

# UrbanEnergyCells Anforderungen zur Umsetzung von Energiezellen in zukünftigen Energiesystemdesigns

B. Dallinger, A. Fleischhacker,  
B. Frantes, S. Kermer,  
G. Lettner, C. Panzer,  
M. Schechtner, D. Schwabeneder

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**43/2018**

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

### **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

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

# UrbanEnergyCells

## Anforderungen zur Umsetzung von Energiezellen in zukünftigen Energiesystemdesigns

Bettina Dallinger, Andreas Fleischhacker,  
Georg Lettner, Daniel Schwabeneder  
Technische Universität Wien - Institut für Energiesysteme und  
elektrische Antriebe - Energy Economics Group

Bettina Frantes  
Sonnenplatz Großschönau GmbH

Christian Panzer, Martin Schechtner, Stefan Kermer  
Wien Energie GmbH

Wien, Juni 2018

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## Vorbemerkung

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

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

DI Michael Paula  
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie



# Inhaltsverzeichnis

---

Kurzfassung .....	8
Abstract .....	9
1. Ausgangslage .....	10
1.1. Bürgerbeteiligungsmodelle .....	11
1.2. Contracting .....	11
1.3. Weitere Geschäfts- und Finanzierungsmodelle in Österreich .....	11
1.4. Mieterstrommodell (MSM) in Deutschland .....	12
2. Projektinhalt .....	14
2.1. Geschäftsmodelle für gemeinschaftliche Erzeugungs- und Speicheranlagen in Österreich. 14	
2.1.1. Investition durch die Mietergesellschaft.....	15
2.1.2. Investition durch den Gebäudebesitzer .....	15
2.1.3. Investition durch einen externen Investor .....	16
2.1.4. Investition durch den Stromlieferanten .....	16
2.2. Optimierungsmodell für Energiezellen .....	16
2.2.1. Beschreibung des Modells.....	16
2.2.2. Pareto Optimierung nach Kosten und Netzspitzenleistung .....	18
2.2.3. Skalierung des Modells.....	19
3. Ergebnisse.....	21
3.1. Wertigkeit der Erzeugung aus Photovoltaikanlagen nach Energiezellen.....	21
3.2. Pareto Optimierung der Energiezellen.....	22
3.2.1. Detaillierte Ergebnisse der Energiezelle 1 .....	22
3.2.2. Ergebnisse der Energiezellen 2 – 5.....	24
3.3. Bewertung der Energiezellen .....	25
3.4. Umsetzungsanalyse .....	26
3.5. Definition eines Umsetzungsprojekts in der Lavaterstraße, Wien.....	26
4. Schlussfolgerungen.....	27
5. Ausblick und Empfehlungen .....	28
6. Verzeichnisse .....	29
6.1. Abbildungsverzeichnis.....	29
6.2. Tabellenverzeichnis .....	29
6.3. Literaturverzeichnis.....	29

7. Anhang.....	32
7.1. Annahmen bezüglich der Technologie .....	32



## Kurzfassung

Die Transformation des derzeit hierarchischen Stromsystems hin zu einem erneuerbaren dezentralen Stromsystem, stellt die Akteure in der Energiewirtschaft und Gesellschaft vor große Herausforderungen. Der überwiegende Teil der derzeit installierten dezentralen erneuerbaren Energiequellen wurde, bedingt durch die einfachere rechtliche Umsetzbarkeit und kürzere Wege der Entscheidungsfindung, vorwiegend in ländlichen Gebieten installiert. Die Energiedichte in urbanen Gebieten ist jedoch deutlich höher, weswegen die elektrische Energie über Netze in die Verbrauchszentren transportiert wird.

Basierend auf den Herausforderungen von zukünftigen Energiesystemdesigns besteht die Forschungsfrage des Projekts „*Urban Energy Cells*“ darin, wie der Anteil an dezentralen erneuerbaren Erzeugern in urbanen Gebieten durch neue angepasste Geschäfts- und Finanzierungsmodelle signifikant erhöht werden kann. So sind solche Geschäftsmodelle seit der ElWOG Novelle im Sommer 2017 rechtlich möglich.

In urbanen Bereichen gibt es dabei jedoch viele Herausforderungen für die Umsetzung von Energiezellen (z.B. Eigentümerstruktur, rechtliche Barrieren, Wirtschaftlichkeit). So können verschiedene Marktteilnehmer die Finanzierung, Errichtung, Betrieb und Instandhaltung dezentraler Erzeuger, Speicher und Netze in Energiezellen übernehmen. Damit wird eine leichtere Integration von erneuerbaren dezentralen Energieträgern in urbanen Regionen ermöglicht.

In einem ersten Schritt wurden die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen derzeitiger Geschäfts- und Finanzierungsmodelle für Energiezellen erhoben. Darauf aufbauend wurden mögliche zukünftige hybride Energiesystemdesigns ausgearbeitet und die Perspektiven von unterschiedlichen Investoren untersucht. Im nächsten Schritt, wurden mögliche fünf Energiezellen und vier Technologieportfolios definiert. Hierbei wurde großen Wert auf die Aussagekraft gelegt und typische Verbraucher als auch Erzeugungs- und Speichertechnologien definiert. Durch die gemeinsame Betrachtung des Strom-, Wärme- und Gassektors umfasst dieses Projekt eine hybride Sichtweise auf das Energiesystem. Die Energiezellen wurden durch eine Pareto Optimierung nach zwei relevanten Zielfunktionen: Kosten und Netzspitzenleistung optimiert. Der Grund liegt darin, dass nicht einzig eine Aussage über die kostenoptimale Lösung zu erhalten, sondern die effizientesten Kombinationen eines Technologieportfolios zu quantifizieren.

Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Kombination von Photovoltaik, Wärmepumpen, Stromheizern und Wärmespeicher sowohl wirtschaftliche, als auch systemrelevante (durch eine Reduktion der Spitzenleistung) Vorteile erzielt werden können. Zusätzlich zeigen die Untersuchungen, dass bei der Investition in Photovoltaik in Energiezellen ein hoher Korrelationskoeffizient zwischen Erzeugung und Verbrauch von Relevanz ist. Die Ergebnisse zeigen, dass Energiezellen sowohl die Emissionen, als auch Kosten reduzieren können.

Die erarbeiteten Ergebnisse wurden für die Konzeptionierung eines Umsetzungsprojekts in einem Mehrfamilienhaus in Wien verwendet. Dieses Projekt wird die erste gemeinschaftliche Erzeugungsanlage in Wien werden und soll Erkenntnisse für die zukünftige Umsetzung von weiteren Anlagen liefern. Zukünftige Projekte werden sich mit der tatsächlichen Implementierung des Mieterstrommodells und eventuell auch Energiezellen beschäftigen. Die Umsetzung und der Betrieb von Energiezellen in der Praxis wird zeigen, worin die weiteren Schwierigkeiten liegen.

## Abstract

The transformation of the currently hierarchical electricity system into a renewable, decentralized electricity system poses major challenges for the actors in the energy industry and society. Most of the installed decentralized renewable energy sources are installed in rural areas, due to easier legal implementation and shorter decision-making pathways. However, the energy density in urban areas is significantly higher, resulting in a transport of electrical energy to the consumption centers.

Based on the challenges of future energy system designs, the research question of the Urban Energy Cells project is how to significantly increase the share of decentralized renewable energy producers in urban areas through the adaption of business and financing models. Thus, such business models became possible since the change in legislation EIWOG in the summer of 2017.

In urban areas, however, there are many challenges for the implementation of energy cells (such as ownership structure, legal barriers, cost-effectiveness). Different market participants may finance, construct, operate and maintain decentralized generators, storage, and networks in energy cells. So, integration of renewable, decentralized energy sources in urban areas may be feasible in the future.

In a first step, the legal and economic framework conditions of current business and financing models for energy cells were surveyed. Based on this, possible future hybrid energy system designs were worked out and the perspectives of different investors investigated. In the next step, five possible energy cells and technology portfolios were defined. Great emphasis was placed on typical consumers as well as generation and storage technologies. By looking at the electricity, heat and gas sectors together, this project includes a hybrid view of the energy system. We optimized the energy cells by a Pareto optimization in regard to objective functions: cost and network peak performance. The reason is that not only to get results for the cost-optimal solution but also to quantify the most efficient combinations of a technology portfolio.

The results show that the combination of photovoltaic, heat pumps, power heaters, and heat storage can provide both economic and systemic benefits (by reducing peak power). Also, the studies show that when investing in photovoltaics in energy cells, a high correlation coefficient between generation and consumption is relevant. The results show that energy cells can reduce emissions as well as costs.

The results were used for the conception of an implementation project in an apartment building in Vienna. This project will become the first joint production plant in Vienna and should provide insights into the future implementation of further plants. Future projects will deal with the real-life implementation of the electricity sharing models and energy cells. The implementation and operation of energy cells in practice will show what the further difficulties are.

# 1. Ausgangslage

Um den Anteil der erneuerbaren Energieträger im Energiesystem signifikant zu erhöhen, bedarf es weiterer Änderungen und Adaptionen dieses Systems. Durch eine hohe Anzahl an internationalen und nationalen Projekten wurde und wird bereits an einer Vielzahl an Fragestellungen und deren Umsetzbarkeit geforscht. Der folgende Abschnitt gibt einen kurzen Überblick, welche existierende Geschäfts- und Finanzierungsmodelle bereits entwickelt und umgesetzt wurden.

Das Stadt der Zukunft Projekt „*StromBIZ*“ (Amann et al. 2016) entwickelte basierend auf dem Haus der Zukunft Projekt „*GebEn*“ (deBryn et al. 2015) konkrete Geschäftsmodelle zur wirtschaftlich sinnvollen, technisch möglichen und energieeffizienten Verwertung von dezentral regenerativ erzeugtem Strom. Darüber hinaus wird abgehandelt, unter welchen rechtlichen und ökonomischen Voraussetzungen die Errichtung von dezentralen Mikronetzen wirtschaftlich attraktiv bzw. rechtlich möglich ist. Die Studien kamen zu dem Schluss, dass geringe technische Barrieren bestehen, jedoch hinsichtlich der energie- und wohnrechtlichen Machbarkeit bei den meisten Modellen massive Hürden bestehen.

Da erneuerbare Energieträger üblicherweise durch eine zeitlich volatile Erzeugung gekennzeichnet sind, besteht von Seiten der Netzbetreiber und Energieversorger das Interesse, den Verbrauch zeitlich an die (erneuerbare) Erzeugung anzupassen. Die folgend angeführten Projekte zeigen, dass bei Vorhandensein der notwendigen Informations- und Kommunikations Technologien (IKT) - zeitvariable Tarife einen vielversprechenden Ansatz darstellen um die zeitliche Korrelation von Erzeugung und Verbrauch zu erhöhen.

Das FP7 Projekt „*e-balance*“ (Piotrowski et al. 2018) untersuchte die wirtschaftlichen und sozialen Auswirkungen bei einer koordinierten Umsetzung von Energieeffizienz, -verbrauch und -produktion in zwei lokalen Netzabschnitten in Portugal und den Niederlanden. Dabei werden Integrationskonzepte von Prosumer (bspw. sowohl mit Photovoltaik und Elektromobilität) in die zukünftigen Smart Grids untersucht, um ganzheitliche technische Lösungen basierend auf IKT, sowie neue Geschäftsmodelle für die neuen Marktteilnehmer (bspw. Prosumer und Aggregatoren) zu finden. Im Laufe des Projekts wurde eine Plattform entwickelt, mit welcher, basierend auf monetären<sup>1</sup> und nichtmonetären Anreizen versucht wird, die Effizienz und die Zuverlässigkeit des Verteilnetzes zu erhöhen. Essentiell für den Betrieb dieser Plattform ist eine funktionierende IKT-Infrastruktur.

