

Innovatives Finanzierungs- und Geschäftsmodell für PV Gemeinschaftsanlagen auf Mehrparteienhäusern zur Vor-Ort Nutzung

PV4residents

S. Woess-Gallasch, D. Frieden,
W. Aichinger, H. Rest-Hinterseer,
R. Haslinger, G. Korpitsch,
M. Auer, et al.

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

33/2017

Impressum:

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

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

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

Innovatives Finanzierungs- und Geschäftsmodell für PV Gemeinschaftsanlagen auf Mehrparteienhäusern zur Vor-Ort Nutzung

PV4residents

Mag.^a Susanne Woess-Gallasch, Dipl.-Forstwirt Dorian Frieden
Mag. Andreas Türk, Dr. Sebastian Seebacher
JOANNEUM RESEARCH / LIFE / CPE

Dr. Walter Aichinger, Mag. Stefan Guggenberger
Ebner Aichinger Guggenberger Rechtsanwälte GmbH

Mag.^a Heidemarie Rest-Hinterseer, Dr. Rupert Haslinger,
DI Florian Mayrhofer
AEE Salzburg

Ing. Gerhard Korpitsch, Mag. Martin Auer
KW Solartechnik

Graz, Juli 2017

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



Vorwort

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.HAUSderZukunft.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	11
Abstract	14
1 Einleitung.....	17
1.1 Aufgabenstellung.....	17
1.2 Projektziele	19
1.3 Stand der Technik.....	19
1.3.1 Ausgangssituation und Problemstellung.....	20
1.3.2 Aktuelle politische Entwicklungen.....	21
1.3.3 National diskutierte Modelle zur Vor-Ort Nutzung von PV auf MPH.....	22
1.3.4 Internationale Modelle	23
1.4 Verwendete Methoden.....	29
1.4.1 Projektstruktur / Arbeitspakete.....	29
1.4.2 Technische Anforderungen und Bewertung.....	30
1.4.3 Rechtliche Bewertung.....	31
1.4.4 Administrative Anforderungen	31
1.4.5 Nutzererhebung und Nutzerbasiertes Einsparpotential.....	31
1.4.6 Wirtschaftliche Bewertung	31
1.4.7 Gesamtbewertung und Finalisierung der Geschäftsmodelle	32
2 Ergebnisse	33
2.1 Technische Anforderungen und Bewertung	33
2.1.1 Analyse der Erträge bestehender PV-Anlagen	33
2.1.2 Datenerhebungen der Muster-Mehrparteienhäuser: Messung und Analyse von Stromverbräuchen.....	37
2.1.3 Technische Auslegung sowie Strom-Ertrags- und Verbrauchssimulation	39
2.1.4 Messtechnisches Konzept.....	50
2.1.5 Verwendung von überschüssigem PV-Strom	52
2.1.6 E-Mobilität als „Pufferspeicher“ in MPH	52
2.2 Rechtliche Bewertung.....	54
2.2.1 Errichtung von PV-Anlagen für Mehrparteienhäusern: Rechtliche Fälle.....	54
2.2.2 Wahl der geeigneten Organisationsform.....	60
2.2.3 Versicherungsrechtliche Aspekte	64

2.2.4	Energiewirtschaftliche Aspekte: Elektrizitätswirtschafts- und - Organisationsgesetz 2010 (EiwOG 2010)).....	65
2.2.5	Baurecht und Raumordnung.....	69
2.2.6	Zuordnung der Anlage zur Privatsphäre bzw. Betriebssphäre	69
2.3	Administrative Anforderungen.....	70
2.3.1	Messkonzepte und Abrechnung	70
2.3.2	Kostenübersicht der Administration	76
2.3.3	Praktische Erfahrungen mit der Energiegenossenschaft eGen der AEE	77
2.4	Nutzererhebung und Nutzerbasiertes Einsparpotential	78
2.4.1	Vergleich von Nutzungsprofilen	78
2.4.2	Eigenverbrauchs-Steigerung und Einsparmöglichkeiten.....	80
2.4.3	Erhebung (Bewohner)	81
2.4.4	Monitoring- und Informationskonzept.....	89
2.4.5	Datenschutzrechtliche Aspekte	90
2.5	Wirtschaftliche Bewertung	91
2.5.1	Einleitung - Problemstellung	92
2.5.2	Beschreibung der vorgenommenen Analyse	93
2.5.3	Verwendete Daten.....	95
2.5.4	Wirtschaftlichkeit Graz.....	99
2.5.5	Wirtschaftlichkeit Maxglan Salzburg	104
2.5.6	Schlussfolgerungen und Diskussion der Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	105
2.6	Gesamtbewertung und Finalisierung des Geschäftsmodelles	107
2.6.1	Wesentliche Barrieren und Lösungsansätze.....	107
2.6.2	Bausteine eines Finanzierungs- und Geschäftsmodelles.....	110
2.6.3	Entwickelte Geschäftsmodelle	112
2.6.4	Weiterführende Diskussion – Alternative Modelle.....	121
2.7	Beitrag zu den Zielen des Programms Stadt der Zukunft	122
3	Schlussfolgerungen	124
4	Ausblick und Empfehlungen	126
5	Verzeichnisse	128
5.1	Abbildungsverzeichnis	128
5.2	Tabellenverzeichnis	129
5.3	Literaturverzeichnis.....	130
6	Anhang.....	138

Kurz vor Veröffentlichung dieses Berichts wurde am 29.6.2017 die Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes (EIWOG 2010) als Teil der sogenannten „kleinen Ökostromnovelle“ beschlossen. Die Novelle des EIWOG entspricht der im Text genannten Regierungsvorlage. Damit ist eine Umsetzung der in diesem Projekt entwickelten Modelle einen Schritt näher gerückt. Der Berichtstext wurde nicht mehr adaptiert.

Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation

Bewohner von Mehrparteienhäusern (MPH) sind derzeit weitgehend davon ausgeschlossen auf ihren Dächern Photovoltaik(PV)-Gemeinschaftsanlagen zu errichten und für ihren eigenen Strombedarf zu nutzen. Die dafür geeignete Dachlandschaft ist noch weitgehend ungenutzt. Bestehende PV-Anlagen dienen in der Regel dem Allgemeinverbrauch im Gebäude und für die Einspeisung in das öffentliche Netz, das heißt meist ohne Einbindung der Bewohner eines MPH. Für eine stärkere Umsetzung von PV-Gemeinschaftsanlagen ist die Beantwortung von rechtlichen, administrativen und wirtschaftlichen Fragen wesentlich. Eine erfolgreiche Lösung dieser Fragen stellt insbesondere jenen Mehrwert dar, dass das bisher größtenteils ungenutzte Potential von Dachflächen verstärkt nutzbar und ein weiterer Kreis der Bevölkerung dabei eingebunden wird. Vor dem Hintergrund sinkender Einspeisetarife ist ein wesentliches Ziel ein maximaler Vor-Ort Verbrauch des erzeugten Stroms. Durch Beteiligung der Kommune kann selbst der Überschussstrom eines MPH für den Bedarf in der nahen Umgebung herangezogen werden. Neben potentiell höheren Einnahmen durch den Stromverkauf entlastet der Verbrauch vor Ort die Elektrizitätsinfrastruktur.

Inhalte und Zielsetzungen

Ziel der Sondierung war es das bestehende Wissen – auch aus dem Ausland – zusammenzuführen, vorhandene Wissenslücken zu schließen, für Barrieren Lösungen zu skizzieren und mit betroffenen Stakeholdern zu diskutieren. Darauf aufbauend sollte ein entsprechendes Finanzierungs-, Dienstleistungs- und Geschäftsmodell entwickelt werden. Kernstück dieser Sondierung war dabei die Beantwortung rechtlicher und administrativer Fragestellungen. Unter anderem wurde die Rechtsform einer Energiegenossenschaft als Organisationsform geprüft, die es ermöglicht, innerhalb des MPH Strom an ihre Mitglieder zu liefern.

Methodische Vorgehensweise

In einem ersten Schritt wurden anhand einer Literatur-Recherche und von Interviews sowie dem Besuch einschlägiger Veranstaltungen alle aktuellen Entwicklungen auf diesem Gebiet erhoben. Schritt 2 beinhaltete eine detaillierte Untersuchung der einzelnen fachspezifischen Aspekte, die technische, rechtliche, administrative, nutzerspezifische und wirtschaftliche Fragestellungen umfasst. In einem dritten Schritt wurde auf Basis einer abschließenden Bewertung der Ergebnisse und der ermittelten Parameter ein konkretes Finanzierungs-, Dienstleistungs- und Geschäftsmodell entwickelt. Mögliche zukünftige Nutzer von PV-Gemeinschaftsanlagen wurden über eine Befragung eingebunden, um deren Bereitschaft einer Teilnahme an einer gemeinschaftlichen Nutzung einer gemeinschaftlichen Photovoltaik-Anlage zu erheben und deren Präferenzen einbeziehen zu können. Anhand zweier Modellhäuser großer Wohnbaugesellschaften in Graz und Salzburg erfolgte eine technische und wirtschaftliche (Kapitalwertmethode, Amortisationszeit) Evaluierung. Für das

Modellhaus Graz wurde die erstmalige Errichtung einer PV-Anlage konzipiert. Das Modellhaus Salzburg verfügt bereits über eine PV-Einspeiseanlage, es wurde die Umstellung auf eine Nutzung in den Wohneinheiten untersucht. Neben zukünftigen Nutzern sowie Wohnbaugesellschaften waren auch die Kommunen (Graz und Salzburg) sowie ein EVU und Netzbetreiber in Graz als fachliche Feedbackgeber und zur Überprüfung der Durchführbarkeit eingebunden. Ebenso steuerten die Energiefachabteilungen der Länder Salzburg und Steiermark ihr Feedback bei.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Eignung der Genossenschaft als Organisationsform für die Abwicklung des Geschäftsmodells zur Belieferung des PV-Stroms an die Bewohner von MPH wurde durch die Projektergebnisse bestätigt. In einer Genossenschaft können sowohl die Wohnbaugesellschaft, interessierte Bewohner des MPH, aber auch die Kommune, oder sonstige (halb)öffentliche Organisationen mit entsprechendem Interesse und eventuell ein Energielieferant beteiligt werden. Die Veröffentlichung des Entwurfs zur Novelle des EIWOG 2010 während der Projektlaufzeit hat eine Klärung wesentlicher Unsicherheiten im Bereich der Administration und Abrechnung in Aussicht gestellt. Die dort definierten Vorgaben wurden in den entwickelten Geschäftsmodellen berücksichtigt. Die Befragungen in zwei Modellhäusern in Graz und Salzburg haben ein Interesse der BewohnerInnen an solchen Ansätzen ergeben, sind aufgrund der kleinen Stichprobe sowie eines relativ geringen Rücklaufs jedoch nicht repräsentativ.

Die Wirtschaftlichkeit ist je nach Voraussetzungen gegeben. Die Kosten für die Entwicklung und Administration einer entsprechenden gemeinschaftlich finanzierten und genutzten PV-Anlage wurde zum ersten Mal umfassend erhoben und in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung integriert. Es zeigte sich, dass eine entsprechende Projektgröße notwendig ist um die administrativen Fixkosten decken zu können.

Es wurden folgende drei Finanzierungs- und Geschäftsmodelle im Projekt entwickelt und bewertet:

- Modell 1 – Energiegenossenschaft für Mieter (1a) und Eigentümer (1b)
- Modell 2 – Energiegenossenschaft mit integriertem Stromtarif
- Modell 3 – Direktvermarktungsmodell durch Wohnbaugesellschaft für Miethaus

Hierbei wurde das Hauptaugenmerk auf das Modell 1 gelegt. Modell 1 stellt das ursprünglich angedachte Geschäftsmodell mit der Möglichkeit einer finanziellen Beteiligung durch interessierte BewohnerInnen dar. Der Reststrom wird durch den jeweils präferierten Energielieferanten geliefert. Modell 2 entspricht dem in Deutschland bereits angewandten Mieterstrommodell mit Vollstromversorgung des Mieters durch die Energiegenossenschaft. Dieses wurde konzipiert, wirft jedoch viele noch offene Fragen auf, deren Klärung den Rahmen dieses Projektes gesprengt hätte. Modell 3 stellt eine Variante dar, bei der die Wohnbaugesellschaft die Finanzierung der PV-Anlage im Rahmen der Erhaltungs- bzw. Verbesserungsarbeiten des betroffenen MPH (Miethaus) selbst übernimmt. Die verschiedenen rechtlichen Aspekte für Mieter und Wohnungseigentümer wurden aufgezeigt.

Je nach anwendbarem Recht in Miet- bzw. Eigentumswohnungen bestehen unterschiedliche Voraussetzungen für die Entscheidung über die Installation einer PV-Anlage. Die konzipierten Geschäftsmodelle sind prinzipiell sowohl für die erstmalige Errichtung von PV-Anlagen als auch in adaptierter Form für die Umstellung einer bestehenden Einspeise PV-Anlage auf Direktnutzung anwendbar.

Mit den vorliegenden Ergebnissen ist ein weiterer Schritt in Richtung einer verstärkten Vor-Ort Nutzung des erneuerbaren Energieträgers Photovoltaik in dem bisher nicht umfassend genutzten Bereich des Wohnbaus getan. BewohnerInnen von MPH können an den wirtschaftlichen Vorteilen einer PV-Eigenstromnutzung teilhaben. Lokal erzeugter Sonnenstrom ist aus technischer Sicht kostengünstiger als der öffentliche Strom aus dem Netz (Netzparität). Daher ermöglichen entsprechende Modelle eine Einsparung bei den Stromkosten sowie eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Für die Wohnbaugesellschaften besteht die Möglichkeit, den Wohnraum für verschiedene Kundensegmente attraktiver zu gestalten. Kostenersparnisse beim Strombezug, das Angebot einer gemeinschaftlichen Investition oder der ökologische Aspekt sind dabei wichtige Komponenten.

