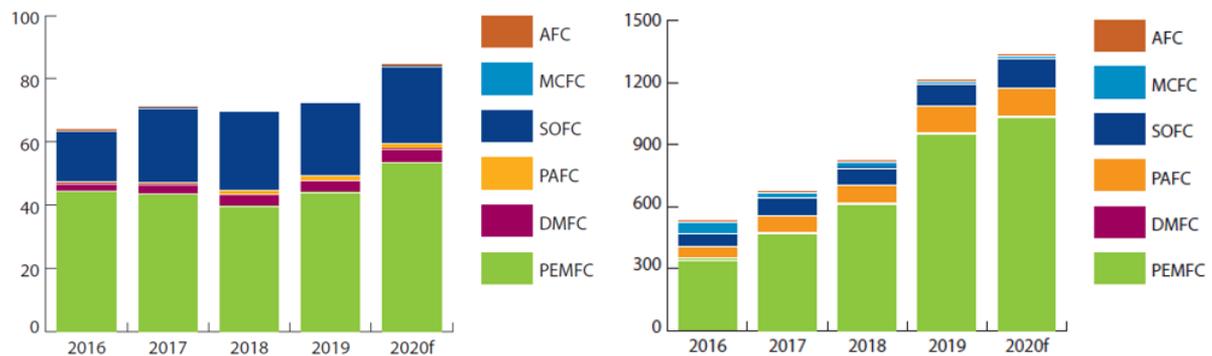


Bei der Anzahl an installierten Anlagen (links) liegen die stationären Applikationen voran; aufgrund der m-KWK Anlagen Demonstrationsanlagen (insbesondere ist dabei auf das japanische Ene-Farm Projekt zu verweisen). Bei den installierten Leistungen überwiegen die mobilen Anwendungen wie PKWs, LKWs und Busse (rechts). Mobile Anwendungen weisen durchschnittlich größere Leistungen auf als stationäre Systeme.

In Abbildung 3 sind die weltweiten Marktentwicklungen differenziert nach Brennstoffzellentyp veranschaulicht.

Abbildung 3: Weltweite Marktentwicklung von Brennstoffzellen differenziert nach Brennstoffzellentyp

Links: Stückzahlen in 1.000, rechts: installierte Leistung in MW (E4tech, 2019)



In den beiden Diagrammen ist ersichtlich, dass PEMFC- und SOFC-Anlagen am Markt vorherrschend sind und das „core element“ im Technologieportfolio von Brennstoffzellen abbilden. Weiters ist ersichtlich, dass circa 80 Prozent der installierten Leistungen (rechts) auf der PEMFC-Technologie basiert.

### Stationäre m-KWK Brennstoffzellen-Programme

Japan kann auf eine klare Gesamt- und auf Teilstrategien für die Realisierung einer „Hydrogen Society“ verweisen. In allen Sektoren wurden Förderprogramme etabliert. Dies gilt auch für Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (m-KWK) im Gebäudebereich.

In einem ersten Demonstrationsprojekt wurden in den Jahren 2005 bis 2008 3.000 Brennstoffzellen-mikro-KWK-Anlagen installiert. Darauf aufbauend startete mit dem Ene-Farm Projekt<sup>1</sup> im Jahr 2009 das weltweit größte und erfolgreichste Förderungsprojekt für kleine stationäre Brennstoffzellen in Wohngebäuden. Durch ein degressives Fördermodell gelang es im Zuge des Projekts, eine effektive Marktförderung und in weiterer Folge eine erhebliche Kostenreduktion zu erzielen. Im Jahr 2021 konnten bereits über 400.000 Ene-Farm Anlagen in japanischen Haushalten installiert werden. Ausschlaggebend für die starke Verbreitung dieser Systeme sind mehrere Erfolgsfaktoren, die in Kapitel 5.2.1 (Arbeitspaket 3 „Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts“) näher erläutert werden. In Abbildung 4 sind die verkauften Ene-Farm-Systeme ab dem Jahr 2009 bis 2021 dargestellt.

<sup>1</sup> EneFarm steht für Energy Farming.

Abbildung 4: Anzahl an verkauften Ene-Farm-Systemen (Japan LP Gas Association, 2021)

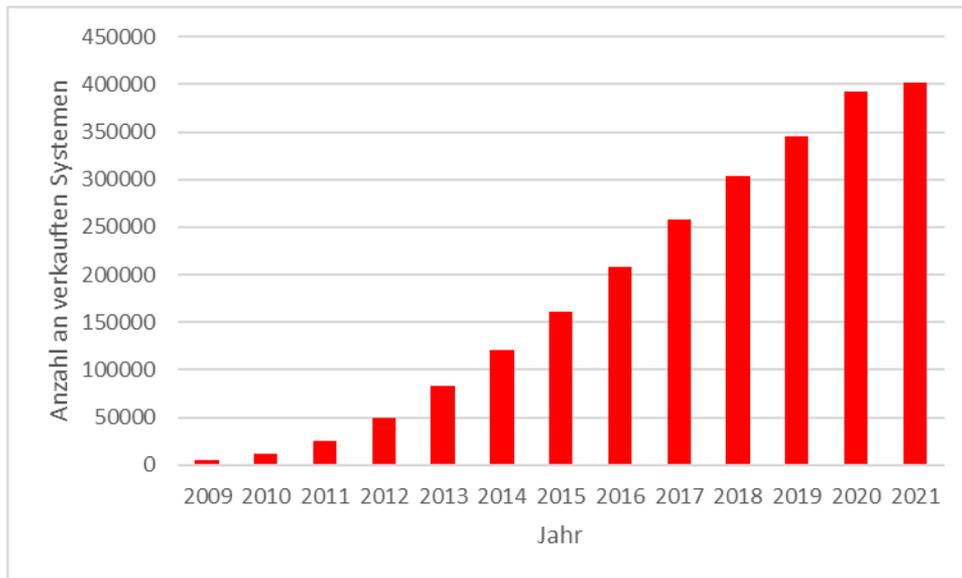


Tabelle 2 zeigt die Spezifikationen von Ene-Farm Systemen von drei japanischen Herstellern.

Tabelle 2: Hersteller von Ene-Farm-Systemen inklusive Spezifikationen

Hersteller	Produkt	Typ	Elektrische Leistung [kW]	Elektrischer Wirkungsgrad [%]	Gesamt-Wirkungsgrad [%]
Panasonic	Ene-Farm	PEMFC	0,7	40	97
AISIN	Ene-Farm	SOFC	0,7	55	87
Kyocera	Ene-Farm	SOFC	0,4	47	80

In Europa ist im Bereich der stationären Brennstoffzellen das Projekt PACE, Callux und ene.field zu nennen. Die positiven Erfahrungen aus dem deutschen Callux-Projekt, bei dem zwischen 2008 und 2015 etwa 500 Systeme installiert wurden, führten zum ersten europäischen Demonstrationsprojekt ene.field. Im Rahmen dieses Projekts konnten über 1.000 Brennstoffzellen m-KWK-Anlagen in elf unterschiedlichen Ländern installiert werden. Das Nachfolgeprojekt PACE lief bis 2021 und verfolgte das Ziel, mehr als 2.800 Brennstoffzellen m-KWK-Anlagen in den Markt zu bringen.

In Europa kann alleinig Deutschland auf ein größeres Brennstoffzellenprogramm verweisen. Das KfW 433 Programm der Kreditanstalt für Wiederaufbau fördert den Einbau von stationären Brennstoffzellensystemen mit einer elektrischen Leistung von 0,25 bis 5,0 Kilowatt (kW) in bestehenden Wohn- und Nichtwohngebäuden (Kreditinstitut für Wiederaufbau, 2020). Bis zum Jahr 2021 wurden durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) im Zuge dieser Programmlinie über 15.000 Anlagen finanziert.

# 5 Projektinhalt

Zu Beginn dieses Kapitels wird das TCP „Advanced Fuel Cells“ vorgestellt und seine Struktur sowie die Rolle Österreichs in den einzelnen Annexen und Subtasks erläutert. In weiterer Folge werden die Projektziele im Zuge einer Darstellung der Arbeitspakete sowie die verwendete Methodik und Vorgehensweise bei der Beantwortung der Fragestellungen präsentiert.

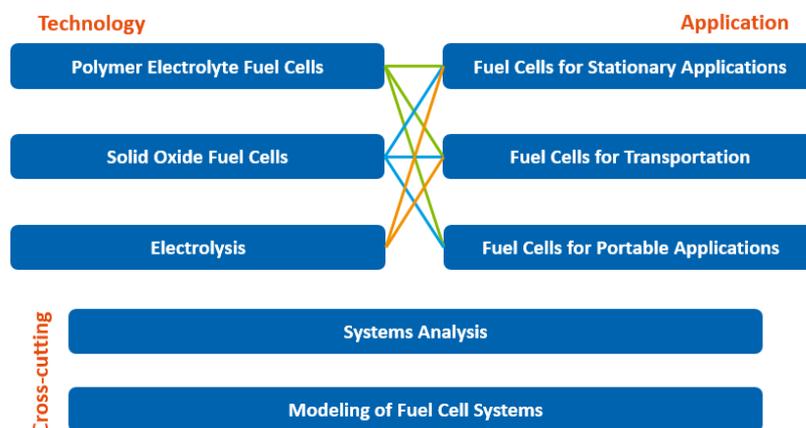
## 5.1. Technology Collaboration Programme on Advanced Fuel Cells

Wie bereits im vorherigen Kapitel erläutert, gliedert sich das „Technology Collaboration Programme on Advanced Fuel Cells“ in acht Annexe, wobei die Österreichische Energieagentur am Annex 33 (Stationäre Applikationen) mitarbeitet. Weitere Mitglieder des TCP AFC sind neben Österreich:

Kanada, China, Kroatien, Dänemark, Frankreich, Deutschland, Israel, Italien, Japan, Spanien, Schweden, Schweiz, USA sowie ein Sponsor „VTT Technical Research Centre of Finland“.

In Abbildung 5 ist die Gliederung des AFC TCP dargestellt. Das Programm gliedert sich in acht Annexe, wovon drei technologie- und drei applikationsorientiert sind.

Abbildung 5: Annexstruktur (International Energy Agency, 2022)



Der Annex 33 bearbeitet folgende Fragestellungen:

- Anwendung von kleineren Brennstoffzellen-Systemen in Gebäuden (unter Einbeziehung der ökonomischen Wettbewerbsfähigkeit)
- Analyse der zum Einsatz kommenden Brennstoffe (inklusive Power-to-gas, renewables-to-fuel cells, Biogas et cetera)
- Analyse der regulativen Rahmenbedingungen
- Analyse der Technologieentwicklungen und möglicher Märkte, die sich für den Einsatz von Brennstoffzellen besonders anbieten (siehe Spitäler, Banken, Lagerhäuser, Supermärkte et cetera)

Um die Inhalte möglichst effizient abzuarbeiten, wurden die folgenden vier Subtasks im Annex 33 eingerichtet:

- **Subtask 1:** (Kleinere) Brennstoffzellen für den Einsatz in Wohngebäuden
- **Subtask 2:** Verschiedene Brennstoffe für stationäre Brennstoffzellen
- **Subtask 3:** Chancen und/oder Risiken für Brennstoffzellen durch relevante europäische Richtlinien und durch andere internationale Rahmenbedingungen
- **Subtask 4:** Große Brennstoffzellenanlagen und Entwicklung der Schmelzkarbonat-Brennstoffzellen- (MCFC) Technologie

Die Österreichische Energieagentur arbeitet an allen Subtasks mit und leitet Subtask 3.

## 5.2. Projektziele und Methodik

Um die Projektaktivität sowie die Ziele des Projekts besser zu veranschaulichen, wurden Arbeitspakete erstellt. Im Folgenden werden diese Arbeitspakete inhaltlich näher ausgeführt:

### 5.2.1. Arbeitspaket „Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts“

In diesem Arbeitspaket soll, basierend auf den Erfahrungen aus internationalen Demonstrationsprojekten wie dem japanischen Ene-Farm Projekt, ein nationales Projekt konzipiert werden. In diesem Zusammenhang wurden Erfolgsfaktoren analysiert und auf die österreichischen Spezifika umgelegt respektive um zusätzliche Erfolgsfaktoren für ein österreichisches Demonstrationsprojekt unter Einbindung der zentralen österreichischen Akteure:innen erweitert. Außerdem werden österreichische/europäischer Hersteller:innen/Produzent:innen von Brennstoffzellen-Anlagen unter Berücksichtigung ihrer relevanten Produktlinien und Spezifika für ein nationales Demonstrationsprojekt identifiziert. In weiterer Folge werden typische Anwendungsfälle konzipiert, die ein hohes Replikationspotenzial für den Einsatz von Brennstoffzellen in Österreich vorweisen. Im Falle eines wirtschaftlichen Einsatzes werden „business-models“ für Endkunden eines derartigen Demonstrationsprojekts unter Berücksichtigung unterschiedlicher Förderungsmodelle analysiert. Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurde eine Stakeholder Gruppe eingerichtet. Die Mitglieder dieser „Advisory-Group“ sind Herstellende und Produzierende von Brennstoffzellenanlagen sowie politische Entscheidungsträger:innen. Die Ergebnisse wurden periodisch mit dieser Stakeholder-Gruppe diskutiert und die weitere Vorgangsweise abgestimmt.

#### Identifizierte Erfolgsfaktoren des japanischen Ene-Farm Projekts

Wie bereits im vorherigen Kapitel vorgestellt, kann das japanische Ene-Farm Projekt beispielgebend für ein erfolgreiches Demonstrationsprojekt angeführt werden. Im Rahmen des Projekts wurden Erfolgsfaktoren dieses Projekts identifiziert, die entscheidend für das gute Gelingen des Projekts beigetragen haben. Diese sind:

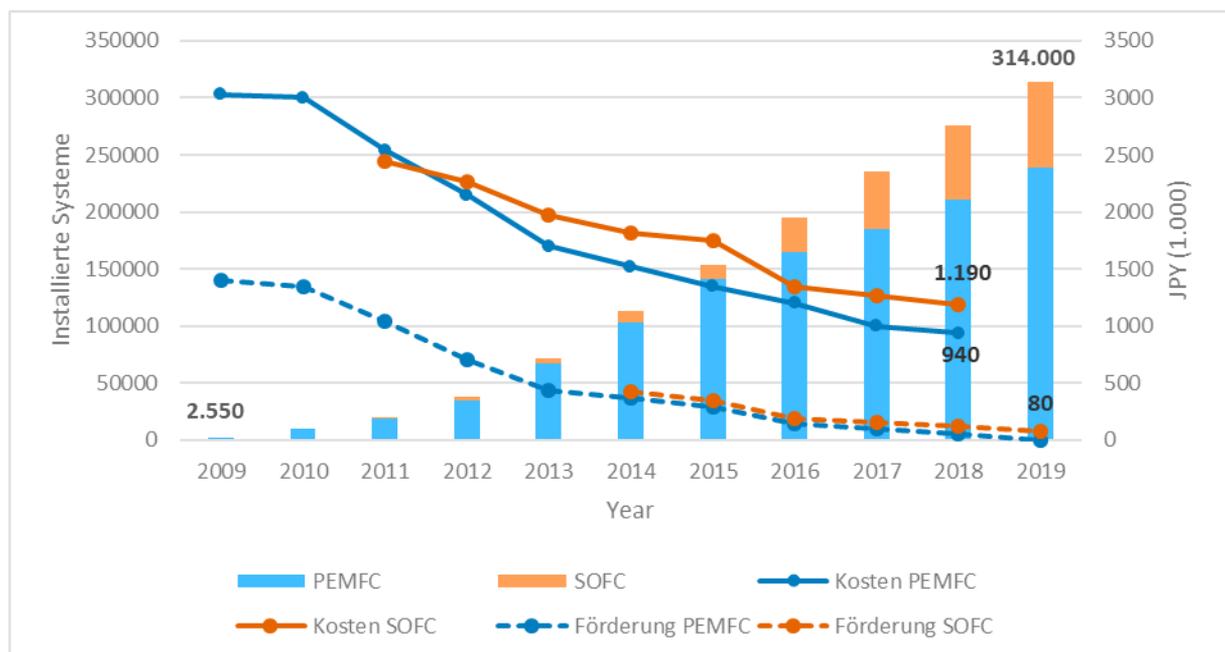
#### **Erfolgsfaktor: Etablierung von Markttransformationsprogrammen (inklusive erforderlicher Förderprogramme) – Stichwort: Etablierung eines ‚Level Playing Field‘**

Das Ene-Farm Projekt basiert auf einer Investitionsförderung der japanischen Regierung. Dafür wurden drei Preisniveaus festgelegt: Basispreis, Zielpreis und maximaler Preis. Die Zielpreise sind die von der Regierung festgelegten 800.000 Yen für PEMFC- und eine Million Yen für SOFC-Systeme. Der Basispreis repräsentierte die im jeweiligen Jahr aktuellen Preise für Ene-Farm Systeme und wurde für jedes weitere Jahr reduziert. Die Höhe der Förderung ergab sich aus der Differenz zwischen

Basispreis und Zielpreis. Liegen die tatsächlichen Kosten für das System oberhalb des Basispreises, wird die Förderung halbiert. Für Kosten über dem maximalen Preis gibt es keine Förderung. Ziel dieser Regelung war es, eine Wettbewerbssituation für die m-KWK Systeme zu schaffen. Zusätzliche Förderungen gab es für Ene-Farm Systeme, die in bestehende Gebäude, in Wohnungen und in Gebieten in einer kalten Klimazone installiert wurden (Arias, 2019).

Eine Übersicht des Förderprogramms über Verkaufszahlen, Preise und Förderungen finden sich ausgewertet bis zum Jahr 2019 in Abbildung 6. Während im ersten Jahr nur knapp 2.500 Systeme installiert wurden und die Kosten für ein System noch bei etwa 300.000 Yen lagen, wovon fast 50 Prozent gefördert wurden, erhöhten sich die Absatzzahlen in den folgenden Jahren beträchtlich. Damit einher ging eine Kostenreduktion der Systeme, die jährliche Förderhöhe konnte erheblich reduziert werden. Mit Ende 2020 erreichten PEMFC und SOFC Ene-Farm Systeme die anvisierten Zielwerte für einen selbsterhaltenden Markt und die Förderung für PEMFC Systeme wurde eingestellt (Ohira, 2021).

Abbildung 6: Entwicklung der Kosten, Förderung und Anzahl der installierten Systeme bis zum Jahr 2019 (Arias, 2019)



Die umfangreiche Förderung, welche vor allem zu Beginn des Projekts die hohen Investitionskosten der damals noch neuen Technologie abfedern konnte, ist ein wichtiger Kernpunkt des Ene-Farm Projekts. Das degressive Förderschema, bei dem die Förderhöhe jedes Jahr reduziert wurde und somit einen Kostenwettbewerb bei den Herstellern initiierte, hat zur Entwicklung eines selbsterhaltenden Massenmarktes beigetragen.

### Erfolgsfaktor: Beiträge zu den Klima- und Energiepolitiken

Fossile Energieträger decken in Japan ca. 80 Prozent der Stromerzeugung, während der Anteil in Österreich bei etwa 17 Prozent (ungeachtet der Importe) liegt. Dementsprechend unterscheiden sich die CO<sub>2eq</sub>-Intensitäten des Netzstroms in beiden Ländern deutlich (Umweltbundesamt, s.a.). Damit ist die Erzeugung von Strom aus Gas in einer Ene-Farm Anlage in Japan weniger CO<sub>2eq</sub>-intensiv als der

Bezug von Netzstrom und der Einbau einer Ene-Farm daher eine Maßnahme zur Emissionsreduktion (somit eine anerkannte Klimaschutzmaßnahme).

**Erfolgsfaktor: Produktverfügbarkeit, einfache Vertriebswege und Installation („One stop shop“):**

Der Vertrieb von Ene-Farm Systemen läuft über die japanischen Gasversorger. Die Gasversorger kümmern sich um die Installation, die Wartung der Geräte sowie die Energielieferverträge. Damit wird interessierten Endkunden ein attraktives Produktpaket angeboten.

**Erfolgsfaktor: Produkteigenschaften sind auf die erforderlichen Bedarfsprofile abgestimmt:**

Aufgrund der klimatischen Bedingungen ist der Energieeinsatz zur Raumheizung in Japan (12 Gigajoule (GJ) pro Jahr und Haushalt (Murakami, Levine, Yoshino, Inoue, & Ikaga, 2009)) deutlich geringer als in Österreich (51 GJ pro Jahr und Haushalt (Statistik Austria, 2021)). Der Wärmebedarf in Japan besteht daher hauptsächlich für die Warmwasserbereitstellung und die typischen Bedarfsprofile eignen sich besonders gut für den Einsatz einer Brennstoffzelle.

**Erfolgsfaktor: Marktdynamik beziehungsweise -volumen erzeugt verbesserte Produktqualitäten:**

Ein wichtiges politisches Ziel des Ene-farm Projekts ist die stetige Weiterentwicklung und Standardisierung der Brennstoffzellen-Technologie. Die hohen Absatzzahlen an Geräten ermöglichten die Realisierung einer neuen Produktgeneration alle zwei Jahre, welche Verbesserungen hinsichtlich der Effizienz, Haltbarkeit und der Kompaktheit brachte (Noboru Hashimoto, 2021).

**Erfolgsfaktor: Erhöhung der Resilienz – Einsatz als Notstromgenerator:**

Da die Gefahr für Stromausfälle durch Erdbeben oder sonstige Naturereignisse in Japan hoch ist, kann durch die Ene-Farm Systeme die Resilienz der Haushalte in Japan deutlich erhöht werden. Die Ene-Farm Systeme werden parallel zum Netz betrieben und können einen Notstrombetrieb aufrechterhalten. Dadurch wird die Nutzung von beispielsweise Elektrogeräten und der Beleuchtung auch bei einem Stromausfall ermöglicht. Zusätzlich wird auch weiterhin Wärme produziert, die der Warmwasserbereitung zur Verfügung steht.

Für die Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts wurden folgende weiteren

**Arbeitsschritte beziehungsweise Methoden durchgeführt:**

- Modellierung typischer Anwendungsfälle in Österreich
- Wirtschaftlichkeitsanalysen von Brennstoffzellen unter Berücksichtigung verschiedener Ausgangssituationen und Fördersysteme

Im Zuge des Projekts (siehe Kapitel 6.1) wurde analysiert, dass die Erfolgsfaktoren aufgrund gänzlich anderer Rahmenbedingungen in Österreich nicht repliziert werden können. Die Modellierungen als auch die Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigten, dass gänzlich andere technische, ökonomische und politische Rahmenbedingungen vorliegen, die eine Replikation des japanischen Ene-Farm Projekts nicht möglich machen.

Stattdessen wurden Überlegungen angestellt, in welchen Bereichen stationäre Brennstoffzellen in Österreich zum Einsatz kommen können (wie klimaneutrale Quartiere, Energiegemeinschaften).

## **Modellierung typischer Anwendungsfälle für m-KWK Anlagen in Österreich**

Um den Einsatz von m-KWK Anlagen in Österreich beurteilen zu können, wurden in Analogie zu den derzeitigen weltweiten Demonstrationsprojekten verschiedene Anwendungsfälle definiert, die ein hohes Replikationspotential für den Einsatz von Brennstoffzellen in Österreich aufweisen können. Es wurden drei Gebäudetypologien mit unterschiedlichen energetischen Gebäudestandards und Energiebereitstellungssystemen festgelegt. Dabei wurde analysiert, ob und welche Energiebereitstellungssysteme für die unterschiedlichen Gebäudetypologien und Gebäudestandards am besten geeignet sind. Die Modellierungen wurden in Kooperation mit dem AIT durchgeführt.

Folgende Anwendungsfälle wurden festgelegt:

### **Gebäudetypologien:**

- Einfamilienhaus (EFH)
- Mehrfamilienhaus (MFH)
- Hotel

### **Energetische Gebäudestandards:**

- Saniert nach Bauordnung
- Neubau
- Passivhaus

### **Energiebereitstellungssysteme:**

- Erdgasbefeuerteter Brennwertkessel (BWK)
- Wärmepumpen (WP)- und Photovoltaik-(PV) Anlage
- Brennstoffzellensystem (BSZ) in Kombination mit einem thermischen Backupsystem (Brennwertkessel, Wärmepumpe oder elektrischer Heizstab)

Die Dimensionierungen der Anlagenkomponenten unterscheiden sich hinsichtlich der Energiebereitstellungssysteme für die jeweiligen Gebäudetypologien und energetischen Gebäudestandards, während deren Funktion gleichbleibt.

In Tabelle 3 sind die wichtigsten Gebäude- und Modellierungsparameter ersichtlich (Heizwärmebedarf in Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr ( $\text{kWh/m}^2\text{a}$ ), Warmwasserwärmebedarf in  $\text{kWh/m}^2\text{a}$  sowie der Strombedarf in  $\text{kWh/m}^2\text{a}$ ). Die simulierte Brennstoffzelle ist angelehnt an die SOLIDpower Bluegen BG15 (SOFC), welche eine thermische Leistung von 0,85 kW und eine elektrische Leistung von 1,42 kW hat (SOLIDpower, s.a.). Die Wärmeabgabe erfolgt in allen Gebäudetypologien in den Gebäudestandards „Neubau“ und „Passivhaus“ über eine Fußbodenheizung und im Gebäudestandard „Saniert nach Bauordnung“ über Niedertemperaturheizkörper.