In Österreich wurde im Rahmen der Smart Grids Modellregionen<sup>2</sup> durch eine Vielzahl an laufenden und abgeschlossenen Projekten<sup>3</sup> bereits demonstriert wie Smart Grids Infrastruktur und Applikationen eine Integration von Erneuerbaren Energieträgern u.a. durch monetäre Anreize erfolgen kann. Im Vordergrund dieser Projekte steht v.a. die intelligente Netzintegration von Kunden, Gebäuden und Elektrofahrzeugen sowie aktiver Verteilernetzbetrieb und IKT für Smart Grids.

Ein Ansatz, der zur Flexibilisierung der Nachfrage beitragen und damit in weiterer Folge auch die Integration volatiler erneuerbarer Energiequellen fördern kann, ist die bilanzielle Aggregation von

---

<sup>1</sup> Monetäre Anreize können zum Beispiel durch Time-of-Use (ToU) Tarife geschaffen werden.

<sup>2</sup> Mit diesen Projekten wurde und wird ein österreichischer Beitrag zur Europäischen Smart Grids Initiative (EEGI) geliefert.

<sup>3</sup> mit den Projektbezeichnungen: Smart Grids Modellgemeinde Köstendorf, Leafs, iGREENGrid, INTEGRA, E-Mob 2.0, iNIS, DG Demonetz Konzept/Validierung und BAVIS

Verbrauchern und die koordinierte Steuerung von dezentralen Anlagen (Virtual Power Plant (VPP)) und Lasten (Demand Side Management (DSM)). Diese aggregierten Erzeuger und Lasten könnten dann eigene Bilanzgruppen APCS (2018) bilden und/oder an verschiedenen Märkten, wie beispielsweise dem Regelleistungsmarkt, teilnehmen. Beispiele in der Praxis für virtuelle Kraftwerke sind die Next Kraftwerke (2018) oder der A1 Energy Solutions (2018).

### **1.1. Bürgerbeteiligungsmodelle**

Ein sehr etabliertes Geschäftsmodell sind Bürgerbeteiligungsmodelle, Zahner (2013). Bürgerbeteiligung bzw. partizipative Eigentümerstrukturen sind heute ein festes und notwendiges Merkmal des gesellschaftlichen Transformationsprozesses. Dabei können Personen einen Teil zu Investitionen in erneuerbare Energieerzeugungsanlagen beitragen, der ihnen dann über einen gewissen Zeitraum in jährlichen Raten mit festgesetzter Rendite vom Anlagenbetreiber zurückbezahlt wird.

Ein beliebtes Modell ist das "*Sale-and-lease-back-Modell*" (auch "Rückmietverkauf" genannt). In diesem kaufen die Teilnehmer von einem Emittenten und zumeist zukünftige Betreiber (ein oder mehrere) Photovoltaik-Paneele und verpachtet diese gleichzeitig an den Verkäufer zurück. Im Gegenzug für die Vermietung der Photovoltaik-Paneele erhalten die Teilnehmer jährliche vertraglich definierte Miet-Erträge. Am Ende der Laufzeit kauft der Emittent die Photovoltaik-Paneele gegen Zahlung eines Kaufpreises, der dem vom Teilnehmer für die Photovoltaik-Paneele bezahlten Kaufpreis entspricht, vom jeweiligen Teilnehmer wieder zurück. Derartige Modelle werden in Österreich beispielsweise von der Helios Sonnenstrom GmbH (2018), der Wien Energie GmbH über das Projekt „BürgerInnen Kraftwerke“ (2018), Kärnten Solar (2018), uvm. angeboten. In weiterer Folge hat die FMA (2016) allgemeine Informationen zu Bürgerbeteiligungsmodellen für Verbraucher verfasst, um auf die Risiken aufmerksam zu machen.

### **1.2. Contracting**

Einen ähnlichen (in gewisser Weise umgekehrten) Ansatz stellt das Konzept des Energie-Contractings<sup>4</sup> dar. Dabei bietet der Contractinggeber dem Contractingnehmer gewisse Energiedienstleistungen<sup>5</sup> zu festgesetzten Konditionen (beispielsweise fixe Jahresgebühr und/oder entsprechender Tarif) an. Im Wesentlichen kann nach DIN 8930-5 zwischen zwei Arten des Energie-Contractings unterschieden werden: das Einspar- und das Anlagen-Contracting. In beiden Fällen sollten aus Sicht des Contractingnehmers die gesamten Energie- und Contractingkosten die bisherigen Energiekosten nicht übersteigen. Vor allem die Variante des Anlagen-Contractings stellt ein Instrument dar, das dabei helfen kann, den Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen auch im urbanen Bereich zu beschleunigen.

### **1.3. Weitere Geschäfts- und Finanzierungsmodelle in Österreich**

Bis zum Sommer 2017 gab es kein österreichisches Mieterstrommodell. Wie im Projekt „GEBEN“ und „StromBIZ“ beschrieben, gab es somit eingeschränkte Möglichkeiten zur Verteilung von Energie. Während der Markt im Wärmebereich (bspw. gemeinsame Wärmeversorgung oder lokales

---

<sup>4</sup> Energiedienstleistung Contracting (2018).

<sup>5</sup> bspw. Planung, Installation und Betrieb von Anlagen

Wärmenetz) wenig Regulation unterworfen ist, ist die Einspeisung und Verbrauch von Strom strenger reguliert. So bedarf es, vor der Änderung des ElWOG 2017, bspw. einer Konzession als Stromhändler, falls Energie von einem Endverbraucher zu einem anderen Endverbraucher verkauft wird.

Die umsetzbaren Geschäftsmodelle, welche in „StromBIZ“ beschrieben wurden, zielen v.a. auf eine Erhöhung des Eigenverbrauchs ab: So haben wohnungsweise zugeordnete, vom Pächter genutzte Erzeugungsanlagen (Modell „Neubau Grünes Wohnen“) nur eine beschränkte Wirtschaftlichkeit. Eine weitere Möglichkeit ist die Umsetzung bei Gewerbeobjekten, wobei hier die Zukunft zeigen wird, ob ausreichend Nachfrage von Seiten der Gewerbebetriebe (bspw. Supermärkten) besteht. Die Studie führte auch pauschale Nutzungsverträge (bspw. in Studenten- oder Seniorenheimen) auf. Hier besteht das Problem darin, dass die Anwendung auf ein kleines Segment des großvolumigen Wohnbaus beschränkt ist.

Ein großes Potential stellt eine energieträgerübergreifende Betrachtung des Gesamtsystems dar, weil durch die Schaffung von hybriden Netzen und die Nutzung von Synergieeffekten das gesamte Energiesystem in einer effizienteren Weise betrieben werden kann, (Widl et al. 2018). Da der Wärmesektor, wie eingangs erwähnt, geringerer Regulierung unterliegt, können durch hybride Netze wesentliche Synergieeffekte gehoben werden.

#### 1.4. Mieterstrommodell (MSM) in Deutschland

Als Mieterstrom wird Strom bezeichnet, der in Solaranlagen auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an die Endverbraucherinnen und -verbraucher in diesem Gebäude oder in Wohngebäuden und Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang ohne öffentliche Netzdurchleitung geliefert wird. Der von den Mietern nicht verbrauchte Strom wird ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und vergütet. Ziel der Förderung ist, Mieterinnen und Mieter unmittelbar an der Energiewende zu beteiligen und weitere Anreize für den Betrieb von dezentralen elektrischen Erzeugungsanlagen auf Wohngebäuden zu schaffen (BMWi 2018).

Lt. dem deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) rechnete sich Mieterstrom für Vermieter trotz der Vorteile bei Abgaben und Umlagen in der Regel nicht, unter anderem weil in Mieterstrommodellen erhebliche Kosten für Abrechnung, Vertrieb und Messungen entstehen, (Koepp 2017). Der Mieterstromzuschlag macht den Mieterstrom künftig wirtschaftlich attraktiver. Im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) wird dafür ein Förderanspruch für direkt gelieferten Strom aus Solaranlagen auf Wohngebäuden verankert. Danach erhält der Betreiber einer solchen Anlage einen Mieterstromzuschlag. Dieser orientiert sich an den im EEG genannten Einspeisevergütungen abzüglich eines Abschlags. Die Höhe des Mieterstromzuschlags hängt von der Größe der Solaranlage und dem Photovoltaik-Zubau insgesamt ab. Sie wird zwischen 2,2 Cent/kWh und 3,8 Cent/kWh liegen. Der von den Mietern nicht verbrauchte Strom wird ins Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist und vergütet.

Lt. Koepp et al. (2017) sind bei einem Mieterstrommodell erzeugungs-, netz- und lieferseitig zwingend mehrere Akteure eingebunden:

- I. Der **Nutzer** (entspricht dem Mieter/Pächter) eines Gebäudes oder Gebäudeteils (Wohnung) als Letztverbraucher des Stroms.
- II. Der **Gebäudeeigentümer und Vermieter/Verpächter** als derjenige, der das Gebäude für die Errichtung und den Betrieb der Solaranlage zur Verfügung stellt.

- III. Der **Betreiber der Solaranlage als Stromerzeuger**. Dies kann der Gebäudeeigentümer selbst sein oder auch ein Dritter (Energieversorger, Contractor), mit dem der Gebäudeeigentümer einen Vertrag über die Nutzung einer Teilfläche des Gebäudes zum Betrieb einer Solaranlage abgeschlossen hat.
- IV. Der **Stromlieferant der Gebäudenutzer (Mieter)**. Stromlieferant kann zum einen der Betreiber der Erzeugungsanlage (Solaranlage) sein. Es kann aber auch ein weiteres Unternehmen sein, das als Energieversorger die energiewirtschaftliche Umsetzung und Abwicklung des Mieterstrommodells übernimmt. Zudem kann ein weiteres Energieversorgungsunternehmen hinzutreten, das Mieter mit Strom beliefert, die keinen Mieterstrom beziehen.
- V. Der **örtliche Verteilernetzbetreiber**. Bei Stromüberschüssen aus der Solaranlage (also Strom, der von den Nutzern im Gebäude nicht verbraucht wird) werden diese in das örtliche Verteilernetz eingespeist, an das die Solaranlage angeschlossen ist. Diese Überschussmenge wird vom örtlichen Verteilernetzbetreiber an den Anlagenbetreiber gemäß EEG vergütet (Direktvermarktung mit Marktprämie oder EEG Einspeisevergütung). Aus dem örtlichen Verteilernetz beziehen die Gebäudenutzer (Mieter) auch den Zusatz- und Reservestrom.

Weiteres führt die Studie auf, dass in der Praxis die Organisation des Vertriebs von Mieterstrom in der überwiegenden Anzahl der Fälle nicht durch den Gebäudeeigentümer und -vermieter selbst, sondern unter Einbeziehung weiterer Akteure geschieht. Nach einer vom Institut für Wohnen und Umwelt durchgeführten Befragung von Wohnbauunternehmen ergab sich die in Abbildung 1 wiedergegebene Aufteilung von Organisationsmodellen (Institut für Wohnen und Umwelt 2015). Interessant ist die Tatsache, dass die meisten Gebäudeeigentümer und -vermieter eine Kooperation mit einem Contractor eingehen oder es direkt über das Wohnungs- oder Tochterunternehmen abwickeln. Die wenigsten gehen eine Kooperation mit den örtlichen Stadtwerken ein.