Ausblick

Bei Folge-Arbeiten wird ein Schwerpunkt auf die Ansiedlung der administrativen Abwicklung empfohlen. Wohnbaugesellschaften sehen sich nicht immer in der Lage eine leitende Funktion in der Energiegenossenschaft zu übernehmen. Die Einbindung weiterer Akteure, die auch für die administrative Abwicklung in Frage kommen, ist zu überprüfen. Mit diesem Bericht wird unseres Wissens nach erstmals eine umfassende Wirtschaftlichkeits-Bewertung veröffentlicht, welche neben technischen Kosten von PV-Anlagen auch umfangreiche, administrative Kosten berücksichtigen und diese in die üblichen Kennzahlen der Wirtschaftlichkeit (Stromgestehungskosten) einfließen lassen. Aufgrund der potentiell hohen administrativen Kosten ist deren Berücksichtigung in weiteren Analysen dringend zu empfehlen. Zudem werden die sinkenden Preise für Speicherlösungen voraussichtlich zu einer kosteneffizienten Erhöhung des Direktverbrauchs führen. Während dies zum Zeitpunkt der Studie noch nicht gegeben war, sollten Speicher in der weiteren Entwicklung berücksichtigt werden.

Es wäre zudem wichtig, mehr über die Vorstellungen der Wohnbaugesellschaften zum Thema dieser Untersuchung zu erfahren um das Potential einer künftigen Umsetzung der hier dargestellten Geschäftsmodelle näher abschätzen zu können. Daher wird das Konsortium den weiteren Austausch mit Wohnbaugesellschaften suchen.

Die im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten Befragungen in Graz und Salzburg geben lediglich einen ersten, deskriptiven Einblick in die Meinungen von potenziellen Teilnehmern bei PV-Hausanlagen bieten. Umfassendere Erhebungen und Befragungen von BewohnerInnen sind daher nötig, um einen besseren Eindruck der Skalierbarkeit zu erhalten.

Abstract

Starting point/Motivation

In the current regulatory framework in Austria residents of multiple dwellings are not able use the electricity generated by photovoltaic (PV) plants on their dwelling for their own electricity needs on apartment level. Many open questions and an insufficient regulatory basis so far prevented a large-scale use of the available roofs for PV plants. Those PV plants which are currently installed are mostly only used for common electricity and for feed-in to the public grid, without an involvement of the residents. Open questions included legal, administrative, user-specific and economic aspects. Answering these questions allows developing a concrete business model which can be offered to the owners and residents of multiple dwellings. Overcoming existing barriers would free up a large portion of the untapped potential on roofs and to involve a larger share of the population. A focus on direct use of the produced electricity is increasingly important due to falling feed-in tariffs and unburdens the public grid. Supplying surplus electricity to, e.g. adjacent municipal infrastructure, may further increase the local use.

Contents and Objectives

The objective of the exploration was to compile the existing knowledge – including from other countries - to close scientific gaps, to find solutions for existing barriers, to discuss issues with involved stakeholders and to develop a corresponding financing, service, and business model. The core of this exploration consisted in answering legal and administrative questions and in finding answers to existing barriers. The legal form of an energy cooperative has been evaluated. The task of this cooperative would be to operate a collective plant and to deliver the produced electricity to its members among the residents of multiple dwellings. Further members of the cooperative can be housing associations, the municipality, and possibly the local utility and other semi-public organizations.

Methods

In step 1 all existing knowledge on this topic has been collected by literature research, interviews and the participation in relevant conferences and workshops. Step 2 comprised a detailed analysis of technical, legal, administrative, user-specific and economic aspects. In step 3 these results have been evaluated, summarized and used for the definition of a financing, service and business model. Possible future users of cooperative PV plants have been involved by a survey in order to get first indications about their interest to participate in such a plant and to include their preferences. On the basis of two concrete multiple dwellings of large housing companies in Graz and Salzburg, a technical (design and dimension) and economic (net present value and amortization of investments) evaluation of such a cooperative PV plant has been carried out and the feasibility of such a business model has been evaluated.

The involved stakeholders that contributed their knowledge included the housing companies, interested residents, the municipalities of Graz and Salzburg, a utility and network operator, as well as the energy departments of the Austrian State of Salzburg and of the Austrian State of Styria were. The exchange with these stakeholders helped to develop the models and to undertake a reality check regarding their feasibility.

Results

The results have shown that the cooperative is a suitable form of organisation for the management of a collective PV plant. A range of interested parties can become members and participate in the model. Besides the residents and the housing companies this may include public administrations and institutions, and possibly an electricity utility. The cost for the development and administration of the model are of critical importance. Some housing administrations however do not consider becoming active in the management of a cooperative as organisational form. In these cases the administration would have to be covered by an external organisation or, alternatively, the PV installations would be managed by the housing companies without a participative approach. The publication of a draft amendment of the Austrian law on the electricity market (EIWOG) supports self-consumption of PV electricity in multiple dwellings and thereby importantly facilitates the implementation of the developed models. Still, several details are not yet clear that would impact the economic viability of the assessed models, such as measurement costs charged by distribution system operators (DSOs).

Surveys in two model dwellings in Graz and Salzburg revealed an interest of the residents in a collective PV plant. Results can, however, not be generalized due to the small sample size and limited response.

The economic viability of the potential collective PV plants is given, depending on the context. For the first time, detailed cost assumptions for the development and administration of such a model were included in the economic analysis and flew in the calculation of standard investment analysis parameters such as the net present value and amortisation period.

The project didn't yet consider household storage, but the unused electricity can be used for a range of appliances in the community such as electric mobility. The models the project assessed represent an important opportunity for citizens to participate in the energy transition without the need for additional space for PV plants. A minimum project size is needed in order to cover these costs.

The following financing and business models were developed and evaluated:

- Model 1 – Energy cooperative for renters (1a) and owners (1b) of apartments
- Model 2 – Energy cooperative with an integrated, single electricity tariff
- Model 3 – Direct marketing model for housing companies (no joint investment)

Model 1 is the “standard model” as originally foreseen in the project and allows for the financial participation in the establishment of the PV plant. The remaining electricity demand

is covered by a utility chosen by each resident. Model 2 corresponds to a model as already implemented in Germany where the cooperative delivers the entire electricity as a combination of PV and grid electricity. This model has been drafted but a number of questions still need to be answered which could not be covered during this project. In model 3, the housing company takes care of the installation of the PV plant and does necessarily involve the residents in the investment. The specific legal situation for renters and apartment owners was evaluated. The right of the different parties to take a decision on the establishment of a (collective) PV plant depends on the applicable law (rent or ownership). In principle, the developed models can be applied to new PV plants as well as to an operational shift of an existing plant from an important feed-in to the grid to the direct use of the produced electricity by the residents.

The results of the study provide a step towards an increased use of the available PV potential on multiple dwellings. Residents can directly benefit from economic advantages of locally produced electricity while participating in the transition towards a renewable energy system. For housing companies, the developed models provide an opportunity to increase the attractiveness of their buildings for different customer groups. The use of relatively cheap electricity, the participation in joint investments or the ecological aspects are of importance in this context.

Prospects / Suggestions for future research

Future research should focus on administrative aspects. This includes the question of which party takes over the lead of the cooperative. Housing companies are not always willing or able to cover this task on their own. Therefore, the involvement of additional parties needs to be considered. This may include existing cooperatives or energy model regions and their managers. To our knowledge, this report considers for the first time detailed administrative costs in the economic assessment of (collective) PV plants. This includes “full cost LCOE” as an indicator of total electricity costs in the cooperative as well as full cost net present value and amortisation periods. Due to the importance of administrative costs, we recommend to include this type of exercise in future research as well. Decreasing storage prices may allow implementation with even higher direct consumption which was at the time of this study not yet cost-efficient.

It would be importance to gain a broader understanding of the interest of housing companies in this topic in order to be able to better estimate the potential for implementing the developed models. Therefore, the project team will seek an additional exchange.

The survey carried out in Graz and Salzburg provides a first, descriptive impression on the interest of residents. Broader surveys would be required to gain a better impression of the scalability of the developed models.

1 Einleitung

1.1 Aufgabenstellung

Beschreibung der Ausgangssituation und der Ziele des Projekts

Photovoltaik(PV)-Anlagen auf Einfamilienhäusern zählen in Österreich bereits zum Landschaftsbild. Bisherige Bürgerbeteiligungsanlagen auf Hallen bzw. Freiflächen werden bisher hauptsächlich zur Einspeisung in das öffentliche Stromnetz verwendet. Die Errichtung solcher PV-Anlagen erfolgt unter anderem durch EVUs, Kommunen oder auch private Träger. Sie werden häufig auf Dächern von Nutzgebäuden als auch auf Freiflächen errichtet. Mehrparteienhäuser (MPH) hingegen werden bisher kaum zur Errichtung von PV-Anlagen für die direkte Nutzung durch die Bewohner herangezogen (Giselbrecht K. et al, 2011, Freihs, 2014). Dadurch haben insbesondere Mieter und Wohnungseigentümer in MPH bisher kaum Gelegenheit PV-Anlagen und den erzeugten Strom direkt über den Allgemeinverbrauch für das Gebäude hinaus zu nutzen.

Die jüngsten wirtschaftlichen Entwicklungen auf dem internationalen PV-Sektor und in Österreich führen zu sinkenden Moduleinkaufspreisen für Anlagenhersteller von durchschnittlich 1.958 €/kW_p in 2010 auf 557 €/kW_p in 2015 (Biermayr P. et al. 2014 und 2016) bzw. für typische Systemverkaufspreise einer schlüsselfertigen netzgekoppelten 10 kW_p PV-Anlage von durchschnittlich 3.233 €/kW_p in 2010 auf 1.274 €/kW_p in 2015 (Biermayr et al. 2014 und 2016). Die damit verbundenen sinkenden Stromgestehungskosten bei stark sinkenden PV-Einspeisetarifen machen es insbesondere für private Haushalte mit den höchsten Stromtarifen immer interessanter den erzeugten Strom möglichst umfassend selbst zu verbrauchen. Die wirtschaftliche Netzparität für Haushalte wurde in Österreich laut Ossenbrink bereits erreicht (Ossenbrink H. et al 2013). Diese neuen wirtschaftlichen Voraussetzungen machen Geschäftsmodelle für Haushalte, die auf einen möglichst hohen Eigenverbrauch von Strom aus PV-Anlagen ausgerichtet werden, wirtschaftlich interessant.

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der Einspeisetarife und der Strompreise für private Haushalte (Netto und Brutto) auf (e-Control, 2016). Es wird die Senkung der Einspeisetarife in Österreich seit 2009 verdeutlicht und zeigt typische Kosten für den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz in Haushalten sowie den Marktpreis von Strom (Eurostat, 2016). Wesentliche Senkungen der staatlichen Einspeisetarife sowie niedrige Marktpreise führen hier zu einer abnehmenden Attraktivität der (Voll-)Einspeisung und damit zu einem steigenden Stellenwert des Eigenverbrauchs, der aufgrund von Stromgestehungskosten unterhalb des Netzbezuges immer mehr an Bedeutung gewinnt. Die Einnahmen aus dem Eigenverbrauch sind daher in dieser Untersuchung entscheidend für die Refinanzierung der Investition sowie der Deckung der Administrationskosten.

Von einem wirtschaftlichen Modell kann aus Sicht der Nutzer des PV-Stroms ausgegangen werden wenn der Bezug dieses Stroms die ca. 20 Cent/kWh für Strom aus dem Netz

unterschreitet (bzw. zumindest nicht überschreitet). Aktuelle Tarife günstiger Anbieter liegen inzwischen, je nach Verbrauch, bereits teilweise deutlich unterhalb von 20 Cent/kWh.

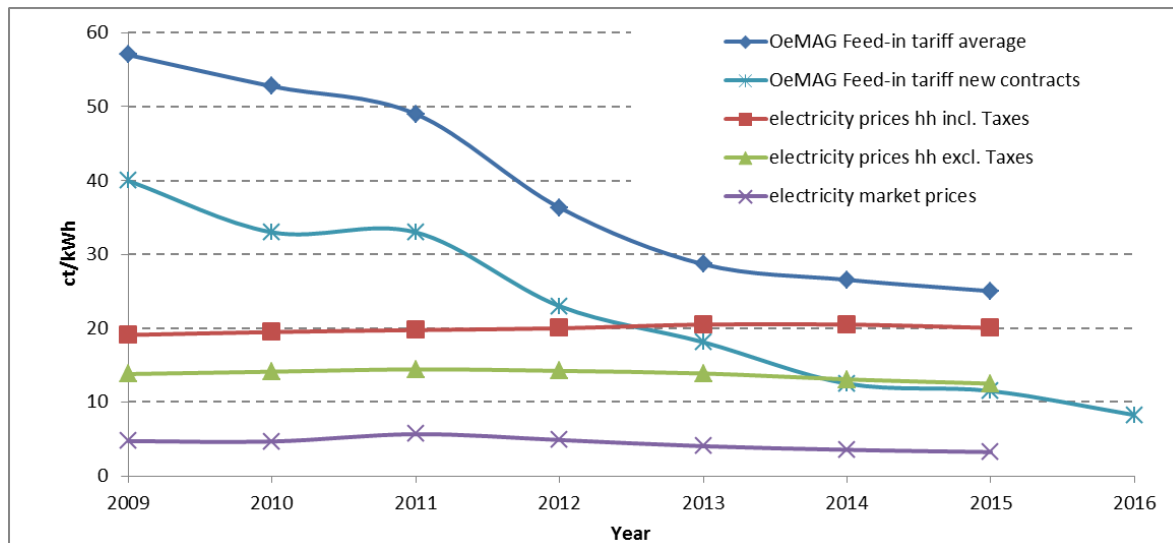


Abbildung 1: Entwicklung von Strompreisen und Einspeisetarifen seit 2009 (Quellen: e-Control 2016 und Eurostat 2016)

Aus Sicht des Betreibers müssen Einnahmen zumindest die Stromgestehungskosten der Anlage abdecken. Eine Kostendeckung auf Basis einer Volleinspeisung ist jedoch nur bei Stromgestehungskosten von unter 8,24 Cent/kWh für in 2016 errichtete Anlagen (7,91 Cent/kWh in 2017) für den staatlichen Einspeisetarif bzw. von ca. 3 Cent/kWh für den Marktpreis möglich. Fraunhofer (2013) hat beispielsweise für Anlagen in Süddeutschland bei einer Globalstrahlung von 1200 kWh/m²/a. Stromgestehungskosten zwischen knapp 10 und 12 Cent/kWh für Kleinanlagen (unter 10 kWp) und ca. 8,5 bis 12 Cent/kWh für Großanlagen berechnet. Im Projekt PV-FINANCING (2016) wurden Stromgestehungskosten von 8 bis 12 Cent/kWh einschließlich und von 9 bis 15 Cent/kWh exklusive Förderung für Anlagen zwischen 5 und 80 kWp berechnet. Diese Stromgestehungskosten inkludieren jedoch nicht die Kosten zum Betreiben einer PV-Anlage, die bei einem MPH anfallen.