Tabelle 3: Relevante Parameter (Einfamilienhaus)

Parameter	Saniert nach Bauordnung	Neubau	Passivhaus
Heizwärmebedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	61,5	32,5	6,3
Warmwasserwärmebedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	30,9	30,6	30,6
Strombedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	28,4	28,5	29,3

Das Einfamilienhaus besitzt eine Nettogrundfläche von 171 Quadratmeter (m<sup>2</sup>), eine Charakteristische Länge von 1,3 Meter (m) und der Anteil an transparenter Fläche beträgt 11,9 Prozent. Bei den ersten Analysen zeigte sich, dass die SOLIDpower BG15 Brennstoffzelle für das Einfamilienhaus zu groß dimensioniert ist. Aus diesem Grund wurde eine Variantenstudie mit einer weiteren Brennstoffzelle – orientiert an der Viessmann Vitovolar PA2 – durchgeführt.

Analog zum Einfamilienhaus zeigt Tabelle 4 die relevantesten Parameter für das Mehrfamilienhaus.

Tabelle 4: Relevante Parameter (Mehrfamilienhaus)

Parameter	Saniert nach Bauordnung	Neubau	Passivhaus
Heizwärmebedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	71,32	40,71	14,52
Warmwasserwärmebedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	33,91	33,91	33,91
Strombedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	24,0	23,0	22,6

Das Mehrfamilienhaus besitzt eine Nettogrundfläche von 388 m<sup>2</sup>, eine charakteristische Länge von 1,4 m und der Anteil an transparenter Fläche beträgt 16,0 Prozent.

In Tabelle 5 sind alle relevanten Parameter für das Hotel aufgeführt. Aufgrund der erhöhten internen Wärmelasten werden die Energiebereitstellungssysteme um eine Kompressionskältemaschine erweitert.

Tabelle 5: Relevante Parameter (Hotel)

Parameter	Saniert nach Bauordnung	Neubau	Passivhaus
Heizwärmebedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	40,20	29,10	10,49
Kühlbedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	8,50	8,70	8,97
Warmwasserwärmebedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	42,30	42,32	42,32
Strombedarf [kWh/m <sup>2</sup> a]	24,00	24,05	24,30

Das Hotel besitzt eine Nettogrundfläche von 1.007 m<sup>2</sup>, eine Charakteristische Länge von 2,6 m und der Anteil an transparenter Fläche beträgt 16,0 Prozent. Außerdem werden aufgrund der erhöhten Energiebedarfe im Hotel drei SOLIDpower BG15 Brennstoffzellen simuliert.

Die Ergebnisse der Modellierung werden in Kapitel 6 präsentiert.

### **Wirtschaftlichkeitsanalysen von Brennstoffzellen unter Berücksichtigung verschiedener Ausgangssituationen und Fördersystemen**

Für die ökonomische Bewertung wurde die Annuitätenmethode nach ÖNORM M7140 beziehungsweise VDI 2067 herangezogen. Grundlage dieser Methode ist die Zinseszinsrechnung. Ausgehend von den auf einen bestimmten Zeitpunkt bezogenen Kosten (Barwert), die auf drei Kostengruppen aufgeteilt sind – kapitalgebundene Kosten (Investitions- und Installationskosten), verbrauchsgebundene Kosten (Energiekosten) und betriebsgebundene Kosten (Wartungs- und Instandhaltungskosten) –, werden die durchschnittlichen Gesamtkosten berechnet. Diese durchschnittlichen Gesamtkosten werden über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren unter Berücksichtigung des Kalkulationszinsfußes und der jeweiligen Preissteigerungsrate kalkuliert.

Die Nutzungsdauern und Installationskosten pro Jahr wurden laut ÖNORM EN 15459-1:2017 gewählt, sofern die Komponenten in dieser Norm enthalten sind. Für die Brennstoffzelle (15 Jahre) und das Photovoltaiksystem (25 Jahre) konnten diesbezüglich Richtwerte von Herstellern erhoben werden.

Die herangezogenen Investitionskosten beruhen auf Listenpreisen marktrelevanter Hersteller sowie auf Angaben beziehungsweise Abschätzungen der Stakeholder aus der Industrie beziehungsweise deren Interessensvertretungen. Für die betrachteten Szenarien wurden prinzipiell dieselben Investitionskosten für die Komponenten eingesetzt. Für jede Heizungsvariante wurden die Kosten für den Wärmeerzeuger, hydraulische Kleinteile, Pumpengruppen, Pufferspeicher, Warmwasserspeicher sowie die Montage berücksichtigt. Sofern Erdgas bezogen werden muss, wurden im Gebäudestandard Passivhaus und Neubau zusätzlich Investitionskosten für den Gas-Hausanschluss miteingerechnet. Die nachfolgenden Tabellen Tabelle 6, Tabelle 7 und Tabelle 8 zeigen die Investitionskosten aller relevanter Heizungskomponenten aller Gebäudetypologien und Gebäudestandards.

Tabelle 6: Investitionskosten Einfamilienhaus [€]

Komponente	Passivhaus	Neubau	Saniertes Gebäude
Gas-Brennwertsystem	7.100	9.700	9.700
Luft-Wasser Wärmepumpe	12.000	12.000	13.100
Luft-Wasser Wärmepumpe plus Photovoltaik	21.800	21.800	22.800
SOLIDpower Brennstoffzelle plus Gas-Brennwertkessel	34.500	37.100	37.100
SOLIDpower Brennstoffzelle plus Elektrischer Heizstab	29.900	32.500	32.500
Viessman Brennstoffzelle plus Gas-Brennwertkessel	29.500	32.100	32.100

Tabelle 7: Investitionskosten Mehrfamilienhaus [€]

Komponente	Passivhaus	Neubau	Saniertes Gebäude
Gas-Brennwertsystem	7.500	10.000	10.100
Wärmepumpe Luft-Wasser	15.300	18.900	25.100
Wärmepumpe Luft-Wasser plus Photovoltaik	41.200	31.300	34.900
SOLIDpower Brennstoffzelle plus Gas-Brennwertkessel	35.900	38.300	38.400
SOLIDPower Brennstoffzelle plus Wärmepumpe	0	46.000	0

Tabelle 8: Investitionskosten Hotel [€]

Komponente	Passivhaus	Neubau	Saniertes Gebäude
Gas-Brennwertsystem	7.500	10.000	10.100
Wärmepumpe Luft-Wasser	15.300	18.900	25.100
Wärmepumpe Luft-Wasser plus Photovoltaik	41.200	31.300	34.900

Die Analysen wurden in der ersten Jahreshälfte 2021 durchgeführt. Die Preisniveaus stellen somit die Situation aus dem Jahr 2021 dar (Preisniveau: Stand Juni 2021).

Für die Wirtschaftlichkeitsanalysen und die Etablierung eines österreichischen Fördersystems wurden fünf verschiedene Szenarien entwickelt:

**Szenario 1:** Österreichisches Preisniveau (Stand: Juni 2021)

Im ersten Szenario wurde die Wirtschaftlichkeit von m-KWK Anlagen basierend auf der österreichischen Preissituation untersucht. Da momentan keine Förderung für Brennstoffzellen in Österreich verfügbar ist, wurde in diesem Szenario auch keine berücksichtigt.

**Szenario 2:** Japanische Investitionskosten (basierend auf dem Ene-Farm Projekt)

Das zweite Szenario analysiert im Detail die Wirtschaftlichkeit von m-KWK Anlagen aufbauend auf Szenario 1 in Einfamilienhäusern. Als Investitionskosten wurden für jene Heizungssysteme, welche auf einer Brennstoffzelle basieren, die ermittelten Investitionskosten der japanischen Ene-Farm herangezogen. Die Kombination aus Brennstoffzelle und Gas-Brennwertkessel führt zu Investitionskosten von 8.000 €. Die Investitionskosten der Brennstoffzelle in Kombination mit einem elektrischen Heizstab wurden für dieses Szenario mit 7.000 € angesetzt.

**Szenario 3:** Deutsche Energiepreise (Stand: Juni 2021)

Das dritte Szenario bezieht sich wiederum auf alle untersuchten Gebäudetypen. In diesem Szenario wurden die deutschen Energiepreise herangezogen. Förderungen wurden in diesem Szenario noch keine berücksichtigt.

**Szenario 4:** Deutsche Energiepreise plus Investitionsförderung (Stand: Juni 2021)

Das vierte Szenario baut auf Szenario 3 auf und zieht zusätzlich zu den deutschen Energiepreisen eine Investitionsförderung hinzu. Hierfür wurde die Investitionsförderung nach KfW 433, welche in Deutschland bereits eingesetzt wird, den Investitionskosten gegengerechnet. In der KfW 433 Förderung werden Systeme bis 5 kW elektrisch gefördert.

**Szenario 5:** Deutsche Energiepreise plus Investitionsförderung plus KWK Zuschlag (Stand: Juni 2021)

Aufbauend auf das Szenario 4 wurde ein Kostenzuschlag laut dem deutschen KWK-Gesetz hinzugerechnet. Prinzipiell ist der KWK-Zuschlag in Deutschland nicht mit der Investitionsförderung nach KfW 433 kombinierbar, jedoch wurde in diesem Szenario trotzdem die Kombination der beiden Förderungen betrachtet. Der Aufschlag bezieht sich auf in KWKs erzeugten Strom. Zusätzlich zum Einspeisetarif werden 0,08 € für jede ins Netz gespeiste Kilowattstunde (kWh) Strom vergütet. Außerdem wird jede selbstverbrauchte kWh mit 0,04 € beaufschlagt. Die Förderdauer beträgt 30.000 Vollbenutzungsstunden, wodurch die Förderung in den ersten 6 Jahren bezogen werden kann.

Die Berechnungsergebnisse finden sich in Kapitel 6: Ergebnisse.

## **Klimafreundliche Quartierslösungen mit integrierten Energiekonzepten inklusive dezentraler Wasserstoffherzeugung**

Aufgrund der im Zuge der techno-ökonomischen Analysen erzielten Ergebnisse einer mangelhaften Eignung von stationären BSZ-Systemen in den modellierten Anwendungsbereichen – allem voran in kleineren Anwendungsfällen (siehe Kapitel 6) – erfolgte eine Recherche nach Konzepten, in denen Wasserstoff als zentraler Energieträger zum Einsatz kommt. Im Gegensatz zu Österreich befinden sich in Deutschland bereits mehrere klimafreundliche Quartierslösungen mit integrierten

Energiekonzepten inklusive dezentraler Wasserstoffherzeugung in Planung beziehungsweise wurden derartige Quartiere bereits erbaut.

In Kapitel 6.1.5 wird das dieser klimafreundlichen Quartiere zugrundeliegende Energieversorgungskonzept näher erläutert und anhand eines konkreten Beispiels dargestellt.

### **5.2.2. Arbeitspaket „Analyse europäischer Richtlinien und Rahmenbedingungen“**

Das vierte Arbeitspaket beschäftigte sich mit der Analyse europäischer Richtlinien und Rahmenbedingungen hinsichtlich Chancen und Risiken. Im Verlauf der letzten Jahre kam es zu Aktualisierungen und Erweiterungen von Gesetzgebungen in vielen Bereichen der Energieversorgung. Insbesondere die Einigung auf das Paket "Saubere Energie für alle Europäer" (European Commission, 2019), mit dem die EU ihren energiepolitischen Rahmen in Richtung des Übergangs von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energien angepasst hat, führte zur Überarbeitung wesentlicher Rechtsakte:

- Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden ((EU) 2018/844)
- Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2018/2001/EU)
- Energieeffizienz-Richtlinie ((EU) 2018/2002)
- Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt ((EU) 2019/943)
- Richtlinie mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt ((EU) 2019/944)
- Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt ((EU) 2009/73/EC)

Ziel dieses Arbeitspakets war es, ob die Überarbeitung des Rechtsrahmens zu einer Veränderung der Chancen und Hindernisse für stationäre Brennstoffzellen geführt haben. Außerdem wurde untersucht, welche Rolle stationäre Brennstoffzellen in den relevanten EU-Strategien spielen.

### **5.2.3. Arbeitspaket „Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries“**

In diesem Arbeitspaket wurden Untersuchungen zum Thema: „Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries“ in Kooperation mit Italien und Japan durchgeführt. Ziel war, einen Überblick über den derzeitigen Status von Regulierungen, Normen und Standards im Hinblick auf mikro-/mini Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen zu geben. Dazu wurden detaillierte Analysen der IEC Normen (IEC 62282-3-100/300/400) durchgeführt und es erfolgte die Identifizierung regulativer Barrieren für den wirtschaftlichen Einsatz von Brennstoffzellen m-KWK-Anlagen. Hierzu wurden unter anderem ein Fragebogen erarbeitet und wirtschaftliche Analysen in Bezug auf stationäre Brennstoffzellen m-KWK Anlagen in den teilnehmenden Ländern durchgeführt.

# 6 Ergebnisse

Im Zuge des Projekts wurde inhaltlich an drei Arbeitspaketen gearbeitet:

- Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts
- Analyse europäischer Richtlinien und Rahmenbedingungen
- Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries

Inhaltlich stand die Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts basierend auf internationalen Erfahrungen im Vordergrund. Hinsichtlich der Zusammenarbeit im Annex wurde eine Analyse der europäischen Richtlinien und Rahmenbedingungen bezüglich etwaiger Implementierungsbarrieren durchgeführt. Im Zuge des Projekts ergab sich auch die Möglichkeit einer internationalen Zusammenarbeit mit Italien und Japan. Es wurde die Implementierung von neuen ISO Normen untersucht und die Anwendung dieser Normen in den verschiedenen Ländern verglichen.

## 6.1. Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts

Im Zuge dieses Arbeitspakets wurden Erfolgsfaktoren basierend auf der internationalen Zusammenarbeit im Annex 33 identifiziert. Weiters wurden für Österreich mögliche Anwendungsfälle für m-KWK Anlagen in Gebäuden präzisiert. Mittels mehrerer Szenarien wurde die Wirtschaftlichkeit von m-KWK-Anlagen im Vergleich zu Konkurrenzsystemen berechnet. Die verschiedenen Szenarien deckten dabei unterschiedliche Ausgangssituationen und mögliche Fördersysteme ab, um letztendlich Rahmenbedingungen für den Einsatz von m-KWK Anlagen in Österreich identifizieren zu können.

Nachdem in Österreich allerdings gänzlich andere Rahmenbedingungen vorliegen, konnte ein Demonstrationsprojekt nicht konzipiert werden. Die Modellierungsergebnisse als auch die Wirtschaftlichkeitsanalysen (unter Berücksichtigung unterschiedlicher Szenarien) zeigten keine Vorteile für den Einsatz von m-KWK Anlagen im Vergleich zu Konkurrenzsystemen.

Stattdessen wurden Überlegungen angestellt, in welchen Bereichen stationäre Brennstoffzellen zukünftig in Österreich zum Einsatz kommen können (wie klimaneutrale Quartiere, Energiegemeinschaften).

### 6.1.1. Modellierung möglicher Anwendungsfälle in Österreich

Es wurden die folgenden drei Anwendungsfälle untersucht (siehe hierzu auch Kapitel 5.2.1):

- Einfamilienhaus (EFH)
- Mehrfamilienhaus (MFH)
- Hotel

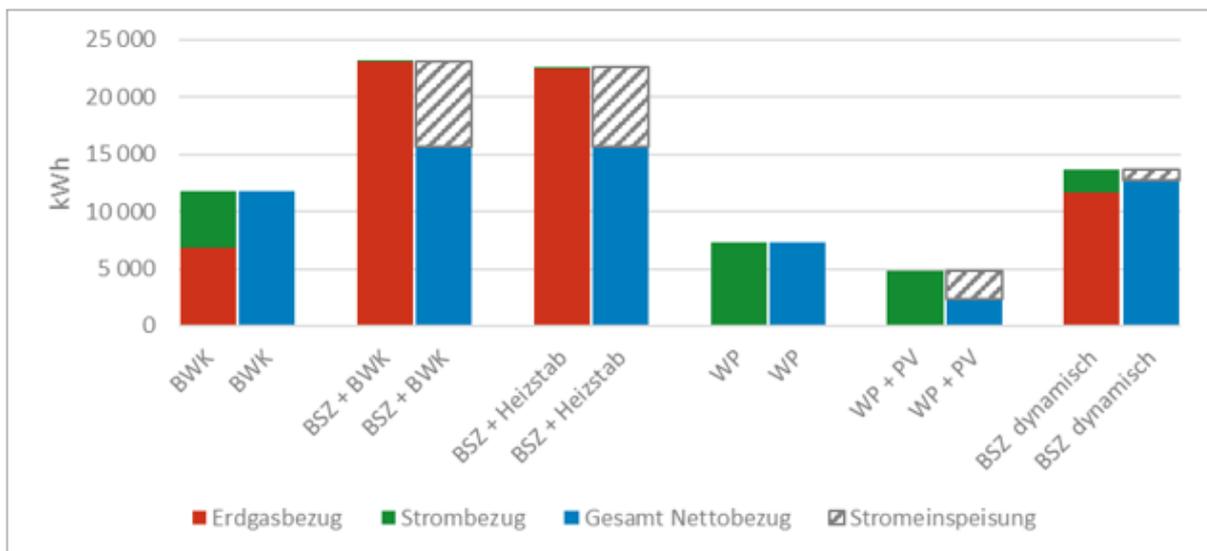
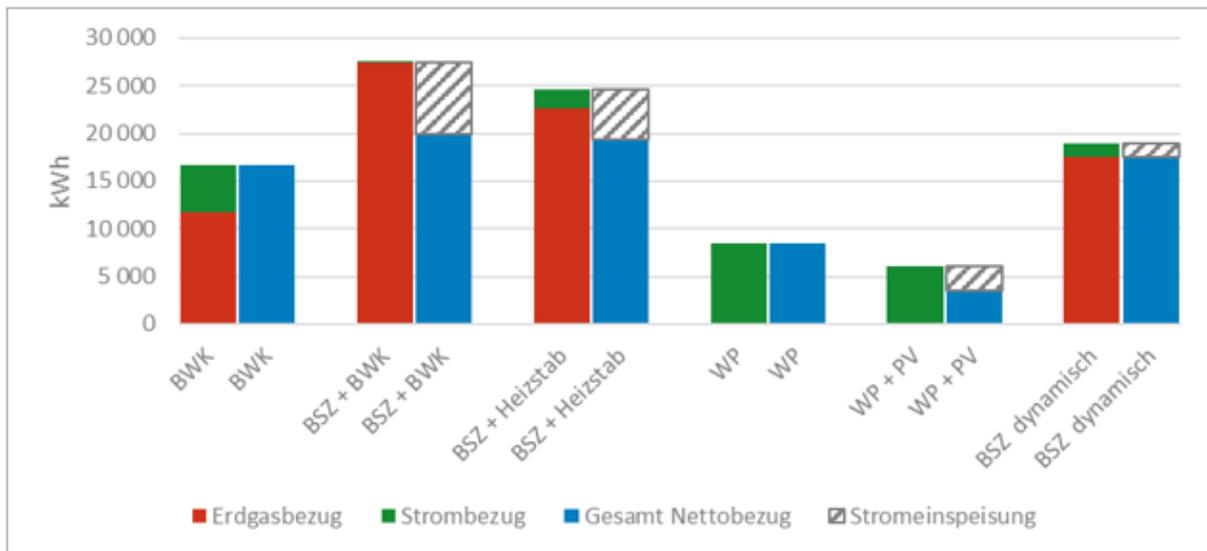
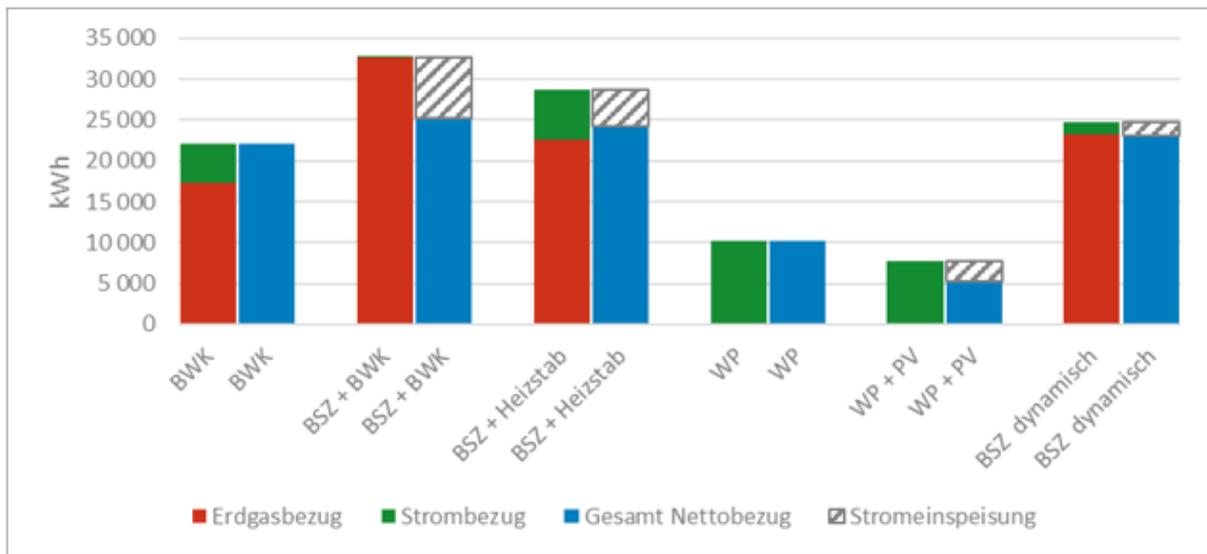
## Ergebnisse und Diskussion Einfamilienhaus (EFH)

Die Ergebnisse der Modellierung beinhalten Haushaltsstrom- und Wärmebedarfswerte auf Stundenbasis und die den jeweiligen Gebäudeausstattungen entsprechenden Bedarfswerte an Strom und Gas. Bilanzen zu den aus dem Strom- und Gasnetz bezogenen beziehungsweise eingespeisten Energiemengen sind in den Balkendiagrammen in Abbildung 7 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** für die unterschiedlichen Gebäudestandards dargestellt. Die jeweils linken Balken der unterschiedlichen Gebäudeausstattungen stellen die Summe der aus dem Strom- und Gasnetz bezogenen Energiemenge und die rechten Balken den Nettobezug (Summe Strom- und Gasbezug abzüglich des ins Netz gespeister Stroms) dar.

Die Grafiken zeigen, dass die Systemkombination Brennstoffzelle plus Brennwertkessel einen höheren Nettobezug aufweist als alle anderen Systeme, wobei der Unterschied zum Brennwertkessel bei niedrigeren Gebäudestandards sinkt. Aufgrund der hohen jährlichen Stromproduktion von etwa 12,4 Megawattstunden (MWh) deckt die Brennstoffzelle in Kombination mit dem Brennwertkessel beinahe den gesamten Strombedarf des Gebäudes ab. Zusätzlich kann jedoch knapp 60 Prozent des produzierten Stroms nicht direkt genutzt werden und wird daher ins Netz gespeist.

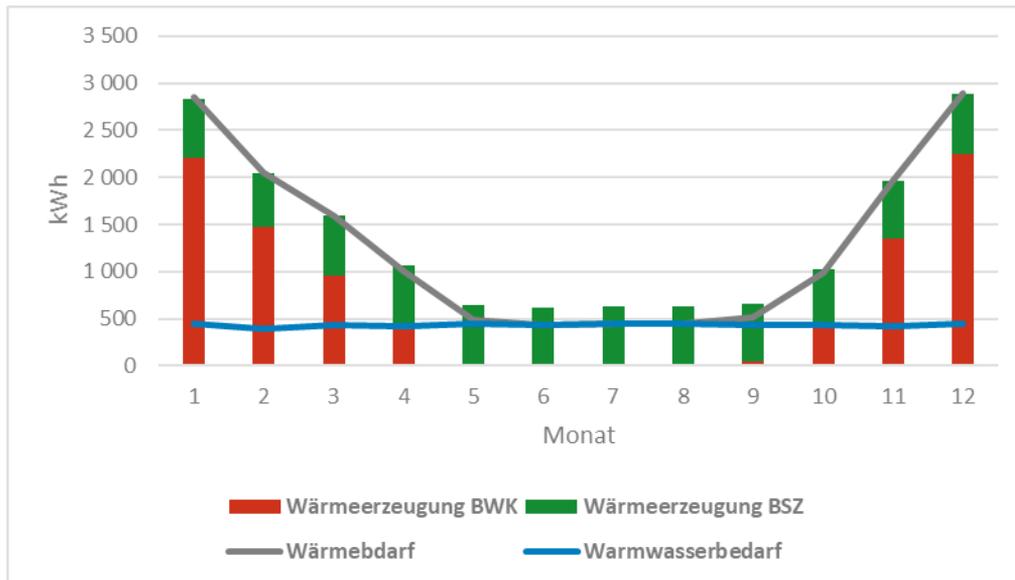
Aufgrund der geringen Eigenverbrauchsquote des selbst produzierten Stroms wurde als zweites Brennstoffzellen-System die Kombination mit einem Heizstab anstatt des Brennwertkessels modelliert. Diese Kombination ermöglicht einerseits einen höheren Eigenverbrauch des Stroms (zwischen 44 Prozent im Passivhaus und 64 Prozent im sanierten Gebäude), gleichzeitig steigt auch die vom Netz bezogene Strommenge an. Daher ist dieses System am ehesten im Passivhaus einzusetzen, da dort der Restwärmebedarf (nicht bereits von der Brennstoffzelle abgedeckt) nur knapp 500 kWh beträgt.

Abbildung 7: Bilanz Strom- und Gasbezug beziehungsweise -einspeisung im EFH (oben saniert, mitte Neubau, unten Passivhaus)



Problematisch ist bei beiden auf der SOLIDpower BG15 basierenden und im Dauervollastbetrieb modellierten Brennstoffzellen-Systemen, dass nicht die gesamte von der Brennstoffzelle zur Verfügung gestellte Wärme genutzt werden kann. Grund hierfür ist die einerseits zu große Dimensionierung der Brennstoffzelle (größer als durchschnittlicher Warmwasserwärmebedarf) und die andererseits unvorteilhafte Betriebsstrategie, wodurch es im Sommer zu Wärmeüberschüssen kommt, siehe Abbildung 8.