Organisation Vertrieb an Mieter

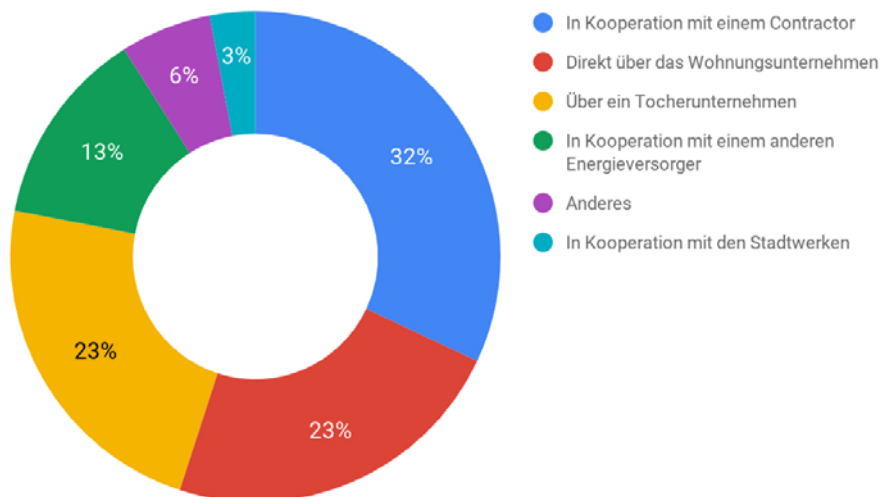


Abbildung 1: Organisationsformen für Mieterstrom nach Institut für Wohnen und Umwelt (2015)

Nachfolgend wird aufbauend auf den Erkenntnissen aus Koepp et al. (2017) versucht Aspekte des Mieterstrommodells aus unterschiedlichen Perspektiven zu zeigen.

## 2. Projektinhalt

### 2.1. Geschäftsmodelle für gemeinschaftliche Erzeugungs- und Speichieranlagen in Österreich

Bei der Entwicklung von alternativen Geschäfts- und Finanzierungsmodell muss zunächst auf die Unterschiede von dezentraler Erzeugung auf Einfamilienhäusern (EFH) zu dezentraler Erzeugung auf Mehrfamilienhäusern oder Energiezellen eingegangen werden. Tabelle 1 zeigt einen ersten Einblick, wie die Komplexität innerhalb einer Energiezelle erhöht wird. Erstens ist die Anzahl der Akteure höher als beim EFH, weiters auch die rechtlichen Rahmenbedingungen.

*Tabelle 1: Unterschied zwischen der Investition und dem Betrieb von dezentraler Erzeugung in Einfamilienhäuser (EFH) zu dem in Energiezellen.*

	Einfamilienhäuser (EFH)	Energiezelle
Investition	Der Besitzer trägt die Investitionskosten	Die Investitionskosten können von verschiedenen Parteien (Mietergruppen, Eigentümer, Contractor, Energielieferant) getragen werden.
Energieverbrauch	Der Besitzer verbraucht die Energie.	Die Verbraucher (bspw. Mieter) verbrauchen die Energie. Hier stellt sich die Frage nach welchem Schlüssel die Energie aufgeteilt wird.
Einnahmen	Jegliche Einnahmen (durch Einspeisung oder Eigenverbrauch) kommen dem Besitzer zugute.	Hier stellt sich die Frage welchen Preis die Verbraucher für die gelieferte Energie zahlen.

Eine Frage, die alle Geschäftsmodelle betrifft ist welche Partei die Investition tätigt. In Tabelle 2 sind unterschiedliche Möglichkeiten dargestellt. Hierbei werden vier Möglichkeiten (i)-(iv) dargestellt und die Auswirkungen auf alle anderen Teilnehmer, als Konsequenz der Investition beschrieben. Hierbei wurde noch nicht berücksichtigt, welcher Teilnehmer für die Betriebsführung, sowie die Verrechnung zuständig ist. Durch die Annahme dieser Rolle können weitere Erlöse generiert werden.

*Tabelle 2: Die Zellen mit grünem Hintergrund zeigen an, dass der jeweilige Teilnehmer, oder Gruppe von Teilnehmern die Investition in die dezentrale Erzeugungs- und in weitere Folge Gemeinschaftsanlage tätigt. Die anderen Zellen beschreiben die jeweiligen Auswirkungen*

	Mieter (=Verbraucher)	Gebäudeeigentümer	Externer Investor	Stromlieferant
(i)	- Mieter investieren und nehmen teil (ev. unterschiedlich) - ev. unterschiedliche Anteile (Verteilungsschlüssel)	vermietet Dach-, Park-, Lagerfläche	-	Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch.
(ii)	Jeder Mieter entscheidet über die Teilnahme	Anlage kann Allgemeingut sein, oder der Strom an die Mieter	-	Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch.

		verkauft/verteilt werden		
(iii)	Jeder Mieter entscheidet über die Teilnahme	vermietet Dach-, Park-, Lagerfläche	- bspw. Contracting - Wirtschaftlichkeit muss gegeben sein - Frage der Bepreisung von lokaler Erzeugung	Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch.
(iv)	Jeder Mieter entscheidet über die Teilnahme	vermietet Dach-, Park-, Lagerfläche	-	- Verliert Umsatz durch den Eigenverbrauch. - Neue Einnahmen durch lokalen Verkauf.

Nachfolgend werden Geschäftsmodelle aus der Sicht von den oben eingeführten Parteien diskutiert.

### 2.1.1. Investition durch die Mietergesellschaft

Aus der Sicht des Mieters ist v.a. der Aspekt der Eigenversorgung interessant. In der Praxis wird aus diversen Gründen erwartet, dass sich das Interesse der Mieter sich an der Investition zu beteiligen in Grenzen hält. Der Hauptgrund liegt darin, dass Mieter oft nur eine begrenzte Mietdauer anstreben. So betrug bspw. im Jahr 2012 nach Baumgartner (2013) 4,3 Jahre für befristet Mietverträge und 14,2 Jahr für unbefristete Mietverträge. Falls, der Mieter eine eher geringe Mietdauer anstrebt, wird sich die Bereitschaft in eine gemeinschaftliche Erzeugungsanlage zu investieren begrenzt sein.

Zusammenfassend, wird erwartet, dass das Geschäftsmodell aus Mietersicht eher darin besteht Erzeugung aus der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage zu beziehen oder nicht, und weniger in der Investition einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage.

Wenn die Investition durch die Mietergesellschaft erfolgt, ist der wesentliche Punkt, wie die Energie aufgeteilt wird. So ist bspw. eine Aufteilung nach statischen oder dynamischen Schlüsseln im EIWOG vorgesehen. Im Detail hängt es davon ab, wie sehr eine dynamische Allokation die Wirtschaftlichkeit verbessert und ob dieser (auch finanzielle) Mehraufwand gerechtfertigt ist. Auch regulatorische, bürokratische und juristische Barrieren verschlechtern eine mögliche Umsetzung.

### 2.1.2. Investition durch den Gebäudebesitzer

Im Folgenden, wird vereinfachend angenommen, dass es sich ausschließlich um einen einzigen Gebäudeeigentümer (oder Gebäudeeigentümergeellschaft handelt), welcher die Wohnungen an die Mieter vermietet. Somit besteht das grundsätzliche Geschäftsmodell in der Vermietung von Wohneinheiten und nicht in der Bereitstellung von Energie. Dennoch ist es naheliegend, dass der Gebäudeeigentümer analog zur Investition in eine Zentralheizung auch die Investition in eine gemeinschaftliche Erzeugungsanlage tätigt. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, dass der Gebäudeeigentümer die notwendigen Dachflächen vermietet und damit Erlöse generiert.

Im Detail stellt sich die Frage, in welcher Form die Energie an die Kunden vertrieben wird. So kann bspw. die Anlage bspw. ein Allgemeingut sein oder der Strom ausschließlich an die teilnehmenden Kunden vertrieben werden.



Wie erwähnt, ist die Investition durch den Gebäudebesitzer durchwegs denkbar. Der Nachteil eines solchen Modells liegt darin, dass der Gebäudebesitzer bei einer nicht ausreichenden Wirtschaftlichkeit die Investition nicht durchführen wird. Zusätzlich kommen regulatorische, bürokratische und juristische Barrieren hinzu, welche eine Investition dämpfen könnten.

### **2.1.3. Investition durch einen externen Investor**

Das Geschäftsmodell eines externen Investors kann bspw. ein Contracting-Geschäftsmodell sein. Die Investition in gemeinschaftliche Anlagen würde sich sehr gut mit dem bestehenden Geschäftsmodell vereinbaren lassen. Ein essentielles Kriterium für das Geschäftsmodell eines Contractors ist die Wirtschaftlichkeit der Anlagen.

Bei einem externen Investor ist die Wirtschaftlichkeit der entscheidende Punkt nach welchem die Entscheidung getroffen wird, ob die Investition durchgeführt wird. Der Vorteil bei einem solchen Investor liegt darin, dass er mit den Prozessen einer solchen Umsetzung vertraut ist und diese deshalb eine geringere Barriere aufweisen.

### **2.1.4. Investition durch den Stromlieferanten**

Der Stromlieferant wird durch die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage dadurch betroffen, dass sich die, an die Endkunden gelieferte Energiemenge durch die lokale Erzeugung reduziert. Der Eigenverbrauch wird somit den Umsatz eines solchen Unternehmens beeinflussen. Falls sich der Energielieferant dazu entschließt in die Erzeugungsanlage zu investieren, können zusätzliche Einnahmen durch den Vertrieb von lokal erzeugter Energie generiert werden.

Die Stromlieferanten sind durch dezentrale Erzeugung unter Druck, da die abgesetzte Energiemenge reduziert wird. Die Investition und Bereitstellung von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen ist eine Möglichkeit die Verbraucher bezüglich der Reststromlieferung zu binden und gleichzeitig die Erfahrungen aus dem Strommarkt (bspw. Prozesse) in die Umsetzung einzubringen.

## **2.2. Optimierungsmodell für Energiezellen**

### **2.2.1. Beschreibung des Modells**

Für die Berechnung des optimalen Erzeugungs- und Speichermix, als auch Einsatz nach unterschiedlichen Kriterien (bspw. minimale Kosten und minimaler Netzbezugsleistung) wurde ein Optimierungsmodell entwickelt. Abbildung 2 zeigt das Blockschaltbild der Berechnungsmethode. Hierbei wird ein Prosumer  $j \in \{Prosumer_1, Prosumer_2, \dots, Prosumer_n\}$  hinsichtlich seines Energieverbrauchs der Energieeinheit  $c \in \{Elec, Heat, H_2\}$  optimiert. Die Bereitstellung der Energie kann entweder durch Prozesse  $p$ , Speicher  $s$ , dem Vertriebsmarkt oder durch Prosumer innerhalb der Energiezelle bereitgestellt werden. Der Handel innerhalb der Energiezelle erfolgt durch die Beschaffung von Energie von anderen Prosumer, in der Form von deren Prozess und Speichern.

Für die Beschaffung von dem Vertriebsmarkt fallen Kosten in der Höhe von  $\epsilon^{retail}$  an, für die Beschaffung innerhalb der Energiezelle Kosten in der Höhe von  $\epsilon^{cell}$ . Da die Optimierung die gesamte Energiezelle betrifft, ist die Höhe der  $\epsilon^{cell}$  nicht relevant bzw. im Rahmen dieses Modells nicht diskutierbar: Wenn bspw. Prosumer 1 and Prosumer 2 verkauft, zahlt Prosumer 2  $x$  € während

Prosumer 1  $x$  € einnimmt. In Summe hebt sich dieser Betrag auf. Die Bepreisung von Energie innerhalb von Energiezellen wurde detailliert im Rahmen von Fleischhacker et al. (2018) diskutiert.