Eine umfassende rechtliche Hürde stellt das noch gültige Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes (EIWOG 2010)), das es derzeit nicht erlaubt den erzeugten PV-Strom an die einzelnen Wohneinheiten eines MPH zu liefern. Mit dem Einbringen einer entsprechenden Novelle zeichnet sich ein gangbarer Weg ab, der hier im Projekt Eingang gefunden hat. Auch im Wohnrecht sind einige Unklarheiten und Barrieren zu orten und sind entsprechende Anpassungen notwendig. Die Wohnbaugesellschaften sind derzeit weitgehend überfordert hier alleine aktiv zu werden. Umfassender Klärungsbedarf war im Bereich der Administration und der Stromabrechnung notwendig. Hier spielt auch die Entwicklung eines entsprechenden Messkonzeptes eine wichtige Rolle, mit Berücksichtigung des geplanten „Roll-Out“ der Smart Meter in Österreich. Zur Motivierung der BewohnerInnen von MPH zur Beteiligung an entsprechenden Geschäftsmodellen fehlt es Ihnen an Information und müsste entsprechend aufgearbeitetes Informationsmaterial zur Verfügung gestellt werden.

Zur Hebung des Potentials von MPH-Dächern für die PV-Eigenstromerzeugung und Nutzung war es notwendig, im Sinne eines interdisziplinären Ansatzes fachspezifische Wissenslücken zu diesem Thema zu erheben, zum Teil bereits existierendes, jedoch nur fachspezifisch-fragmentiert vorhandenes Wissen und die bestehenden Barrieren zu Technik, Recht, Administration, nutzerrelevanten Aspekte und Wirtschaft – in Diskussion mit den entsprechenden Stakeholdern – zu erheben und Lösungsansätze zu eruieren. Dies hat sich das Projekt PV4residents zum Ziel gesetzt.

1.2 Projektziele

Hauptziel des Projekts war es, ein Finanzierungs-, Dienstleistungs- und Geschäftsmodell zu entwickeln, das es erlaubt, die bestehenden Barrieren zu überwinden, um auf den Dächern und Fassaden von MPH verstärkt PV-Anlagen zu errichten, deren erzeugter Strom den einzelnen Bewohnern und der Kommune direkt zur Verfügung steht. Die Beteiligung der Kommune erlaubt es, den überschüssigen Strom nicht nur in das öffentliche Netz einzuspeisen, sondern vorrangig der Kommune vor Ort zur Verfügung zu stellen, um gleichzeitig kommunale Dienstleistungen wie E-Mobilität, und den Strombedarf von Gemeindebetrieben wie z.B. Schulen, abdecken zu können. Durch Einbindung der wichtigsten Stakeholder konnten technische, rechtliche, administrative, nutzerbasierte, wirtschaftliche Barrieren analysiert und Lösungsansätze eruiert werden.

Ziel dieser Sondierung war es weiters, das bestehende Wissen – auch aus dem Ausland – zusammenzuführen, vorhandene Wissenslücken aufzufüllen, für Barrieren Lösungen zu skizzieren und mit betroffenen Stakeholdern zu diskutieren, und darauf aufbauend ein entsprechendes Finanzierungs-, Dienstleistungs- und Geschäftsmodell zu entwickeln.

Das Projekt wird dadurch einen wesentlichen Beitrag zu den übergeordneten Zielen der österreichischen Energieforschung, wie in der 2. Ausschreibung der Stadt der Zukunft angeführt (BMFIT, FFG 2014, Seite 14), in Richtung

- eines nachhaltigen Energiesystems
- einer Reduktion der Klimawirkung
- einer Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit
- und einer Erhöhung der F&E Qualität

leisten (Beiträge zu den Zielsetzungen dieser Ausschreibung siehe Kapitel 2.7).

1.3 Stand der Technik

Beschreibung des Standes der Technik und allfälliger Vorarbeiten zum Thema.

Zu Beginn des Projektes wurde der Status quo von national diskutierten und international bereits implementierten Finanzierungs- und Geschäftsmodellen für eine Vor-Ort Nutzung von Strom aus einer PV-Gemeinschaftsanlage auf Mehrparteienhäusern (MPH) erhoben. Dies inkludiert bereits das Zusammenstellen von grundlegenden Informationen und Barrieren zu

technischen, rechtlichen, administrativen, organisatorischen und wirtschaftlichen Aspekten. Es wurde eine nationale und internationale europäische Literaturrecherche, inklusive Internetrecherche durchgeführt und mit zahlreichen Experten in Österreich und im Ausland (Deutschland, Frankreich, Italien, Niederlande) das Thema besprochen, Fragestellungen erhoben, Ideen dazu ausgetauscht, Anregungen analysiert und ihre Anwendbarkeit für Österreich evaluiert.

1.3.1 Ausgangssituation und Problemstellung

Während Photovoltaik(PV)-Anlagen auf Einfamilienhäusern in Österreich zum Landschaftsbild gehören, sind sie in den Städten, mit überwiegendem Mehrparteienwohnbau, noch kaum anzutreffen. Bewohner von Mehrparteienhäusern (MPH) sind weitgehend davon ausgeschlossen auf ihren Dächern PV-Gemeinschaftsanlagen zu errichten und für ihren eigenen Strombedarf zu nutzen (Giselbrecht K. et al, 2011, Freihs D. 2014). Durch die massive Reduktion des Einspeisetarifs laut Ökostromgesetz (ÖSG, 2012) sind PV-Anlagen als Volleinspeiser mittlerweile für die Errichter wirtschaftlich kaum interessant. Eine Eigennutzung des auf dem Dach erzeugten Solarstroms durch die Bewohner kommt - mit Ausnahme des Allgemeinstroms- nicht in Frage. Grund sind die rechtlichen Vorgaben und hier insbesondere das Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG 2010), die eine Nutzung innerhalb des Wohnhauses durch mehrere Parteien verbieten. Wirtschaftlich liegt bei entsprechenden vorliegenden Grundvoraussetzungen (z.B. genügend Sonneneinstrahlung) der Preis für den erzeugten Strom einer PV-Anlage bereits unter den derzeitigen Strom-Tarifen für Haushalte (siehe Abbildung 1).

Laut der Studie „Der österreichische Energiekunde 2020“ (Deloitte Österreich, 2015) wollen 75 % der Bevölkerung im Jahr 2020 Strom selbst erzeugen und nutzen, also zum „Prosumer“ werden. Laut Gabler Wirtschaftslexikon ist ein Prosumer eine „Person, die gleichzeitig Konsument und Produzent ist“ (Gabler Wirtschaftslexikon, 2016).

Ein wesentlicher Vorteil der Photovoltaik besteht gerade darin, dass es – mit Ausnahme von historischen Gebäuden (für die mit der bauwerksintegrierten Photovoltaik ebenfalls gute neue Möglichkeiten gegeben wären) - kaum Einwände gegen die Nutzung auf Dächern und Fassaden gibt. Gleichzeitig kann elektrische Energie unmittelbar beim Verbraucher erzeugt werden und im kurzen Weg zu den Verbrauchsstellen (Haushalte) transportiert werden. Hier können Zielgruppen erreicht werden, die mit geringerem Einkommen und fehlendem Wohnungs- bzw. Hauseigentum bisher nicht an den Vorteilen der Eigenstromerzeugung teilhaben konnten. In der HiT-Begleit-F&E-Studie (M. Stutz et al 2015) wurde das Nutzerverhalten von begleiteten und nichtbegleiteten Stromkunden untersucht: Kunden, die Auskunft über Stromverbrauch und Kosten des genutzten Stroms im Wege von neuen Technologien (Smartphone, Tablet) erhielten, verbrauchten deutlich weniger elektrische Energie.

Das Investitionspotential durch Ermöglichen der Eigenstromnutzung ist hoch. Laut Berechnungen des Bundesverbandes Photovoltaic Austria käme man bei einer vergleichsweise geringen Nutzung von 10 % der vorhandenen Dachflächen mit 5- kWp-Anlagen auf Investitionen im Ausmaß von € 1,4 Mrd. Angestoßen durch die Ergebnisse in verschiedenen

Forschungsprojekten des BMVIT und des Klima- und Energiefonds war von Beginn an klar, dass die Sondierung vor allem rechtliche, und hier insbesondere die Rolle des EIWOG 2010, aber auch administrative und nutzerrelevante Aspekte zu klären hat.

1.3.2 Aktuelle politische Entwicklungen

Die Diskussion um das EIWOG 2010 führte im Rahmen der Landesenergie-referentInnenkonferenz 2014 zu einem Vorschlag, in das EIWOG 2010 einen Passus mit dem Wortlaut „weilers haben die Ausführungsgesetze die Möglichkeit zur Errichtung und zum Betrieb von PV-Anlagen an oder auf Wohnhausanlagen zur Versorgung der Wohnungsinhaber über die Hausleitungen (privates Netz) vorzusehen“ einzufügen. Nach einem Jahr folgte der erste Beamtenentwurf aus dem Ministerium für Wissenschaft Forschung und Wirtschaft vom 16.02.2016, der der Landesenergie-referentenkonferenz am 2.3.2016 vorgestellt wurde. und weitreichendere Vorschläge beinhaltet, als ursprünglich vorstellbar waren.

Die LandesklimaschutzreferentInnen-Konferenz bekräftigt ihren Beschluss vom 11.11.2015, VSt-4514/21 zur Nutzung von Dachflächen auf Mehrfamilienhäusern, Wohnhausanlagen oder Siedlungsbauten für PV-Anlagen mit Überschusseinspeisung VSt-4514/22 am 22.2.2016 mit VSt-4514/21 und ersucht den Herrn Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft sich dafür einzusetzen, die Möglichkeit der Umsetzung von „virtuellen Zählpunkten“ zu prüfen.

Vom Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft wurde im Herbst 2016 ein Ministerialentwurf für die Novellierung des EIWOG 2010 vorgelegt, der im Oktober 2016 in Begutachtung gegangen ist. Im Februar 2017 ist die sogenannte kleine Ökostromnovelle in die öffentliche Begutachtung gegangen, welche ebenfalls entsprechende Änderungen des EIWOG 2010 enthält. Außer Streit gestellt ist die Ermöglichung der gemeinsamen Nutzung von PV-Anlagen auf Dächern von Mehrparteienhäusern. Ebenfalls klar scheint dadurch die Übergabe der Aufgaben der Abrechnung an die Netzbetreiber. Es war geplant die EIWOG 2010 Novelle im Rahmen der kleinen Ökostromnovelle noch Ende April 2017 im Parlament zu behandeln, dazu kam es jedoch angesichts der Regierungskrise leider nicht mehr.

Auf EU Ebene hat die Europäische Kommission im November 2016 ein neues Paket an Vorschlägen für neue oder angepasste EU Richtlinien veröffentlicht (European Commission, 2016). Zentral in diesem „Winter Paket“ ist eine neue Strommarkttrichtlinie, die einen fundamentalen Wandel der jetzigen Erzeugungsstrukturen hin zu dezentralen Lösungen forcieren soll. Für dezentrale Energieerzeugung inklusive Speicherlösungen, Demand Response und Eigennutzung werden EU Mitgliedstaaten gemäß den EU Vorschlägen regulatorische Rahmenbedingungen schaffen müssen. Im Mittelpunkt des EU Pakets stehen Konsumenten, die in der Lage sein sollen aktiv am Energiemarkt teilzunehmen, individuell oder in Form von gemeinschaftlichen Initiativen. Noch gibt es für diese Transformation des Energiesystems keine ausreichend klaren und belastbaren Geschäftsmodelle. Diese frühzeitig zu entwickeln wird zu einem Wettbewerbsvorsprung im Energiesystem der Zukunft werden.