Abbildung 8: Wärmebedarf und -erzeugung der Systemkombination BSZ plus BWK, saniertes EFH



### Variantenstudie

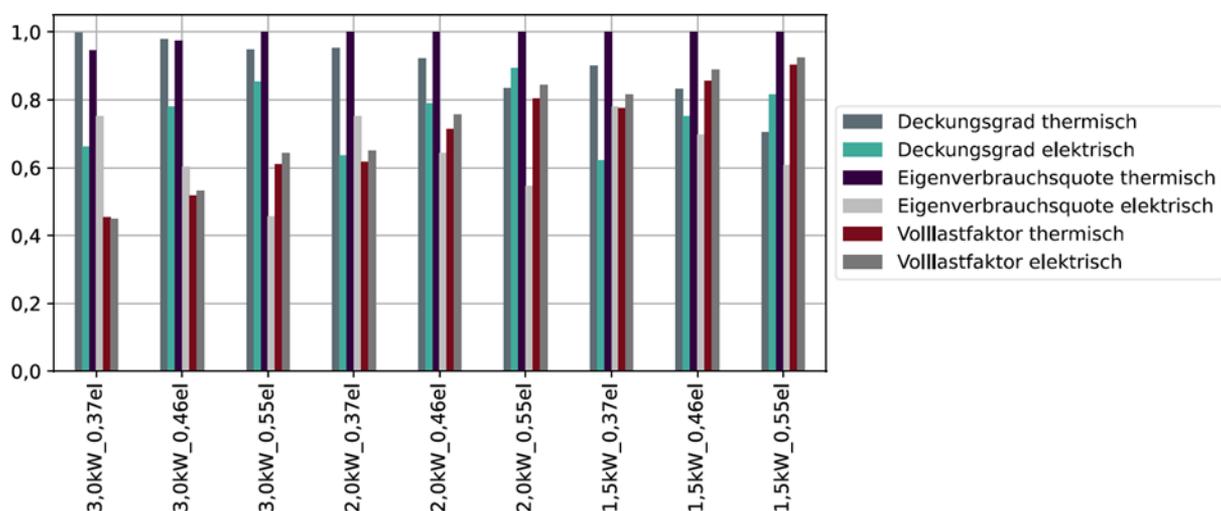
Wie oben ausgeführt, wurde aufbauend auf den Ergebnissen der Modellierung eine Variantenstudie durchgeführt, die auch eine dynamische Betriebsweise abbildet. Das dafür gewählte Brennstoffzellen-System orientiert sich an der Viessmann Vitovalor PA2 Brennstoffzelle, die bei Vollast einen elektrischen Wirkungsgrad von 37 Prozent und einen thermischen Wirkungsgrad von 55 Prozent aufweist. Ein Teillastverhalten der Brennstoffzelle wurde entsprechend der Angaben in (Gähns, Wieckowski, von Braunmühl, Wolfmaier, & Hirschl, 2015) angenommen. Die abgebildete wärmegeführte und stromoptimierte Betriebsweise basiert auf folgenden Annahmen:

- Für jeden Zeitschritt wird ein mittlerer thermischer Leistungsbedarf des Gebäudes aus dem Mittelwert des aktuellen thermischen Bedarfs und einem gleitenden 24 Stunden Mittel berechnet. Damit wird der Tagesbedarf besser berücksichtigt und die Eigenverbrauchsquote erhöht.
- Zusätzlich wird die benötigte thermische Leistung der Brennstoffzelle ermittelt, bei der der Stromoutput der Brennstoffzelle dem momentanen Strombedarf entsprechen würde.
- Ist die strombezogene thermische Leistung höher als der mittlere thermische Leistungsbedarf und der thermische Speicher unter 75 Prozent beladen, so wird die strombezogene thermische Leistung als thermische Leistung der Brennstoffzelle angesetzt, sofern diese die maximale Leistung der Brennstoffzelle nicht übersteigt. In allen anderen Fällen wird als

thermische Leistung der Brennstoffzelle der mittlere thermische Leistungsbedarf beziehungsweise der untere oder obere Leistungsgrenzwert angesetzt.

Die Berechnungen wurden für unterschiedliche Varianten der Brennstoffzelle durchgeführt, bei denen einerseits die Leistung variiert (Veränderung des Gasbezugs) und andererseits das Verhältnis von elektrischen zu thermischen Wirkungsgrad (bei gleichbleibenden Gesamtwirkungsgrad von 92 Prozent) verändert wurde. Abbildung 9 zeigt einen Vergleich der Kennzahlen der unterschiedlichen Varianten im Passivhaus. Dabei ist insbesondere die Variante „2,0kW\_0,37el“ hervorzuheben, die bei Volllast einen Gasbezug von 2 kW und einen elektrischen Wirkungsgrad von 37 Prozent aufweist und mit Ausnahme kleiner Abweichungen der Vitovalor PA2 Brennstoffzelle entspricht. Dank der wärmegeführten Betriebsstrategie haben beinahe alle Systeme eine thermische Eigenverbrauchsquote von 100 Prozent. Gleichzeitig ist auch der thermische Deckungsgrad bei den größeren Systemen hoch, wodurch eine quasi-monovalente Wärmeversorgung (ca. 300 kWh Loch bei Variante „2,0kW\_0,37el“) durch die Brennstoffzelle ermöglicht wird. Im Vergleich zur Modellierung bei Dauervolllastbetrieb sind zusätzlich deutlich höhere Eigenverbrauchsquoten des produzierten Stroms möglich. In Abbildung 7 ist die Variante „2,0kW\_0,37el“ als „BSZ dynamisch“ inkludiert. Auch hier ist zu erkennen, dass dieses System besser zu den Bedarfsprofilen des Gebäudes passt, da die Bedarfswerte niedriger sind als bei den anderen Brennstoffzellen-Systemen und eine geringe Menge Strom ins Netz gespeist wird.

Abbildung 9: Kennzahlen unterschiedlicher BSZ-Varianten, EFH Passivhaus



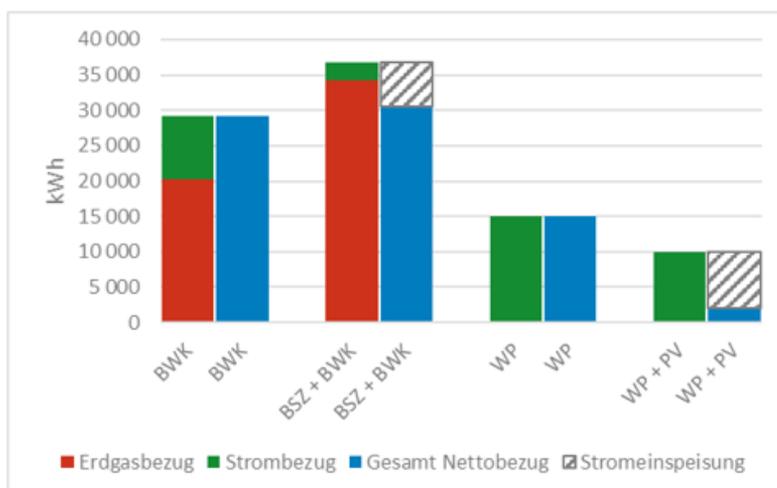
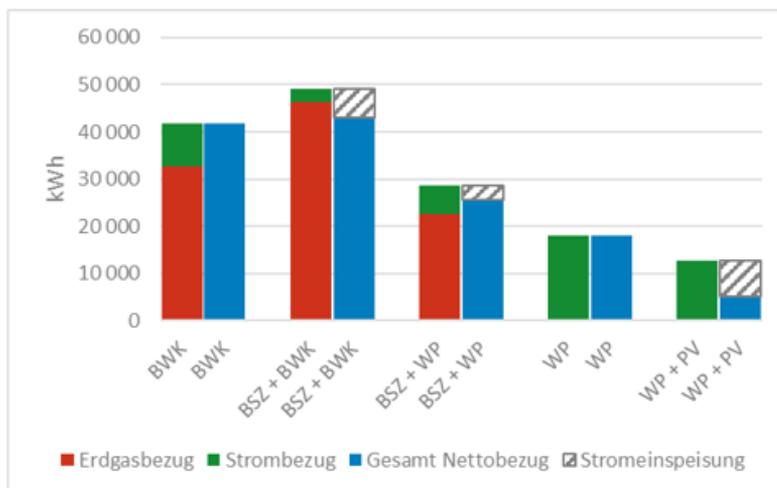
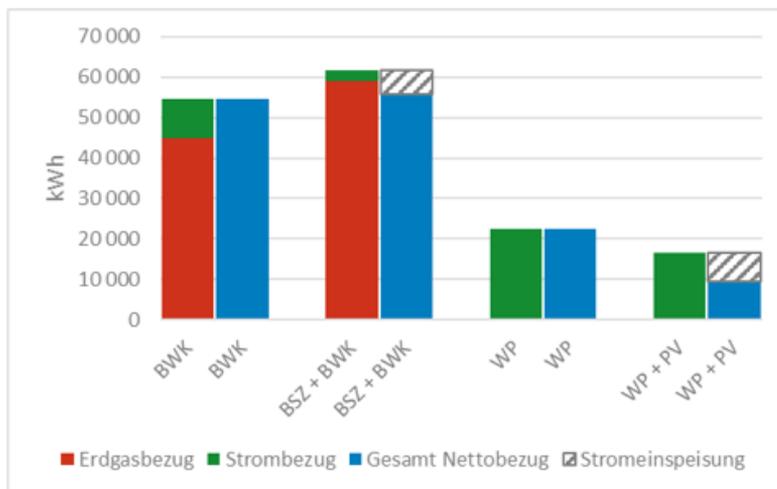
Zusammenfassend zeigt sich, dass eine dynamische Betriebsweise der Brennstoffzelle für die optimale Integration in ein Einfamilienhaus notwendig ist, um hohe Eigenverbrauchsquoten für Strom und Wärme zu erreichen. Insbesondere die Variante „2,0kW\_0,37el“ ist interessant, da sie eine quasi-monovalente Wärmeversorgung ermöglicht und daher in den weiteren Analysen als einziges Brennstoffzellen-System im Einfamilienhaus betrachtet wird.

### Ergebnisse und Diskussion Mehrfamilienhaus

Abbildung 10 zeigt die Bilanzen zu den aus dem Strom- und Gasnetz bezogenen beziehungsweise eingespeisten Energiemengen. Analog zum Einfamilienhaus ist ersichtlich, dass die Kombination Brennstoffzelle plus Brennwertkessel in allen Gebäudestandards einen höheren Nettoenergiebezug aufweist als alle anderen Systeme. Da die an das Modell von SOLIDpower angelehnte Brennstoffzelle

für diesen Anwendungsfall sehr gut dimensioniert ist, liegt der Mehrverbrauch gegenüber dem Brennwertkessel im Alleinbetrieb bei etwa 5 Prozent. Anders als im Einfamilienhaus kann im Mehrfamilienhaus die gesamte produzierte Wärme genutzt werden, Wärmeüberschüsse der Brennstoffzelle treten nicht auf. Betrachtet man die aus dem Stromnetz bezogene Energiemenge, so haben die Brennstoffzellen-Systeme den mit Abstand niedrigsten Bezug. Dieser liegt etwa 70 Prozent unterhalb des Werts vom Referenzsystem Brennwertkessel.

Abbildung 10: Bilanz Strom- und Gasbezug beziehungsweise -einspeisung, MFH (oben saniert, mitte Neubau, unten Passivhaus)



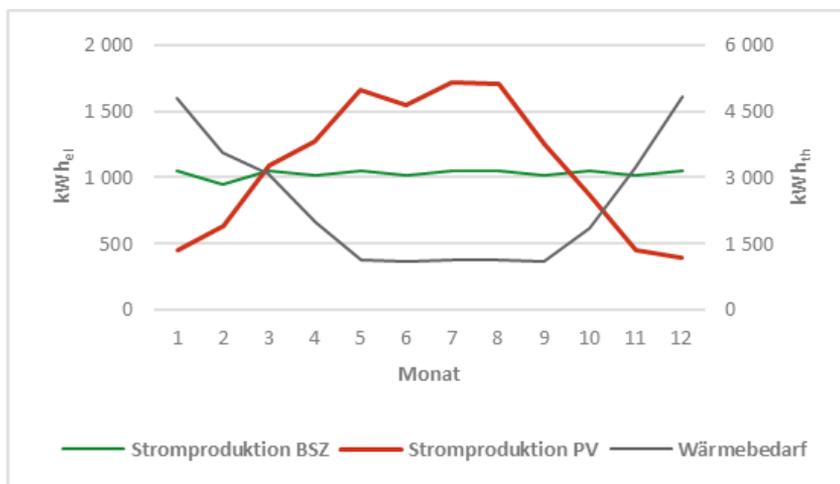
Um die bei etwa 50 Prozent liegende Eigenverbrauchsquote des produzierten Stroms weiter zu steigern, wurde zusätzlich für den Gebäudestandard Neubau eine in der Praxis oftmals umgesetzte Kombination aus Brennstoffzelle und Wärmepumpe modelliert. Diese Kombination ist in Abbildung 10 (mitte) dargestellt und ermöglicht eine große Reduktion im Nettoenergiebezug. Im Vergleich zur Kombination der Brennstoffzelle mit einem Brennwertkessel ermöglicht diese Kombination eine

Einsparung von 24 MWh Gas, bei gleichzeitigem Mehrverbrauch an Strom von 10 MWh. Zusätzlich ist auch in diesem Fall die aus dem Netz bezogene Strommenge geringer als in den anderen Systemen, insbesondere um etwa 50 Prozent geringer als in der Kombination Wärmepumpe plus Photovoltaik. Die Kombination aus Brennstoffzelle plus Photovoltaik ist daher energetisch sinnvoll, da sie im Vergleich zum Brennstoffkessel Endenergieeinsparungen ermöglicht und zusätzlich eine Entlastung für die Stromnetze bietet, indem Lasten auf das Gasnetz übertragen werden.

### Vergleich Brennstoffzelle plus Wärmepumpe und Wärmepumpe plus PV

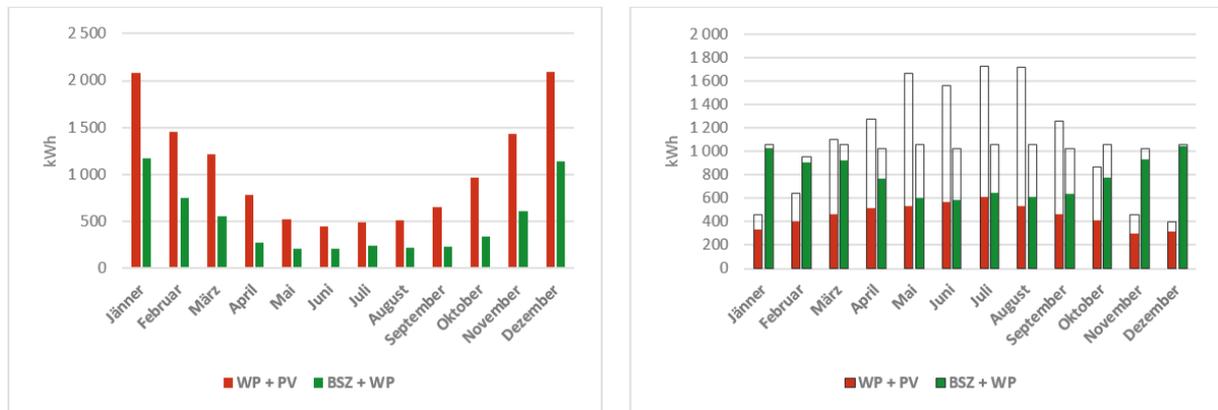
Ein Vergleich der beiden Systemkombinationen, die Strom generieren und eine Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung nutzen, ist naheliegend. Dabei liegt der Fokus auf den Fragen, wie hoch der Eigenverbrauchsanteil des produzierten Stromes ist und ob die Brennstoffzelle eine Entlastung für das Stromnetz ermöglichen kann. Im Fall des Mehrfamilienhauses ist ein Vergleich möglich, da die Jahresproduktionsmenge der Photovoltaik (knapp 13 MWh) und der Brennstoffzelle (12,4 MWh) nahe beisammen liegen. Es ergeben sich jedoch große Unterschiede in der Verteilung der Produktion über das Jahr: Während die Brennstoffzelle im konstanten Betrieb das ganze Jahr gleichmäßig Strom produziert, verläuft die Produktion der Photovoltaik genau gegengleich zum Wärmebedarf des Gebäudes (siehe Abbildung 11). Damit erzeugt die Photovoltaikanlage den Großteil des Stroms im Sommer, wenn der Bedarf vergleichsweise geringer ist, kann aber im Winter den hohen Strombedarf der Wärmepumpe nur wenig abfedern.

Abbildung 11: Vergleich der Jahresproduktionsmenge PV und BSZ mit dem Wärmebedarf im MFH Neubau



Der gleichmäßige Stromoutput der Brennstoffzelle führt im Sommer zu weniger Überschüssen und ermöglicht im Winter eine Reduktion der aus dem Stromnetz bezogenen Energiemenge. Dadurch ergibt sich für jeden Monat des Jahres ein deutlich geringerer Strombezug aus dem Netz, wie in Abbildung 12 (links) ersichtlich ist. Dieser liegt im Durchschnitt etwa 50 Prozent unter der Strombezugsmenge der Kombination Wärmepumpe plus Photovoltaik, wobei auch im Winter deutliche Reduktionen erreicht werden können. Betrachtet man die produzierte (schwarzer Rahmen) und eigenverbrauchte Strommenge (farbige Balken) in Abbildung 12 (rechts), so ist zu erkennen, dass der Eigenverbrauchsanteil der Brennstoffzelle besonders in den Wintermonaten deutlich über 90 Prozent liegt und auch im Sommer verglichen mit dem Photovoltaik-System höher ist.

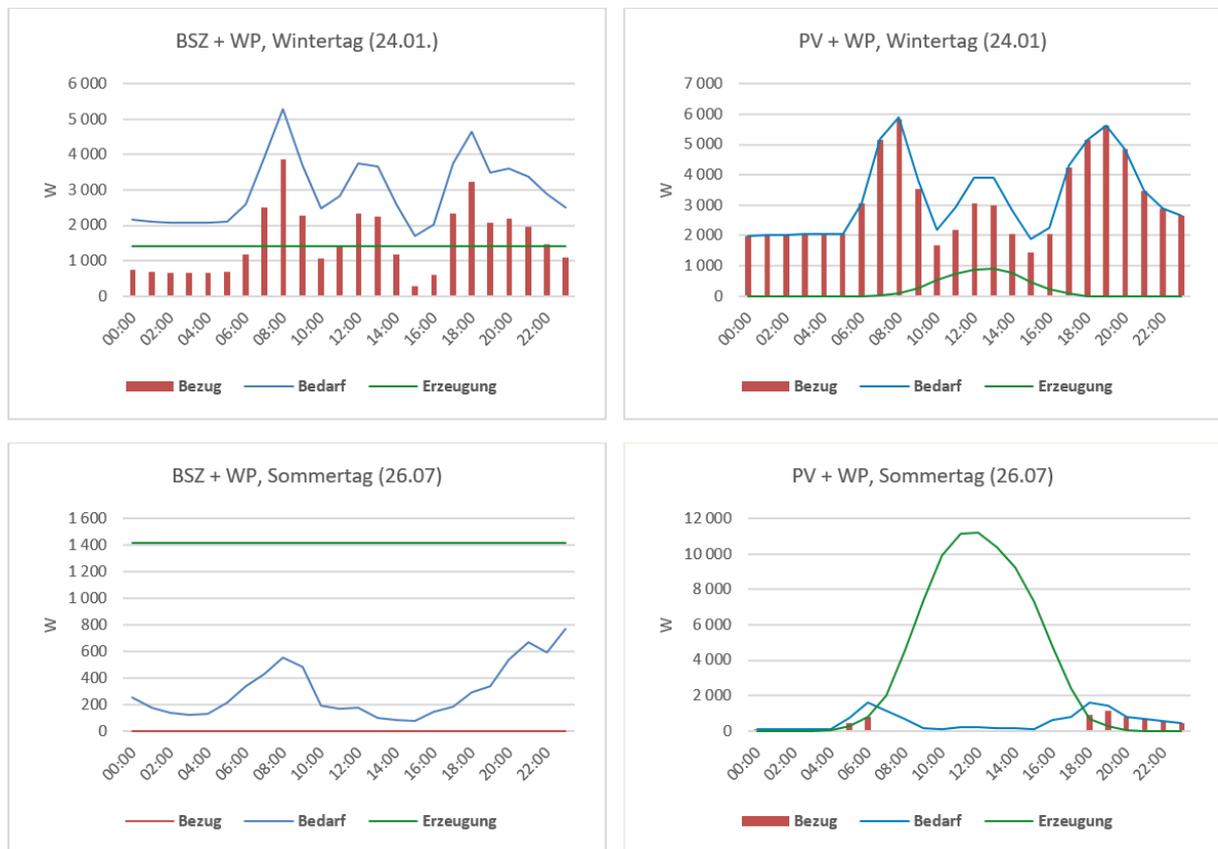
Abbildung 12: Strombezug aus dem Stromnetz (links) und produzierter und eigenverbraucher Strom (rechts)



Bei Betrachtung der Bedarfs- und Produktionswerte innerhalb eines Tages zeigt sich ein ähnliches Bild. Abbildung 13 zeigt den Strombedarf (blaue Linie), die Stromerzeugung (grüne Linie) und den verbleibenden Bezug an Netzstrom (rote Balken) der beiden Systeme an einem typischen Tag im Sommer (unten) und Winter (oben). Am Wintertag treten die Lastspitzen morgens und abends auf, wenn die Photovoltaik-Anlage noch keinen Strom generiert. Der Peak zu Mittag kann durch den geringeren Output der Photovoltaik-Anlage nur leicht gedämpft werden. Die maximal bezogene Leistung aus dem Netz liegt bei diesem System bei etwa 6 kW. Das Brennstoffzellen-System hat einen etwas niedrigeren Strombedarf, da die Wärmepumpe aufgrund der Wärmeproduktion der Brennstoffzelle weniger Wärme bereitstellen muss. Dank des konstanten Stromoutputs können alle auftretenden Lastspitzen abgedämpft werden, die maximal bezogene Leistung aus dem Netz liegt unter 4 kW. Im Vergleich zum Photovoltaik-System ist damit eine Verringerung der Maximallast um etwa ein Drittel möglich.

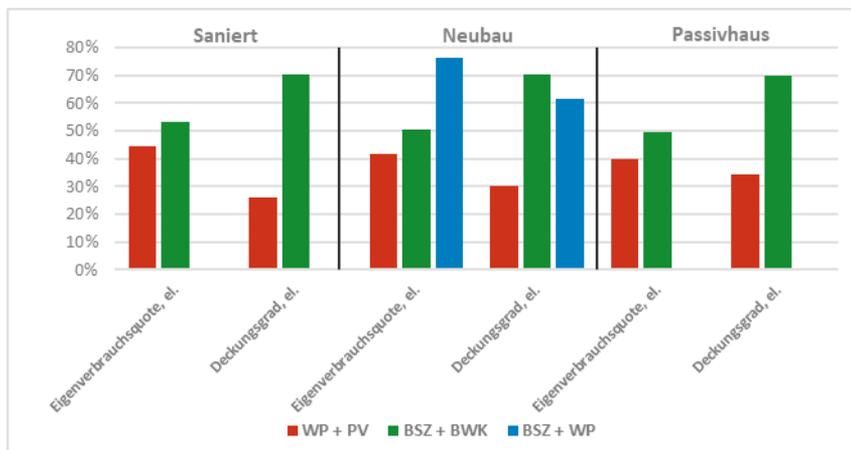
Im Sommer ist der Strombedarf sehr niedrig und liegt über dem gesamten Tagesverlauf unterhalb des Outputs der Brennstoffzelle. Daher kann sämtlicher Strombedarf von der Brennstoffzelle gedeckt werden und es muss kein Strom aus dem Stromnetz bezogen werden. Umgekehrt werden maximal 1,3 kW an überschüssiger Leistung in das Netz gespeist. Mit einer dynamischen Betriebsweise, bei der die bereitgestellte Leistung dem aktuellen Bedarf folgt, können auch im Sommer Überschüsse reduziert werden. Das Photovoltaik-System, das einen etwas höheren Strombedarf hat (Warmwasserproduktion mittels Wärmepumpe), produziert über einen großen Teil des Tages Strom, wobei die Produktion insbesondere mittags den Bedarf bei Weitem übertrifft. Die maximal ins Netz gespeiste Leistung liegt bei etwa 11 kW.

Abbildung 13: Strombedarf, -erzeugung und -bezug im Verlauf eines Tages im Sommer und Winter



Zusammenfassend erreicht die BSZ in Kombination mit einer Wärmepumpe eine über das Jahr gemittelten Eigenverbrauchsanteil von 76 Prozent und einen elektrischen Deckungsgrad von 61 Prozent, siehe Abbildung 14. Diese Werte liegen deutlich über der Kombination von Wärmepumpe plus Photovoltaik und zeigen, dass die gewählte Systemkombination für den Anwendungsfall eine sinnvolle Lösung darstellt. Insbesondere die Verringerung der Bedarfsspitzen an Netzstrom im Winter ist ein großer Vorteil der Brennstoffzelle und könnte ein Erfolgsfaktor für diese Technologie sein. Ein interessanter Anwendungsfall für die Brennstoffzelle könnte zukünftig als Quartierlösung oder in Energiegemeinschaften liegen, in denen im Sommer der überschüssige Photovoltaik-Strom als Wasserstoff gespeichert wird, der im Winter bei höherem Strombedarf mittels Brennstoffzellen wieder rückverstromt wird. Damit könnten im Sommer die hohen Einspeiselasstspitzen der Photovoltaik reduziert werden und gleichzeitig die Bedarfsspitzen der Wärmepumpen im Winter abgefangen werden. Zusammen führt das zu einer Entlastung des Verteilnetzes über das gesamte Jahr. Eine wichtige Voraussetzung hierfür ist eine dynamische Betriebsweise der Brennstoffzelle, die eine bedarfsabhängige Regelung des Outputs ermöglicht.