Als Entscheidungsvariablen wurden die jeweilige installierte Prozess- und Speicherleistung, als auch die produzierte, eingespeiste, verkaufte und ausgetauschte Energie verwendet. In dem Modell wurden sowohl Investitionskosten, als auch Betriebs- und Wartungskosten berücksichtigt.

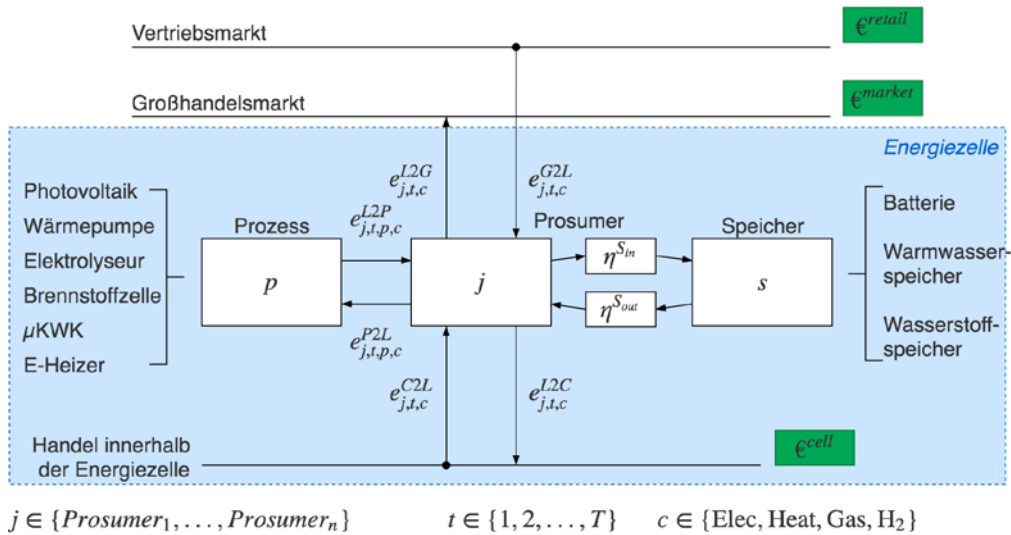


Abbildung 2: Blockdiagramm der verwendeten Methode

Wie oben dargestellt, berechnet das Modell den optimalen Energiemix eines Erzeugungs- und Speicherportfolios um den gegebenen Energieverbrauch zu decken. In der unteren Abbildung 3 zeigt den optimalen Einsatz des Technologieportfolios 1 (d.h. Photovoltaik und Batterie) für die Energiezelle 1 (bestehend aus vier Wohnungen). Es ist dabei dargestellt wie die gegebene Nachfrage durch Netzbezug, lokalem Handel (durch die Energiezelle), Ausspeisung aus der Batterie und Photovoltaikerzeugung gedeckt wird. Da es sich hier um tatsächlich gemessene Lastprofile und nicht um Standardlastprofile handelt, ist die Nachfrage der Verbraucher unterschiedlich.

So zeigt die Abbildung 3, dass der Netzbezug in den Morgen-, Abend- und Nachtstunden notwendig ist, aber durch lokales Balancing und lokale Erzeugung die Nachfrage von Vormittag bis Nachmittag gedeckt werden kann.

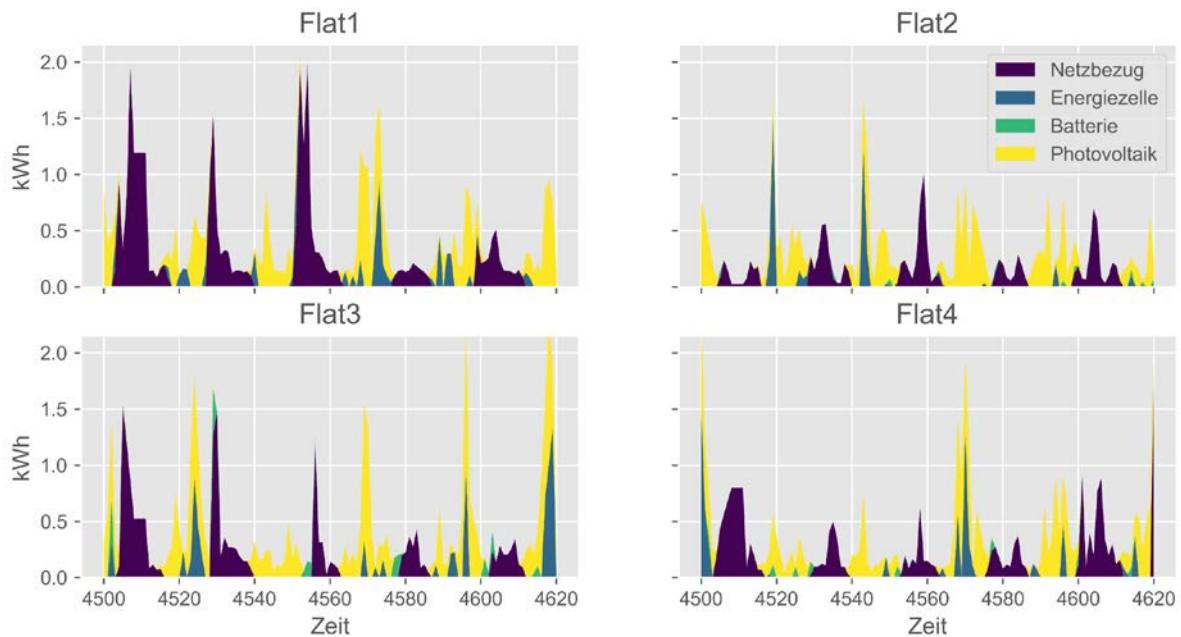


Abbildung 3: Optimale Deckung der Nachfrage der Energiezelle 1 durch das Technologieportfolio 1 - Strom.

### 2.2.2. Pareto Optimierung nach Kosten und Netzspitzenleistung

In dem Folgenden wurde eine Optimierung nach zwei Kriterien durchgeführt. In der Literatur wird diese Methode u.a. "Pareto Optimierung" oder "Multi-Objective-Optimierung" genannt. Hierbei werden das oben vorgestellte Modell nach zwei Zielfunktionen gelöst:

- (1) minimale jährliche Gesamtkosten (in €) [diese beinhalten die Investitionskosten (in der Form von Annuitäten) und laufende Betriebskosten] und
- (2) die jährliche maximale Netzbezugsleistung (in kW) berücksichtigt werden.

Üblicherweise widersprechen sich diese beiden Zielfunktionen. So sind die minimalsten Kosten mit einer hohen Netzlast verbunden und umgekehrt. Abbildung 4 zeigt eine Darstellung der Pareto Optimierung. Die Investition in ein Technologieportfolio (und der Betrieb) resultieren in Kosten und eine Netzlast (schwarze Punkte). Die Lösung bez. minimaler Kosten und minimaler Netzleistung resultiert in zwei einzelnen Punkten. Die Idee der Pareto Optimierung ist es, alle möglichen Kombinationen zu berechnen (schwarze Punkte) und die effizientesten Lösungen (rote Punkte) gesondert auszuweisen. Punkte außerhalb der Pareto Front sind nicht Pareto-effizient, da es Punkte an der Grenze gibt, die von Pareto dominiert werden. Die effizientesten Lösungen befinden entlang der sogenannten Pareto Front oder Frontier.

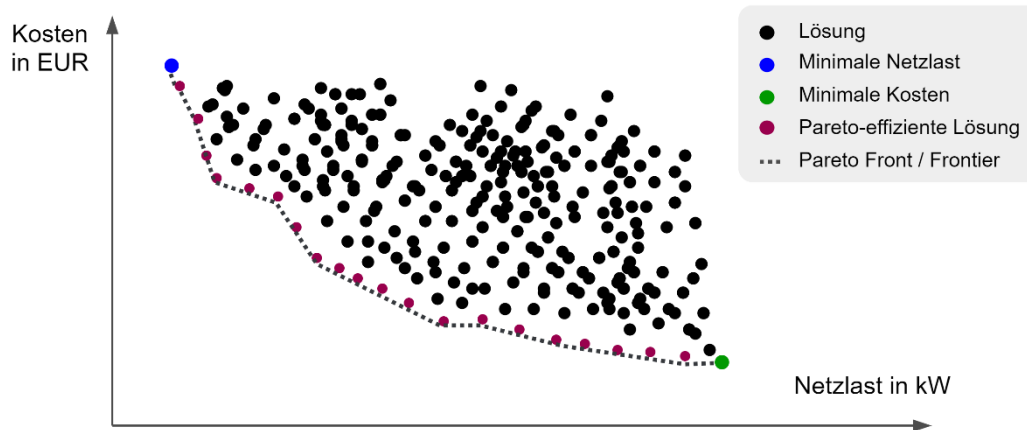


Abbildung 4: Darstellung der Pareto Optimierung mit möglichen, optimalen (minimalen) Lösungen und der resultierenden Pareto Front.

Nachfolgend werden die Ergebnisse für diese Optimierung gezeigt und diskutiert. Wie eingangs erwähnt werden nachfolgend vier unterschiedliche Technologieportfolios gezeigt und diskutiert. Zum Vergleich wird auch das gesamte Portfolio optimiert um den Zusammenhang mit einem der vier Portfolios zu zeigen. Zusätzlich kann gezeigt werden, dass insbesondere das Strom & Wärme Portfolio an vielen Stützstellen mit dem gesamten Technologieportfolio tangiert.

### 2.2.3. Skalierung des Modells

Im Folgenden werden Energiezellen definiert, die aufgrund ihrer Zusammensetzung für urbane Energiezellen verwendet werden können. Die Lasten sind in der Gemeinde Großschönau<sup>6</sup> gemessen worden. Im Detail bestehen die repräsentativen Endverbraucher aus

- Hotel,
- Schule,
- Kindergarten,
- Mehreren Haushalten
- Geschäft
- Gewerbe und
- einem Büro.

Tabelle 3 zeigt die Zusammensetzung der fünf ausgewählten Energiezellen die im Rahmen eines projektinternen Expertengesprächs bestimmt worden sind. Dabei wurde Wert auf Repräsentativität der Energiezellen gelegt.

Die Abbildung 5 zeigt die Nachfrage in den Energiezellen. So sticht die Energiezelle 1 durch die niedrige Nachfrage nach sowohl elektrischer als auch thermischer Energie hervor. Energiezellen 2 - 4 weisen v.a. bei der thermischen Nachfrage eine gewisse Ähnlichkeit auf. Energiezelle 5 (beinhaltet alle gemessenen Lastprofile) hat eine hohe thermische Nachfrage, die elektrische Nachfrage ändert sich im Vergleich zu Energiezelle 3 und 4 nicht stark.

<sup>6</sup> Quelle: Projektpartner Sonnenplatz Großschönau, <http://www.sonnenplatz.at/> Gemeinde Großschönau <http://www.grossschoenau.gv.at>, Koordinaten: 48° 39' N, 14° 56' O

Tabelle 3: Die Zusammensetzung von fünf ausgewählten Energiezellen, die im Folgenden untersucht werden.