1.3.3 National diskutierte Modelle zur Vor-Ort Nutzung von PV auf MPH

Folgende österreichische, vom BMVIT geförderte Forschungsprojekte wurden im Rahmen dieses Projektes in Hinsicht auf ihre Verwertbarkeit bzw Berücksichtigung näher betrachtet:

- „StromBIZ - Geschäftsmodelle dezentrale Stromerzeugung und Distribution“ (W. Amann et. al 2016)
- „GebEn - Gebäudeübergreifender Energieaustausch: rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen sowie Einflussfaktoren“ (DeBruyn et al., 2014).
- „URSOLAR - Optimierung der Solarenergienutzung in urbanen Energiesystemen“ Projekt noch nicht abgeschlossen (Grazer Energieagentur, 2017)

In StromBIZ (W. Amann et. al 2016) – wurden Geschäftsmodelle zur Vor-Ort-Nutzung von durch PV erzeugten Strom auf Wohn- und Nichtwohngebäuden entwickelt und evaluiert. Insbesondere die dort entwickelten Geschäftsmodelle GM2 „Stromgenossenschaft/WE-Gemeinschaft“ und GM3 „Kaufmännisch bilanzielle Weitergabe der PV-Erträge an Haushalte“ sind von Relevanz. GM2 wurde insbesondere aufgrund der derzeitigen Rechtslage des EIWOG 2010 und des Konsumentenschutzgesetzes (KSchG) als praktisch nicht anwendbar eingestuft. Im Projekt PV4residents wurden hingegen die Möglichkeiten einer Energiegenossenschaft in Österreich zum Betrieb einer PV-Anlage auf MPH im Detail untersucht und geprüft. Dazu wurde aber ein anderes messtechnisches Konzept zugrunde gelegt (ähnlich dem in GM3 vorgestellten), das auch der EIWOG 2010 Entwurf voraussetzt.

GM3 wurde von StromBIZ (W. Amann et. al 2016) als Lösungsansatz eingestuft. Legislative Voraussetzungen hierfür könnten die einzelnen Bundesländer bereits selbst schaffen, allerdings würde dies österreichweit unterschiedliche Rechtsrahmen für dieselbe Thematik schaffen und wäre daher im Vergleich zu einer gesamtösterreichischen Lösung über die Novellierung des EIWOG 2010 als nachteilig einzustufen. Das zugrunde gelegte Messkonzept entspricht weitgehend dem kaufmännisch-bilanziellen Konzept, das bereits im Gesetzesentwurf zum ELWOG 2010 vom 26.2.2016 Berücksichtigung fand.

Das Forschungsprojekt URSOLAR wurde im Februar 2017 abgeschlossen, der Endbericht liegt noch nicht vor. Es wurden für drei ausgewählte Fallstudiengebiete in Graz (Gründerzeitblock, Zeilenbebauung, Zeilen- und hofförmige Bebauung) jeweils eine Roadmap zur integrierten urbanen Solarenergienutzung (Solarthermie und Photovoltaik) erstellt und dabei auch Geschäftsmodelle im Sinne von

- Eigenabwicklung durch die Hausverwaltungen und
- von Fremdadwicklung in Form von Contracting

untersucht. (Grazer Energieagentur, 2017). Eine on-line Umfrage unter österreichischen Hausverwaltungen um Informationen zu umgesetzten bzw. intendierten Projekten, Hemmnissen und Motiven sowie zur Präferenz von Geschäftsmodellen hatte einen geringen Rücklauf. Die Organisationsform einer Energiegenossenschaft wurde im Rahmen dieses Projektes nicht in Betracht gezogen. Mehr Informationen zu den untersuchten Geschäftsmodellen können im Endbericht erwartet werden.

Im Forschungsprojekt GebEN (deBruyn et al 2014) wurde untersucht, ob es für den Besitzer einer PV-Anlage möglich wäre, einen Nachbarhaushalt mit elektrischer Energie mitzuversorgen. Dabei wurden drei Varianten betrachtet: die ausschließliche Versorgung des Nachbarn mit einer Direktleitung, die Versorgung des Nachbarn mit einer Direktleitung und zusätzlich einem eigenen Netzanschluss und der Energieaustausch über das öffentliche Netz. Die erste Variante kann als nicht praxisrelevant ausgeschlossen werden, da eine Vollversorgung durch eine PV-Anlage nur in wenigen Ausnahmefällen infrage kommt. Die dritte Variante ist für das gegenständliche Projekt nicht relevant, da das öffentliche Netz eben nicht in Anspruch genommen werden soll. Für die Umsetzung der verbleibenden zweiten Variante kommen deBruyn et al zu dem Schluss, dass der mitzuversorgende Nachbarhaushalt zwingend über einen zusätzlichen Stromzähler zur Erfassung des Solarstroms verfügen müsse, um eine Vermischung mit dem Strom aus dem öffentlichen Netz vor der Messung zu verhindern.

1.3.4 Internationale Modelle

Deutschland – allgemein:

Die deutschen Ansätze haben in Europa eine Vorreiterrolle. Die Versorgung der Bewohner bzw. Mieter eines MPH mit Solarstrom, durch eine auf dem MPH installierte PV-Anlage, kann unterschiedlich erfolgen. Die technischen Konzepte zielen darauf ab möglichst viel des erzeugten Solarstromes im MPH zu verbrauchen. Eine Versorgung des allgemeinen Strombedarfs oder eine Aufteilung der PV-Anlage auf kleine Teilanlagen mit Anschlüssen je Wohnungseinheit wird nicht angestrebt, da der Versorgungsanteil der Parteien mit Solarstrom dadurch nicht optimal gewährleistet wird. (Seufert S, 2014). Damit der Solarstrom soweit wie möglich im Gebäude verbraucht werden kann erfolgt der Anschluss der PV-Anlage unmittelbar nach dem Summenzähler eines MPH.

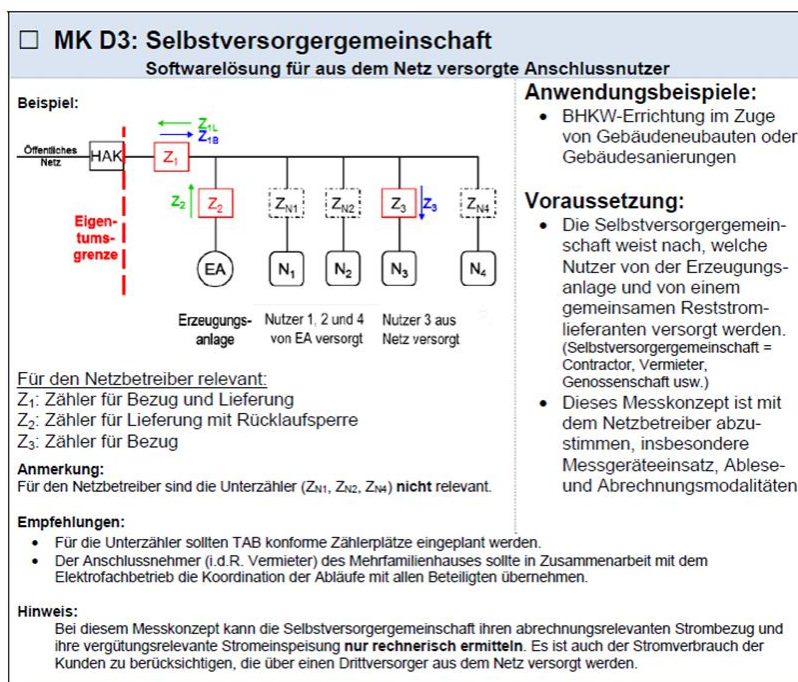


Abbildung 2: Messkonzept D3 für eine Selbstversorgergemeinschaft eines Mehrfamilienhauses in Deutschland mit Softwarelösung, Summenzähler (VBEW, 2014).

Modelle der Vollversorgung eines MPH mit Solarstrom– wie ursprünglich vom Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (VBEW) für BHKW-Strom konzipiert - werden auch „Summenzähler-modelle“ genannt. Es wurden drei verschiedene Messkonzepte für Selbstversorgergemeinschaften, D1, D2 und D3 (HEG, 2016a) entwickelt, die von der VBEW anerkannt und veröffentlicht wurden (VBEW, 2014). Dabei stellt D3 jenes dar (siehe Abbildung 2), dass sich für eine optimierte Nutzung einer gemeinsamen PV-Anlage durch jene BewohnerInnen, die sich beteiligen wollen, als am zweckmäßigsten herausstellt.

Beim „Summenzählermodell“ können aus Sicht des Vermieters des MPH drei verschiedene Geschäftsmodelle bzw. Varianten der „Direktvermarktung“ definiert werden. Bei der ersten Variante verkauft der Vermieter den Mietern nur den erzeugten Solarstrom. Der Mieter behält dabei zusätzlich zum Solarstromvertrag mit dem Vermieter seinen Vertrag mit einem örtlichen EVU für den Reststrom. Bei der zweiten Variante, dem sogenannten „Mieterstrommodell“, kann der Vermieter zum vollwertigen Stromlieferanten werden, indem er beim örtlichen Stromanbieter den nötigen Reservestrom als Ergänzung zum Solarstrom einkauft - und dem Mieter den Strom-Mix als Komplettpaket anbietet, so dass die Mieter wie gewohnt nur einen Stromvertrag und eine Rechnung haben. Eine weitere Variante setzt eine Softwarelösung für aus dem Netz versorgte Anschlussnutzer voraus und weist Ähnlichkeiten mit dem in StromBIZ (W. Amann et. al 2016) präsentierten kaufmännisch-bilanziellen Geschäftsmodell GM3 auf.

Deutschland – Heidelberger Energiegenossenschaft:

Die HEG Heidelberger Energiegenossenschaft eG hat 2013 - in Kooperation mit der Baugenossenschaft Familienheim Heidelberg - auf mehreren MPH ein bundesweites Pilotprojekt mit Namen „Neue Heimat“ realisiert. Auf insgesamt sieben Gebäuden mit jeweils zwei Hausanschlüssen und 120 Parteien wurden vierzehn PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 445,5 kWp installiert. Die PV-Anlage erzeugt jährlich 370.000 kWh (HEG, 2016a).

Die Belieferung der Mieter mit Solarstrom erfolgt in den MPH durch das erwähnte „Summenzählermodell mit virtuellen Zählpunkten“ (Variante D3). Die Versorgung der Bewohner des MPH mit Strom wird durch eine Vollbelieferung durch die HEG gewährleistet (Mischstromtarif). Die Genossenschaft liefert Solarstrom und „Reststrom“ in Kooperation mit dem Stromlieferanten Naturstrom. Jede Partei bzw. Wohnung verfügt über einen Verbrauchszähler. Parteien, die keine Vollversorgung durch die HEG wünschen, werden aus dem Strombezug bilanziell heraus gerechnet. Der Vorteil des Modells ist, dass am technischen Aufbau nichts Wesentliches geändert werden muss. Die Montage der Verbrauchszähler und des 2-Wege-Zählers zur Erfassung von „Restbezug“ und Einspeisung stellen ein in Deutschland standardisiertes Mess-Konzept dar. Der regionale Netzbetreiber war imstande das Mess-Konzept (gemäß VBEW Messkonzept D3) mit virtuellen Zählpunkten in seinem EDV-System adäquat abzubilden (Seufert, 2014).

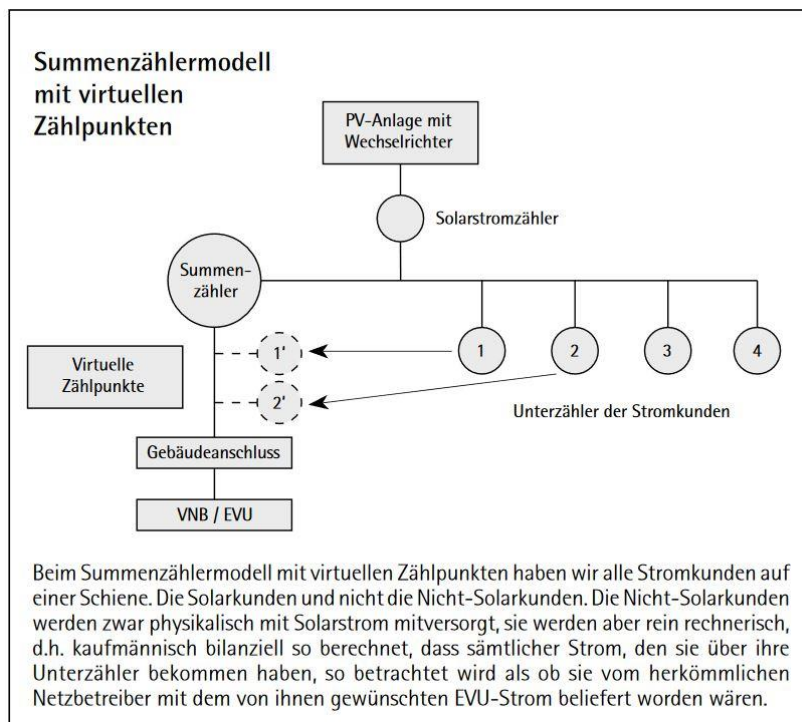


Abbildung 3: Heidelberger Summenzählermodell mit virtuellen Zählpunkten (Seufert , 2014)

Die HEG fungiert als Errichter und Betreiber der PV-Anlage des Projektes „Neue Heimat“. Die Finanzierung der PV-Anlage erfolgt zu 100 % über Bürgerbeteiligungen, die aus Genossenschaftsanteilen und nachrangigen Darlehen bestehen. Die Refinanzierung der Anlage – also die Beteiligungsanteile und das Darlehen samt Zinsen - erfolgt durch die Erlöse aus dem Stromverkauf. Die jährlichen Umsatzerlöse betragen rund 60.000 € (Anschaffungskosten der PV-Anlage: 525.000 €). Die Beteiligungsmöglichkeit für Mieter besteht in Form von „Solarpaketen“ zu je 1.000 €. Ein Paket besteht aus zwei Geschäftsanteilen zu je 100 € und einem Privatdarlehen von 800 €. Jedes Solarpaket finanziert somit einen Teil der Anlage, der etwa dem Strombedarf von einer Person im MPH entspricht. Die Verzinsung der Darlehen erfolgt mit 3 %. Mit dem Erwerb von Geschäftsanteilen wird man Mitglied und Anteilseigner der Energiegenossenschaft. Auf die Einlage (=Geschäftsanteil) wird eine Dividende bezahlt, die voraussichtlich über der Dividende des Darlehens liegt, jedoch letztendlich vom wirtschaftlichen Erfolg der Genossenschaft abhängt. Die Geschäftsanteile können mit einer Frist von zwei Jahren gekündigt werden. Über die Laufzeit von 20 Jahren soll ein Solarpaket in der Höhe von 1.000 € mit mindestens 1.400 € vergütet werden. Für die Anteilseigner liegt ein wirtschaftlicher Vorteil in Form eines günstigen Stromtarifes vor (HEG). Die Belieferung der Bewohner des MPH mit Solarstrom findet in unmittelbarer räumlicher Nähe statt. Dadurch und weil die Veräußerung außerhalb des öffentlichen Stromnetzes stattfindet, fallen keine Netznutzungs-, Konzessions- oder sonstige Abgaben an. Die Veräußerung des Stroms ist umsatzsteuerpflichtig (Evangelische Arbeitsstelle Bildung und Gesellschaft, 2012).