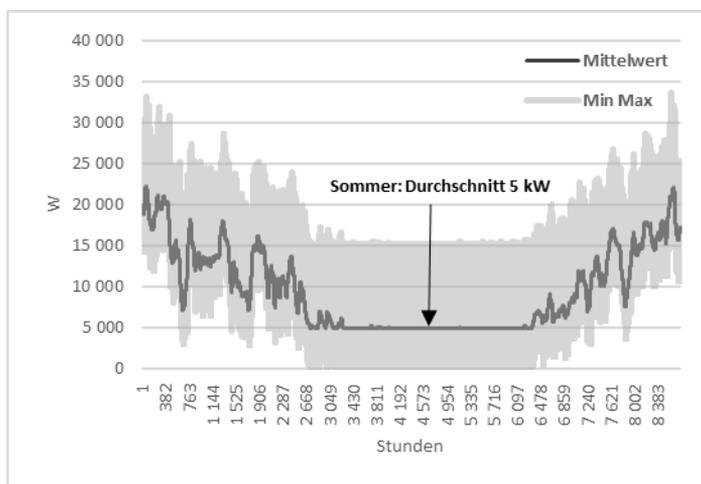
Abbildung 14: Elektrischer Deckungsgrad und Eigenverbrauchsquote (MFH)



### Ergebnisse und Diskussion Hotel

Eine Betrachtung der Bedarfsprofile des Hotels zeigt, dass sich Hotels für den Einsatz einer Brennstoffzelle eignen. Abbildung 15 zeigt den Wärmebedarf über ein gesamtes Jahr für das sanierte Hotel. Im Sommer beträgt der durchschnittliche Wärmebedarf für Warmwasser etwa 5 kW, was unterhalb des thermischen Outputs des modellierten Brennstoffzellen-Systems liegt. Der hohe Strombedarf ergibt sich im Winter durch die Wärmepumpe und im Sommer durch die Kältemaschine.

Abbildung 15: Wärmebedarf Hotel Sanziert



Die konstant hohen Bedarfswerte für Wärme und Strom erlauben hohe Eigenverbrauchsquoten für die Produktion der Brennstoffzellen, siehe Abbildung 16. Wie schon im Mehrfamilienhaus liegen die Eigenverbrauchsquoten für das Brennstoffzellen-System über jenen des Photovoltaik-Systems, wobei im sanierten Gebäude mit knapp 80 Prozent der höchste Wert aller Anwendungsfälle erreicht wird. Hervorzuheben ist außerdem der hohe elektrische Deckungsgrad von über 60 Prozent, wodurch die aus dem Netz bezogene Strommenge entsprechend sinkt.

Abbildung 16: Elektrischer Deckungsgrad und Eigenverbrauchsquote Hotel

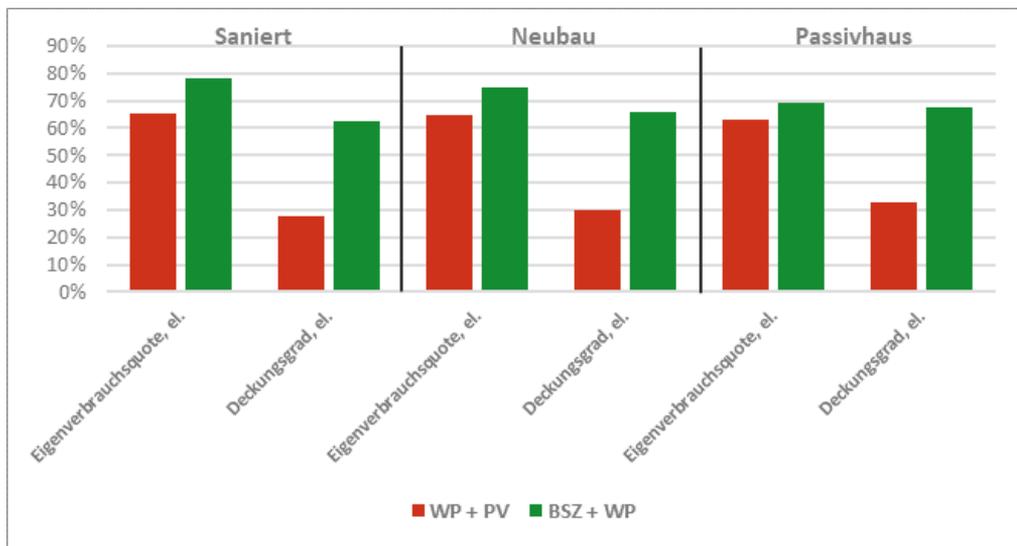
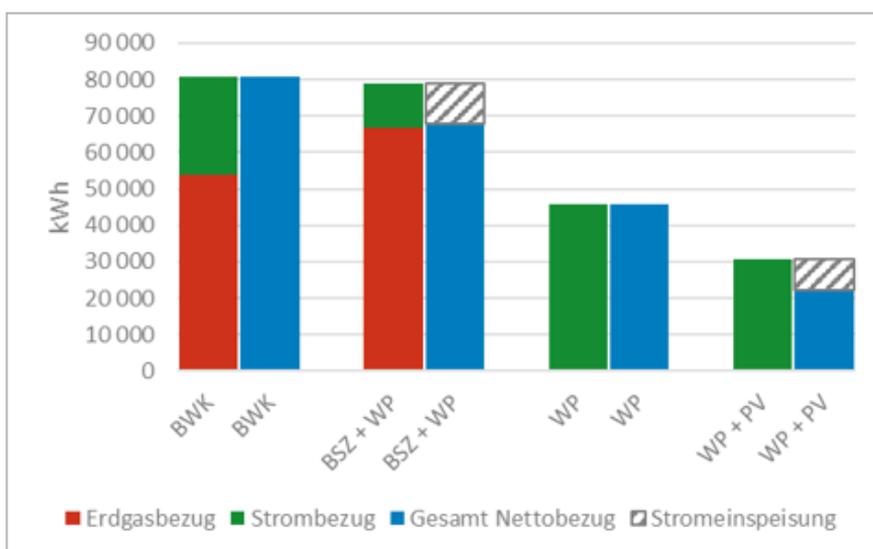
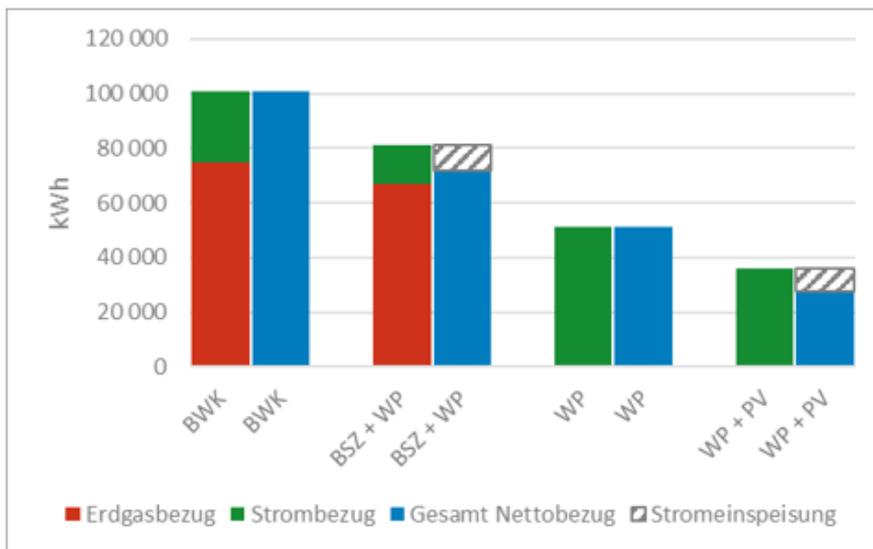
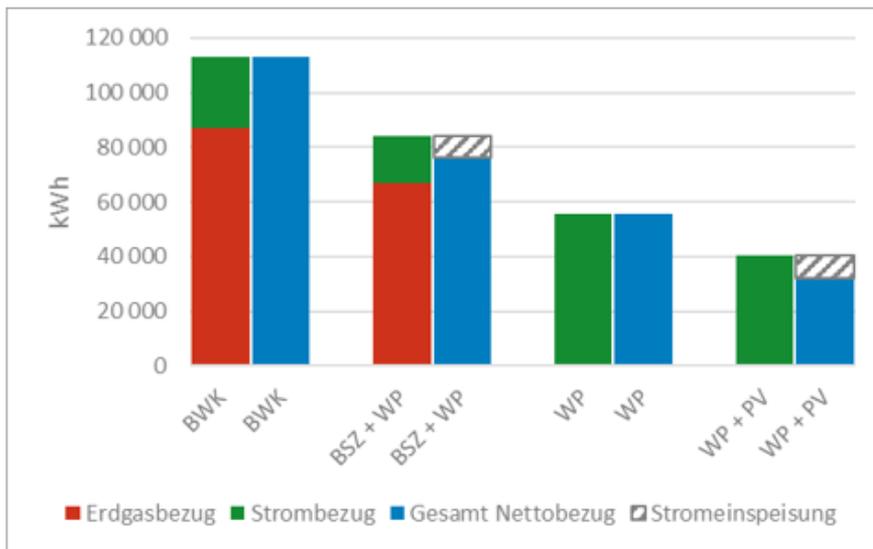


Abbildung 17 zeigt die Bilanzen zu den aus dem Strom- und Gasnetz bezogenen beziehungsweise eingespeisten Energiemengen. Das Brennstoffzellen-System, im Falle des Hotels immer in Kombination mit einer Wärmepumpe modelliert, weist in allen Gebäudestandards einen niedrigeren Nettoenergiebezug als das Referenzsystem Brennwertkessel auf, wobei der Unterschied im Modell des sanierten Hotels am höchsten ist und mit der Verbesserung des Gebäudestandards sinkt. Im sanierten Gebäude und im Neubau ist auch der Gasbezug des Brennstoffzellen-Systems geringer als beim Referenzsystem Brennwertkessel. Zusätzlich ist der Strombezug für das Brennstoffzellen-System niedriger als für alle anderen Systeme, wodurch analog zur Situation im Mehrfamilienhaus eine Entlastung für das Stromnetz gegeben ist.

Abbildung 17: Bilanz Strom- und Gasbezug beziehungsweise -einspeisung, Hotel (oben saniert, mitte Neubau, unten Passivhaus)



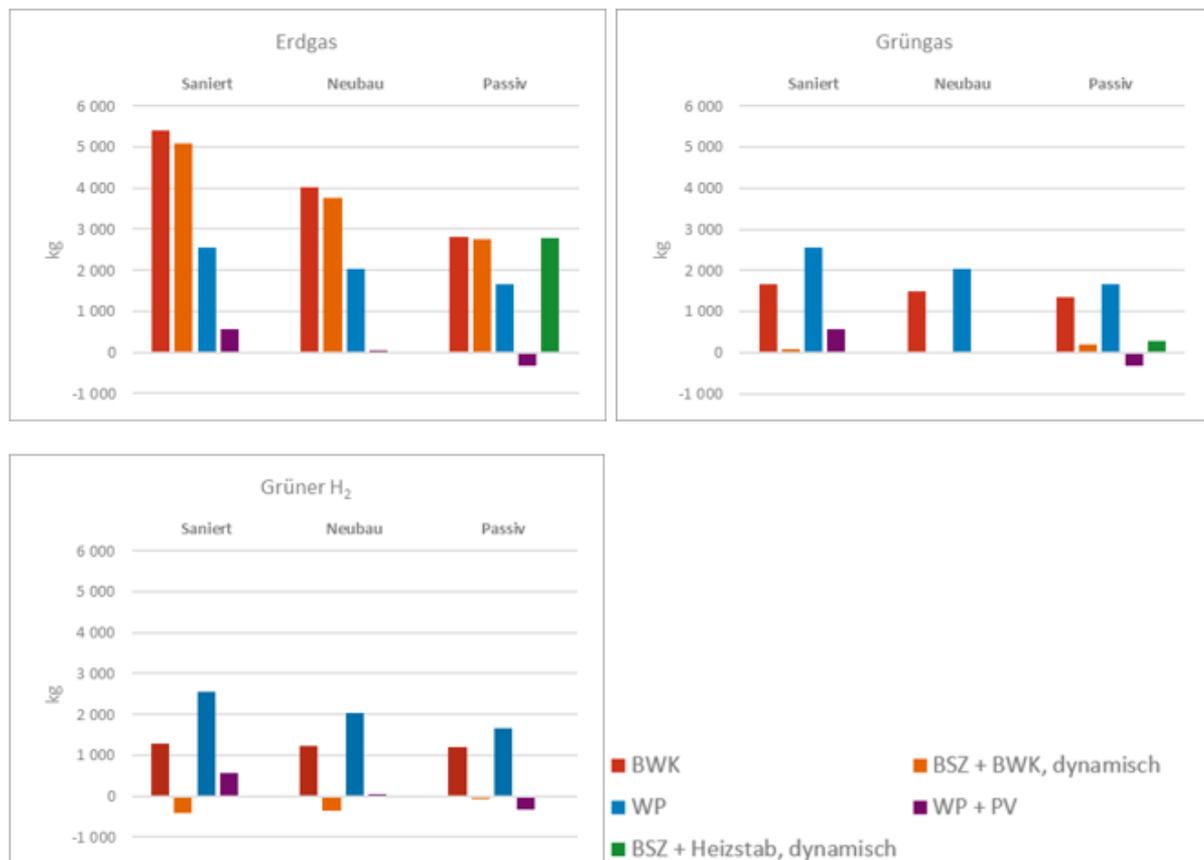
Zusammenfassend zeigt die Modellierung, dass die Kombination aus Brennstoffzelle, Wärmepumpe und Kältemaschine für den Anwendungsfall Hotel sinnvoll ist. Dieses System hat die höchsten Eigenverbrauchsquoten bei gleichzeitig hohem elektrischen Deckungsgrad, wodurch die Strombezüge aus dem Netz niedrig gehalten werden können. Im Vergleich zum System Wärmepumpe plus Photovoltaik ist damit eine Entlastung der Netze im Winter (siehe Analyse zum Mehrfamilienhaus) möglich. Des Weiteren ist der Gasbedarf für das sanierte Gebäude und den Neubau geringer als beim System Brennwertkessel.

### 6.1.2. Vergleich der Treibhausgase und des Primärenergiebedarfs

Zu den Ergebnissen der Modellierung wurden Berechnungen zu CO<sub>2eq</sub>-Emissionen sowie zum Primärenergiebedarf durchgeführt. Die dafür angesetzten Faktoren stammen aus den erläuternden Bemerkungen zur OIB-Richtlinie 6<sup>2</sup> und sind in Anhang A als Tabelle zusammengefasst.

Die CO<sub>2eq</sub>-Emissionen des Einfamilienhauses sind in Abbildung 18 dargestellt. Beim Brennstoffzellen-System wurde hierbei die Variante betrachtet, die an das Viessmann Vitovalor PA2 System in dynamischer Betriebsweise angelehnt ist und mit einem Brennwertkessel beziehungsweise einem Heizstab zur Spitzenlastabdeckung kombiniert wurde.

Abbildung 18: CO<sub>2eq</sub>-Emissionen im EFH bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe



<sup>2</sup> OIB-Richtlinie 6 – Erläuterungen Ausgabe April 2019,

[https://www.oib.or.at/sites/default/files/erlaeuternde\\_bemerkungen\\_richtlinie\\_6\\_12.04.19\\_0.pdf](https://www.oib.or.at/sites/default/files/erlaeuternde_bemerkungen_richtlinie_6_12.04.19_0.pdf)

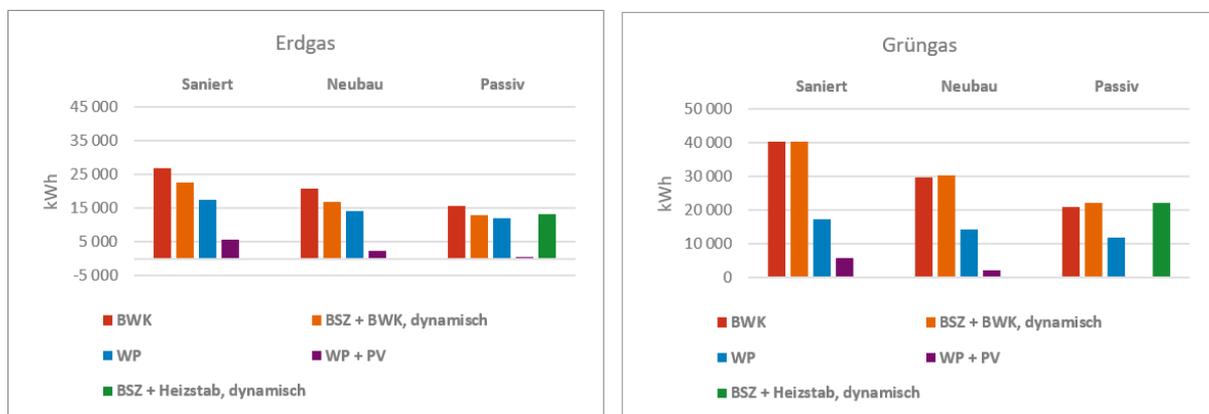
Im Falle von Erdgas als Brennstoff für die Brennstoffzelle und den Brennwertkessel liegen die CO<sub>2eq</sub>-Emissionen des Brennstoffzellen-Systems nur geringfügig unter jenen des Referenzsystems Brennwertkessel und liegen weit über jenen der Wärmepumpen-Systeme. Die Kombination der Brennstoffzelle mit einem Heizstab im Passivhaus zeigt in Bezug auf die CO<sub>2eq</sub>-Emissionen keine Vorteile.

Wird an Stelle von Erdgas jedoch Grüngas verwendet, können die Emissionen der Brennstoffzellen-Systeme deutlich reduziert werden. Im sanierten Gebäude und im Neubau erreichen die Brennstoffzellen-Systeme mit Grüngas die niedrigsten Emissionen von allen Systemkombinationen, im Passivhaus hat nur die Kombination Wärmepumpe plus Photovoltaik geringere Emissionen. Ausschlaggebend dafür ist die dynamische Betriebsweise der Brennstoffzelle, bei der der Betriebszustand vom Wärmebedarf abhängt. Daher erreicht die Brennstoffzelle in den Gebäuden mit höherem Wärmebedarf mehr Volllaststunden und produziert mehr Strom. Somit ist in diesen Fällen der Netzbezug an Strom reduziert und zusätzlich die Einspeisung von Überschussstrom erhöht. Beide Effekte wirken sich positiv auf die CO<sub>2eq</sub>-Bilanz aus.

Beim Wechsel zu grünem Wasserstoff sinken die Emissionen weiter, im Vergleich zu Grüngas sind jedoch keine großen Gewinne möglich.

Betrachtet man den Primärenergiebedarf (PEB) in Abbildung 19 zeigt sich mit Erdgas als Brennstoff ein ähnliches Bild wie bei den CO<sub>2eq</sub>-Emissionen. Der Primärenergiebedarf ist für die Brennstoffzellen-Systeme niedriger als beim Referenzsystem Brennwertkessel, der Heizstab bringt keine Verbesserung. Auffallend ist die Situation im Passivhaus, wo der Primärenergiebedarf der Brennstoffzelle vergleichbar mit dem der Wärmepumpe ist.

Abbildung 19: Primärenergiebedarf im EFH bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe



Wird statt Erdgas Grüngas verwendet, steigt der Primärenergiebedarf der Brennstoffzellen-Systeme deutlich, die damit den höchsten Primärenergiebedarf aller Systeme aufweisen. Ausschlaggebend dafür ist der höhere Primärenergiebedarfs-Faktor von Grüngas, der aber vom erneuerbaren Anteil dominiert wird. Betrachtet man die Aufschlüsselung des Primärenergiebedarfs der bezogenen Energie (Abzüge für ins Netz gespeisten Strom sind nicht inkludiert) in Abbildung 20 ist erkennbar, dass der höhere gesamte Primärenergiebedarf bei Verwendung von Grüngas mit etwa 90 Prozent vom erneuerbaren Anteil bestimmt ist. Im Gegensatz dazu liegt bei Verwendung von Erdgas der erneuerbare Anteil am Primärenergiebedarf hingegen bei unter 10 Prozent.

Abbildung 20: Aufschlüsselung Primärenergiebedarf für die Kombination BSZ plus BWK im EFH (Passivhaus)

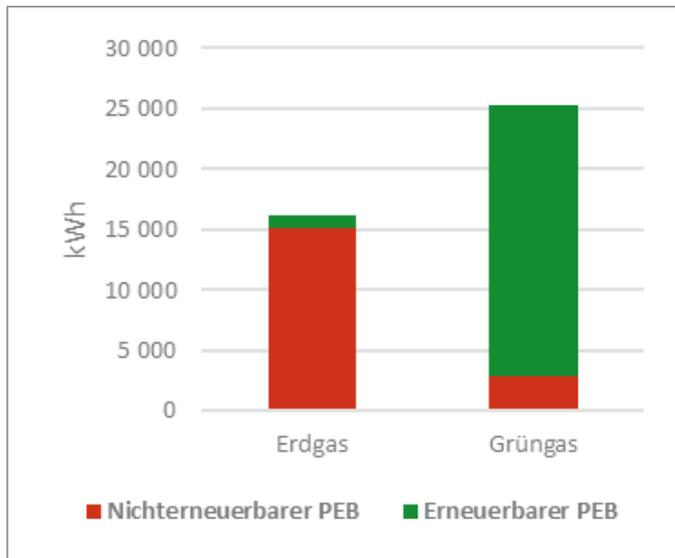
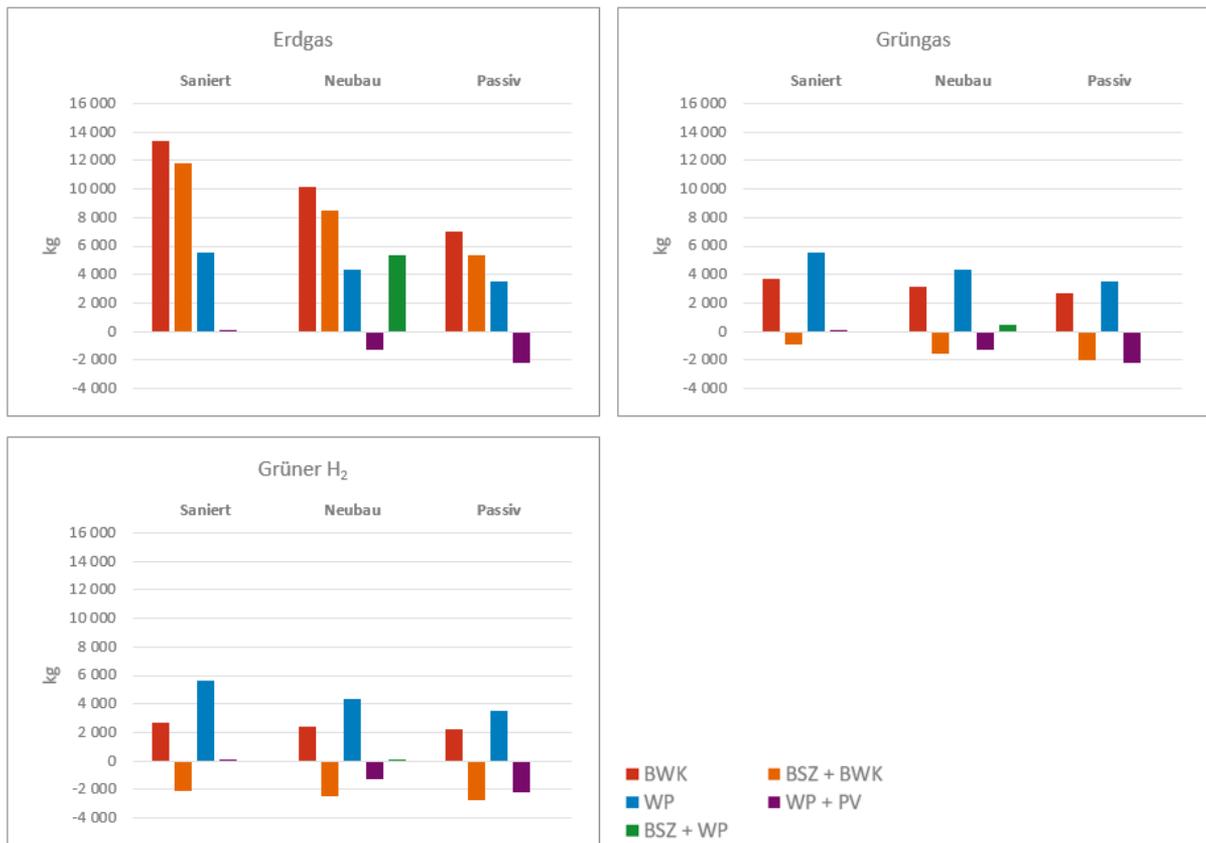


Abbildung 21 zeigt die  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Emissionen des Mehrfamilienhauses. Das Brennstoffzellen-System ist an das Modell BG15 von SOLIDpower angelehnt und wurde in Dauervolllastbetrieb modelliert. Bei Verwendung von Erdgas als Brennstoff bietet das Brennstoffzellen-System in allen Gebäudestandards Reduktionspotential im Vergleich zum Brennwertkessel. Zusätzlich erzielt die sinnvolle Kombination der Brennstoffzelle mit einer Wärmepumpe weitere Einsparungen, wodurch die Emissionen sich jenen des Wärmepumpen-Systems annähern.