	Energiezelle 1 Zinshaus (Altbestand)	Energiezelle 2 Büros + Ausbildung	Energiezelle 3 Genossenschaft (Neubau)	Energiezelle 4 Gemeindebau (sanierter Altbau)	Energiezelle 5 Gmd. Großschönau
Hotel					X
Schule		X			X
Kindergarten		X	X		X
Haushalte	X		X	X	X
Geschäft		X	X	X	X
Gewerbe					X
Büro		X		X	X

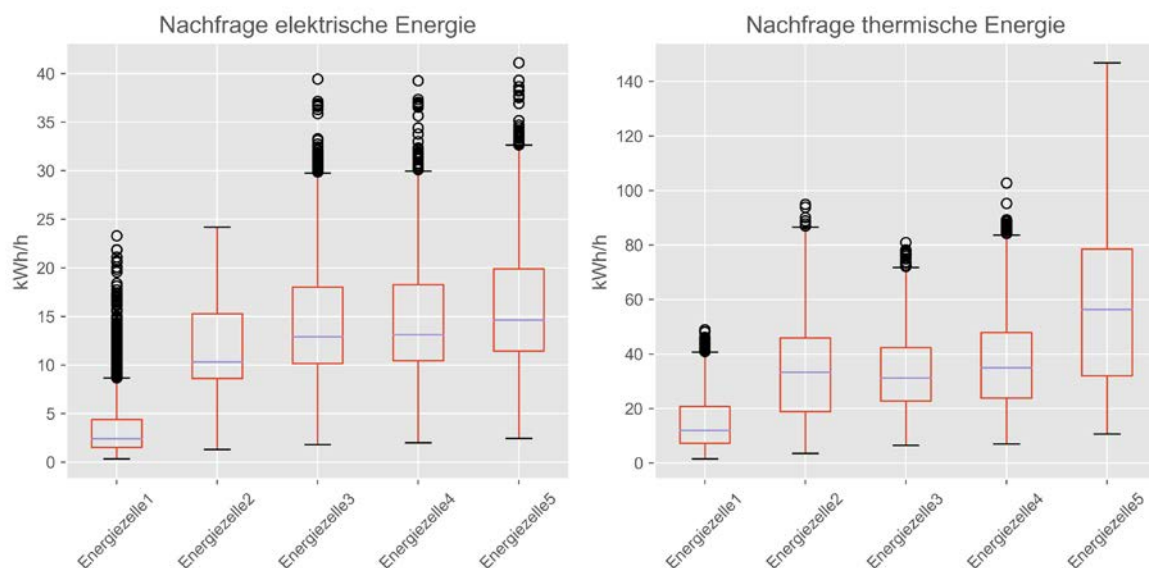


Abbildung 5: Energienachfrage in den Energiezellen: Links wird die elektrische Nachfrage und rechts die thermische Nachfrage dargestellt.

In weiterer Folge wurden die Technologien zu aussagekräftigen Portfolios geclustert um den Lösungsraum einzuschränken und die Aussagekraft zu erhöhen. Wie in der Abbildung 6 dargestellt, wurden vier Portfolios aufgrund von Synergieeffekten erstellt:

1. **Strom:** ausschließlich Stromerzeugung und -speicher, bestehend aus Photovoltaik und Batteriespeicher
2. **Strom & Wärme:** bestehen aus Photovoltaik und Batteriespeicher und den Wärmeerzeugern Wärmepumpe und Stromheizer sowie Wärmespeicher.
3. **Kraft-Wärme-Kopplung:** die Strom- und Wärmeerzeugungstechnologie und den Speichern Batterie und Wärmespeicher

4. **Wasserstoff:** bestehend aus der Stromerzeugung durch Photovoltaik und den Wasserstofferzeugungstechnologien Elektrolyseur, einem Wasserstoffspeicher und einer Brennstoffzelle zur Verstromung von Wasserstoff

Eine detaillierte Beschreibung der Prozesse und Speichertechnologien kann dem Anhang 7.1 und Tabelle 5 entnommen werden.



Abbildung 6: Vier Technologieportfolios, bestehend aus Strom, Strom & Wärme, Kraft-Wärme-Kopplung und Wasserstoff.

### 3. Ergebnisse

#### 3.1. Wertigkeit der Erzeugung aus Photovoltaikanlagen nach Energiezellen

Im Nachfolgenden betrachten wir die Wertigkeit der PV Erzeugung. Dabei wird bestimmt, wie sehr die Nachfrage mit der dezentralen Erzeugung übereinstimmt. Damit lässt sich auch direkt auf die Wirtschaftlichkeit schließen, da ein höherer Eigenverbrauchsanteil mit einer höheren Kosteneinsparung einhergeht. Die Wertigkeit der Erzeugung aus Photovoltaik wird durch die Pearson-Korrelation<sup>7</sup> zwischen dem Verbraucher und der Photovoltaikerzeugung bestimmt. Die Pearson-Korrelation, ist ein dimensionsloses Maß für den Grad des linearen Zusammenhangs zwischen zwei Vektoren. Er kann Werte zwischen -1 und +1 annehmen. Bei einem Wert von +1 (bzw. -1) besteht ein vollständig positiver (bzw. negativer) linearer Zusammenhang zwischen den betrachteten Merkmalen.

Da für den Wert der PV Erzeugung in dieser Arbeit die gesamte Energiezelle verantwortlich ist, zeigt Abbildung 7 den Wert der PV Erzeugung für die gesamte Energiezelle. So hat Energiezelle 1 den

<sup>7</sup> Benesty J., Chen J., Huang Y., Cohen I. (2009) Pearson Correlation Coefficient. In: Noise Reduction in Speech Processing. Springer Topics in Signal Processing, vol 2. Springer, Berlin, Heidelberg

niedrigsten Wert, da es sich hier v.a. um die Haushalte mit einer geringen Korrelation handelt. Den höchsten Korrelationskoeffizienten weist Energiezelle 2 auf.

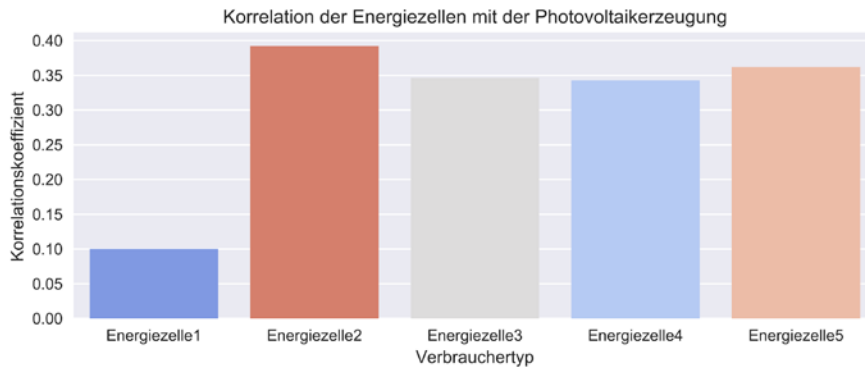


Abbildung 7: Pearson-Korrelation zwischen Verbrauchertyp und Photovoltaikerzeugung

### 3.2. Pareto Optimierung der Energiezellen

Die Motivation in der Pareto Optimierung liegt u.a. darin, dass durch die Diskussion um angepasst Systemnutzungsentgelte über eine Erhöhung des Leistungstarifs diskutiert wird. Die nachfolgend dargestellten Analysen zeigen, die mit einer Netzspitzenreduktion verbunden Kosten.

#### 3.2.1. Detaillierte Ergebnisse der Energiezelle 1

In der nachfolgenden Abbildung 8 ist die Pareto Front für die Optimierung der Energiezelle 1 angegeben. Die Abbildung zeigt die jährlichen Kosten über der elektrischen Netzleistung. Der kostenminimale Punkt resultiert in der höchsten Netzleistung und vice versa. Um den Effekt der Energiezelle zu zeigen, ist auch der Status Quo eingezeichnet. In diesem Punkte gehen wir davon aus, dass die Verbraucher zur Gänze über das Netz (Strom- und Wärmenetz) versorgt werden.

Für die Energiezelle 1 ist es möglich die Netzleistung auch mit dem kostenminimalen Portfolio ("Strom", "Strom & Wärme" und "Wasserstoff") zu reduzieren. Der Grund liegt darin, dass die maximale Netzleistung zu einer Zeit auftritt, zu der auch eine Photovoltaikerzeugung möglich ist<sup>8</sup>. Diese reduziert somit die Spitzenlast. Im Fall des Portfolios "Kraft-Wärme-Kopplung" steht keine PV zu Verfügung, deshalb wird im Kostenoptimum auch keine Netzleistung reduziert.

Beim Vergleich aller Technologien mit den Technologieportfolios ist ersichtlich, dass "Strom & Wärme" den Großteil abdeckt. Wie in den nachfolgenden Detailergebnissen (Abbildung 9 - Abbildung 11) ersichtlich, stimmen die Ergebnisse zwischen "Strom & Wärme" und "Alle Technologien" bei dem Vergleich zum Großteil überein.

<sup>8</sup> Dies stellt einen besonderen Fall dar. Üblicherweise ist das nicht der Fall und kann somit nicht als verallgemeinernd angenommen werden.

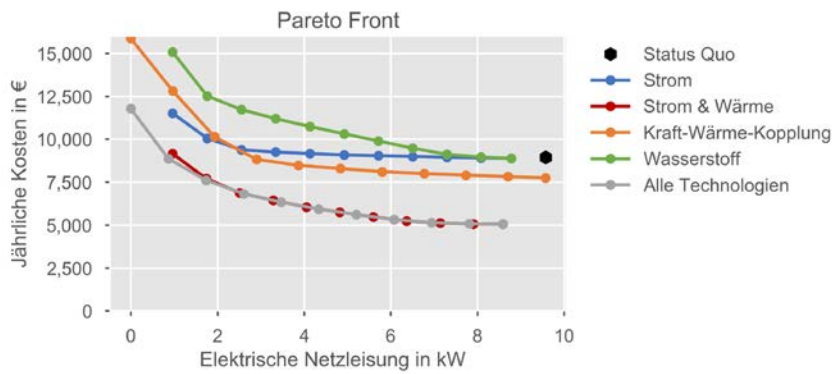


Abbildung 8: Pareto Front der Energiezelle 1

Die nachfolgende Abbildung 9 zeigt die Investitionen in die unterschiedlichen Leistungsgrößen der Prozesse. So wird PV in allen Punkten entlang der Pareto Front installiert. Daraus kann geschlossen werden, dass sie wirtschaftlich ist und höhere Installationsgrößen für die Netzdienlichkeit (in Verbindung mit den Flexibilitäten: Batterie und Wärmespeicher) eingesetzt werden können. Verschiebung von Wärmepumpe zu Stromheizer lässt sich daraus erklären, dass Stromheizer in Verbindung mit einem größeren Wärmespeicher (siehe Abbildung 10) flexibler eingesetzt werden können. Im Falle eines Technologieportfolios "Wasserstoff" (jenes mit dem höchsten Gesamtkosten lt. Abbildung 8) ist die Leistungsgröße des Elektrolyseurs sehr gering (<500W) und wird erst bei hohen Reduktionen der Netzspitzenleistung nennenswert ausgebaut. Die Brennstoffzelle wiederum, wird stetig ausgebaut. Bei einem Blick auf das gesamte Portfolio "Alle Technologien" ist ersichtlich, dass nahezu alle Prozesse ausgebaut werden um eine hohe Unabhängigkeit von elektrischen Netz zu erreichen. Da die Kosten im Bereich <2kW Netzleistung stark ansteigen, ist die praktische Relevanz mit Vorsicht zu genießen.