Deutschland – Lichtblick ZuhauseStrom:

Der Hamburger Ökostromanbieter LichtBlick SE hat 2012 ein Stromvermarktungsmodell für mehrere MPH im Berliner Stadtteil Hellersdorf realisiert. Das Modell wurde auf 50 MPH mit

über 3.000 Mieteinheiten ausgedehnt. Auf den Dachflächen wurden PV-Module mit einer Gesamtleistung von 1.600 kWp installiert, pro Jahr werden rund 1,6 Mio. kWh erzeugt. Die Bewohner der MPH können den Solarstrom über den Stromtarif LichtBlickZuhauseStrom® direkt beziehen und erhalten somit den Solarstrom von den umliegenden Gebäuden in Kombination mit LichtBlick-Ökostrom. Das Messkonzept entspricht der Variante D3. Die Eigenverbrauchsquote des erzeugten Solarstroms beträgt bis zu 50 % (Lichtblick, 2014). Der Vorteil für die Bewohner ist der günstigere Stromtarif – in Relation zu anderen ortsüblichen Anbietern von Ökostrom. Der wirtschaftliche Vorteil liegt darin begründet, dass für den lokalen Stromverbrauch keine Vergütung nach dem deutschen EEG in Anspruch genommen wird und somit auch keine EEG-Umlage und keine Netzkosten gezahlt werden müssen. Die Firma LichtBlick SE tritt somit als Anlagen-Errichter und Energielieferant auf. Licht-Blick bündelt den Solarstrom mit Ökostrom aus dem Netz zu einem preisgünstigen Tarif. Der Arbeitspreis beträgt 24,75 Cent/kWh und der Grundpreis beträgt 8,95 Euro (Lichtblick).

Deutschland – Wogeno München eG:

Die CoHaus München GmbH ist ein Tochter-Unternehmen der Wogeno München eG, einer Wohnbaugenossenschaft für soziales, ökologisches und selbstverwaltetes Wohnen. Ihr Ziel ist die Verbindung von Wohn- und Arbeitswelten mit menschlichen und nachhaltigen Maßstäben und kooperativen Methoden. Die Genossenschaft hat 2014 auf einen MPH der CoHaus München GmbH mit 60 Parteien eine 55 kWp PV-Anlage errichtet und versorgt ihre Mitglieder mit dem Solarstrom vom Dach. Die Mieter schließen sich einem sogenannten „Localpool“-Versorgungsmodell an und werden mit dem im Haus erzeugten Solarstrom und dem Strom des Energielieferanten buzzn GmbH beliefert. Die PV-Anlage erzeugt jährlich rund 50.000 kWh und deckt rund 35 % des benötigten Stroms ab (Localpool.de, 2016a). Die Stromflüsse im MPH werden für die Bewohner auf einem Datenportal der Wogeno München eG dargestellt (WOGENO, 2016). Auch hier entspricht das Messkonzept der Variante D3.

Das „Localpool“-Versorgungsmodell ist ein Dienstleistungsmodell der buzzn GmbH. Anstatt den Überschussstrom aus der PV-Anlage (oder BHKW) dem Netzbetreiber und die Belieferung der Parteien den üblichen Stromanbietern zu überlassen, bündelt das Dienstleistungspaket „Localpool“ die Stromanschlüsse im Gebäude und sorgt dafür, dass der Strom aus dem Keller (BHKW) bzw. vom Dach (PV-Anlage) über das Hausnetz direkt zu den Steckdosen der Mieter, Miteigentümer oder sonstigen Parteien fließt. Neben den ökologischen Vorteilen spart dies Geld, was allen Localpool-Teilnehmern zugutekommt. Die Localpool-Stromgeber werden zum Stromlieferanten aller teilnehmenden Localpool-Stromnehmer im Gebäude. Dieses Lieferverhältnis regelt ein Stromvertrag, der mit jedem Localpool-Stromnehmer abgeschlossen wird. Localpool.de übernimmt die einmalige Umsetzung sowie die laufende Verwaltung des Local-pools als Komplettdienstleistung. Rechte und Pflichten des Dienstleistungsverhältnisses sind im Abwicklungsvertrag sowie dem Messvertrag geregelt. Optional wird ein Stromnehmer-Vertrag mit der buzzn GmbH abgeschlossen, um den Reststrom für den Localpool zu beziehen. Damit ist sichergestellt, dass auch dann ökologisch, ökonomisch und sozial sinnvoller Strom zu den Stromnehmern

gelangt, wenn die Stromerzeugungsanlage keinen oder zu wenig Strom produziert (Localpool.de, 2016b). Der Vorteil für die Bewohner ist auch in diesem Fall der günstigere Stromtarif – in Relation zu anderen ortsüblichen Anbietern von Ökostrom. Der Energielieferant buzzn bietet den Strom ab 23,90 Cent/kWh (Arbeitspreis) sowie ab 5,30 €/Monat (Grundpreis) inklusive aller Abgaben, Steuern und Umlagen an (Buzzn, 2016).

Deutschland – Nassauische Heimstätte Wohnungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH:

Der 2015 von der Nassauische Heimstätte Wohnungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH fertig-gestellte Neubau in Frankfurt-Riedberg umfasst 17 Mietwohnungen. Die Bauwerks-Integrierte Photovoltaik (BIPV)-Anlage hat eine Leistung von 95 kWp und besteht aus monokristallinen Solarzellen auf dem Pultdach (80 kWp) und amorphen Solarzellen an der Südfassade (15 kWp). Die BIPV-Anlage erzeugt jährlich rund 86.470 kWh. Zusätzlich wurde ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 64 kWh installiert. Das Gebäude wird mit einer Wärmepumpe beheizt, deren Wärmequelle die Luft hinter der PV-Anlage und ein Eisspeicher ist. Zum Heizungssystem gehören außerdem ein Warmwasserspeicher und der Eisspeicher mit einem Volumen von 90 m³. Die PV-Anlage befindet sich im Eigentum des Bauträgers. Rund 41 % des erzeugten Solarstroms können im Gebäude verbraucht werden. Insgesamt erzeugt die PV-Anlage mehr Strom als im Gebäude in Summe benötigt wird. Durch den Energieüberschuss handelt es sich bei den MPW in Frankfurt-Riedberg um ein „Energieplus“-Gebäude. Mit dem Mehr an Solarstrom können künftig Elektro-Fahrzeuge geladen werden – in Summe kann damit eine Fahrleistung von rund 127.000 km abgedeckt werden (Unternehmensgruppe Nassauische Heimstätte Wohnstadt, ohne Jahresangabe).

Der erzeugte Solarstrom wird sowohl von den Bewohnern genutzt als auch für den Betrieb des Heizsystems und des Allgemeinstroms. Die Abrechnung erfolgt über die Medien-Energie-Technik-Versorgungs- und Betreuungsgesellschaft mbH (MET), einer Tochtergesellschaft der Nassauischen Heimstätte. Die MET tritt als Contractor auf und bietet den Bewohnern ein Mieterstrom-Modell. Über das Summenzählermodell ist eine freie Wahl des Stromlieferanten möglich. Für die Nutzer des Mieterstrom-Modells sind die ersten 1000 Kilowattstunden kostenfrei. Der restliche Verbrauch wird mit einem unter ortsüblichen Tarifen liegenden Stromtarif abgerechnet (Behr I., 2015). Für die Mieter des Gebäudes beträgt die Kaltmiete 13 €/m². Aus Sicht des Bauträgers hat die Errichtung des MPH als Energieplus-Gebäude etwa rund 30 % mehr gekostet als ein herkömmlich errichtetes Gebäude (Frankfurter Rundschau. 2015).

EU-Projekt PV-FINANCING:

Das EU Projekt „PVFINANCING“ (BSW-Solar, 2016), hat sich zum Ziel gesetzt, die profitabelsten Business Modelle und Finanzierungspläne für PV-Anlagen zu entwickeln und bestehende Barrieren abzubauen. Die EU-Länder, Deutschland, Frankreich, England, Italien, Spanien und Österreich (Bundesverband Photovoltaik), beteiligen sich an diesem Projekt und suchen auch für das Segment Wohnbauten (Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser, Miet- und Wohnungseigentum) nach entsprechenden Lösungsansätzen. Erste Ergebnisse liegen für alle beteiligten Länder in Form von „Business Model Reports“ vor (BSW-Solar,

2016a). Es wird im folgendem ausschließlich auf den Bereich Wohnbauten, Teilsegment Mehrfamilienhäuser eingegangen.

Im Business Model Report für Österreich (PV-FINANCING, 2016b) wird auf die aktuelle Situation von Mehrfamilienhäusern eingegangen. Das entwickelte Business Modell 1 beschränkt sich auf die Nutzung des PV Stroms für den Allgeimestrom eines MPH. Es wurde dazu eine PV-Anlage mit 10 kWp einer wirtschaftlichen Analyse unterzogen. Unter der Annahme dass 20 % des produzierten PV-Stroms für den Allgemeinbedarf und 80 % in das öffentliche Netz eingespeist werden (7,5 Cent/kWh), ergibt sich eine Amortisationszeit von 21 Jahren.

In einem Business Model 2 wurde eine 80 % PV-Strom Eigennutzung durch die Bewohner angenommen und berechnet, setzt jedoch eine Novellierung des EIWOG 2010 voraus. Die 10 kWp PV-Anlage wird durch den Hausbesitzer errichtet, wobei 80 % des erzeugten PV-Stroms zu einem Preis von 15 Cent/kWh an die Bewohner verkauft wird. Durch den Verkauf des PV-Stromes an die Bewohner reduziert sich die Amortisationszeit auf 13,8 Jahre. Nach 20 Jahren Betrieb sind darüber hinaus Einnahmen in der Höhe von 1.784 € zu erwarten. Es wird der ökonomische Vorteil einer derart betriebenen PV-Anlage aufgezeigt.

Im Business Model Report für Deutschland (PV-FINANCING, 2016c) entspricht Business Modell 1 weitgehend dem Ansatz der HEG. Die gemeinschaftliche PV-Anlage wird von einer Genossenschaft betrieben und die Bewohner bezahlen den verbrauchten Strom an die Genossenschaft, wobei dies Strom aus der PV-Anlage und aus dem öffentlichen Netz umfasst. Die PV-Anlage von 50 kWp wird zu 100 % von den Mitgliedern der Energiegenossenschaft finanziert, 85 % des erzeugten Stroms wird selbst verbraucht, 15 % gehen in das öffentliche Netz (Rückvergütung: 12,06 Cent/kWh). Der berechnete PV Stromtarif beträgt 23 Cent/kWh (inkl. der anteiligen deutschen EEG-Umlage für PV von 6,2 Cent/kWh für PV-Anlagengröße über 10 kWp), der öffentliche Netztarif beträgt in DE 29 Cent/kWh.

In Business Modell 2 wird die PV-Anlage durch einen Energielieferanten betrieben: Die Finanzierung erfolgt zu 70 % durch einen Kredit und zu 30 % durch Eigenkapital. 85 % des Stroms werden selbst verbraucht und 15 % in das öffentliche Netz eingespeist. Mit den Bewohnern des MPH, die daran interessiert sind, gibt es einen Stromverkaufsvertrag. Der Stromtarif wird für die Bewohner des MPH ein wiederum auf 23 Cent/kWh festgelegt (inkl. der EEG-Umlage, siehe oben). Dieses Business Modell wird in Deutschland von der Lichtblick AG mit Einbindung der Stadt und Land Wohnbauten-GmbH und der pv-b AG angewandt (PV-FINANCING 2016c, Fact Sheet Gelbes Viertel).

Die weiteren Länderberichte zeigen, dass Frankreich, Italien, Spanien und Großbritannien bei MPH ebenfalls rechtliche Probleme wie in Österreich haben den Strom aus einer PV-Anlage an die einzelnen Wohneinheiten zu liefern. In einzelnen Fällen (Italien, Frankreich) wurden Business Modelle unter der Annahme einer Rechtsänderung entwickelt.

Aufbauend auf diese Erhebungen des Status Quo wurde entschieden ein an österreichische Gegebenheiten adaptiertes Finanzierungs- und Geschäftsmodell in Anlehnung des Heidelberger Ansatzes in Deutschland zu entwickeln, mit der Einschränkung dass vorerst

nur der erzeugte Solarstrom verkauft wird. Die wichtigsten Bausteine eines entsprechenden Finanzierungs- und Geschäftsmodelles wurden ermittelt (siehe Kapitel 2.6.2). Die offenen und zu klärenden Fragen, die in der Folge in den Arbeitspaketen 2 bis 6 Gegenstand der Untersuchung waren, konnten aus dieser Erhebung des Status Quo für die weitere Bearbeitung des Projektes abgeleitet werden.