Wird Grüngas verwendet, sinken die Emissionen analog zum Einfamilienhaus deutlich und die Brennstoffzellen-Systeme weisen im sanierten Gebäude sowie im Neubau unter allen Systemen die niedrigsten Emissionen auf. Die Kombination von Brennstoffzelle plus Wärmepumpe bietet in diesem Fall ein geringeres Einsparungspotential, da aufgrund des höheren Strombedarfs mehr Netzstrom bezogen werden muss und weniger Überschussstrom eingespeist werden kann.

Bei der Betrachtung von grünem Wasserstoff sinken die Emissionen weiter. Im Unterschied zum Einfamilienhaus sind die Emissionen in diesem Fall im Passivhaus am niedrigsten, was durch die unterschiedlichen Betriebsstrategien der Brennstoffzellen (Stromproduktion im Mehrfamilienhaus unabhängig vom Wärmebedarf) und den geringsten Energiebedarf für die Zusatzheizung erklärbar ist.

Abbildung 21: CO<sub>2eq</sub>-Emissionen im MFH bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe



Die Betrachtung des Primärenergiebedarfs (Abbildung 22) zeigt ein analoges Bild zum Einfamilienhaus. Mit Erdgas ist der Primärenergiebedarf der Brennstoffzellen-Systeme niedriger als beim Referenzsystem Brennwertkessel, im Passivhaus zusätzlich auch niedriger als beim Wärmepumpen-System. Die Kombination von Brennstoffzelle plus Wärmepumpe ermöglicht weitere Einsparungen im Primärenergiebedarf. Beim Umstieg auf Grüngas steigt der gesamte Primärenergiebedarf, der in diesem Fall aber vom erneuerbaren Anteil bestimmt ist.

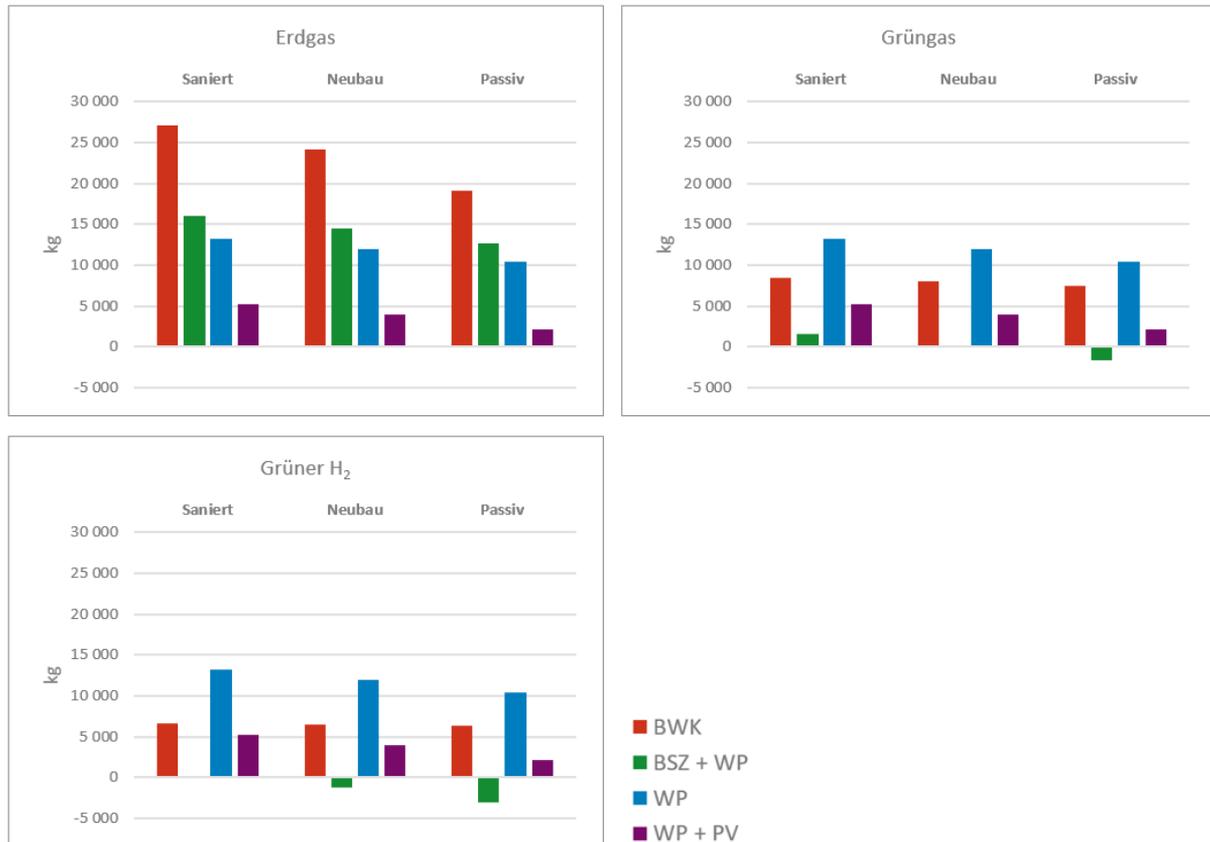
Abbildung 22: Primärenergiebedarf im MFH bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe



Die CO<sub>2eq</sub>-Emissionen im Hotel sind in Abbildung 23 dargestellt. Das Brennstoffzellen-System (Brennstoffzelle plus Wärmepumpe) ermöglicht auch bei der Verwendung von Erdgas deutliche Reduktionen im Vergleich zum Referenzsystem Brennwertkessel und nähert sich dem

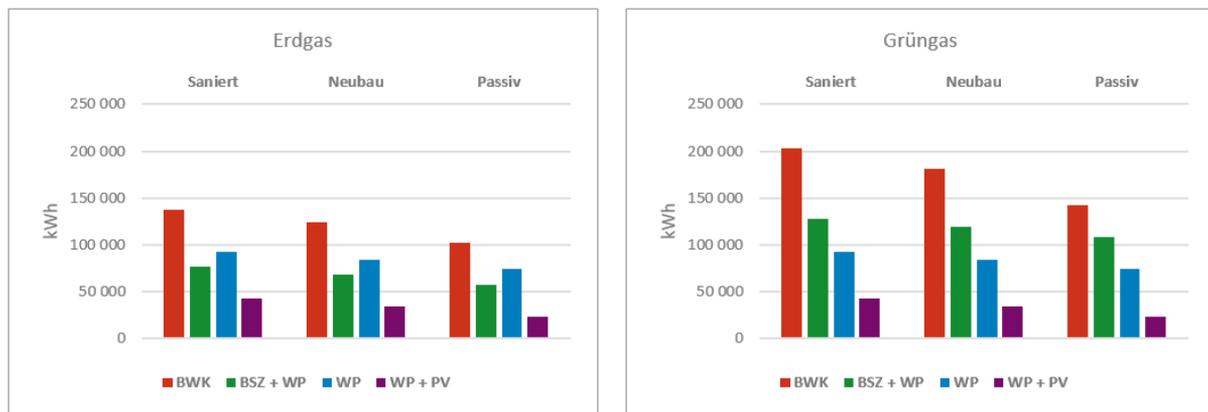
Wärmepumpen-System an. Beim Wechsel zu Grüngas sinken die Emissionen deutlich; das Brennstoffzellen-System erreicht damit in allen Gebäudestandards die niedrigsten Emissionen. Mit grünem Wasserstoff können die Emissionen nur mehr minimal weiter gesenkt werden.

Abbildung 23: CO<sub>2eq</sub>-Emissionen im Hotel bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe



Bei der Betrachtung des Primärenergiebedarfs im Hotel zeigt sich ein Unterschied zu den anderen Gebäudearten. Durch die Kombination der Brennstoffzelle mit einer Wärmepumpe ist der Primärenergiebedarf in allen Gebäudestandards deutlich niedriger als für das Referenzsystem Brennwertkessel und zusätzlich auch niedriger als für das Wärmepumpen-System (Abbildung 24). Wird als Brennstoff Grüngas verwendet, erhöht sich der gesamte Primärenergiebedarf, der nichterneuerbare Anteil sinkt jedoch.

Abbildung 24: Primärenergiebedarf im Hotel bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe



Zusammenfassend haben die Betrachtungen gezeigt, dass erdgasbetriebene Brennstoffzellen-Systeme in allen Anwendungsfällen niedrigere Emissionen als der Referenzfall Brennwertkessel erzielen. Wird die Brennstoffzelle in Kombination mit einer Wärmepumpe betrieben, können weitere Reduktionen erreicht werden. Dieser Anwendungsfall erscheint insbesondere im Mehrfamilienhaus und im Hotel sinnvoll. Um eine  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Reduktion im Vergleich zu Wärmepumpen-Systemen zu erzielen, wäre die Verwendung von Grün gas beziehungsweise grünem Wasserstoff als Brennstoff notwendig. Solange die Rahmenbedingungen zur Versorgung von Gebäuden mit 100 Prozent Grün gas beziehungsweise grünem Wasserstoff nicht gegeben sind, ermöglichen Brennstoffzellen-Systeme in Österreich nur in ausgewählten Anwendungsfällen ein Emissionsreduktionspotential.

In Bezug auf den Primärenergiebedarf ermöglichen erdgasbetriebene Brennstoffzellen-Systeme Einsparungen gegenüber dem Referenzsystem Brennwertkessel sowie teilweise gegenüber Wärmepumpen-Systemen. Wird Grün gas als Brennstoff verwendet, steigt der gesamte Primärenergiebedarf der Brennstoffzellen-Systeme, wobei der nicht erneuerbare Anteil am Primärenergiebedarf sinkt. Eine Verringerung des gesamten Primärenergiebedarfs im Vergleich zu Wärmepumpen-Systemen ist daher nur bei Verwendung von Erd gas gegeben, wodurch ein Konflikt zwischen der Reduktion des Primärenergiebedarfs und der  $\text{CO}_{2\text{eq}}$ -Reduktion auftritt.

### 6.1.3. Wirtschaftlichkeitsanalysen von Brennstoffzellen unter Berücksichtigung verschiedener Ausgangssituationen und Fördersysteme

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung erläutert. Die Rahmenbedingungen wurden bereits im Kapitel 5.2.1. definiert.

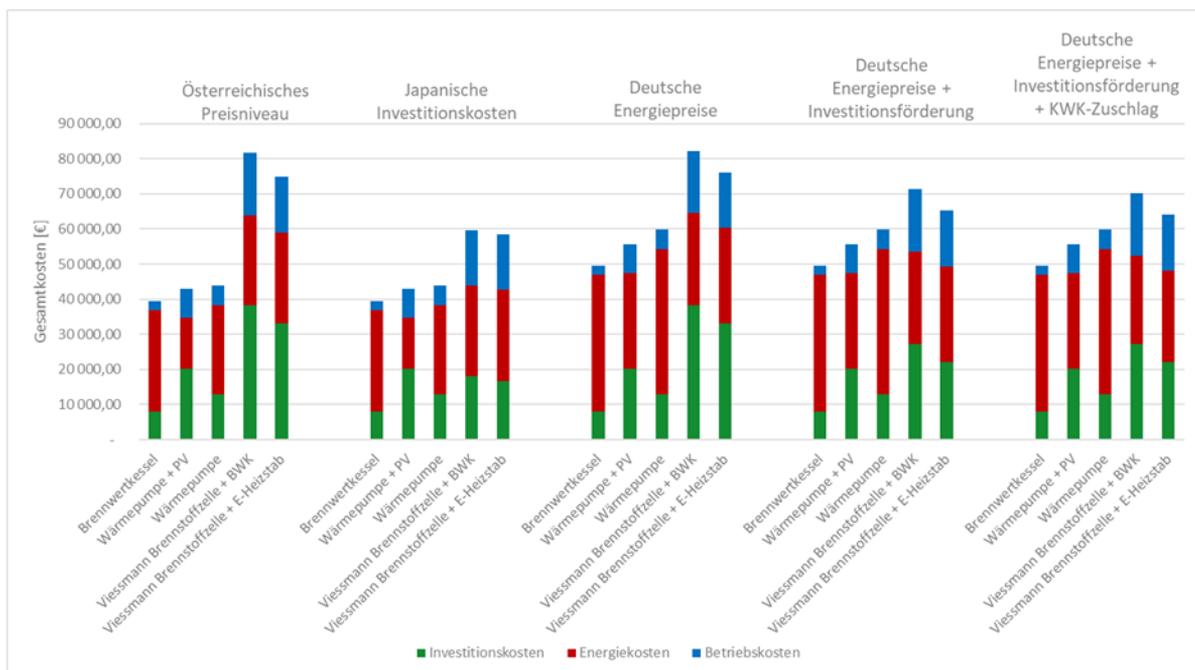
Basierend auf den im Kapitel 3.1 beschriebenen Szenarien wurden für jede Gebäudetypologie und jeden Gebäudestandard verschiedene Systemkonfigurationen ökonomisch verglichen.

#### Einfamilienhaus

Basierend auf den Szenarien wurden für das Einfamilienhaus in Passivhausstandard, Neubaustandard und saniert fünf verschiedene Systemkonfigurationen ökonomisch verglichen. In den folgenden Abbildungen sind die Investitionskosten (grün), Energiekosten (rot) und Betriebskosten (blau) als Gesamtkosten über 20 Jahre als Balkendiagramm dargestellt. Die Diagramme stellen das Szenario 1 bis Szenario 5 dar.

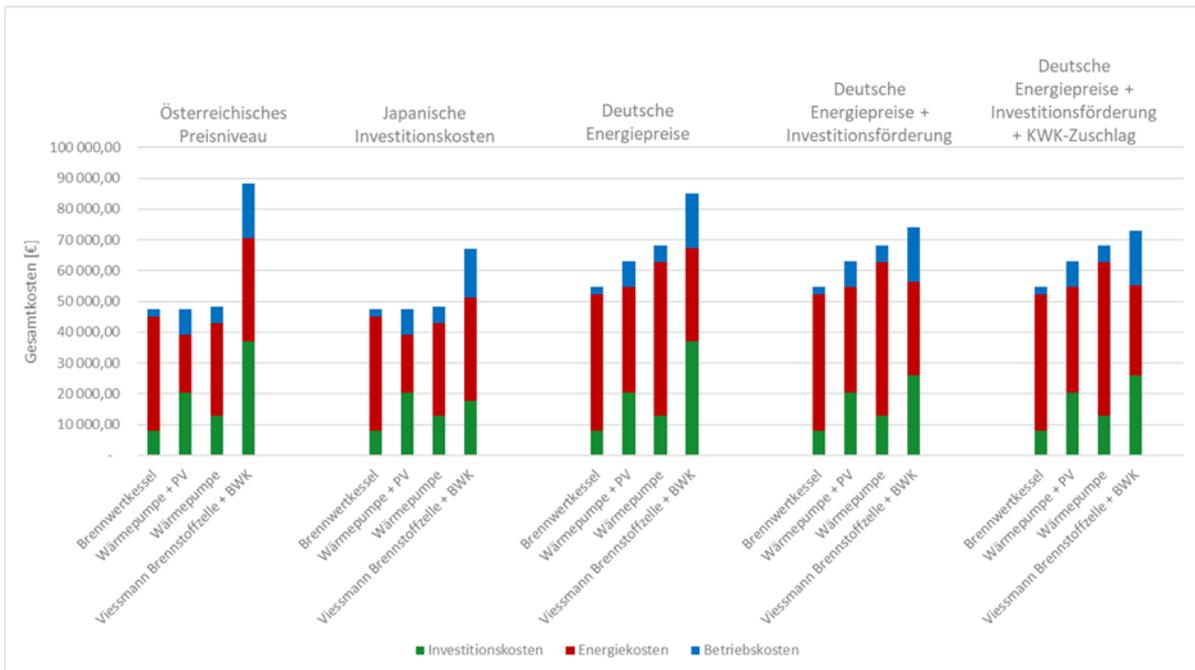
Abbildung 25 zeigt die Gesamtkosten des Passivhauses. Es ist ersichtlich, dass die Brennstoffzellenmodelle des ersten Szenarios aufgrund der hohen Investitionskosten und Betriebskosten im Vergleich zu den anderen Systemen höhere Gesamtkosten aufweisen. Im zweiten Szenario kann aufgrund der geringeren, japanischen Investitionskosten der Brennstoffzellen eine deutliche Verringerung der Gesamtkosten im Vergleich zum ersten Szenario erzielt werden, jedoch kommt es zu keiner Kostenparität mit den Vergleichssystemen. Durch die Verwendung der deutschen Energiepreise im dritten Szenario erhöhen sich sämtliche Gesamtkosten, jedoch kann der Preissprung der Brennstoffzellensystemen zu den Referenzsystemen nur minimal reduziert werden. Auch im Szenario 4 und 5 amortisieren sich die Brennstoffzellensysteme nicht gegenüber den Referenzsystemen. Am kostengünstigsten fallen die Brennstoffzellensysteme im Szenario 2 – Japanische Investitionskosten – aus.

Abbildung 25: Gesamtkosten - Einfamilienhaus (Passivhaus)



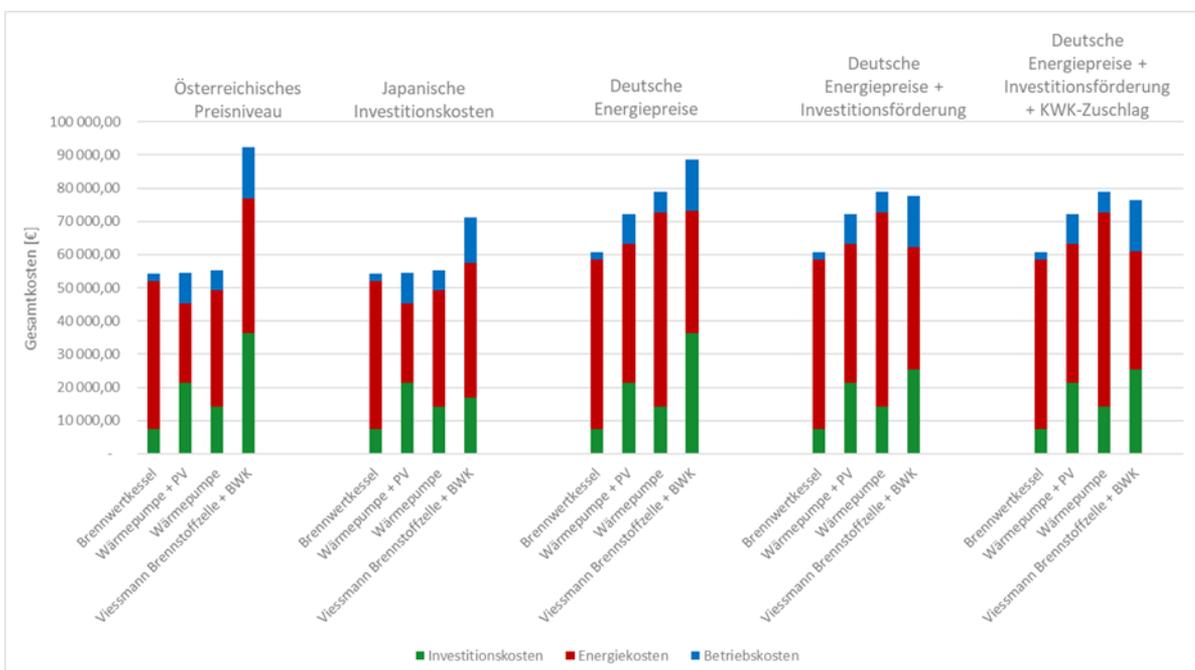
In Abbildung 26 sind die Ergebnisse des Neubaus ersichtlich. Während im Szenario 1 ein großer Gesamtkostenunterschied zwischen dem Brennstoffzellensystem und den Referenzsystemen vorliegt, kann in den anderen Varianten eine Kostenannäherung erzielt werden. Vor allem in den Szenarien 4 und 5 ist eine geringe Kostendifferenz zu erkennen. Aufgrund der im Vergleich zum Passivhaus im Neubau höheren Energiekosten, welche auf den schlechteren Baustandard zurückzuführen sind, ist der Unterschied zwischen den Gesamtkosten des Brennstoffzellensystems und den Referenzsystemen im Neubau geringer als im Passivhaus.

Abbildung 26: Gesamtkosten - Einfamilienhaus (Neubau)



Die Ergebnisse des sanierten Einfamilienhauses sind in Abbildung 27 dargestellt. Ähnlich den Ergebnissen des Passivhauses und Neubaus sind auch im sanierten Einfamilienhaus die Gesamtkosten des Brennstoffzellensystems in den Szenarios 1, 2 und 3 deutlich höher als bei den Referenzsystemen. Bei Betrachtung des vierten Szenarios ist ersichtlich, dass es zu einer wirtschaftlichen Amortisation des Brennstoffzellensystems gegenüber der Wärmepumpe kommt. Durch einen zusätzlichen KWK-Zuschlag (Szenario 5) ist keine ausschlaggebende Veränderung erkennbar.

Abbildung 27: Gesamtkosten - Einfamilienhaus (saniert)



Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der größte Preistreiber der Brennstoffzelle im Einfamilienhaus die Investitionskosten ist. Auch die Betriebskosten der Brennstoffzelle sind in allen Gebäudestandards deutlich höher als bei den Referenzsystemen. Der Unterschied der Gesamtkosten zwischen dem Brennstoffzellensystem und dem Referenzsystem fällt aufgrund des höheren Energiebedarfs im sanierten Einfamilienhaus am geringsten aus, im Passivhaus am höchsten. Zu einer Kostenparität der Brennstoffzelle mit dem Wärmepumpensystem kommt es lediglich im sanierten Gebäude im Szenario 4. Bezüglich des Szenarios 2 kann geschlossen werden, dass die Gesamtkosten der Brennstoffzelle sich an die Gesamtkosten der Referenzsysteme annähern, jedoch die Energiekosten und Betriebskosten noch zu hoch sind, sodass es zu keiner wirtschaftlichen Amortisation kommt. Allgemein kann daher gesagt werden, dass es zu keiner Wirtschaftlichkeit des Brennstoffzellensystems unter den untersuchten Rahmenbedingungen im Einfamilienhaus kommt.

### **Mehrfamilienhaus**

Basierend auf den Szenarien wurden für das Mehrfamilienhaus in Passivhausstandard, Neubaustandard und saniert fünf verschiedene Systemkonfigurationen ökonomisch verglichen. In den folgenden Abbildungen sind die Investitionskosten (grün), Energiekosten (rot) und Betriebskosten (blau) als Gesamtkosten über 20 Jahre als Balkendiagramm dargestellt. Die Diagramme stellen die Szenarios 1 bis 5 dar mit Ausnahme von Szenario 2, da dieses Szenario nur für Einfamilienhäuser geeignet ist.

Abbildung 28 zeigt die Ergebnisse des Mehrfamilienhauses in Passivhausstandard. Während in Szenario 1 ein enormer Kostensprung des Brennstoffzellensystems im Vergleich zu den Referenzsystemen vorliegt, kommt es bereits im Szenario 3, aufgrund der deutschen Energiepreise, zu einer deutlichen Annäherung der Gesamtkosten. Dies kann vor allem durch die bessere Ausgangslage für Brennstoffzellensysteme in Mehrfamilienhäusern erklärt werden, da aufgrund des höheren Energieverbrauchs in Mehrfamilienhäusern im Vergleich zu Einfamilienhäusern die Energiekosten relevanter sind. In rot ist ersichtlich, dass aufgrund des für die Brennstoffzelle besseren Kostenverhältnisses zwischen Strom und Gas die Energiekosten der Brennstoffzelle im Szenario 3, 4 und 5 niedriger sind als bei den Referenzsystemen (Ausnahme Wärmepumpe plus Photovoltaik). Im vierten Szenario – Deutsche Energiepreise plus Investitionsförderung – kommt es zu einer wirtschaftlichen Amortisation des Brennstoffzellensystems gegenüber dem Wärmepumpensystem. Durch einen zusätzlichen KWK-Zuschlag (Szenario 5) können keine weiteren Vorteile für das Brennstoffzellensystem erkannt werden.

Abbildung 28: Gesamtkosten - Mehrfamilienhaus (Passivhaus)

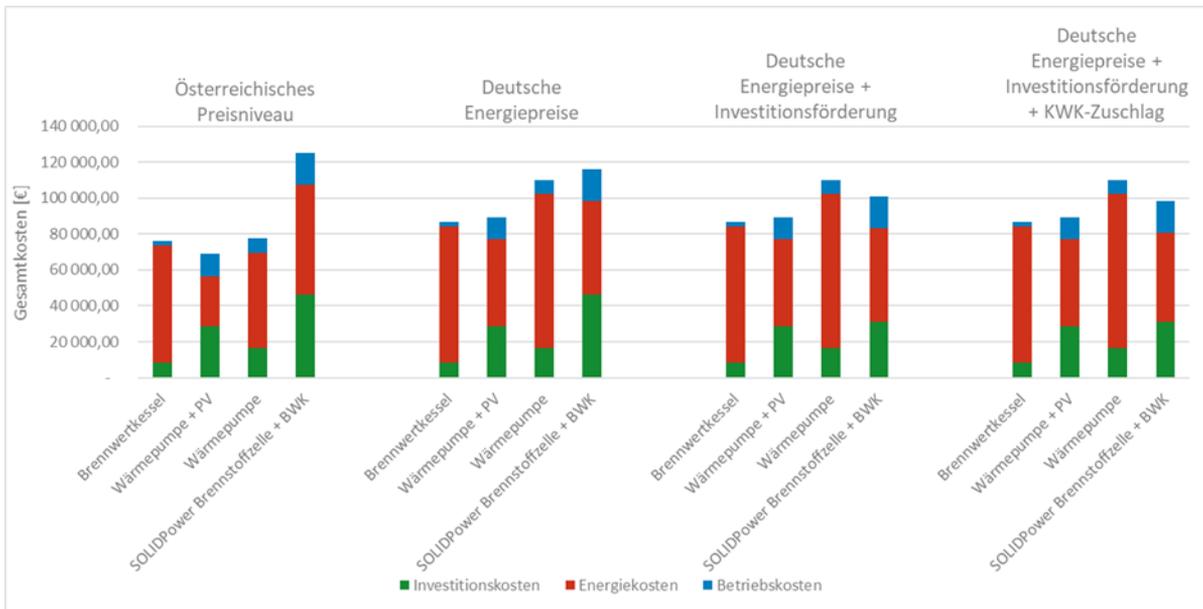


Abbildung 29 zeigt die Ergebnisse des Neubaus. Ähnlich der Ergebnisse des Mehrfamilienhauses in Passivhausstandard kommt es ab dem Szenario 3 – Deutsche Energiepreise – zu einer Kostenannäherung des Brennstoffzellensystems plus Brennwärtekessel an das Wärmepumpensystem. Szenario 4 zeigt, dass sich durch eine Investitionsförderung das Brennstoffzellensystem plus Brennwärtekessel gegenüber dem Wärmepumpensystem amortisiert. Das Brennstoffzellensystem plus Wärmepumpe ist aufgrund der hohen Investitionskosten deutlich kostenintensiver als die Referenzsysteme.