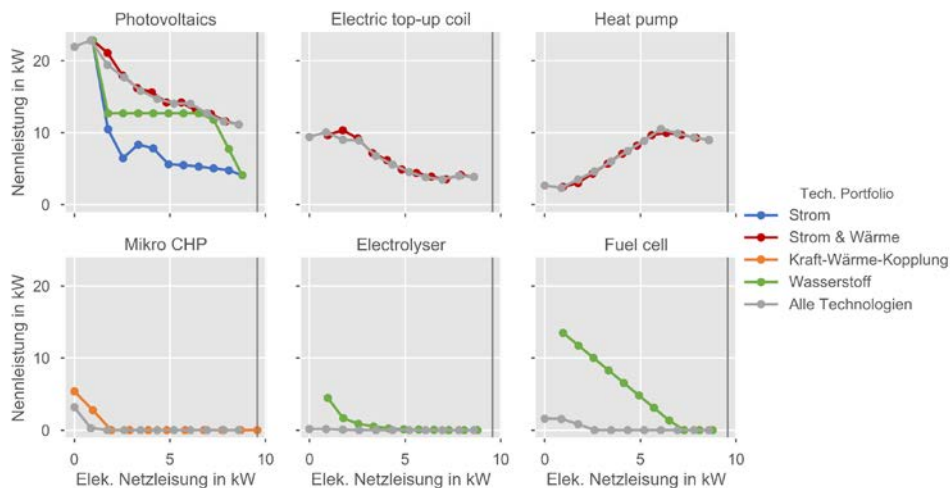


Abbildung 9: Installierte Prozessleistung entlang der Pareto Front



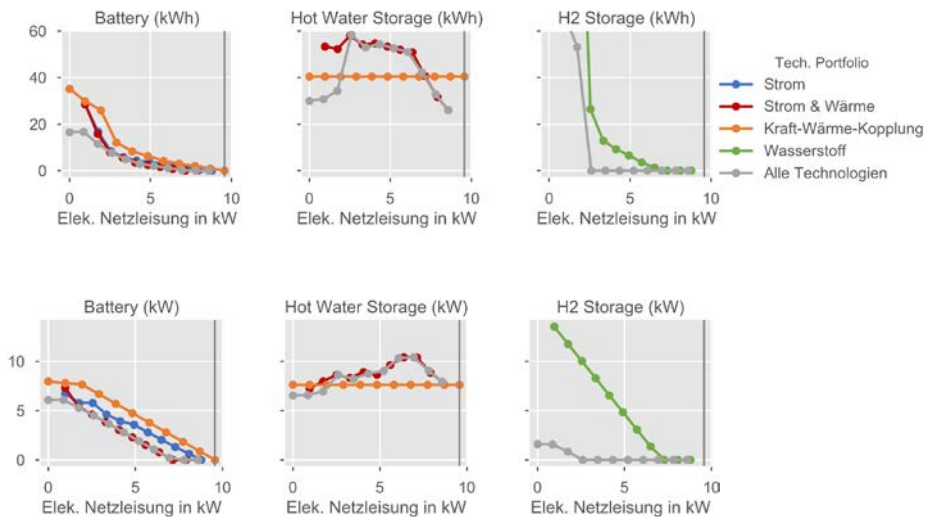


Abbildung 10: Installierte Speicherenergie (oben) und -leistung (unten) entlang der Pareto Front

Es wird angenommen, dass der Energiezelle alle drei Energienetze (Strom, Gas und Wärme) zur Verfügung stehen. Wie in der Abbildung 11 dargestellt, bewirkt die Reduktion der (elektrischen) Netzspitzenleistung eine damit einhergehende Reduktion des Netzbezugs (in MWh). Gegensätzlich zu den anderen Portfolios zeigt das Portfolio "Strom & Wärme" und "Alle Technologien" keinen Wärmebezug über das Wärmenetz bei niedrigen Kosten (Wärmebereitstellung durch Wärmepumpen) und einen hohen Wärmebezug über das Wärmenetz bei einer hohen Reduktion der Elekt. Netzleistung (Wärmebereitstellung durch Stromdirektheizung). Daraus kann abgeleitet werden, dass in Flexibilitätsbereitstellung für einen Energieträger (bspw. Strom) durch Sektorenkopplung (bspw. Strom - Wärme) nur durch die Bereitstellung eines anderen Energieträgers (bspw. Wärme) erfolgen kann.

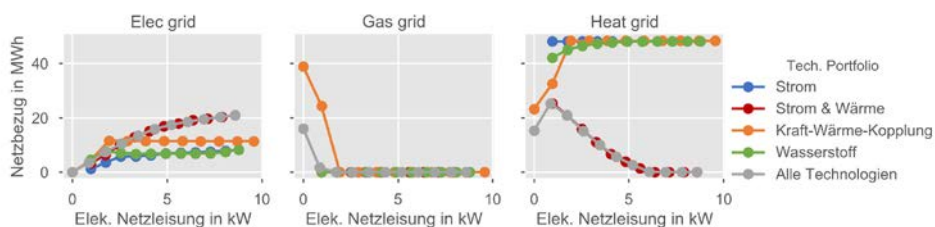


Abbildung 11: Netzbezug in MWh entlang der Pareto Front

### 3.2.2. Ergebnisse der Energiezellen 2 – 5

Die Ergebnisse für die Energiezelle 2 - 5 sind unterschiedlich zu jenen der Energiezelle 1. So verursacht das Portfolio "Strom & Wärme" eine wesentlich höhere Spitzenleistung als der Status Quo, genauer findet eine Erhöhung der Spitzenleistung um den dreifachen Wert statt. Der Grund liegt darin, dass, aufgrund der hohen Wirtschaftlichkeit von Wärmepumpen, hohe Kapazitäten Wärmepumpen und Stromheizer installiert werden.

Wie bei den vorigen Ergebnissen ist das Portfolio "Strom & Wärme" von der höchsten Effizienz gezeichnet. Trotz der Erhöhung der Netzleistung bei der Lösung für niedrige Kosten, ist der Punkt mit der gleichen Netzleistung wie beim Status Quo mit niedrigeren Kosten gekennzeichnet. Der Pfad des Portfolios "Strom & Wärme" ist wie bei der Energiezelle 1 dadurch gekennzeichnet, dass

Wärmepumpen durch Stromheizer ersetzt werden und trotz der zwei Wärmezeugungstechnologien zusätzlich Wärme über das Wärmenetz bezogen wird.

Wie bei der Energiezelle 1 ist durch das "Kraft-Wärme-Kopplung" eine Reduktion der elektrischen Netzlast auf ein Minimum auf 0 kW möglich. Mit solch einer Lösung wird die elektrische Netzspitzenleistung durch das Gasnetz bereitgestellt (ähnlich zum Wärmenetz bei "Strom & Wärme"). Die hohen Kosten bei den Portfolios "Strom" und "Strom & Wärme" in dem Fall der minimalen Netzlast lässt sich durch die hohen Investitionskosten in Batterien erklären. Nur durch diese Investition lässt sich die elektrische Netzspitzenlast stark reduzieren.

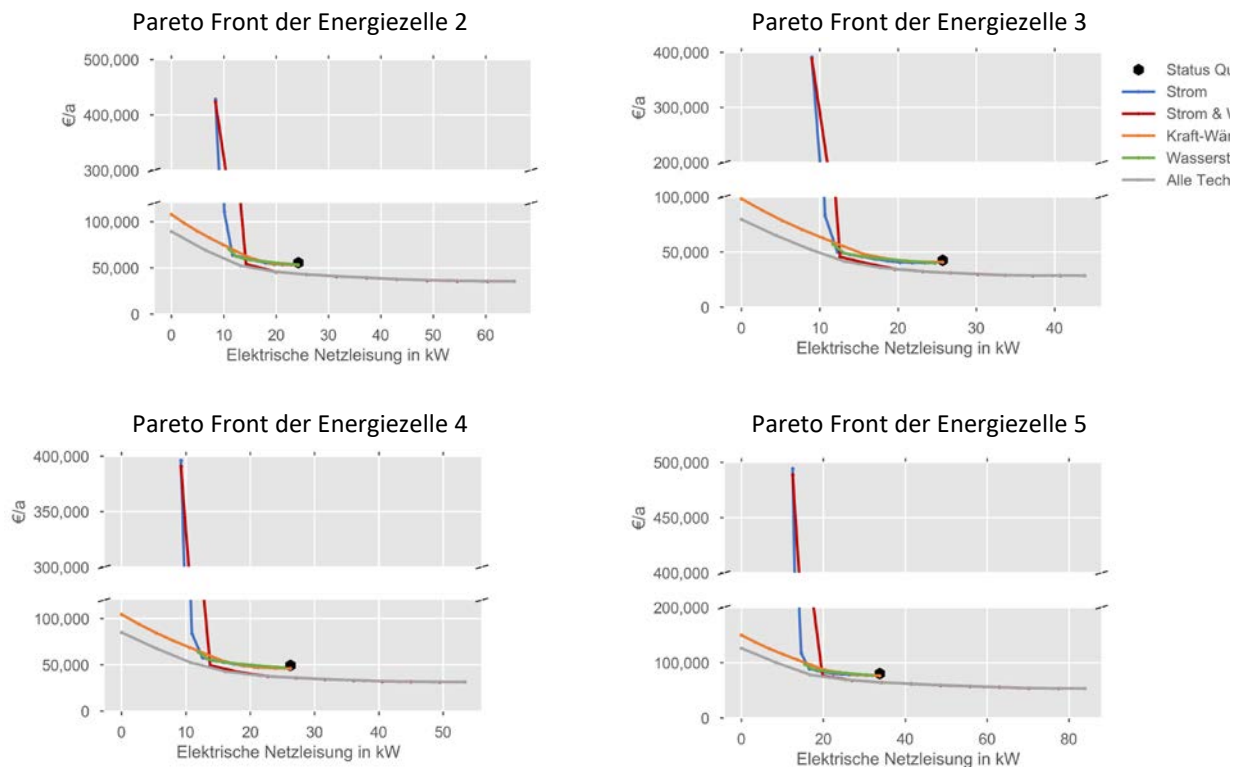


Abbildung 12: Alle Pareto Fronten der Energiezelle 2 – Energiezelle 5

### 3.3. Bewertung der Energiezellen

Nachfolgenden in der Tabelle 4 wurden die Extremwerte der zuvor berechneten Pareto Fronten analysiert. Es wurde angenommen, dass Emissionen ausschließlich für den Netzbezug anfallen. Das entspricht einer Analyse des Betriebs und nicht des gesamten Lebenszyklus. Für die spezifischen Emissionen wurden 0,24 kg<sub>CO2</sub>/kWh Gasbezug, 0,19 kgCO<sub>2</sub>/kWh Wärmebezug und 0,30 kg<sub>CO2</sub>/kWh<sup>9</sup> Strombezug angenommen.

<sup>9</sup> Quellen: Umweltbundesamt, "Berechnung von Treibhausgas (THG)-Emissionen verschiedener Energieträger", <http://www5.umweltbundesamt.at/emas/co2mon/co2mon.html>, 2018.