1.4 Verwendete Methoden

1.4.1 Projektstruktur / Arbeitspakete

Die Methodik dieser Sondierung lässt sich grob in sieben Arbeitspakete (AP) teilen, die in drei Schritte zusammengefasst wurden: der **erste Schritt** (entspricht AP1) dient zur systematischen und vollständigen Erhebung aller aktuellen Entwicklungen auf diesem Gebiet, damit gewährleistet werden kann, dass eine Sondierung vom aktuell letzten Wissenstand aus startet. Dies ist notwendig um die raschen Entwicklungen auf diesem Gebiet zwischen Antragstellung und Sondierungsbeginn miteinzubeziehen.

In einem **zweiten Schritt** (entspricht AP 2, 3, 4, 5, 6) werden die einzelnen, fachspezifischen Fragestellungen, die für die Konzipierung eines Finanzierungs-, Dienstleistungs- und Geschäftsmodells notwendig sind, detailliert untersucht. Es umfasst

a.) technische Fragestellungen: z.B. Konzipierung einer PV-Anlage anhand der Nutzer-Lastprofile;

b.) rechtliche Fragestellungen: z.B. Auswahl der Rechtsform einer PV-Gemeinschaftsanlage, Fragen des Gesellschaftsrechts/Genossenschaftsrechts und mögliche Überschneidungen mit EIWOG 2010;

c.) administrative Anforderungen: z.B. Abrechnungsmodalitäten, unbürokratische Administration von PV-Gemeinschaftsanlagen;

d.) nutzerspezifische Fragestellungen: z.B. Präferenzen, notwendige Motivationsfaktoren die zur Teilnahme bewegen;

e.) wirtschaftliche Fragestellungen: z.B. Rentabilität auch bei Einbezug der Kosten der Administration, sind nur Aufdachanlagen rentabel oder auch Gebäudeintegrierte PV (GIPV)
→ Potentialerweiterung.

Im **dritten Schritt** (entspricht AP7) wird aus den Ergebnissen der vorangegangenen Schritte ein konkretes Finanzierungs-, Dienstleistungs- u. Geschäftsmodell entwickelt.

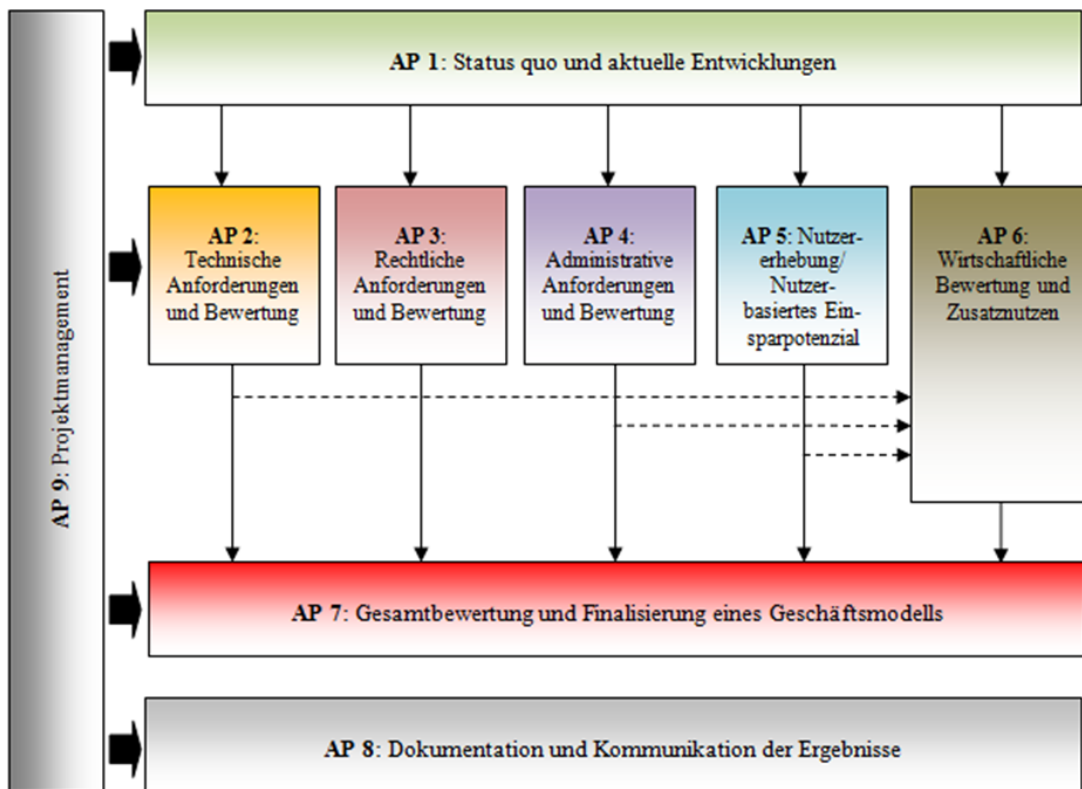


Abbildung 4: Ablaufschema des Projektes untergliedert in Arbeitspakete

22/54

1.4.2 Technische Anforderungen und Bewertung

Es wurden die technischen Anforderungen für Mehrparteienhäuser (MPH) untersucht, um den selbst erzeugten PV-Strom vorrangig vor Ort zu verbrauchen. Dies wurde durch unterschiedliche Möglichkeiten wie Speicherlösungen, Lastmanagement mit Steuerungs- u. Regelmechanismen für elektrische Verbraucher bzw. hausinternen oder auch gebäudeübergreifenden „Smart-Grids“ in der Kommune etc. angestrebt.

Die zu diesem Zweck für zwei Modellhäuser in Graz und Salzburg konzipierten PV-Anlagen sollen dabei die Stromversorgung von gemeinschaftlichen Strombedürfnissen und der teilnehmenden Wohnungseinheiten abdecken. Vor diesem Hintergrund wurden für die Modellhäuser verschiedene technische Auslegungen mit und ohne Speicher im Hinblick auf Produktion und Eigenverbrauch analysiert. Als Grundlage hierfür dient der Stromverbrauch und, so weit bekannt, das Lastprofil in den Objekten.

Es wurde für die zwei Standorte eine Simulation der Erträge und Verbräuche mit dem Programm PV*SOL premium 7.0 (R5) durchgeführt. Die Untersuchungen umfassten die Modell-MPH aber auch den Vergleich mit Wohnungsobjekten, die einem Mietverhalten nahe kommen. Der Einfluss von z.B. Leerstand, geringem Verbrauch tagsüber, Betrieb von Büros (Mischnutzung) wurde in den Messungen und Simulationen soweit möglich durch Befragungen und Rückmeldung der Verwaltung berücksichtigt.

1.4.3 Rechtliche Bewertung

Für die Abklärung relevanter rechtlicher Fragestellungen spielen zivilrechtliche Aspekte im Mehrparteien- und Genossenschaftswohnbau bei der Umsetzung einer Bürgerbeteiligungsanlage ebenso eine Rolle wie Netznutzung und der Einspeisevertrag mit dem Energieversorger. Rechtliche Aspekte im Anlagenbau (Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz bzw. Wohnungseigentumsgesetz) und haftungs- und versicherungsrechtliche Fragen wurden betrachtet. Erhebliche Auswirkungen auf die Umsetzbarkeit der Ergebnisse dieser Sondierung dürfte die sogenannte „Kleine Ökostromnovelle“ haben, die im novellierten § 16a des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG 2010)) ausdrücklich gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen, insbesondere PV-Anlagen auf Mehrfamilienhäusern und anderen Gebäuden vorsieht. Die Definition des rechtlichen Rahmens, muss sich daher auf die neuen Gesetzestexte beziehen. Die behördlichen Vorgaben können in den Ländern unterschiedlich definiert werden, was auch bisher schon geschehen ist (siehe Vergleich der einschlägigen Ausführungsgesetze in den Ländern unter Kapitel 2.2.4). Beteiligungsmodelle wurden verglichen, internationale Erfahrungen einbezogen und insbesondere Genossenschafts- gegen Vereinsstrukturen abgewogen.

1.4.4 Administrative Anforderungen

Es erfolgte eine Abklärung des zu erwartenden administrativen Aufwands, den die Energiegenossenschaft bei der Verrechnung des Ökostrombezugs und für die Abwicklung der Beteiligung über nachrangige Darlehen zu erwarten hat. Ein einfaches Vergütungsmodell wird vorgestellt und die Einbindung der Abrechnung durch den Netzbetreiber wird dargestellt. Die für den laufenden Betrieb entstehenden Kosten und notwendigen Kompetenzen wurden evaluiert. Unter Berücksichtigung der technischen Voraussetzungen und rechtlichen Vorgaben wurde ein Administrationsmodell für den laufenden Betrieb erstellt.

1.4.5 Nutzererhebung und Nutzerbasiertes Einsparpotential

Es wurde eine Erhebung des Interesses an einer Teilnahme an einem Beteiligungsmodell sowie der Einsparpotentiale, die durch eine Anpassung des Nutzerverhaltens bzw. Stromverbrauches an die Produktionszeiten der PV-Anlage realisiert werden können, durchgeführt. Um zu verstehen, was für Konsumenten interessant und durchführbar erscheint, erfolgte in den betrachteten Gebäuden in Graz in 83 Haushalten (inklusive 3 Lokalen) und in Salzburg in 100 Haushalten anhand von entwickelten Fragebögen eine Befragung. Außerdem wurden die Mieter in Salzburg mit einem Informationsschreiben auf die Möglichkeit eines Strombezugs von Sonnenstrom aufmerksam gemacht. Datenschutzrechtliche Aspekte des Datenaustauschs wurden erhoben.

1.4.6 Wirtschaftliche Bewertung

Es wurde eine wirtschaftlichen Bewertung der entwickelten Geschäftsmodelle am Beispiel der Modellhäuser in Graz und Salzburg für Aufdach-Anlagen sowie für mögliche BIPV-Lösungen vorgenommen. Gegenstand der Analyse waren insbesondere die grundsätzliche wirtschaftliche Machbarkeit der Modelle anhand üblicher betriebswirtschaftlicher Kenngrößen sowie eine Berechnung der Stromgestehungskosten. Die Stromgestehungskosten liefern

eine erste Abschätzung, welche Tarife für den Strom verrechnet werden müssen bzw. welche Einsparungen im Vergleich zum Strom aus dem Netz möglich sind. Die wirtschaftliche Machbarkeit wurde anhand des Nettobarwertes sowie der Amortisationszeit beurteilt welche einer Sensitivitätsanalyse für den Kalkulationszinssatz unterzogen wurden. Die Stromgestehungskosten wurden mit Hilfe der Nettobarwertmethode berechnet.

Grundlage für die wirtschaftliche Bewertung waren die Dimensionierung und technische Konzipierung, Kostenabschätzung sowie erreichbare Eigenverbräuche (Nutzung im Haus) aus der technischen Auslegung, die Kosten der Administration, sowie mögliche Förderungen und weitere, unten näher beschriebene, Annahmen.

1.4.7 Gesamtbewertung und Finalisierung der Geschäftsmodelle

In der Gesamtbewertung wurden die Ergebnisse und Erkenntnisse aus den vorhergehenden Arbeiten gebündelt. Es wurde bewertet, inwieweit die Ergebnisse einer Forcierung von PV-Anlagen durch innovative Genossenschaftsmodelle im Wege stehen bzw. wie bestehende Barrieren überwunden werden können. Hierzu wurde eine systematische Aufstellung von Barrieren und Lösungsansätzen erstellt, um wesentliche Hürden systematisch zu erfassen. Es wurden im Sinne eines interdisziplinären Ansatzes die Ergebnisse der Arbeitspakete 2 bis 6 zusammengeführt. Weiters wurde ermittelt wie die einzelnen Bausteine entsprechender Geschäftsmodelle auszurichten und zu definieren sind um in einem MPH eine Nutzung des erzeugten PV-Stroms durch die Bewohner zu ermöglichen. Darauf aufbauend wurden in strukturierter Weise mehrere Geschäftsmodelle entwickelt und untersucht.

Die Geschäftsmodelle wurden im Rahmen von Stakeholder Treffen in Graz und in Salzburg dargestellt. Entsprechende Anregungen aber auch Bedenken wurden diskutiert und zusammengetragen sowie in der finalen Definition der Geschäftsmodelle weitgehend berücksichtigt.

2 Ergebnisse

2.1 Technische Anforderungen und Bewertung

Als Orientierung für die Konzipierung und Analyse der (potentiellen) PV-Anlagen in den gewählten Musterhäusern wird zunächst eine Analyse der Erträge und (wo gegeben) Eigenverbräuche bestehender Anlagen in Graz und Salzburg dargestellt. In der Folge werden die Musterhäuser und deren grundlegende Daten beschrieben. Hierauf baut eine technische Auslegung für mögliche Alternativen in den Musterhäusern auf. Abschließend werden ein mögliches messtechnisches Konzept sowie die Integration von E-Mobilität in die Anlagen diskutiert.

2.1.1 Analyse der Erträge bestehender PV-Anlagen

Nachfolgend sind bereits bestehende PV-Anlagen auf Dächern von Gebäuden in den Städten Graz und Salzburg exemplarisch angeführt. Die PV-Anlagen wurden so ausgewählt, dass sie entweder bereits direkt auf einem MPH installiert sind bzw. dem Charakter eines MPH (z.B. Wohnlage, Gebäudehöhe, Dachform) bzw. dem Nutzerverhalten in Wohnungen entsprechen. Eine Umstellung von bereits bestehenden PV-Anlagen von Volleinspeisung auf Überschuss-Einspeisung durch einen Umbau im Elektro-Verteilerkasten reicht aus, um den Strom vorrangig im selben Gebäude zu verbrauchen und kann in den meisten Fällen sehr kostengünstig durchgeführt werden. Somit bieten auch bestehende 100% Volleinspeiser-PV-Anlagen z.B. auf MPH nach deren Auslauf des Förderzeitraums ein Potential für entsprechende Geschäftsmodelle.