Abbildung 29: Gesamtkosten - Mehrfamilienhaus (Neubau)

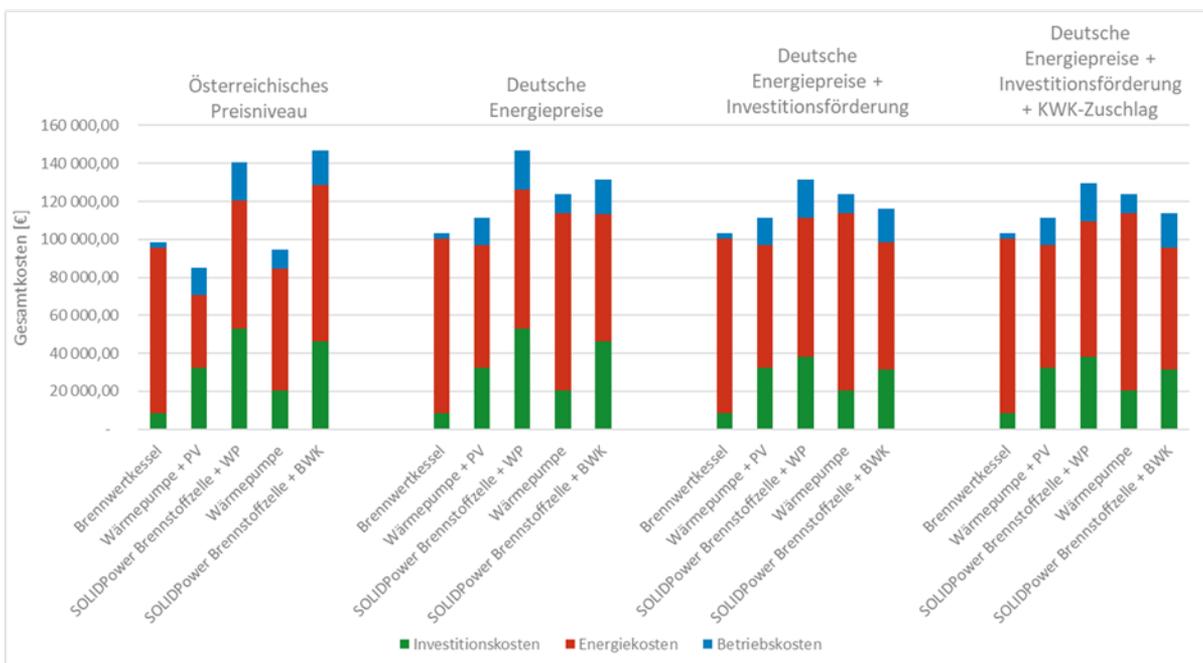
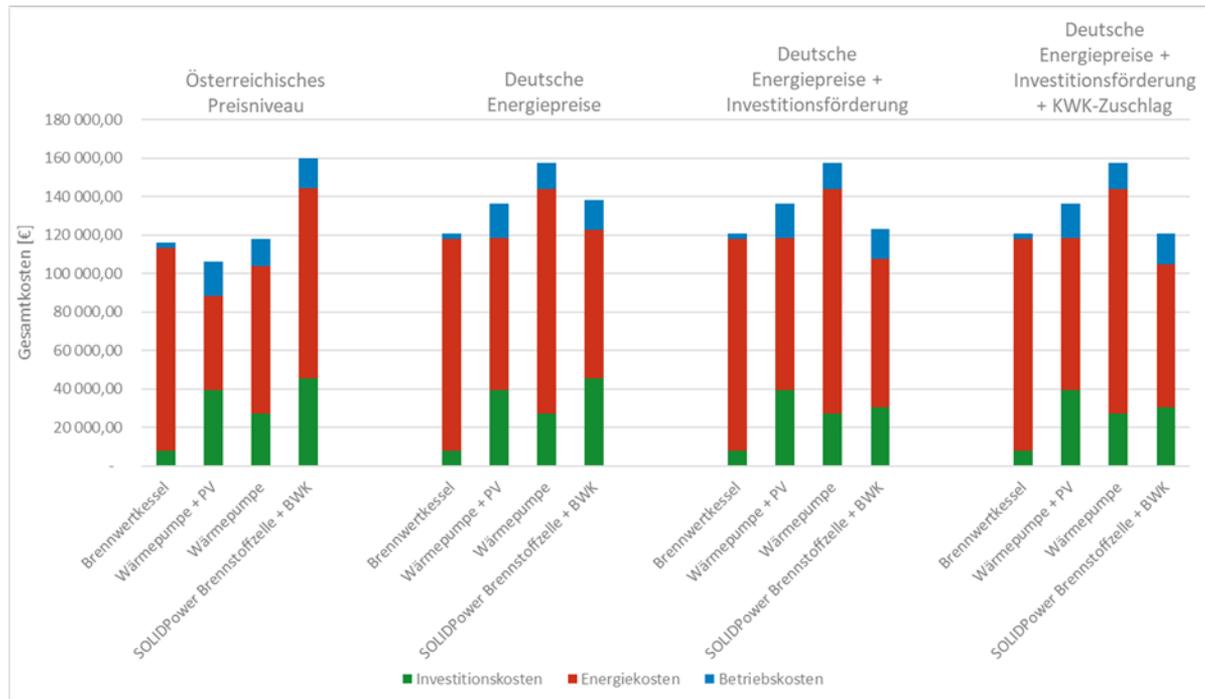


Abbildung 30 zeigt, dass aufgrund des hohen Energiebedarfs im sanierten Mehrfamilienhaus das Brennstoffzellensystem im Szenario 3 – Deutsche Energiepreise – gegenüber dem

Wärmepumpensystem wirtschaftlich günstiger ist. Außerdem kommt es zu einer Kostenparität gegenüber dem Wärmepumpensystem plus Photovoltaik. Unter Einsatz einer Investitionsförderung (Szenario 4) kann außerdem eine Kostenparität des Brennstoffzellensystems mit dem Brennwertkessel erreicht werden.

Abbildung 30: Gesamtkosten - Mehrfamilienhaus (saniert)



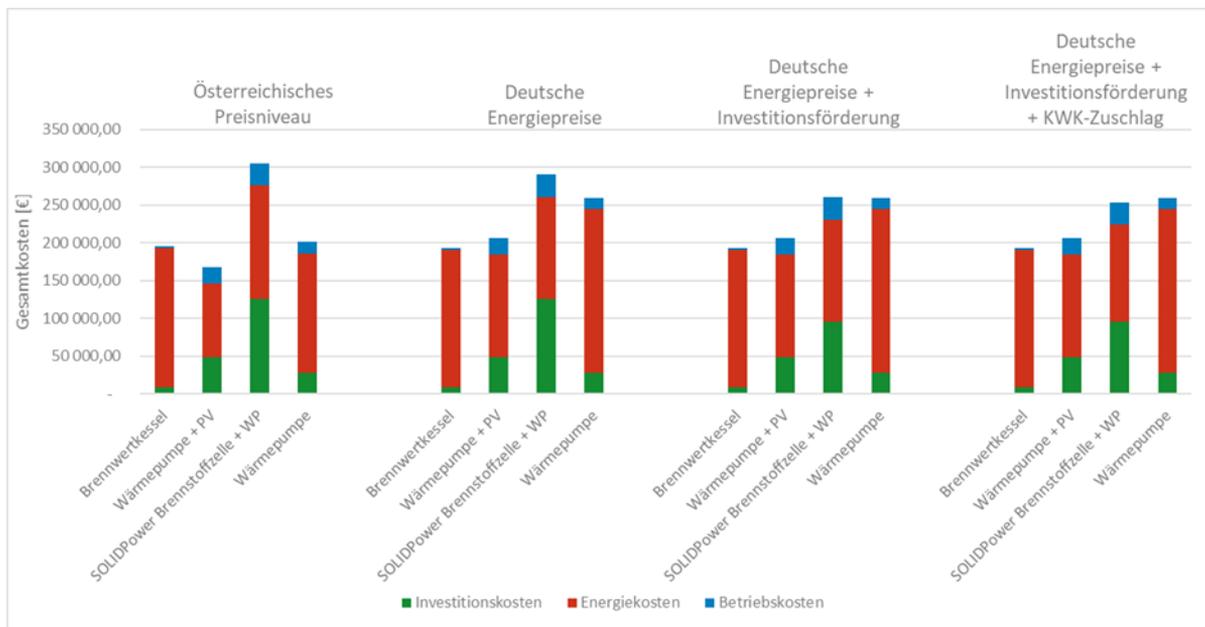
Allgemein kann gesagt werden, dass das Brennstoffzellensystem unter passenden Rahmenbedingungen im Mehrfamilienhaus (aufgrund der höheren Bedarfe) wirtschaftlich sinnvoll sein kann.

## Hotel

Basierend auf den Szenarien wurden für das Hotel in Passivhausstandard, Neubaustandard und saniert fünf verschiedene Systemkonfigurationen ökonomisch verglichen. In den folgenden Abbildungen sind die Investitionskosten (grün), Energiekosten (rot) und Betriebskosten (blau) als Gesamtkosten über 20 Jahre als Balkendiagramm dargestellt. Die Diagramme stellen die Szenarios 1 dar mit Ausnahme von Szenario 2, da dieses Szenario nur für Einfamilienhäuser geeignet ist.

Abbildung 31 zeigt die Ergebnisse des Hotels in Passivhausstandard. Trotz der prinzipiell vorteilhaften Ausgangslage für das Brennstoffzellensystem aufgrund des hohen Energiebedarfs kommt es im Szenario 1 (Österreichisches Preisniveau) und im Szenario 3 (Deutsche Energiepreise) zu keiner Kostenparität des Brennstoffzellensystems mit den Referenzsystemen. Das liegt vor allem an den hohen Investitionskosten, da für das Hotel drei SOLIDPower Brennstoffzellen und eine Wärmepumpe benötigt werden. Außerdem kommt es aufgrund der hohen Stromkosten der zusätzlichen Wärmepumpe auch unter Berücksichtigung der deutschen Energiepreise zu keiner wirtschaftlichen Amortisation. Unter Betrachtung einer Investitionsförderung (Szenario 4) kann eine Kostenparität gegenüber dem Wärmepumpensystem erreicht werden. Der KWK Zuschlag (Szenario 5) bietet keine weiteren Vorteile für das Brennstoffzellensystem.

Abbildung 31: Gesamtkosten - Hotel (Passivhaus)



Ähnlich zum Passivhausstandard des Hotels kann auch im Neubau und im sanierten Zustand erst unter Einbezug einer Investitionsförderung (Szenario 4) eine wirtschaftliche Amortisation des Brennstoffzellensystems gegenüber dem Wärmepumpensystem erreicht werden, wie in den Abbildung 32 und Abbildung 33 ersichtlich ist. Der KWK-Zuschlag (Szenario 5) bietet keine weiteren ausschlaggebenden Vorteile für die Brennstoffzelle.

Abbildung 32: Gesamtkosten - Hotel (Neubau)

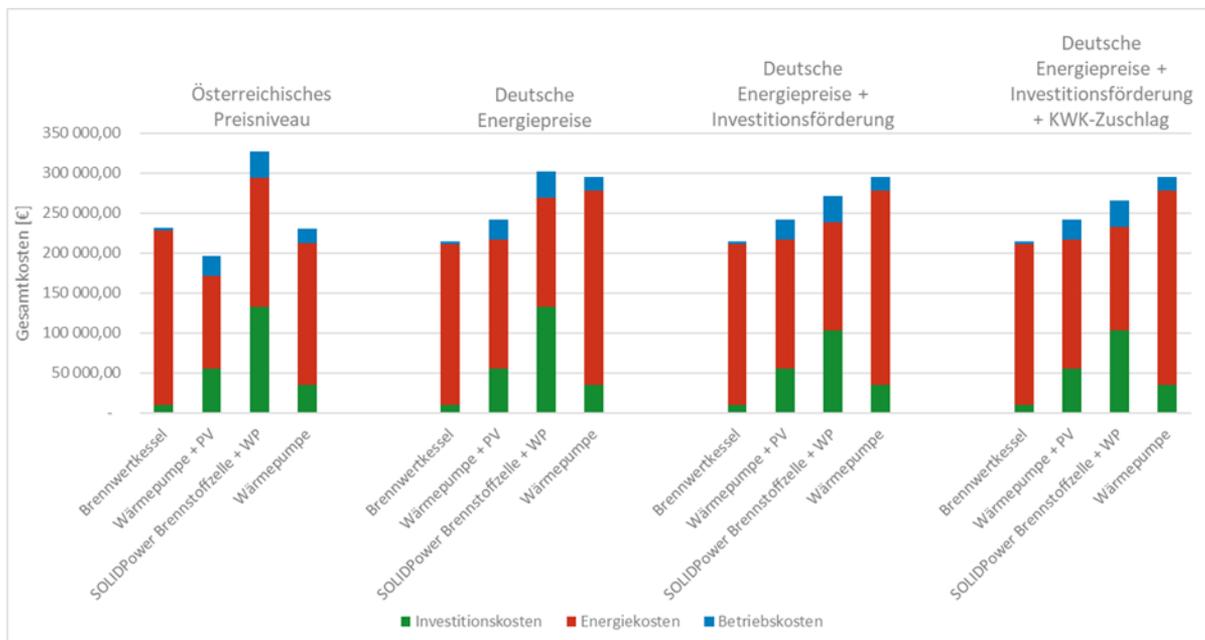
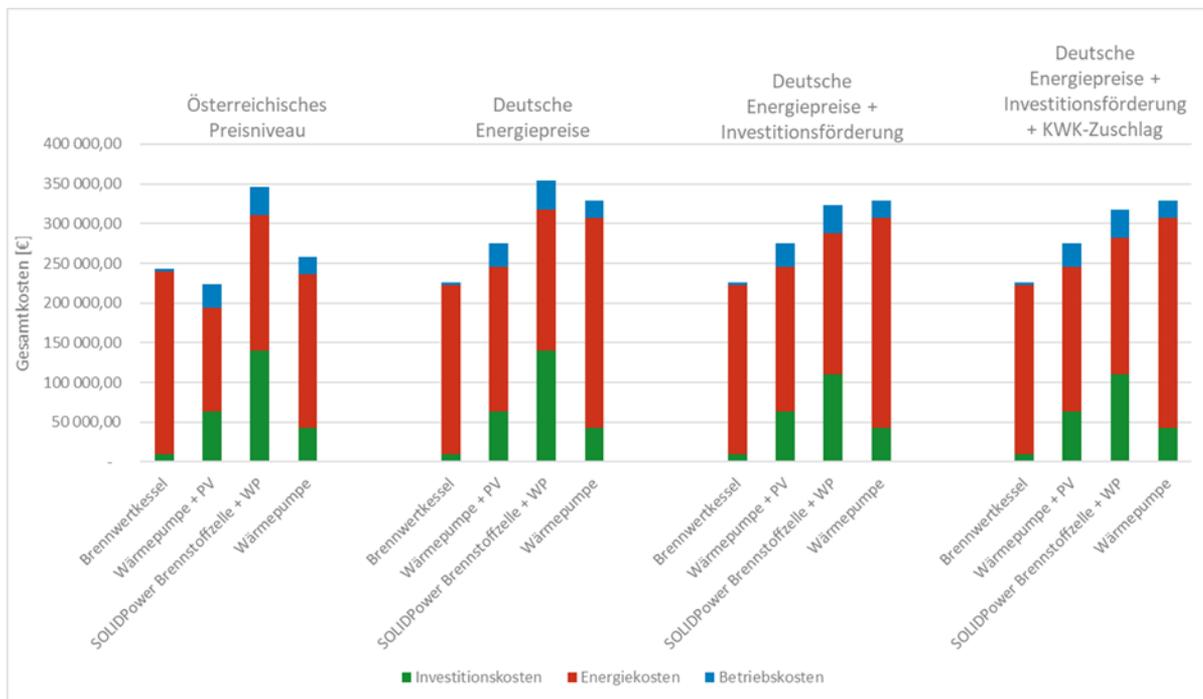


Abbildung 33: Gesamtkosten - Hotel (saniert)



Allgemein kann gesagt werden, dass im Hotelgebäude bei den untersuchten Rahmenbedingungen teilweise ein wirtschaftlicher Vorteil des Brennstoffzellensystems gegenüber dem Wärmepumpensystem gegeben ist. Hierfür wird jedoch eine Investitionsförderung (Szenario 4) und ein optimaleres Verhältnis zwischen Strom und Gaskosten (deutsche Energiepreise – Szenario 3) benötigt.

### Zusammenfassung der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Wie in den Ergebnissen ersichtlich ist, sind der größte Preistreiber der Brennstoffzelle die Investitionskosten, die einen wirtschaftlichen Betrieb gegenüber anderen Systemen erschweren; trotz der immer geringeren Energiekosten des Brennstoffzellen-Systems gegenüber dem Referenzfall. Weiters ist ein wirtschaftlicher Betrieb des Brennstoffzellen-Systems im ersten Szenario nicht möglich, da das Verhältnis zwischen Strom- und Gaspreis in Österreich ungünstig für die Brennstoffzelle ist. Im Mehrfamilienhaus kommt es bei allen drei Gebäudestandards bereits im dritten Szenario (deutsche Energiepreise) zu einer Kostenparität mit dem Referenzsystem. Unter der Berücksichtigung einer Investitionsförderung (Szenario 4) kommt es im sanierten Mehrfamilienhaus zu einer Amortisation gegenüber dem Referenzfall. Bezüglich des Hotels ist ein wirtschaftlicher Betrieb des Brennstoffzellen-Systems bei sinkenden Investitionskosten absehbar.

#### **6.1.4. Replizierbarkeit der Ene-Farm Erfolgsfaktoren auf Österreich**

In diesem Kapitel werden die identifizierten Erfolgsfaktoren hinsichtlich einer möglichen Replizierbarkeit in Österreich bewertet.

##### **Erfolgsfaktor: Etablierung von Markttransformationsprogrammen (inklusive erforderlicher Förderprogramme) – Stichwort: ‚Level Playing Field‘:**

Unterschiedlich zu den japanischen Entwicklungen ist in Österreich beziehungsweise in der EU ein klarer Pfad hin zu erneuerbaren Energieträger sichtbar. Somit ist eine Replikation des japanischen Ene-Farm Programms in Österreich aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen in Bezug auf den Einsatz von fossilen Energieträgern nicht möglich. Der Einsatz von erneuerbaren Gas beziehungsweise grünem Wasserstoff ist für die „hard to abate“ Sektoren vorgesehen (wie der Stahlindustrie, Zementindustrie, et cetera) und nicht für den Gebäudebereich.

##### **Erfolgsfaktor: Beiträge zu den Klima- und Energiepolitiken (Stichwort: CO<sub>2eq</sub>-Reduktionsmaßnahme):**

Aufgrund der niedrigeren CO<sub>2eq</sub>-Emissionen für den Strom sind die erzielbaren Einsparungen an Treibhausgas-Emissionen in Österreich beim Einsatz von Erdgas nur marginal. Höhere Einsparungen können nur bei Verwendung von erneuerbaren Gasen erzielt werden. Derartige Festlegungen bezüglich des Einsatzes von erneuerbaren Gasen sind in Österreich allerdings bis jetzt nicht getroffen worden.

Allerdings konnte In den Modellierungen gezeigt werden, dass Brennstoffzellen-Systeme den Eigenverbrauchsanteil und den Deckungsgrad steigern konnten. Besondere in den Wintermonaten aber auch in den Sommermonaten kann ein netzdienlicher Betrieb erzielt werden. Damit konnten zwei Erfolgsfaktoren identifiziert werden, die für die Erreichung der Klimaneutralität für Österreich sehr wesentlich sind:

##### **Erfolgsfaktor: Produktverfügbarkeit, einfache Vertriebswege und Installation:**

Unterschiedlich zu den japanischen Installationen gibt es in Österreich für m-KWK Anlagen keinen one-stop Shop (Installation, Wartung und Instandhaltung, Liefervertrag, et cetera). m-KWK Anlagen werden üblicherweise von den Herstellern beziehungsweise deren Installateuren vertrieben. Es gibt keine Sonderstellung beziehungsweise Erleichterungen für Brennstoffzellen m-KWK Anlagen (somit besteht ein sehr kompetitives Umfeld). Zudem werden diese in Österreich im Innenbereich aufgestellt, was zu höheren Sicherheitsanforderungen bei der Installation führt. In Österreich bestehen zusätzlich bürokratische Barrieren im Falle, dass ein Energieausweis für den Einbau des Heizungssystems erforderlich ist.

##### **Erfolgsfaktor: Produkteigenschaften sind auf die erforderlichen Bedarfsprofile abgestimmt:**

Der Heizenergiebedarf ist in Japan deutlich geringer als in Österreich. Damit sind auch die Anforderungen für die Wärmebereitstellung und die zugrundeliegenden Systemkonfigurationen des Heizungssystems beziehungsweise des Warmwassersystems unterschiedlich. Die japanische Ene-Farm Systeme dienen vorwiegend der Warmwasserbereitstellung und der Versorgung des Gebäudes mit elektrischer Energie.

Die Vorteile, die sich aufgrund der Ene-Farm Systeme für die Anwender in Japan realisieren lassen, können auf die österreichische Situation weder technisch, noch ökonomisch oder hinsichtlich der Klimafreundlichkeit übertragen werden.

**Erfolgsfaktor: Marktdynamik beziehungsweise –volumen erzeugt verbesserte Produktqualitäten (Technologieentwicklung, Produktiterationen) und konkurrenzfähige Produktpreise:**

In Österreich aber auch in Europa fehlen einerseits die Rahmenbedingungen, andererseits die Marktdynamik beziehungsweise das Marktvolumen. Einzig Deutschland kann aufgrund des KfW 433 Programms auf eine Förderschiene verweisen, die über 15.000 Anlagen mit erheblichen Mitteln bis zum Jahr 2021 gefördert hat. Die japanischen Produkte können allerdings nicht 1:1 auf die deutschen oder österreichischen Verhältnisse übertragen werden.

**Erfolgsfaktor: Erhöhung der Resilienz – Einsatz als Notstromgenerator:**

In Österreich sind Stromausfälle beziehungsweise (geplante) Stromunterbrechungen weniger häufig (zwischen 20 bis 30 Minuten pro Jahr in den letzten 10 Jahren) als in Japan. Die Bedeutung, eine stationäre Brennstoffzelle als parallelgeführte Notstromanlage einzusetzen, hat damit weniger Relevanz und ist kein gängiges Kaufargument beim Einsatz in (Wohn-)Gebäuden).

**Fazit**

Zusammenfassend ist eine Replikation des Ene-Farm Projekts in Österreich nicht möglich, da die politischen, technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen gänzlich anders sind als beispielsweise in Japan. Aufgrund der geplanten vollständigen Dekarbonisierung des Wärmemarkts ist Klimaschutz bei Brennstoffzellen somit nur in Kombination mit grünen Gasen gegeben. Jedoch sind erneuerbare Gase im Gebäudesektor nicht vorgesehen sind und der Fokus liegt hier auf Wärmepumpen, biogenen Systemen und dekarbonisierten Fernwärme- und Nahwärmesystemen.

### **6.1.5. Klimaneutralen Quartieren und Energiegemeinschaften**

Anhand der aus den Modellierungen und Wirtschaftlichkeitsanalysen gewonnen Erkenntnisse kann eine Eignung stationärer Brennstoffzellensysteme für die Anwendung in Energiegemeinschaften und klimaneutralen Quartieren abgeleitet werden. Derartige Quartiere werden sowohl auf EU- als auch auf nationaler Ebene für das Gelingen der Energiewende als zentral eingestuft. Derzeit besteht noch keine offizielle Definition für Quartiere, sie können aber als „[...] räumliche Einheit zwischen Gebäude- und Stadt(teil)ebene [...]“ (Österreichische Raumordnungskonferenz (ÖROK), 2014), deren Größe sich nach der Eignung (etwa als Infrastrukturverbund) ausrichtet, verstanden werden.

Im Sinne der Energieraumplanung handelt es sich um strukturelle Handlungsfelder für die Errichtung beziehungsweise Sanierung und Nutzung von Gebäuden, die Deckung der Mobilitätsbedürfnisse, die Nachfrage von Dienstleistungen und Produkten aus Gewerbe, Industrie und Landwirtschaft sowie für die Abfallentsorgung.