Tabelle 4: Ergebnisse betreffend den Kosten- und Emissionsänderung

	Lösung: minimale Kosten				Lösung: minimale elektrische Netzleistung			
	Kostenänderung zu Status Quo in € (%)		Emissionsänderung zu Status Quo in kgCO <sub>2</sub> (%)		Kostenänderung zu Status Quo in € (%)		Emissionsänderung zu Status Quo in kgCO <sub>2</sub> (%)	
<b>Energiezelle 1</b> Zinshaus (Altbestand)	-3,889	(-44)	-6,812	(-50)	2,833	(32)	-5,803	(-46)
<b>Energiezelle 2</b> Büros + Ausbildung	-20,158	(-36)	-30,341	(-35)	33,621	(60)	581	(1)
<b>Energiezelle 3</b> Genossenschaft (Neubau)	-14,005	(-33)	-25,450	(-35)	36,998	(87)	2,062	(3)
<b>Energiezelle 4</b> Gemeindebau (sanierter Altbau)	-17,844	(-36)	-27,464	(-35)	35,505	(72)	1,753	(2)
<b>Energiezelle 5</b> Gmd. Großschönau	-26,658	(-33)	-42,751	(-33)	45,894	(57)	4,558	(4)

### 3.4. Umsetzungsanalyse

Der Projektpartner Sonnenplatz Großschönau hat eine Umsetzungsanalyse durchgeführt und dabei 33 Fragebögen ausgewertet. Zusammenfassend kann aus der Umsetzungsanalyse geschlossen werden, dass Endverbraucher ein Interesse haben, Energie von ihrem Nachbarn zu erwerben. Dabei ist es relevant, dass der Energiebezug mit keinem höheren Strompreis verbunden ist, als der Netzbezug. Eine mögliche gemeinsame Investition wird skeptisch begegnet, ebenso wie längerfristige Verträge. Eine unabhängige Energieversorgung ist nur für ein Drittel relevant, wobei auch hier keine Mehrkosten entstehen sollen.

### 3.5. Definition eines Umsetzungsprojekts in der Lavaterstraße, Wien

Durch die Erkenntnisse aus dem Projekt wurde in der Lavaterstraße 5, 1220 Wien die erste gemeinschaftliche Erzeugungenergie der Wien Energie gebaut (siehe Abbildung 13). Das Mehrfamilienhaus in der Lavaterstraße 5 zeichnet sich aus durch:

- großes Interesse der Bewohner
- keine statischen Einschränkungen
- einfach zugängliche Flachdächer
- moderner Bau mit keinem anstehenden Sanierungsbedarf
- rasche Einigung mit dem Liegenschaftseigentümer WBV-GPA
- Ein Netzzugangspunkt für ca. 70 Wohnungen, hohe Beteiligung von 38 Bewohnern
- hohe Akzeptanz des angebotenen Geschäftsmodells. PV-Strom für 9,9 Cent/kWh (10,9 Cent/kWh für nicht Wien Energie Kunden). Dieser Tarif ist auch deutlich niedriger als in den Annahmen des Modells.
- einfach umzusetzende Dachsicherheitsmaßnahmen

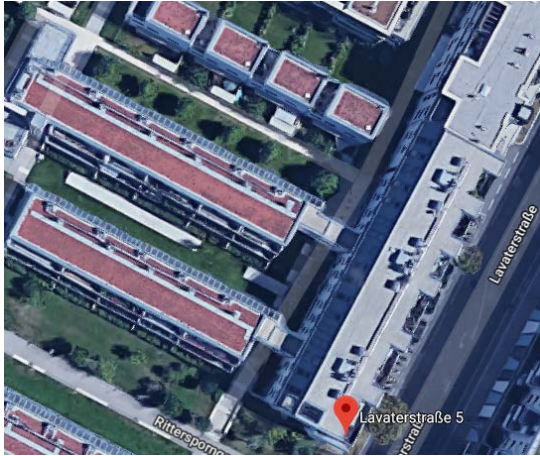


Abbildung 13: Mehrfamilienhaus in der Lavaterstraße mit ca. 70 Wohnungen. Quelle: Google Maps und Wien Energie/Hofer

Diese Gründe haben als Auswirkung, dass unter Berücksichtigung der Dachsicherheit und Dachaufbauten die maximal mögliche Leistung von rund 60 kWp geplant werden konnte. Die konkrete Umsetzung der Möglichkeiten aus der kleinen Ökostromnovelle ist von den Kunden stark erwünscht, auf allen Führungsebenen der Wien Energie gewollt und soll bis Ende 2018 in die Versorgung von bis zu 1.000 Haushalten mit Photovoltaik Strom vom eigenen Dach führen. Der Ausbau der Photovoltaik ist als erster Schritt hin zu urbanen Energiezellen zu sehen und kann modular mit Ladeinfrastruktur für E-Fahrzeuge, Power-to-Heat Lösungen, stationären Batteriespeichersystemen und lokalen Flexibilitäten erweitert werden.

## 4. Schlussfolgerungen

Im Rahmen des Projekts *UrbanEnergyCells* wurden derzeitige und mögliche zukünftige Geschäftsmodelle für Energiezellen sowohl in Österreich als auch international untersucht. Ausgehend von Bürgerbeteiligungsmodellen wurden Mieterstrommodelle, die es den Verbrauchern ermöglichen ihre Erzeugung selbst zu vermarkten, entwickelt.

Die EIWOG und Ökostromnovelle im Sommer 2017 erlaubte die Umsetzung dieser Konzepte zum Teil bereits heute. Darauf aufbauend wurde eine quantitative Analyse durchgeführt. Dazu wurden gemessene Lasten aus der Gemeinde Großschönau zu fünf Energiezellen kombiniert. Als Referenzwert gingen wir von der Annahme aus, dass die Verbraucher ausschließlich durch das elektrische Netz (für die Deckung des Stromverbrauchs) und das Wärmenetz (für die Deckung des Wärmeverbrauchs) versorgt werden. Für diese Energiezellen haben wir eine Portfolio Optimierung, genauer eine Pareto Optimierung, angewandt. Um die Aussagekraft der Analyse zu erhöhen, wurden fünf Technologieportfolios erstellt. Die Portfolios wurden nach den zwei Kriterien geringste Kosten und geringste elektrische Netzspitzenlast optimiert.

Die Analyse hat gezeigt, dass Energiezellen wirtschaftliche Vorteile haben und auch zur Netzentlastung einen Beitrag liefern können. In der Praxis wird sich die Frage stellen, welche Partei die Investition tätigt und wie der wirtschaftliche Vorteil aufgeteilt wird. Durch die Einführung einer Energiezelle konnten die Kosten um bis zu 44 % reduziert werden. Zusätzlich war auch eine Reduktion der betriebsbedingten Emissionen um bis zu 50% möglich. Falls eine Minimierung der elektrischen Netzspitzenlast angestrebt wird, sind die Emissionen zum Status Quo gleichbleibend.

Die erarbeiteten Ergebnisse wurden für die Konzeptionierung eines Umsetzungsprojekts in Wien verwendet. Zusätzlich wurden die Projektergebnisse auf mehreren Fachkonferenzen verbreitet. Lt. Oberhuber (2013) wohnen 64 % der Österreicher in einem Gebäude mit mehreren Wohnungen, womit eine große Relevanz der Projektergebnisse und Verbreitungspotenzial gegeben ist. Zukünftige Umsetzungen werden auf diese Endverbraucher abzielen.

## **5. Ausblick und Empfehlungen**

In unserer Arbeit haben wir bereits einen Ausblick in ein, im Projekt definiertes Umsetzungsprojekt, gegeben. Das Objekt befindet sich in 1220 Wien und es wird geplant eine Photovoltaikanlage mit rund 60 kWp zu installieren. Wie angeführt werden bei der Umsetzung höhere spezifische Kosten durch die örtliche Begebenheit erwartet. Dieses Projekt wird die erste gemeinschaftliche Erzeugungsanlage in Wien werden und soll Erkenntnisse für die zukünftige Umsetzung von weiteren Anlagen liefern.

Zukünftige Projekte werden sich mit der weiteren Implementierung des Mieterstrommodells und eventuell auch Energiezellen beschäftigen. Die Umsetzung in der Praxis wird zeigen, worin die Schwierigkeiten liegen. So wird sich zeigen ob die Endverbraucher mit solchen Modellen angesprochen werden und welche Partei (Gemeinschaft von Verbrauchern, Gebäudebesitzer, externe Contractoren oder Energieversorger) die Umsetzung vorantreiben werden. Weiters ist die Forschung gefordert innovative Verrechnungsmodelle, bspw. basierend auf der kooperativen Spieltheorie zu entwickeln und auf Robustheit zu testen.

## 6. Verzeichnisse

### 6.1. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Organisationsformen für Mieterstrom nach Institut für Wohnen und Umwelt (2015) ..	13
Abbildung 2: Blockdiagramm der verwendeten Methode .....	17
Abbildung 3: Optimale Deckung der Nachfrage der Energiezelle 1 durch das Technologieportfolio 1 - Strom. ....	18
Abbildung 4: Darstellung der Pareto Optimierung mit möglichen, optimalen (minimalen) Lösungen und der resultierenden Pareto Front. ....	19
Abbildung 5: Energienachfrage in den Energiezellen: Links wird die elektrische Nachfrage und rechts die thermische Nachfrage dargestellt. ....	20
Abbildung 6: Vier Technologieportfolios, bestehend aus Strom, Strom & Wärme, Kraft-Wärme- Kopplung und Wasserstoff. ....	21
Abbildung 7: Pearson-Korrelation zwischen Verbrauchertyp und Photovoltaikerzeugung.....	22
Abbildung 8: Pareto Front der Energiezelle 1.....	23
Abbildung 9: Installierte Prozessleistung entlang der Pareto Front.....	23
Abbildung 10: Installierte Speicherenergie (oben) und -leistung (unten) entlang der Pareto Front....	24
Abbildung 11: Netzbezug in MWh entlang der Pareto Front.....	24
Abbildung 12: Alle Pareto Fronten der Energiezelle 2 – Energiezelle 5.....	25
Abbildung 13: Mehrfamilienhaus in der Lavaterstraße mit ca. 70 Wohnungen. Quelle: Google Maps .....	27

### 6.2. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Unterschied zwischen der Investition und dem Betrieb von dezentraler Erzeugung in Einfamilienhäuser (EFH) zu dem in Energiezellen. ....	14
Tabelle 2: Die Zellen mit grünem Hintergrund zeigen an, dass der jeweilige Teilnehmer, oder Gruppe von Teilnehmern die Investition in die dezentrale Erzeugungs- und in weitere Folge Gemeinschaftsanlage tätigt. Die anderen Zellen beschreiben die jeweiligen Auswirkungen.....	14
Tabelle 3: Die Zusammensetzung von fünf ausgewählten Energiezellen, die im Folgenden untersucht werden. ....	20
Tabelle 4: Ergebnisse betreffend den Kosten- und Emissionsänderung.....	26
Tabelle 5: Berücksichtigte Technologien, sowie getätigte Kostennahmen. ....	32

### 6.3. Literaturverzeichnis

W. Amann, N. Komendantova, H. Seitz, A. Kollmann, F. Klocker, H. Prokschy, et al., „*STROMBIZ –  
Geschäftsmodelle dezentrale Stromerzeugung und Distribution*“, 2016,  
<http://www.hausderzukunft.at/results.html/id7825>

K. deBruyn, S. Fritz, M. Furtlehner, P. Hengstschläger, „Gebäudeübergreifender Energieaustausch: Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren“, Herausgeber: bmvit, 2015, <http://www.hausderzukunft.at/results.html/id7340>

K. Piotrowski, M. P.A. Geers, D. Garrido, J. Chen, J.J. Peralta, A. Casaca, M.E.T. Gerards, “Balancing Energy Production and Consumption in Energy Efficient Neighbourhoods”, Proceedings of IEEE International Energy Conference ([Energycon 2018](#)), Limassol, Cyprus, June 2018. DOI: 978-1-5386-3669-5/18

Smart Grids Austria, <https://www.smartgrids.at/modellregionen.html> (abgerufen am 11. Juni 2018)

Smart Grids Modellregion Salzburg, [www.smartgridssalzburg.at](http://www.smartgridssalzburg.at) (abgerufen am 11. Juni 2018)

APCS, „Regelwerk“, <http://www.apcs.at/de/regelwerk>, (abgerufen am 11. Juni 2018)

Next Kraftwerke AT, <https://www.next-kraftwerke.at>, (abgerufen am 11. Juni 2018)

A1 Energy Solutions, <https://www.a1energysolutions.at>, (abgerufen am 11. Juni 2018)

Zahner, A., „Bürgerbeteiligung und Photovoltaik - Beteiligungsmodelle für die Finanzierung von Photovoltaikanlagen in österreichischen Gemeinden“, Master Thesis, 23.08.2013.