Die Simulationen wurden mit der Software PV*SOL premium (R5) erstellt. PV*SOL ist eine branchenübliche und weit verbreitete Software und setzt u.a. auf Datenbanken von Meteonorm, die weltweit mehr als 8.300 Messstationen enthält und dem Programm auf 1h-Basis Daten liefern kann (<http://www.valentin-software.com/produkte/photovoltaik>). Es können aus bestehenden Nutzerprofilen oder durch Eingabe von eigenen Messdaten Eigenverbrauchssimulationen generiert werden.

2.1.1.1 Bestehende PV-Anlage mit 100% Volleinspeisung, Standort Graz

Auf dem ersten Objekt in Graz (8020 Graz) befindet sich eine 20,16 kWp – PV-Anlage. Diese Anlage wurde wie die meisten PV-Anlagen bis ca. 2014 im 100% Volleinspeisebetrieb mit einem 13 jährigen OeMAG- Fördereinspeisetarif errichtet. Ca. 200m östlich von diesem Standort entsteht seit 2016 eine neue Wohnsiedlung, die ein Potential für das behandelte Geschäftsmodell birgt.

Tabelle 1 und Abbildung 5 fassen die Situation und Daten der Anlage zusammen.

Tabelle 1: Bestehende PV-Anlage mit 100% Volleinspeisung, Standort Graz

Standort:	Alte Poststraße 152, 8020 Graz
Inbetriebnahme:	01.06.2014
Ausrichtung Dachfläche:	-5° (Süden Azimut)
Neigung der Module:	54 Stk. 40° und 18 Stk. 10°
Module:	280 Watt LG, Typ LG 280 S1C-B3
Wechselrichter	Fronius Symo 20.0-3-M
Jahresertrag 2016:	23.535 kWh entspricht 1.167 = kWh/ kWp
Betriebsart:	100% Volleinspeiser (OeMAG)
Eigenverbrauch:	Aktuell nicht, Umstellung nach OeMAG-Fördertarif geplant. Eigenverbrauchssimulation: > 91% im Jahresschnitt.
Stromspeicher:	Nicht vorhanden bzw. geplant

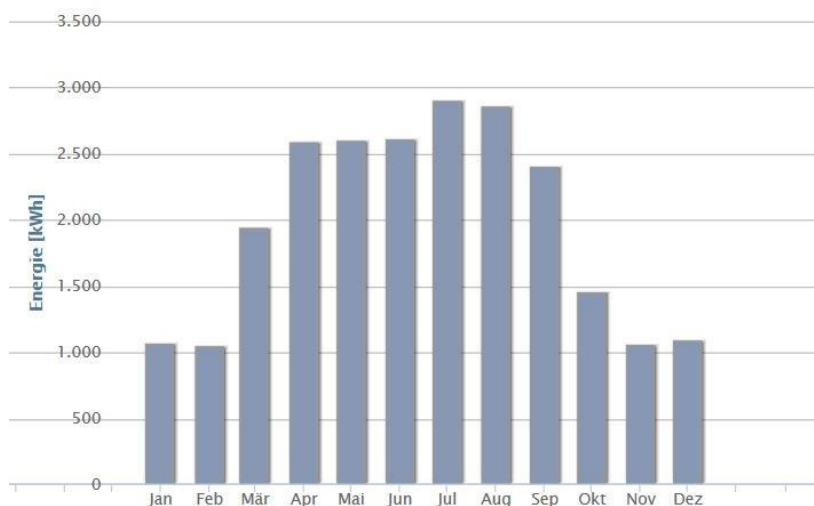


Abbildung 5: Monatlicher Ertrag im Jahr 2016 der PV-Anlage 20,16 kWp, Graz

2.1.1.2 Bestehende PV-Anlage mit Überschusseinspeisung, Standort Graz

Das zweite Objekt in Graz (8054 Graz) verfügt über eine 4,675 kWp – PV-Anlage. Diese wurde als Überschussanlage im Jahr 2014 errichtet und 2015 mit einem Stromspeicher ergänzt. Das Haus selbst wurde in Passivhaus-Bauweise errichtet und soll zeigen, dass ein

Stromspeicher den Eigennutzungsgrad zwar immer erhöhen kann, aber nur dann sinnvoll ist, wenn parallel dazu der Strom auch verbraucht wird (tagsüber: Verbrauch des überschüssigen PV-Stroms, nachts: entleeren des Stromspeichers). In diesem Fall verbrauchen die BewohnerInnen sehr wenig Strom (lange Abwesenheiten) wodurch die Gesamtanlage weniger effizient ausgenutzt wird. Der PV-Eigenverbrauchsanteil konnte in Summe um 14,95% und der Gesamtautarkiegrad um 11,54% in einem Vergleichsjahr erhöht werden.

Tabelle 2: Bestehende PV-Anlage mit Überschusseinspeisung, Standort Graz

Standort:	Rebenweg 16, 8054 Graz
Inbetriebnahme:	PV-Anlage 27. Juni 2014, Ergänzung Stromspeicher: August 2015
Ausrichtung Dachfläche:	+7° (Süden Azimut)
Neigung der Module zur Ebene:	17 Stk. Module mit 15°
Module:	17 Stk. LG Neon 275 N1C-G3
Wechselrichter	1x Fronius Symo 4.5-3-S (bis August 2015, dann ausgetauscht auf 1x Fronius Symo Hybrid 5.0-3-S
Stromverbrauch 2016:	3.017,87 kWh
Jahresertrag 2016:	5.365 kWh / a entspricht 1.147 kWh/ kWp
Betriebsart:	Überschuss-Einspeiser
Stromspeicher:	Installation August 2015: nachgerüstet, Fronius Solar Battery 6,0 – LiFePO4 mit nutzbaren 4,8 kWh
PV-Eigenverbrauchsanteil (Vergleich volle Jahre 2014/2015 auf 2015/2016):	Vor der Installation des Stromspeichers: Ø 40,92% / a Nach der Installation des Stromspeichers: Ø 55,87% / a
Autarkiegrad (vom Gesamtstromverbrauch)	Vor der Installation des Stromspeichers: Ø 54,24% / a Nach dem Einbau des Stromspeichers: Ø 65,78% / a

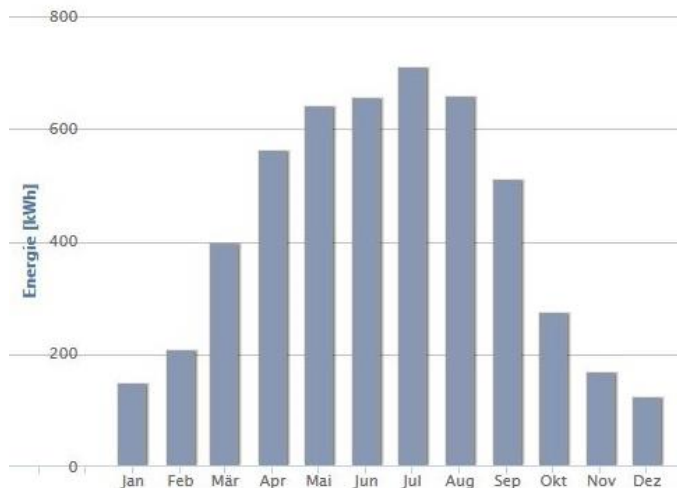


Abbildung 6: Monatlicher Ertrag im Jahr 2016 der PV-Anlage 4,675 kWp, Graz

2.1.1.3 Bestehende PV-Anlage mit Überschusseinspeisung, Musterhaus „Freiraum Maxglan“, Salzburg

Für die Analyse der bestehenden Anlagen in Salzburg sowie für die Entwicklung des Geschäftsmodells (Umstellung auf Eigenverbrauch) wurden die MPH von „Freiraum Maxglan“ der GSWB in der Stadt Salzburg herangezogen. Alle PV-Anlagen auf den Baukörpern sind aktuell Überschuss-Einspeiser und versorgen vorrangig den „Allgemeinstrom“ (2-Wege- Überschusszähler), der Rest wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Jeder Baukörper hat seine eigene PV-Anlage mit eigenem Wechselrichter und Überschusszähler. Die PV-Anlagen hängen untereinander technisch nicht zusammen. Es gibt keinen geförderten Einspeisetarif (OeMAG-Fördertarif), der Überschuss-Strom wird zu Marktpreisen in das öffentliche Netz verkauft. Der Bauträger GSWB ist 100% Eigentümer der PV-Anlagen, es gab kein Beteiligungsmodell (MieterInnen, Externe, etc.) bei der Finanzierung.

Nachfolgend sind die vier technisch getrennten PV-Anlagen im Überblick beschrieben. Im Detail wurde das Objekt Baukörper H (Kleßheimer Allee 51, Haus Nr. 51) betrachtet.

Nach der Änderung des EIWOG 2010 könnte ein Umbau in eine Gemeinschaftsanlage rasch und verhältnismäßig einfach (Netzbetreiber-Verteiler-Kästen befinden sich zentral im Kellergeschoß) durchgeführt werden. Daraus ergäbe sich eine bessere Eigenverbrauchsquote. Laut Nutzererhebung (siehe AP5, Abbildung 33) wäre ein Teil der Mieterinnen und Mieter an der Solarstromnutzung interessiert. An diesem Standort bietet sich eine Nutzung des PV-Stroms auch im „Nahebereich“ der Wohnhausanlage an: Hier ist ein städtischer Kindergarten untergebracht, der aufgrund von vorhandenen Messungen im Schul-/Kindergartenbereich besonders für die PV-Stromnutzung geeignet ist.

Gesamte installierte Photovoltaik-Leistung in kWp je Baukörper am „Freiraum Maxglan“:

Baukörper F = 10,25 kWp

Baukörper G = 21,50 kWp

Baukörper H = 16,75 kWp (genauere Betrachtung dieses Baukörpers)

Baukörper I = 13,25 kWp

Gesamtleistung: 61,75 kWp

Die Inbetriebnahme der PV-Anlagen erfolgte am 18.03.2014.

Da die Solarlog-Überwachung der PV-Wechselrichter vor Ort nie fertig installiert wurde, wurden keine Tages-Daten für die Jahre 2014, 2015 und 2016 aufgezeichnet. Auf Grund der verfügbaren Ablesungen in diesen Zeitraum (941 Tage, ca. 2,5 Jahre) ergibt sich ein umgerechneter, linearer Ertragswert von 1.016,79 kWh/ kWp pro Jahr als Durchschnitt für alle PV-Anlagen. Dieser Wert kann als guter Durchschnittswert in Österreich gesehen werden, da dieser auch alle Systemverluste der PV-Anlage beinhaltet (Wirkungsgrad Wechselrichter, DC und AC-Leitungsverluste, etc.).

2.1.2 Datenerhebungen der Muster-Mehrparteienhäuser: Messung und Analyse von Stromverbräuchen

Es wurden zwei Mehrparteienhäuser (MPH) in Österreich untersucht. In den untersuchten MPH waren standardmäßige mechanische Ferraris-Zähler (teilweise mit Rücklaufhemmung) für die Mietwohnungen verbaut, von denen nur ein Summenwert abgelesen werden kann. Die abgelesenen (Zwischen-)Werte wurden mit den Jahresstromabrechnungen verglichen um eine Regelmäßigkeit bzw. Tendenz für einen saisonalen Stromverbrauch zu erhalten bzw. auf Plausibilität zu prüfen.

Zum Vergleich der ermittelten Werte sei hier die durchschnittliche Menge an verbrauchter Energie (ohne elektrischer Warmwasseraufbereitung) in österreichischen Haushalten genannt (Bundesverband Photovoltaik, 2017):

- Einpersonenhaushalte: 2.000 kWh/Jahr
- Zweipersonenhaushalte: 3.100 kWh/Jahr
- Dreipersonenhaushalte: 4.200 kWh/Jahr
- Vierpersonenhaushalte: 4.700 kWh/Jahr
- Haushalte >4 Personen: 5.200 kWh/Jahr

Zum Vergleich lag der **durchschnittliche** Stromverbrauch aller Haushalte (ca. 3,66 Mio) 2012 in Österreich bei 4.187 kWh/a (Statistik Austria, 2017).

2.1.2.1 Musterhaus Standort Graz

In Graz wurde mit der ENW - Gemeinnützige Wohnungsgesellschaft m.b.H die Georgigasse 29 in 8020 Graz mit 13 Wohneinheiten als Musterhaus ausgewählt, Die Kriterien für die Betrachtung dieses Objektes waren:

- eine optimale (Nord-Süd)-Ausrichtung des Gebäudes
- Vereinfachte Installationsmöglichkeit einer PV-Anlage am Dach des Hauses und keine komplexe Leitungsführung im Haus. Der Lifthaus-Aufbau ist typisch und wurde daher in die Auslegung miteinbezogen
- Eine größere PV-Anlage ist mit Stand Jänner 2017 bis ca. 32 kWp mit aktuellen Hochleistungsmodulen möglich
- Keine Verschattung durch umliegende Gebäude und Vegetation bzw. auch keine zukünftige Verschattung durch größeren und höheren Neubau in der unmittelbaren Umgebung
- Globale Sonneneinstrahlung ist im guten Mittel von Graz und liegt $> 1.000 \text{ kWh/m}^2$ im Jahr.