Im konkreten Fall von klimaneutralen Quartieren gilt zusätzlich, dass diese bilanziell keine Treibhausgase emittieren und die Energieversorgung vollständig auf erneuerbaren Energieträgern oder Abwärme basiert. Um eine derartige klimaneutrale Energieversorgung gewährleisten zu können, sind integrierte Energiekonzepte erforderlich. Das Konzept besteht dabei aus der Nutzung

von, durch lokal zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energieträgern, dezentral erzeugtem Strom und Wärme/Kälte innerhalb des Quartiers.

Darüber hinaus gilt es, eine hohe Versorgungsrate (Eigenverbrauchsanteil) aus erneuerbaren Energieträgern oder Abwärme/-kälte zu realisieren und eine möglichst hohe Versorgungssicherheit zu erreichen. Ziel ist hierbei ein effizientes Zusammenspiel der Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr durch sektorkoppelnde Anlagen und Energiespeicher, um Energieerzeugung und -bedarfe möglichst gut aufeinander abzustimmen. Dabei kommt (Zwischen-) Speichersystemen eine zentrale Rolle zu, um die Bedarfe (Strom, Wärme, Kälte und Mobilität) flexibel zeitgerecht zur Verfügung stellen zu können. Damit kann der Eigenversorgungsanteil des Quartiers maßgeblich erhöht und die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gut integriert werden. Eine Voraussetzung ist dabei die intelligente Vernetzung aller Komponenten und die Steuerung mittels eines Energiemanagementsystems. So kann mittels integrierter Versorgungskonzepte die Optimierung des Gesamtsystems über alle Energieträger, -infrastrukturen und -anwendungen bei gleichzeitiger Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger erreicht werden.

Bei einer Erweiterung der integrierten Energiekonzepte auf dezentrale Wasserstoffsystemen (Elektrolyseure, Wasserstoffspeicher, Brennstoffzellen) können diese Zielsetzungen der klimaneutralen Quartiere noch besser erreicht werden. Der Einsatz von stationären Brennstoffzellen bietet hier viele Vorteile. So zeigten die Modellierungen die verbesserte Wirtschaftlichkeit von Brennstoffzellen in größeren Anwendungen, in denen auch hohe Eigenverbrauchsquoten (der elektrischen Energie) realisiert werden können. Durch eine Ausweitung auf weitere Anwendungen (beispielsweise Elektromobilität) kann dieser Aspekt weiter gestärkt werden und somit ein aktiver Beitrag zur Sektorkopplung geleistet werden. Darüber hinaus erlaubt der Einsatz von Brennstoffzellen einen netzdienlichen Betrieb durch eine Netzentlastung sowohl in den Winter- als auch in den Sommermonaten.

Zusätzlich können durch die Kombination aus dezentralen Wasserstoff-Lösungen und stationären Brennstoffzellen in Energiegemeinschaften und/oder in klimaneutralen Quartieren anerkannte energie- und umweltpolitische Beiträge geleistet werden.

In weiterer Folge wurden Beispiele identifiziert, in denen derartige dezentrale integrierte Energiekonzepte zum Einsatz kommen. In Deutschland wurden derartige Energiekonzepte bereits vereinzelt realisiert. Diese sind:

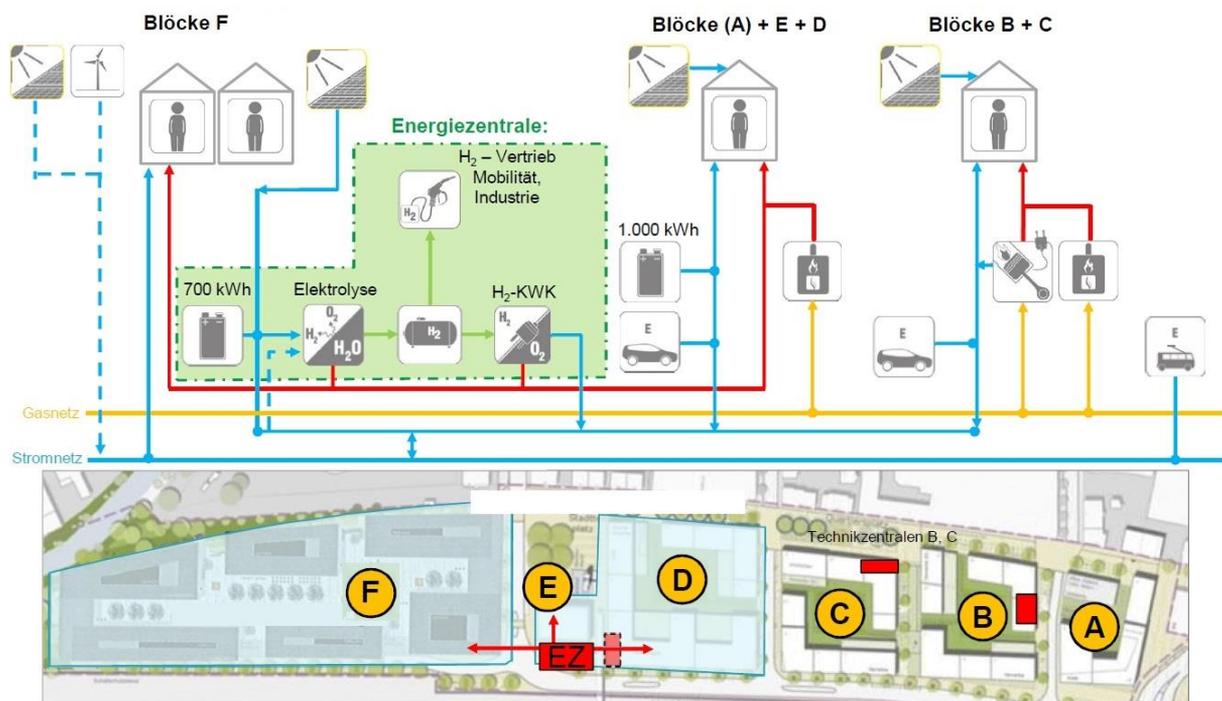
- Wasserstoffquartier Kaisersesch
- Quartier Bosbüll
- Quarree100
- Quartier Kreis Euskirchen
- Neue Weststadt Esslingen
- Quartier Bochum-Weitmar

Folgend wird beispielhaft eine klimafreundliche Quartierslösung in Deutschland mit integrierten Energiekonzepten inklusive dezentralem Wasserstoff beschrieben.

Im Zuge eines Forschungsprojekts wird in Esslingen am Neckar ein Stadtquartier errichtet, das nahezu klimaneutral betrieben werden soll. Gebaut wird das Quartier auf einer Fläche von 100.000 m<sup>2</sup> und beinhaltet neben einer Hochschule 500 Wohnungen sowie Büro- und Gewerbeflächen. Zum Zweck des klimaneutralen Betriebs wurde ein Energieversorgungskonzept entwickelt, das die

Sektoren Gebäude, Mobilität und Industrie miteinander koppelt. Die Stromerzeugung erfolgt mittels in das Gebäude integrierter Photovoltaikanlagen sowie überregionaler erneuerbarer Energietechnologien wie Wind und Photovoltaik (EGS-plan, s.a.). In Abbildung 34 ist das Energieversorgungskonzept der Neuen Weststadt Esslingen ersichtlich.

Abbildung 34: Energieversorgungskonzept der Neuen Weststadt Esslingen (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 2020)



Aufgrund der Fluktuation in der Stromerzeugung wird überschüssiger Strom mithilfe eines Elektrolyseurs (1 MW elektrisch) in grünen Wasserstoff umgewandelt. So können jährlich 2.800 MWh grüner Wasserstoff (entspricht 250 – 400 kg/Tag, 80 t/a) produziert und ins lokale Erdgasnetz eingespeist wie auch zu H<sub>2</sub>-Tankstellen und Industrie weitertransportiert oder aber durch ein Blockheizkraftwerk (BHKW) rückverstromt werden. Über ein Nahwärmenetz kann die bei der Elektrolyse als Nebenprodukt entstehende Abwärme zur Deckung des Wärmebedarfs des Quartiers verwendet werden, was eine Wirkungsgradsteigerung des Elektrolyseurs auf 90 Prozent ermöglicht. Zur Gewährleistung einer ganzjährigen Vollversorgung mit Wärme werden zusätzlich eine Wärmepumpe mit einer Leistung von 200 kW thermisch, ein bivalentes Blockheizkraftwerk (Erdgas 300 kW thermisch, H<sub>2</sub> 138 kW thermisch) sowie ein Gas-Spitzenlastkessel installiert. Ermöglicht wird diese zur Energieversorgung notwendige Vernetzung, Regelung und Betriebsoptimierung durch ein intelligentes Energie-Management- System (Agentur Blumberg GmbH, s.a.).

### 6.1.6. Empfehlungen

In Österreich ist die Energieversorgung in Energiegemeinschaften und klimaneutrale Quartieren derzeit noch mit einer Reihe an Hindernissen verbunden. Energiegemeinschaften wurden zwar mit dem neuen Erneuerbaren Ausbau Gesetzespaket erstmals in Österreich etabliert, was die Gründung

einer Energiegemeinschaft möglich macht, allerdings ist in dieser nur der Direktverkauf von Strom an die Teilnehmer vorgesehen. Überschussstrom kann aufgeteilt werden, jedoch erlauben die derzeit rechtlichen Einschränkungen kein Betreiben von Speichersystemen durch Netzbetreiber und auch die Abrechnung der Nutzung eines Gemeinschaftsspeichers innerhalb der Energiegemeinschaft ist aktuell nicht möglich.

Daher bedarf es der Schaffung einer neuen Programmschiene oder Erweiterung von derzeitigen Programmen (z. B. bei den Energiegemeinschaften beziehungsweise klimaneutralen Quartieren) um den Punkt dezentrale Wasserstoff-Systeme (dezentrale Erzeugung, Speicherung und Nutzung inklusive Brennstoffzellen). Zusätzlich sollen Fragen zur Gestaltung der Systemintegration von dezentralen Wasserstoff-Systemen und den möglichen Beiträgen solcher Systeme in Energiegemeinschaften und klimaneutralen Quartieren in Hinblick auf erhöhte Eigenverbrauchsanteile von erneuerbaren Energieträgern, die Versorgungssicherheit und netzdienliche Betriebsweise sowie Klimaneutralität. Nicht zuletzt müssen dafür notwendige regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Geschäfts- und Fördermodelle geschaffen werden. Eigens geschaffene Begleitmaßnahmen wie Netzwerke, Workshops, Fachvorträge und Konferenzen sollen in diesem Zusammenhang dem Informationsaustausch zwischen Marktakteuren, Wissenschaft und Forschung dienen.

Ausführungen bezüglich des Inhalts des Programms:

Für die weitere Forcierung der stationären Brennstoffzellen in Österreich wird vorgeschlagen, dass diese verstärkt in integrierten Energiekonzepten in Energiegemeinschaften beziehungsweise klimaneutralen Quartieren zum Einsatz kommen. Eine neue Programmschiene oder die Adaptierung vorhandener Programmschienen um den Punkt dezentrale Energiekonzepte basierend auf Wasserstoff-Systeme (dezentrale Erzeugung, Speicherung und Nutzung inklusive Brennstoffzellen) wird als guter Ausgangspunkt gesehen, um dieses Technologiefeld in Österreich zu etablieren. Positive Beiträge werden hinsichtlich erhöhter Eigenverbrauchsanteilen von erneuerbaren Energieträgern gesehen, weiters die Erhöhung der Versorgungssicherheit und eine Entlastung der Stromnetze (netzdienliche Betriebsweisen). Thematisch sollten in dieser Programmschiene folgende Untersuchungen durchgeführt werden:

- Analysen über den Stand der Technik im Hinblick auf die dezentrale Wasserstoffherzeugung, -nutzung und den Transport und Speicherung (Technologieübersicht)
- Fragestellungen hinsichtlich der Systemintegration von dezentrale H<sub>2</sub>-Systemen (integriertes Energiekonzept)
- Welche zu erwartenden Beiträge können durch dezentrale H<sub>2</sub>-Systeme hinsichtlich der Klimaneutralität tatsächlich erzielt werden?
- Welche regulatorischen Rahmenbedingungen sind zu beachten / zu schaffen?
- Welche Geschäftsmodelle sind denkbar beziehungsweise welche Förderinstrumente müssen aufgebaut werden?
- Schaffung von Begleitmaßnahmen (Etablierung eines Netzwerksbeziehungsweise einer Plattform für einen regelmäßigen Informationsaustausch)

## 6.2. Analyse europäischer Richtlinien und Rahmenbedingungen

Im Verlauf der letzten Jahre kam es zu Aktualisierungen und Erweiterungen von Gesetzgebungen in vielen Bereichen der Energieversorgung. Insbesondere die Einigung auf das Paket "Saubere Energie für alle Europäer" (European Commission, 2019), mit dem die EU ihren energiepolitischen Rahmen in Richtung des Übergangs von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energien angepasst hat, führte zur Überarbeitung wesentlicher Rechtsakte:

- Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden ((EU) 2018/844)
- Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2018/2001/EU)
- Energieeffizienz-Richtlinie ((EU) 2018/2002)
- Richtlinie über den Elektrizitätsbinnenmarkt (((EU) 2019/943)
- Richtlinie mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt ((EU) 2019/944)
- Richtlinie über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt ((EU) 2009/73/EC)

Ziel dieses Arbeitspakets ist daher die Beantwortung der Frage, ob die Überarbeitung des Rechtsrahmens zu einer Veränderung der Chancen und Hindernisse für stationäre Brennstoffzellen geführt hat. Außerdem wird untersucht, welche Rolle stationäre Brennstoffzellen in den relevanten EU-Strategien spielen und ob die Gesetze in ihrer aktuellen Fassung die Ambitionen der EU-Strategien widerspiegeln. Die sich im Gesetzwerdungsprozess befindlichen Vorkehrungen für den Erdgas-Binnenmarkt und deren Auswirkungen für die zukünftige Marktimplementierung von Brennstoffzellen werden ebenfalls analysiert. Aufgrund des steigenden Interesses an Wasserstoff als Energieträger und Wasserstofftechnologien werden darüber hinaus Strategien zu diesen Themen entwickelt, die im Verlauf ebenfalls untersucht werden.

Es gibt zum einen relevante EU-Strategien und zum anderen verschiedene Richtlinien und Verordnungen, die Einfluss auf stationäre Brennstoffzellen haben. Eine Übersicht der betrachteten Strategien und Rechtsakte ist in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Überblick relevanter Strategien und Rechtsakte

Titel	Strategie oder Rechtsakt	Veröffentlichung	Überarbeitung
<b>Hydrogen Strategy</b>	Strategie	Q3 2020	keine
<b>Energy System Integration Strategy</b>	Strategie	Q3 2020	keine
<b>Regulation on energy labelling of space heaters</b>	Rechtsakt	Q3 2013	Q3 2023
<b>Regulation on ecodesign requirements for space heaters</b>	Rechtsakt	Q3 2013	Q2 2022
<b>Energy Performance of Buildings Directive</b>	Rechtsakt	Q2 2018	Q4 2021

Titel	Strategie oder Rechtsakt	Veröffentlichung	Überarbeitung
<b>Energy Efficiency Directive</b>	Rechtsakt	Q4 2018	Q2 2021
<b>Renewable Energy Directive</b>	Rechtsakt	Q4 2018	Q2 2021
<b>Regulation on the internal market for electricity</b>	Rechtsakt	Q2 2019	keine
<b>Directive on common rules for the internal market for electricity</b>	Rechtsakt	Q2 2019	keine
<b>Directive on common rules for the internal market in natural gas</b>	Rechtsakt	Q2 2019	Q4 2021
<b>Regulation on guidelines for trans-European energy infrastructure</b>	Rechtsakt	Q2 2013	Q4 2020

## Ergebnisse der durchgeführten Analysen

Stationäre Brennstoffzellen werden in der europäischen Wasserstoffstrategie nicht erwähnt, jedoch indirekt behandelt. So ist die Einrichtung von lokalen Wasserstoff-Clustern „Hydrogen Valleys“ vorgesehen, in denen lokal erzeugter Wasserstoff direkt in der Region genutzt wird. Neben den bekannten Anwendungsfällen in der Industrie und im Schwerlastverkehr könnte Wasserstoff in diesen „Valleys“ auch für die Bereitstellung von Wärme für den Gebäudesektor verwendet werden. Ähnlich wie in der Wasserstoffstrategie, fehlt in der „Energy System Integration Strategy“ die Rolle, die stationäre Brennstoffzellen in einem integrierten Energiesystem spielen können. Die Ambitionen für die saisonale Speicherung von Wasserstoff sind enthalten, aber die Rückverstromung wird nicht erwähnt. Dies stellt ein großes Ungleichgewicht dar, das zu Problemen führen kann, wenn stationäre Brennstoffzellen mangels eines unterstützenden politischen Rahmens nicht in angemessenem Tempo entwickelt werden können.

Relevante Verordnungen des Pakets „Saubere Energie für alle Europäer“ wurde ebenfalls untersucht und deren Auswirkungen auf Brennstoffzellensysteme analysiert:

In der „**labelling and eco-design regulation**“ sind Brennstoffzellen-KWK-Systeme enthalten. Aufgrund ihrer hohen Effizienz gehören diese Systeme zur höchsten Energieklasse A+++ und könnten daher in Zukunft an Marktrelevanz gewinnen.

Die „**Energy Performance of Building Directive**“ erwähnt Brennstoffzellen lediglich indirekt, da KWK-Systeme als hocheffiziente alternative Systeme betrachtet werden. Es ist davon auszugehen, dass

aufgrund der immer strengeren Vorschriften für die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden Brennstoffzellen-KWK-Systeme in Zukunft mehr an Bedeutung gewinnen werden.

Im Hinblick auf die Verordnung „**Internal Market for Electricity**“ können stationäre Brennstoffzellen, die als KWK-Anlagen betrieben werden, als hocheffiziente KWK-Systeme betrachtet werden. Aus diesem Grund müssen sie im Elektrizitätssystem vorrangig behandelt werden. Allerdings gibt es keine Gleichbehandlung mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, da letztere noch stärker bevorzugt wird.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass stationäre Brennstoffzellen im Rahmen der EU-Strategien sowie verschiedener Richtlinien und Verordnungen derzeit nur eine untergeordnete Rolle spielen, obwohl sie ein großes Potenzial für die Erreichung der Klimaziele der EU haben.

Zu den Hindernissen gehören die derzeit höheren CAPEX und OPEX für stationäre Brennstoffzellen im Vergleich zu konkurrierenden – weniger umweltfreundlichen – Technologien. Auf der Grundlage der durchgeführten Analyse kann der Schluss gezogen werden, dass die gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht ausreichen, um eine erfolgreiche Marktdurchdringung zu erreichen. Es wird empfohlen, dieser Technologie in den EU-Strategien mehr Bedeutung beizumessen und gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, um die Lücke zwischen ersten vorkommerziellen Anwendungen (in geringen Mengen) und vollständigen kommerziellen Anwendungen zu schließen.

### **6.3. Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries**

Die Ergebnisse der Analysen zeigten, dass das Fehlen gemeinsamer rechtlicher Rahmenbedingungen ein Hindernis für Brennstoffzellensysteme darstellt. Der kritische Punkt bei den derzeitigen Vorschriften ist die nicht Standardisiertheit in Bezug auf die Brennstoffzellentechnologien, die im Allgemeinen unter den Rechtsrahmen für Gasgeräte oder konventionelle KWK-Geräte fallen.

Die IEC 62282-3 wird in der Europäischen Union lediglich auf freiwilliger Basis angewendet und durch obligatorische Vorschriften, Codes und Normen auf nationaler Ebene verdrängt. Nichtsdestotrotz kann die IEC 62282-3-Reihe eine gute Option für eine künftige Regelung darstellen.

In Japan wurde die IEC 62282-3-Reihe als Grundlage für den Zertifizierungsprozess übernommen und regulatorische Hindernisse für die Installation wurden dadurch vereinfacht. Eine CE-Kennzeichnung könnte eine Standardisierung in Europa implementieren. Des Weiteren würde es bei einer Senkung der Kosten (CAPEX) zu einer Steigerung des Absatzes und einer stärkeren Verbreitung der Brennstoffzelle kommen.

### **6.4. Veröffentlichte Publikationen**

In diesem Kapitel wird eine Übersicht aller Publikationen aus dem Annex, die für Österreich besonders relevant sind, gegeben. Im Anschluss folgt eine kurze Zusammenfassung der erzielten Ergebnisse aller Publikationen.

In Tabelle 10 sind alle Publikationen des Annex 33, die während des Berichtszeitraums veröffentlicht wurden, ersichtlich.

Tabelle 10: Publikationen aus dem Annex

Art der Publikation	Titel	Autoren
<b>Conference Paper &amp; Presentation</b>	Success factors for demonstration projects of small-scale stationary fuel cells in residential buildings	G. Simader, P. Vidovic
<b>Bericht</b>	IEA AFC: Uptake of international standards in the deployment of stationary Fuel Cell Systems in different countries (Japan, Germany, Austria and Italy)	A. Ferrario, V. Cigolotti, G. Simader, N. Hashimoto
<b>Bericht</b>	IEA AFC: Stationary fuel cell applications: Tracking Market Trends	V. Cigolotti, M. Genovese
<b>Bericht</b>	IEA AFC: Current and Future Technologies – Costs, Performances and Potential	V. Cigolotti, M. Genovese

Im Folgenden werden kurz der Inhalt und die relevantesten Ergebnisse beschrieben.

**Success factors for demonstration projects of small-scale stationary fuel cells in residential building:**

Dieser Artikel analysiert die Erfolgsfaktoren für die Einführung von Ene-Farm-Systemen in Japan. Er vergleicht die unterschiedlichen Rahmenbedingungen in Japan und europäischen Ländern wie Österreich und erörtert die Frage, ob ein Ene-Farm-Projekt auf Basis der japanischen Erfolgsfaktoren in Österreich repliziert werden könnte. Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die identifizierten Erfolgsfaktoren nicht auf Österreich übertragbar sind. Neben gänzlich anderen politischen Rahmenbedingungen wurden einige weitere Barrieren in Bezug auf die technologischen Anforderungen an Heizungsanlagen, wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit und Akzeptanz als Klimaschutztechnologie identifiziert.

Link: [e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2022/01/e3sconf\\_efc2022\\_04007/e3sconf\\_efc2022\\_04007.html](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/abs/2022/01/e3sconf_efc2022_04007/e3sconf_efc2022_04007.html)

**IEA AFC: Uptake of international standards in the deployment of stationary Fuel Cell Systems in different countries (Japan, Germany, Austria and Italy):**

Die Studie liefert einen Überblick über die geltenden Vorschriften, Normen und Standards für die Installation von stationären Brennstoffzellensystemen in Japan, Deutschland, Österreich und Italien. Die Analysen zeigten, dass das Fehlen gemeinsamer rechtlicher Rahmenbedingungen für Brennstoffzellen zu einer Minderung des Marktwachstums führt. In Japan wurde die IEC 62282-3-Reihe als Grundlage für den Zertifizierungsprozess übernommen (=Ene-Farm Projekt) und regulatorische Hindernisse für die Installation wurden dadurch vereinfacht. Die Erweiterung der europäischen CE-Kennzeichnung mit der IEC 62282-3-Reihe wird die Standardisierung und das Inverkehrbringen von stationären Brennstoffzellen deutlich verbessern.

Link:

[ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2022/IEA\\_TCP\\_AFC\\_Annex33\\_FullReport\\_Jan2022\\_final.pdf](http://ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2022/IEA_TCP_AFC_Annex33_FullReport_Jan2022_final.pdf)

### **IEA AFC: Stationary fuel cell applications: Tracking Market Trends:**

In diesem Bericht werden länderspezifische Kenndaten bezüglich Absatz und Bestand von stationären Brennstoffzellen für m-KWK und Großanwendungen analysiert. PEMFC und SOFC Systeme machen den größten Anteil im weltweiten Brennstoffzellen-Markt aus. Dank des Ene-Farm-Programms ist Japan marktführend bei den Installationen von m-KWK-Anlagen. Der Verkaufspreis für PEMFC und SOFC konnte auf 7.000 beziehungsweise 8.800 USD/Einheit gesenkt werden. In Europa wurden dank der Programme Callux, PACE und ene.Field 4.100 KWK-Anlagen installiert. Die USA sind bei größeren stationären Anwendungen marktführend (500 MW), wobei Schmelzkarbonatbrennstoffzellen (MCFC) einen hohen Anteil daran haben und Phosphorsäurebrennstoffzellen- (PAFC) Anlagen sind in Korea am stärksten vertreten.

Link:

[ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2021/2021\\_AFCTCP\\_Stationary\\_Application\\_MarketTrend.pdf](http://ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2021/2021_AFCTCP_Stationary_Application_MarketTrend.pdf)

### **IEA AFC: Current and Future Technologies – Costs, Performances and Potential**

Die Studie liefert einen Überblick über technische Kenndaten stationärer Brennstoffzellen mit dem Fokus auf PEMFC und SOFC in Großanwendungen und m-KWK Anlagen. Des Weiteren werden finanzielle Aspekte analysiert und Prognosen für die zukünftige Entwicklung geliefert. Die Analysen der finanziellen Aspekte zeigen, dass abhängig von Anlagentyp und -größe bestimmte Komponentenbereiche (wie beispielsweise Brennstoffzellen-Stack, et cetera) den größten Anteil der Kosten ausmachen. Generell konnte in den letzten Jahren für alle Anlagentypen und -größen eine Reduktion der Investitionskosten erzielt werden und bis zum Jahr 2030 sind weitere Kostensenkungen sowie eine Erhöhung der Anlagenbetriebsdauer und Lebensdauer der Stacks zu erwarten.