Helios Sonnenstrom, <http://www.helios-sonnenstrom.at>, (abgerufen am 12. Juni 2018)

BürgerInnen Kraftwerke, <https://www.buergerkraftwerke.at/>, (abgerufen am 12. Juni 2018)

Kärnten Solar, <http://www.kaernten-solar.at/kraftwerke/>, (abgerufen am 12. Juni 2018)

FMA, „Bürgerbeteiligungsmodelle und alternative Finanzierungen“, <https://www.fma.gv.at/download.php?d=1894> 06.2016.

Energiedienstleistung Contracting <http://www.energiecontracting.de/>, (abgerufen am 12. Juni 2018)

Deutsches Institut für Normung Kälteanlagen und Wärmepumpen. Terminologie Teil 5: Contracting (DIN 8930-5) Berlin, November 2003.

Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (ErneuerbareEnergien-Gesetz - EEG 2017) [http://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/EEG\\_2017.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2017.pdf), 2017.

BMWi, “Mieterstrom: Energiewende im eigenen Haus”, 2018

Koepp et al., “Mieterstrom - Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM)”, im Auftrag vom BMWi, 2017

Edmund Widl, Tobias Jacobs, Daniel Schwabeneder, Sebastien Nicolas, Daniele Basciotti, Sawsan Henein, Tae-Gil Noh, Olatz Terreros, Anett Schuelke, Hans Auer, „Studying the potential of multi-carrier energy distribution grids: A holistic approach”, Energy, Volume 153, 2018, Pages 519-529, ISSN 0360-5442, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.04.047>.

Institut für Wohnen und Umwelt, Möglichkeiten der Wohnungswirtschaft zum Einstieg in die Erzeugung und Vermarktung elektrischer Energie, Endbericht, 11. Dezember 2015.

Baumgartner, Josef, "Die Mietpreisentwicklung in Österreich - Eine deskriptive Analyse für die Jahre 2005 bis 2012",  
[http://www.wifo.ac.at/jart/prj3/wifo/resources/person\\_dokument/person\\_dokument.jart?publikationsid=46878&mime\\_type=application/pdf](http://www.wifo.ac.at/jart/prj3/wifo/resources/person_dokument/person_dokument.jart?publikationsid=46878&mime_type=application/pdf), 2012.

Fleischhacker, A., Auer, H., Lettner, G., Botterud A., "Sharing solar PV and energy storage in apartment buildings: resource allocation and pricing", submitted at IEEE Transactions on Smart Grid, 2018.




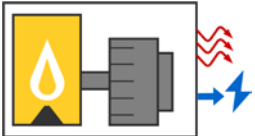
Oberhuber, A.; Denk, D., ""Zahlen, Daten, Fakten zu Wohnungspolitik und Wohnungswirtschaft in Österreich", April 2014.



## 7. Anhang

### 7.1. Annahmen bezüglich der Technologie

Table 5: Berücksichtigte Technologien, sowie getätigte Kostennahmen.

Technologie inkl. Symbol	Beschreibung	Kostenannahmen
<b>Photovoltaik</b> 	Stromerzeugung durch die Umwandlung von solarer Einstrahlung	<i>Fixe Investitionskosten:</i> 3.494€ <i>Leistungsabhängige Investitionskosten:</i> 1.038€/kW <sub>p</sub> <i>Wartungskosten:</i> 1% der Investitionskosten  Quellen: EnEffG (2016) <sup>10</sup> , Loschan (2017)
<b>Wärmepumpe</b> 	Wärmeerzeugung durch Strom. Für den Zweck dieser Arbeit betrachteten wir die weitverbreitete Wärmepumpentechnologie in AT, eine Luft-Luft Wärmepumpe <sup>11</sup> . Als Wirkungsgrad wurde eine außentemperaturabhängige Funktion nach Lindberg et al. (2016) mit einem mittleren COP von 3,28 gewählt.	<i>Fixe Investitionskosten:</i> 3.000€ <i>Leistungsabhängige Investitionskosten:</i> 1.150€/kW <sub>th</sub> <i>Wartungskosten:</i> 2% der Investitionskosten  Quellen: EEEG (2016), Lindberg et al. (2016) <sup>12</sup>
<b>Stromheizer</b> 	Eine sehr flexible Technologie stellt der Stromheizer oder Heizstab mit einem Wirkungsgrad von 98% und niedrigen Investitionskosten dar. Kotzur (2017) <sup>13</sup>	<i>Fixe Investitionskosten:</i> 0€ <i>Leistungsabhängige Investitionskosten:</i> 60€/kW <i>Wartungskosten:</i> 2% der Investitionskosten  Quellen: Lindberg et al. (2016)
<b>Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlage (µKWK)</b> 	Eine gasbetriebene µKWK Anlage erzeugt aus Gas sowohl Strom als auch Wärme. Nach Lindberg et al. (2016) und ASUE (2015) wurde mittlere elektrischer Wirkungsgrad von 30% und thermischer Wirkungsgrad von 65% gewählt.	<i>Fixe Investitionskosten:</i> 1.200€ <i>Leistungsabhängige Investitionskosten:</i> 1.500€/kW <sub>el</sub> <i>Wartungskosten:</i> 3% der Investitionskosten  Quellen: ASUE (2015) <sup>14</sup> , Lindberg et al. (2016), Wien Energie (2018) <sup>15</sup>
<b>Elektrolyseur</b>	Mit einem Elektrolyseur ist es möglich aus Strom Wasserstoff herzustellen. Nach Teichmann (2012) wurde ein mittlerer Wirkungsgrad von 60% gewählt.	<i>Fixe Investitionskosten:</i> 5.235€ <i>Leistungsabhängige Investitionskosten:</i> 4.278€/kW <sub>el</sub> <i>Wartungskosten:</i> 1% der Investitionskosten

<sup>10</sup> EnEffG (2016): Anlage 1 BGB1. II, Nr. 172 (Methoden), "Verallgemeinerte Methoden zur Bewertung von Energieeffizienzmaßnahmen".



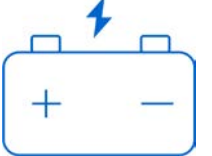


<sup>11</sup> Vgl. Biermayr, Peter; Dißauer, Christa; Eberl, Manuela; Enigl, Monika; Fechner, Hubert; Leonhartsberger, Kurt et al. (2017): *Innovative Energietechnologien in Österreich Marktentwicklung 2016. Biomasse, Photovoltaik, Solarthermie, Wärmepumpen und Windkraft*. 13/2017. Edited by Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Vienna.

<sup>12</sup> Lindberg, Karen Byskov; et al. (2016): "Methodology for optimal energy system design of Zero Energy Buildings using mixed-integer linear programming". In *Energy and Buildings* 127, pp. 194–205. DOI: 10.1016/j.enbuild.2016.05.039.

<sup>13</sup> Kotzur, Leander; Markewitz, Peter; Robinius, Martin; Stolten, Detlef (2017): *Kostenoptimale Versorgungssysteme für ein vollautarkes Einfamilienhaus*. 10. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Vienna, 15.-18.02.2017. Available online at [eeg.tuwien.ac.at/iewt2017/](http://eeg.tuwien.ac.at/iewt2017/), checked on 04.2018.

<sup>14</sup> ASUE (2015): *BHKW Kenndaten 2014/15. Module, Anbieter, Kosten*. Berlin: ASUE.


<sup>15</sup> Wien Energie (2018), "Experteninterview am 04.01.2018", Wien, 2018.

		<p>Quellen: Kotzur (2017), Teichmann (2012)<sup>16</sup></p>
<p><b>Brennstoffzelle</b></p> 	<p>Die Brennstoffzelle ermöglicht die Verstromung von Wasserstoff. Die entstehende Abwärme kann in unserem Modell ebenfalls verwendet werden. Nach Teichmann (2012) sind die resultierenden Wirkungsgrade 46% (elektrisch) und 32% (thermisch).</p>	<p><i>Fixe Investitionskosten:</i> 4.635€  <i>Leistungsabhängige Investitionskosten:</i> 3.753€/kW<sub>el</sub>  <i>Wartungskosten:</i> 1% der Investitionskosten</p> <p>Quellen: Kotzur (2017), Teichmann (2012)</p>
<p><b>Batterie</b></p> 	<p>Eine Li-Ionen Batterie ermöglicht die Speicherung von elektrischer Energie. Nach Hiesl (2018) wurde ein Wälzwirkungsgrad von 90,3% gewählt.</p>	<p><i>Fixe Investitionskosten:</i> 1000€  <i>Leistungsabhängige Investitionskosten:</i> 10€/kW  <i>Kapazitätsabhängige Investitionskosten:</i> 1200€/kWh</p> <p>Quellen: Truong (2016)<sup>17</sup>, Tesla (2016), Hiesl (2018)<sup>18</sup></p>
<p><b>Wärmespeicher</b></p> 	<p>Ein Wärmespeicher ermöglicht die Speicherung von thermischer Energie. Nach Lindberg et al. (2016) wurde ein Wälzwirkungsgrad von 95% gewählt.</p>	<p><i>Kapazitätsabhängige Investitionskosten:</i> 90€/kWh</p> <p>Quellen: Lindberg et al (2016)</p>
<p><b>Wasserstoffspeicher</b></p> 	<p>Wasserstoffspeicher erlauben die Speicherung von Wasserstoff, bspw. für die Wiederverstromung. Nach Kotzur (2017) wurde ein Wälzwirkungsgrad von 95% gewählt.</p>	<p><i>Kapazitätsabhängige Investitionskosten:</i> 25€/kWh</p> <p>Quellen: Kotzur (2017)</p>

<sup>16</sup> Teichmann, Daniel; et al. (2012): "Energy storage in residential and commercial buildings via Liquid Organic Hydrogen Carriers (LOHC)". In Energy Environ. Sci. 5 (10), p. 9044. DOI: 10.1039/C2EE22070A.

<sup>17</sup> Truong, Cong et al. (2016): "Economics of Residential Photovoltaic Battery Systems in Germany. The Case of Tesla's Powerwall". In Batteries 2 (2), p. 14. DOI: 10.3390/batteries2020014.

<sup>18</sup> Hiesl, Albert (2018): Kostenentwicklung dezentraler Batteriespeicher - Evolution oder Revolution? In U. Bachhiesl, H. Stiegler (Eds.): Neue Energie für unser bewegtes Europa. 15. Symposium Energieinnovation. Graz, 14. - 16. 02.2018. Available online at <https://www.tugraz.at/events/eninnov2018/home/>, checked on 04.2018.



**Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie**  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien  
[bmvit.gv.at](https://www.bmvit.gv.at)