Link:

[ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2021/2021\\_AFCTCP\\_Stationary\\_Application\\_Performance.pdf](http://ieafuelcell.com/fileadmin/publications/2021/2021_AFCTCP_Stationary_Application_Performance.pdf)

# 7 Vernetzung und Ergebnistransfer

Die Vernetzungsaktivitäten und der Ergebnistransfer bildeten ein eigenes Arbeitspaket (Disseminationsaktivitäten inklusive Empfehlungen für Entscheidungsträger). Für den erfolgreichen Abschluss dieses Arbeitspakets wurden verschiedene Methoden genutzt. Im Zuge des dritten Arbeitspakets (Konzeption eines österreichischen Demonstrationsprojekts „Enefarm Austria“) wurde mit Stakeholdern aus relevanten Bereichen eine „Advisory Group“ gegründet. Darunter zählten neben Expert:innen aus dem Energiebereich (Wärme, Gas, Strom, Speichertechnologien und Verteilung) und aus der Wirtschaft, Produktmanager:innen und Geschäftsführende der Brennstoffzellentechnologie, Forschende sowie politische Entscheidungsträger. Das Mitgliederkontingent der Advisory Group wurde dabei im Verlauf der Projektzeit stetig adaptiert. Gegen Ende des Projekts zählte die Advisory Group circa 20 Mitglieder. Folgende Unternehmen sind Mitglieder der Advisory-Group:

- Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen (FGW)
- Vereinigung Österreichischer Kessellieferanten (VÖK)
- Österreichs Energie (Österreichs E-Wirtschaft)
- AVL List GmbH
- ENGIE Energie GmbH
- Fronius International GmbH
- Energienetze Steiermark GmbH
- Bosch Thermotechnik Österreich
- Viessmann Climate Solutions SE
- SOLIDpower GmbH
- Austrian Institut of Technologie (AIT)

Es wurden insgesamt drei Advisory Group Meetings abgehalten, in denen jeweils ein Projektupdate präsentiert wurde. Weiters wurde Geräteherstellenden die Möglichkeit gegeben, ihr derzeitiges Produktportfolio sowie deren Aktivitäten im Bereich der Brennstoffzellentechnologie beziehungsweise Wasserstoff-Lösungen zu präsentieren.

Abschließend wurde ein Workshop abgehalten, in dem neben Teilnehmenden der Advisory Group circa 30 weitere Teilnehmer:innen partizipierten. Der Workshop wurde über Social-Media-Kanäle der Österreichischen Energieagentur (Twitter und LinkedIn) sowie über die offizielle TCP AFC Website der IEA angekündigt. Im Rahmen des Workshops wurden einerseits die weltweiten Entwicklungen aufgezeigt, andererseits die relevanten deutschen und österreichischen Entwicklungen in diesem Technologiefeld vorgestellt. Abschließend wurde ein Vorschlag bezüglich weiterer österreichischer Aktivitäten im Technologiefeld der stationären Brennstoffzellen vorgestellt.

Im Zuge der Disseminationsarbeit wurde das Projekt außerdem stetig auf der Website der Österreichischen Energieagentur aktualisiert:

[https://www.energyagency.at/projekte-forschung/gebaeude-haushalt/detail/artikel/dezentrale-energiesysteme-mit-stationaeren-brennstoffzellen.html?no\\_cache=1&cHash=782669cab0fde98bb561a8c110602a2b](https://www.energyagency.at/projekte-forschung/gebaeude-haushalt/detail/artikel/dezentrale-energiesysteme-mit-stationaeren-brennstoffzellen.html?no_cache=1&cHash=782669cab0fde98bb561a8c110602a2b)

Neben einer kurzen Einführung des Annexes wurden hier die Aufgabenstellung und die Ziele des Projekts vorgestellt. Außerdem wurden alle Unterlagen der Referenten des abschließenden Workshops mit dem Titel „Dezentrale Energiesysteme mit stationären Brennstoffzellen“ auf der Website zur Verfügung gestellt. Eine E-Mail mit dem Verweis auf die aktualisierte Website wurde an alle Teilnehmenden ausgesendet.

Darüber hinaus wurde eine weitere Publikation auf E3S Web of Conferences – EFC21 – European Fuel Cells and Hydrogen Piero Lunghi Conference veröffentlicht und online eine Präsentation mit internationalen Teilnehmer abgehalten.

Die Österreichische Energieagentur nahm außerdem an drei „Annex 33“ Meetings teil, in denen die Ergebnisse der jeweiligen Länder in den einzelnen Subtasks präsentiert wurden. Die Teilnahme an diesen Meetings wurde genutzt, um einen Wissens- und Ergebnistransfer zwischen allen teilnehmenden Partnern herzustellen, um somit auf regulatorische Rahmenbedingungen und Geschäftsmodelle, die zu einer erfolgreichen Implementierung eines Brennstoffzellenmarkts führen können, hinzuweisen.

# 8 Schlussfolgerungen, Ausblick und Empfehlungen

Die energie- und klimapolitischen Strategien in Europa und Österreich hinsichtlich Wasserstoff als Energieträger und Brennstoffzellen unterscheiden sich wesentlich von jenen in Japan. So soll in Österreich bis 2050 die Klimaneutralität und bis 2030 eine Reduktion der Treibhausgase um 55 % erzielt werden. In Japan sind der Energieträger Wasserstoff und Brennstoffzellen zentrale Elemente in der japanischen Energie- und Klimapolitik (to form a 'Hydrogen Society').

In Japan sind Brennstoffzellen-m-KWK Anlagen aufgrund des hohen Anteils an fossilen Energieträger bei der Stromaufbringung anerkannte Klimaschutztechnologie. In Österreich können Treibhausgaseinsparungen lediglich durch den Einsatz von Grün gas und grünem Wasserstoff erzielt werden. Der Einsatz dieser Gase ist jedoch im österreichischen Gebäudesektor nicht vorgesehen. Darüber hinaus sind die Ene-Farm-Systeme auf die japanischen Bedarfsprofile abgestimmt, wobei im Gegensatz zu Österreich (Heizwärmebedarf) die Warmwasserversorgung den zentralen Auslegeparameter darstellt. Zusätzlich fungieren Brennstoffzellen in Japan aufgrund der Häufigkeit von Umweltkatastrophen als Notstromaggregate und erhöhen so die Akzeptanz. Diese Funktion ist in Österreich derzeit jedoch nur von untergeordneter Rolle. Auch besteht in Österreich keine Förderung von Brennstoffzellen-Systemen; im europäischen Raum hat lediglich Deutschland ein Förderprogramm (KfW433 Programm).

Die im Zuge der technoökonomischen Analysen durchgeführten Modellierungen zeigten, dass in Mehrfamilienhäusern und kleinen Hotels hohe Eigenverbräuche erzielt werden können, was einen wichtigen Erfolgsfaktor für stationäre Brennstoffzellen darstellt. In Einfamilienhäusern ist hingegen ein dynamischer Betrieb für eine optimale Integration erforderlich.

Die Kombination aus Brennstoffzelle und Wärmepumpe konnte in größeren Gebäuden (wie Mehrfamilienhäuser oder Hotels) aufgrund eines geringeren Gasbezugs und einem höheren Energieverbrauch als bei der Kombination aus Wärmepumpe und Photovoltaik als sinnvoll identifiziert werden. Zusätzlich ermöglicht diese Kombination eine Entlastung des Stromnetzes im Sommer und im Winter, welche mit weiteren Verbräuchen (beispielsweise E-Mobilität) noch weiter gestärkt werden kann. So braucht ein Brennstoffzellensystem im Winter weniger Strom vom Netz und im Sommer wird eine geringere Strommenge ins Netz eingespeist.

Für die Wirtschaftlichkeitsanalysen und für die Etablierung eines österreichischen Fördersystems wurden fünf verschiedene Szenarien für die verschiedenen Anwendungsfälle entwickelt. Eine Kostenparität zu anderen energietechnischen Systemen konnte lediglich basierend auf der deutschen Ausgangssituation (deutsche Energiepreise) im sanierten Mehrfamilienhaus im Vergleich zur Wärmepumpe erzielt werden. Kommt das KfW-Förderprogramm für diesen Anwendungsfall zum Einsatz, kann sogar eine Kostenparität zum Brennstoffkessel erreicht werden. Für Österreich – auch unter Berücksichtigung der niedrigen japanischen Investitionskosten konnte in keinem Anwendungsfall eine Kostenparität erzielt werden. Gründe hierfür sind: das ungünstige Verhältnis zwischen den Strom- und Gaspreisen (Stand Juni 2021) und generell das österreichische Preisniveau.

Die Situation verbessert sich auch nicht, wenn eine Förderung gemäß KfW 433 zum Einsatz kommen würde.

Zusammenfassend ist eine Replikation des Ene-Farm Projekts in Österreich nicht möglich, da die politischen, technischen, ökonomischen und rechtlichen Rahmenbedingungen dies zum aktuellen Zeitpunkt als nicht sinnvoll erscheinen lassen.

Die Berechnungen ergaben allerdings, dass sich stationäre Brennstoffzellen-Systeme besonders für den Einsatz in größeren Anwendungen wie beispielsweise Energiegemeinschaften und klimaneutralen Quartieren eignen. In diesen Anwendungen können hohe Eigenverbräuche und dadurch eine bessere Wirtschaftlichkeit erzielt werden. Derartige klimaneutralen Quartiere emittieren bilanziell keine Treibhausgase und werden zum Gelingen der Energiewende als zentral eingestuft.

In Deutschland gibt es bereits derartige klimafreundliche Quartierslösungen mit integrierten Energiekonzepten inklusive dezentralen Wasserstoffkonzepten basierend auf stationären Brennstoffzellen. Diese integrierten Energiekonzepte zeichnen sich durch eine Strom- und Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien und den Einsatz von Elektrolyseuren und stationären Brennstoffzellen aus. Durch den Einsatz von Speichertechnologien (Batterie- und Wasserstoffspeicher) zur Tages- und saisonalen Speicherung kann eine ganzjährige Vollversorgung des Quartiers erzielt werden (sozusagen eine „Brutto-Null“, kein Energieimport in das klimaneutrale Quartier erforderlich). Die Speicherkapazitäten können dabei nicht nur kunden- sondern auch netzdienlich eingesetzt werden – also einerseits für die Eigenbedarfsoptimierung und andererseits für die Netzstützung zur Erhöhung der Netzkapazität.

Derzeit ist das Betreiben von Energiegemeinschaften in Österreich mit einer Reihe an Hindernissen verbunden. Daher werden Projekte zur Weiterentwicklung des Energiegemeinschaftskonzepts dahingehend, dass Gemeinschaftsspeicher, Laststeuerung sowie Netzdienlichkeit von Energiegemeinschaften angeboten werden können, benötigt. Zusätzlich müssen weitere Fragestellungen rund um das Thema stationäre Brennstoffzellen und Wasserstofftechnologie beantwortet werden. Konkret gilt es die technischen Aspekte von dezentraler Wasserstoffherzeugung und -nutzung sowie dem Transport und der Speicherung von Wasserstoff zu analysieren.

Die Analyse europäischer Richtlinien und Rahmenbedingungen zeigten, dass stationäre Brennstoffzellen im Rahmen der EU-Strategien sowie verschiedener Richtlinien und Verordnungen derzeit nur eine untergeordnete Rolle spielen, obwohl sie ein großes Potenzial für die Erreichung der Klimaziele der EU haben. Zu den Hindernissen gehören die derzeit höheren CAPEX und OPEX für stationäre Brennstoffzellen im Vergleich zu konkurrierenden – weniger umweltfreundlichen – Technologien. Auf der Grundlage der durchgeführten Analyse kann der Schluss gezogen werden, dass die gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht ausreichen, um eine erfolgreiche Marktdurchdringung zu erreichen. Es wird empfohlen, dieser Technologie in den EU-Strategien mehr Bedeutung beizumessen und gleiche Wettbewerbsbedingungen für diese Technologie zu schaffen, um die Lücke zwischen ersten vorkommerziellen Anwendungen (in geringen Mengen) und vollständigen kommerziellen Anwendungen zu schließen.

Im Zuge der Aktivität: „Uptake of international standards in the deployment of stationary fuel cell systems in different countries“, in Kooperation mit der ENEA (Italien) und Panasonic (Japan) konnte ein Überblick über den internationalen Status von Regulierungen, Normen und Standards im Hinblick

auf mikro-/mini Brennstoffzellen für stationäre Anwendungen ausgearbeitet werden. Dazu wurde eine detaillierte Analyse der IEC Normen (IEC 62282-3-100/300/400) durchgeführt und regulatorischen Barrieren für den wirtschaftlichen Einsatz von Brennstoffzellen m-KWK-Anlagen wurden identifiziert. Die Ergebnisse dieser Analysen zeigen, dass das Fehlen gemeinsamer rechtlicher Rahmenbedingungen ein Hindernis für Brennstoffzellensysteme darstellt.

Derzeit wird die IEC 62282-3 in der Europäischen Union lediglich auf freiwilliger Basis angewendet und wird durch obligatorische regulations, codes and standards auf nationaler Ebene verdrängt. Nichtsdestotrotz kann die IEC 62282-3-Reihe eine gute Option für eine künftige Regelung darstellen. In Japan wurde die IEC 62282-3-Reihe als Grundlage für den Zertifizierungsprozess übernommen und regulatorische Hindernisse für die Installation wurden dadurch vereinfacht. Eine CE-Kennzeichnung könnte eine Standardisierung in Europa implementieren. Des Weiteren würde es bei einer Senkung der Kosten (CAPEX) zu einer Steigerung des Absatzes und einer stärkeren Verbreitung der Brennstoffzelle kommen.

Für die weitere Forcierung der stationären Brennstoffzellen in Österreich wird vorgeschlagen, dass diese verstärkt in integrierten Energiekonzepten in Energiegemeinschaften beziehungsweise klimaneutralen Quartieren zum Einsatz kommen. Eine neue Programmschiene oder die Adaptierung vorhandener Programmschienen um den Punkt dezentrale Energiekonzepte basierend auf Wasserstoff-Systeme (dezentrale Erzeugung, Speicherung und Nutzung inklusive Brennstoffzellen) wird als guter Ausgangspunkt gesehen, um dieses Technologiefeld in Österreich zu etablieren. Positive Beiträge werden hinsichtlich erhöhter Eigenverbrauchsanteilen von erneuerbaren Energieträgern gesehen, weiters die Erhöhung der Versorgungssicherheit und eine Entlastung der Stromnetze (netzdienliche Betriebsweisen). Thematisch sollten in dieser Programmschiene folgende Untersuchungen durchgeführt werden:

- Analysen über den Stand der Technik in Hinblick auf die dezentrale Wasserstoffherzeugung, -nutzung und den Transport und die Speicherung (Technologieübersicht)
- Fragestellungen hinsichtlich der Systemintegration von dezentralen H<sub>2</sub>-Systemen (integriertes Energiekonzept)
- Welche zu erwartenden Beiträge können durch dezentrale H<sub>2</sub>-Systeme hinsichtlich der Klimaneutralität tatsächlich erzielt werden?
- Welche regulatorischen Rahmenbedingungen sind zu beachten / zu schaffen?
- Welche Geschäftsmodelle sind denkbar beziehungsweise welche Förderinstrumente müssen aufgebaut werden?
- Schaffung von Begleitmaßnahmen (Etablierung eines Netzwerks beziehungsweise einer Plattform für einen regelmäßigen Informationsaustausch)

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anzahl der weltweit installierten Anlagen Links: Stückzahlen in 1.000 , rechts: installierte Leistungen in Megawatt (MW) (E4tech, 2019) .....	18
Abbildung 2: Weltweite Entwicklungen differenziert nach Applikationen Links: Stückzahlen in 1.000, rechts: installierte Leistungen in MW (E4tech, 2019) .....	18
Abbildung 3: Weltweite Marktentwicklung von Brennstoffzellen differenziert nach Brennstoffzellentyp Links: Stückzahlen in 1.000, rechts: installierte Leistung in MW (E4tech, 2019) .	19
Abbildung 4: Anzahl an verkauften Ene-Farm-Systemen (Japan LP Gas Association, 2021) .....	20
Abbildung 5: Annexstruktur (International Energy Agency, 2022) .....	22
Abbildung 6: Entwicklung der Kosten, Förderung und Anzahl der installierten Systeme bis zum Jahr 2019 (Arias, 2019) .....	24
Abbildung 7: Bilanz Strom- und Gasbezug beziehungsweise -einspeisung im EFH (oben saniert, mitte Neubau, unten Passivhaus) .....	34
Abbildung 8: Wärmebedarf und -erzeugung der Systemkombination BSZ plus BWK, saniertes EFH ..	35
Abbildung 9: Kennzahlen unterschiedlicher BSZ-Varianten, EFH Passivhaus .....	36
Abbildung 10: Bilanz Strom- und Gasbezug beziehungsweise -einspeisung, MFH (oben saniert, mitte Neubau, unten Passivhaus) .....	38
Abbildung 11: Vergleich der Jahresproduktionsmenge PV und BSZ mit dem Wärmebedarf im MFH Neubau .....	39
Abbildung 12: Strombezug aus dem Stromnetz (links) und produzierter und eigenverbraucher Strom (rechts) .....	40
Abbildung 13: Strombedarf, -erzeugung und -bezug im Verlauf eines Tages im Sommer und Winter	41
Abbildung 14: Elektrischer Deckungsgrad und Eigenverbrauchsquote (MFH) .....	42
Abbildung 15: Wärmbedarf Hotel Saniert.....	42
Abbildung 16: Elektrischer Deckungsgrad und Eigenverbrauchsquote Hotel.....	43
Abbildung 17: Bilanz Strom- und Gasbezug beziehungsweise -einspeisung, Hotel (oben saniert, mitte Neubau, unten Passivhaus) .....	44
Abbildung 18: CO <sub>2eq</sub> -Emissionen im EFH bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe .....	45
Abbildung 19: Primärenergiebedarf im EFH bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe.....	46
Abbildung 20: Aufschlüsselung Primärenergiebedarf für die Kombination BSZ plus BWK im EFH (Passivhaus) .....	47
Abbildung 21: CO <sub>2eq</sub> -Emissionen im MFH bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe.....	48
Abbildung 22: Primärenergiebedarf im MFH bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe .....	48
Abbildung 23: CO <sub>2eq</sub> -Emissionen im Hotel bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe.....	49
Abbildung 24: Primärenergiebedarf im Hotel bei Betrachtung unterschiedlicher Brennstoffe .....	50
Abbildung 25: Gesamtkosten - Einfamilienhaus (Passivhaus).....	51
Abbildung 26: Gesamtkosten - Einfamilienhaus (Neubau) .....	52
Abbildung 27: Gesamtkosten - Einfamilienhaus (saniert) .....	52
Abbildung 28: Gesamtkosten - Mehrfamilienhaus (Passivhaus).....	54
Abbildung 29: Gesamtkosten - Mehrfamilienhaus (Neubau) .....	54

Abbildung 30: Gesamtkosten - Mehrfamilienhaus (saniert).....	55
Abbildung 31: Gesamtkosten - Hotel (Passivhaus) .....	56
Abbildung 32: Gesamtkosten - Hotel (Neubau) .....	56
Abbildung 33: Gesamtkosten - Hotel (saniert).....	57
Abbildung 34: Energieversorgungskonzept der Neuen Weststadt Esslingen (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., 2020) .....	61

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Typische Anwendungen und Spezifikationen von Brennstoffzellen (E4tech, 2019) .....	17
Tabelle 2: Hersteller von Ene-Farm-Systemen inklusive Spezifikationen .....	20
Tabelle 3: Relevante Parameter (Einfamilienhaus) .....	27
Tabelle 4: Relevante Parameter (Mehrfamilienhaus) .....	27
Tabelle 5: Relevante Parameter (Hotel) .....	28
Tabelle 6: Investitionskosten Einfamilienhaus [€].....	29
Tabelle 7: Investitionskosten Mehrfamilienhaus [€].....	29
Tabelle 8: Investitionskosten Hotel [€].....	29
Tabelle 9: Überblick über relevante Strategien und Rechtsakte.....	63
Tabelle 10: Publikationen aus dem Annex .....	66
Tabelle 11: CO <sub>2eq</sub> -Emissionsfaktoren und Primärenergiebedarfsfaktoren (Österreichisches Institut für Bautechnik, 2019).....	80

## Abkürzungsverzeichnis

AFC	Advanced Fuel Cells
AIT	Austrian Institutof Technology
APU	Auxiliary Power Unit
BHKW	Blockheizkraftwerk
BSZ	Brennstoffzelle
BWK	Brennwertkessel
CAPEX	Investitionskosten
CHP	Combined heat and power
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
EFH	Einfamilienhaus
FC	Fuel Cell
GJ	Giga Joule
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
IEA	International Energy Agency
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
kWh/m <sup>2</sup> a	Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr
kfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
m	Meter
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
MCFC	Schmelzkarbonatbrennstoffzelle
MFH	Mehrfamilienhaus
m-KWK	Mikro-Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
OPEX	Betriebskosten
PAFC	Phosphorsäurebrennstoffzelle
PEB	Primärenergiebedarf
PEMFC	Polymerelektrolytbrennstoffzelle
PV	Photovoltaik

SOFC	Festoxidbrennstoffzelle
TCP	Technology Collaboration Programme
THG	Treibhausgas
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
W	Watt
WP	Wärmepumpe

## 9 Literaturverzeichnis

- Agentur Blumberg GmbH. (s.a.). *Neue Weststadt Klimaquartier*. Abgerufen am 25. Jänner 2022 von Energieversorgung im Quartier: <https://neue-weststadt.de/energiekonzept/#>
- Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (Juni 2020). *Quartiersversorgung - Projekte*. Abgerufen am 22. Februar 2022 von <https://asue.de/quartiersversorgung/projekte>
- Arias, J. (2019). *Hydrogen and Fuel Cells in Japan*. Tokyo: EU-Japan Centre for Industrial Cooperation.
- E4tech. (2019). *The Fuel Cell Industry Review 2019*. Von <https://fuelcellindustryreview.com/archive/TheFuelCellIndustryReview2019.pdf> abgerufen
- EGS-plan. (s.a.). *EGS-plan Ingenieure aus Leidenschaft*. Abgerufen am 25. Jänner 2022 von Esslingen Weststadt: <https://egs-plan.de/projekt/esslingen-weststadt-neu>
- European Commission. (2019). *Clean energy for all Europeans*. Brussels.
- European Commission. (2021). *The European Green Deal, COM(2019) 640 final*.
- Gährs, S., Wieckowski, E., von Braunmühl, J., Wolfmaier, A., & Hirschl, B. (2015). *Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems*.
- International Energy Agency. (2022). *IEA Advanced Fuel Cells*. Von <https://www.ieafuelcell.com/index.php?id=8> abgerufen
- Japan LP Gas Association. (2021). *Home-use Fuel Cell (ENE-FARM)*. Abgerufen am 2. 7 2021 von <http://www.j-lpgas.gr.jp/en/appliances/>
- Kreditinstitut für Wiederaufbau. (31. Dezember 2020). Abgerufen am 02. September 2021 von [https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport\\_2020.pdf](https://www.kfw.de/Presse-Newsroom/Pressematerial/F%C3%B6rderreport/KfW-F%C3%B6rderreport_2020.pdf)
- Murakami, S., Levine, M. D., Yoshino, H., Inoue, T., & Ikaga, T. (2009). Overview of energy consumption and GHG mitigation technologies in the building sector of Japan. *Energy Efficiency*, 2(179-194).
- Noboru Hashimoto. (2021). FC stationary applications in Japan. Current situation and future plans at Panasonic.
- Ohira, E. (2021). Präsentation der Country Highlights beim 63. ExCo Meeting des IEA AFC TCP.
- Österreichische Raumordnungskonferenz (ÖROK). (2014). *Energieraumplanung: Ergebnisse der ÖREK-Partnerschaft - Materialienband (Schriftenreihe 192)*. Wien.
- Österreichisches Institut für Bautechnik. (April 2019). *OIB - Österreichisches Institut für Bautechnik*. Von

[https://www.oib.or.at/sites/default/files/erlaeuternde\\_bemerkungen\\_richtlinie\\_6\\_12.04.19\\_0.pdf](https://www.oib.or.at/sites/default/files/erlaeuternde_bemerkungen_richtlinie_6_12.04.19_0.pdf) abgerufen

SOLIDpower. (s.a.). *SOLIDpower - Beyond Energy*. Von <https://www.solidpower.com/en/bluegen/> abgerufen

Statistik Austria. (2021). *Gesamtenergieeinsatz der Haushalte*. Abgerufen am 06. 07 2021 von [https://www.statistik.at/web\\_de/statistiken/energie\\_umwelt\\_innovation\\_mobilitaet/energie\\_und\\_umwelt/energie/energieeinsatz\\_der\\_haushalte/index.html](https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/index.html)

Umweltbundesamt. (s.a.). *Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger*. Abgerufen am 06. 07 2021 von <https://secure.umweltbundesamt.at/co2mon/co2mon.html>

# 10 Anhang A

Tabelle 11: CO<sub>2eq</sub>-Emissionsfaktoren und Primärenergiebedarfsfaktoren (Österreichisches Institut für Bautechnik, 2019)

Energieträger	PEB-Faktor	Erneuerbarer Anteil PEB	Nicht erneuerbarer Anteil PEB	CO <sub>2eq</sub> -Emissionsfaktor [g/kWh]
Erdgas	1,1	0	1,1	247
Grüngas	1,86	1,78	0,08	32
Grüner H2	0	0	0	11
Liefermix, Strom	1,62	0,60	1,02	227
Jänner	1,82	0,47	1,35	296
Februar	1,83	0,48	1,35	295
März	1,78	0,52	1,26	274
April	1,51	0,64	0,87	195
Mai	1,29	0,75	0,54	131
Juni	1,32	0,75	0,57	135
Juli	1,39	0,72	0,67	152
August	1,40	0,7	0,70	158
September	1,56	0,69	0,87	203
Oktober	1,76	0,58	1,18	266
November	1,78	0,54	1,24	276
Dezember	1,88	0,49	1,39	301
Verdrängungsmix, Strom	3,14	0	3,14	587

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

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

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