Der summierte Gesamtverbrauch des Objektes betrug für das gesamte Jahr 2016 **49.570 kWh/a**. Der Allgemeinstrom lag bei ca. 4.360 kWh/a und ist in der Gesamtsumme mitinbegriffen. Somit ergibt sich ein durchschnittlicher Stromverbrauch des Objektes pro Mietwohnung inkl. aller allgemeinen Verbräuche von ca. 3.813 kWh/a.



Abbildung 7: Musterhaus Graz, Aufriss und Grundriss

2.1.2.2 Musterhaus „Freiraum Maxglan“, Salzburg

Die Kriterien für die Betrachtung des Objektes Baukörper H waren (s. Objekt-Auswahl unter 2.1.1.3):

- eine gute (NordOst-SüdWest)-Ausrichtung des Gebäudes
- Bestehende PV-Anlage mit 16,75 kWp am Dach des Hauses

- Keine Verschattung durch umliegende Gebäude und Vegetation bzw. auch keine zukünftige Verschattung durch größeren und höheren Neubau in der unmittelbaren Umgebung
- Globale Sonneneinstrahlung ist im Mittel von Salzburg mit $> 1.000 \text{ kWh/m}^2$ im Jahr

Der summierte Verbrauch aller 24 Wohnungseinheiten des Wohnobjektes Baukörper H ergab für das gesamte Jahr 2016 58.540 kWh. Inkl. weiterer Stromverbräuche wie Allgemeinstrom, Drucksteigerungsanlage, Außenbeleuchtung etc. liegt der Verbrauch des gesamten Objektes bei in Summe 80.175 kWh/a. Somit ergibt sich ein durchschnittlicher Stromverbrauch des Objektes inkl. aller möglichen allgemeinen Verbräuche pro Mietwohnung von ca. 3.340 kWh/a.



Abbildung 8: Musterhaus Salzburg, Aufriss und Grundriss

2.1.3 Technische Auslegung sowie Strom-Ertrags- und Verbrauchssimulation

Es wurde für die zwei Standorte eine Simulation der Erträge und Verbräuche mit dem Programm PV*SOL premium 7.0 (R5) durchgeführt. Aus dieser Simulation ergeben sich die voraussichtlichen Eigenverbräuche sowie nötige Daten für die Wirtschaftlichkeitsanalyse. Da auf dem Musterhaus in Graz keine PV-Anlage installiert ist, wurden Simulationen verschiedener Varianten durchgeführt.

Für das Musterhaus in Salzburg wurde der Stromertrag der bestehenden 16,75 kWp PV-Anlage am Baukörper H nachsimuliert. Ausgangsbasis war der aktuelle Stand für den PV-Eigenverbrauch von ca. 5-8%, da die PV-Anlage am „Allgemein“-Stromzähler mit geringen Lasten angeschlossen ist.

Generell ist anzumerken, dass das Programm PV*SOL sehr konservative Berechnungen durchführt und die Erträge der PV-Anlagen in der Praxis sehr oft über den simulierten Werten liegen. Die Software ist in der Photovoltaik-Branche sehr verbreitet und wird von Förderstellen für den Nachweis von z.B. Ertragssimulationen akzeptiert.

2.1.3.1 Kriterien für die technische Auslegung der PV-Komponenten

Im Folgenden werden die angewandten Kriterien für die Auslegung der PV-Anlagen-Varianten sowohl für Aufdach- als auch für BIPV-Anlagen in den Musterhäusern beschrieben.

Allgemeine technische Überlegung zu PV-Anlagen:

- In der Steiermark wird je nach Verteilernetzbetreiber ab einer PV-Anlagengröße von ca. 34 kVA Wechselrichternennleistung eine Wandlermessung vorgeschrieben (= Vorzähler-sicherungs-nennstromstärke $\geq 50A$). Dies bedeutet ein höheres Messentgelt für Lieferung und Bezug von ca. €52 / netto / Monat für den PV-Anlagenbetreiber. Für PV-Anlagen mit einer Anschlussleistung unter 34kVA wird in der Regel ein Messentgelt für Lieferung und Bezug von ca. €4,84 / netto / Monat verrechnet.
- Es wurden daher PV-Anlagen pro Objekt bzw. Anschluss (Zählpunkt) auf eine Größe von max. 34 kVA Wechselrichternennleistung (entspricht ca. 34 bis 40 kWp Generator-Leistung) ausgelegt. Wird die PV-Anlage größer muss eine Wandlermessung mit entsprechenden Zählverteiler gebaut werden. Die Kosten liegen bei ca. € 5.000 - 8.000 netto.
- Als Wechselrichter (Umwandlung des Gleichstroms der PV-Module in Haushaltskonformen Wechselstrom) kommen in den angedachten Anlagengrößen Stringwechselrichter zum Einsatz. Je nach Größe der PV-Anlage und Ausrichtung der PV-Module werden die Wechselrichtergrößen (AC-Abgabeleistung in kW) und die Anzahl der Wechselrichter gewählt. Sehr oft ist 1 Wechselrichter mit 2 unabhängigen MPP-Trackern (Maximum Power Point: „Arbeitspunktverschiebung“ für maximalen Ertrag je String) für Anlagen bis 40 kWp ausreichend und die kostengünstigste Variante.
- Da in den nächsten kommenden Jahren gerade im Bereich der Stromspeicher eine massive Preisreduktion (ähnlich dem Verlauf der Photovoltaik-Systeme) zu erwarten ist, sollten Speicher-Konzepte in jeder künftigen Auslegung miteinbezogen werden, auch wenn diese unter aktuellen Gegebenheiten noch nicht wirtschaftlich sinnvoll erscheinen.

Photovoltaik – Aufdach-Anlagen

Für die (Neu-)Installation einer PV-Anlage als Aufdach-Anlage (Anbringung zusätzlich an der Gebäudehülle) wurden folgende technischen Überlegungen angestellt. Diese müssen dann noch mit den wirtschaftlichen Kriterien auf Basis des möglichen Eigenverbrauchs abgeglichen werden, um eine optimale Dimensionierung zu erreichen:

- Es sollten die maximalen räumlichen und technischen Möglichkeiten bei einer (Flach-) Dachbelegung ausgenutzt werden. Von dieser Maximalbelegung aus kann dann abzüglich aller Störflächen (Fenster, Antennen, Gaupen, Schatten, etc.) der aktuell technisch und wirtschaftlich bestmögliche Ganzjahresertrag erzielt werden.
- Bei Flachdachinstallationen wird eine Aufständigung von Solarmodule im Querformat mit einem Winkel von 15° vorgeschlagen, da diese Flachdach-Systeme aktuell am Markt sehr gut verfügbar sind, am Dach durchdringungsfrei mit wenig Ballastierung auskommen und ein optimales Kosten/Nutzen-Verhältnis darstellen.
- Die zur Berechnung einer Neuinstallation bei Flachdächern herangezogenen bifazialen Solarmodule von LG Electronics (LG300N1T-G4) entsprechen einem sehr hochwertigem Stand der Technik, bei der die Vorder- und Rückseite der Solarmodule aktiv sind und dadurch eine wesentlich höhere Energieproduktion pro Flächeneinheit möglich ist. In der Regel sind bei passenden Bedingungen Mehrerträge von bis zu 20% möglich.

- Bei dachparallelen Photovoltaik-Modulmontagen sind monofaziale Solarmodule (einseitiger Ertrag) vorzuziehen, da der Abstand zur Gebäudehülle sehr gering ist und der Mehrertrag bei bifazialen Solarmodulen bei max. 3-5% liegen dürfte (je mehr Abstand zum Dach umso mehr Ertrag ist bei bifazialen Solarmodulen über die Rückseite durch reflektierende und diffuse Strahlung möglich).
- Die simulierten Ertragswerte der bifazialen PV-Module wurden mit Messwerten der Versuchsanlage der KW Solartechnik GmbH am Standort Graz 8055, Triesterstrasse 478a im Zeitraum Juli 2015 bis Juli 2016 verglichen. Die simulierten Werte konnten somit in der Praxis bestätigt werden.

Bauwerks-Integrierte-PV-Anlage (BIPV)

Als BIPV gilt eine PV-Anlage dann, wenn sie eine oder mehrere Bauteilfunktionen in einem Gebäude übernimmt, wie z.B.:

- das Dach bildet = wasserführende Ebene (Regenhaut),
- als Beschattungselement dient (Wintergarten, starre-Verschattung im Außenbereich),
- die integrierte Fassade bildet (z.B. als Pfosten-Riegel-Konstruktion),
- als Absturzsicherung in Form eines Geländers (Zellen im Verbundsicherheits-Glas) dient.

Für die Installation einer PV-Anlage als BIPV wurden folgende Überlegungen angestellt:

- Eine BIPV-Fassadenlösung ist vom technischen Aufwand her mit der einer Glasfassade vergleichbar. Die eingesetzten PV-Module müssen je nach Norm (DIN, ÖNORM) und Gebäudehöhe als Einscheiben-Sicherheits-Glas (ESG) oder Verbundsicherheitsglas (VSG) ausgeführt werden. Die Befestigung in der Fassade erfolgt in der Regel als Pfosten-Riegel-Konstruktion. Für eine ausreichend gute Hinterlüftung ist zu sorgen.
- Als Absturzsicherung können BIPV-Module mit VSG-Gläsern auch als Geländer montiert werden und bieten viele Gestaltungsmöglichkeiten.
- Wird die PV-Anlage in einem Schrägdach verbaut (meistens ist eine Neigung $>20^\circ$ vorgeschrieben) so bildet das Modul die Regenhaut – also die wasserführende Schicht. Auch hier ist auf eine ausreichende Hinterlüftung zu achten, da zu hohe Temperaturen den Ertrag mindern. Die Module dienen in ihrem Bereich als Ersatz für die Dach-eindeckung (z.B. Dachziegel, Schindeln). Der Abschluss zur restlichen Dacheindeckung und die Unterkonstruktion sind an den jeweiligen Dachaufbau anzupassen. Diese Form der BIPV ist im Regelfall die am günstigsten zu realisierende BIPV-Variante.
- Die restlichen Komponenten einer BIPV sind in der Regel gleich wie bei „Standard-„PV“ - Anlagen laut Norm zu verbauen.



Abbildung 9: BIPV-Anwendungen - links Überkopfverglasung im Wintergarten, rechts integrierte Fassaden-Lösung und Absturzsicherung im Geländer (Quelle: Ertex Solar)

2.1.3.2 Musterhaus Standort Graz

Für das Musterhaus Graz ergeben sich folgende Werte:

Tabelle 3: Technische Konzipierung Variante Aufdach 30,36 kWp – Flachdach ohne Stromspeicher

Standort:	Georgigasse 29, 8020 Graz
Ausrichtung Dachfläche:	-3° (Süden Azimut)
Neigung der Module:	88 Stk. Module mit 15° Neigung
Module:	LG Solar LG300N1T-G4 BiFaciales-Modul, durchschnittlicher Wert: 345 Wp (max. 375 Wp), in Summe 30,36 kWp
Wechselrichter	1 Stk. Fronius ECO 25.0-3-S + 1 Stk. Fronius Smyo Hybrid 5.0-3
Durchschnittlicher Jahresertrag (bifacial)	33.396 kWh entspricht 1.100 kWh/ kWp
Betriebsart:	Überschusseinspeiser
Stromverbrauch im Objekt 2016 :	49.750 kWh Stromverbrauch wurde mit Lastprofilen aus PV*Sol hinterlegt und ein schiedliches Nutzerverhalten angenommen (50% untertags zu Hause / 50% nicht zu Hause), z.B.: 1-Personenhaushalt 2.287 kWh/a (nicht zu Hause) 2-Personenhaushalt mit 3.304 kWh/a (1 P. zu Hause)
Stromspeicher:	keiner

Würde auf dem Musterhaus Graz eine PV-Anlage mit 30,36 kWp errichtet werden, könnten vom PV-Stromertrag ca. 68% durch das Objekt direkt abgenommen werden. Hier wurden die Lastprofile von PV*SOL wie in der Tabelle zuvor beschrieben als Basis verwendet. Die PV-Anlage wurde ohne Stromspeicher gerechnet.

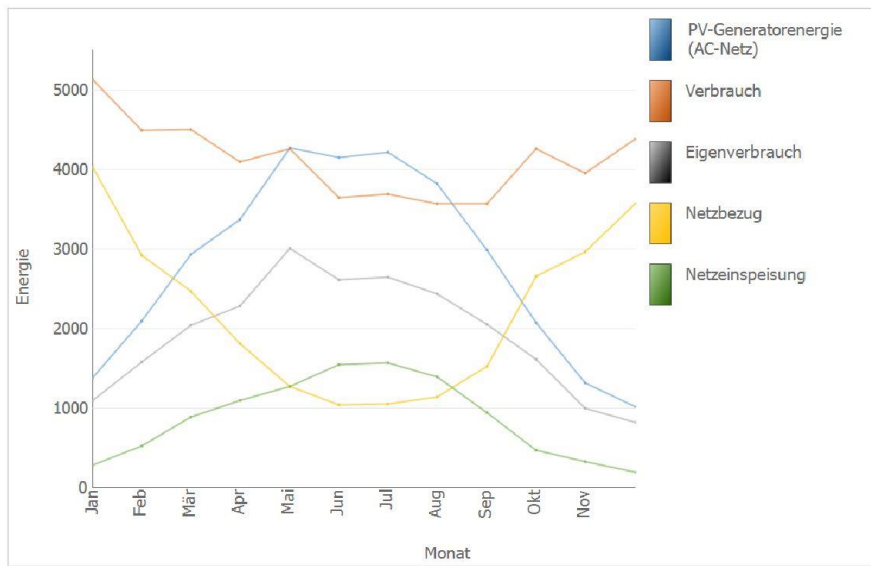


Abbildung 10: Lastprofil Musterhaus Graz mit 49.570 kWh/a und Ertragssimulation einer 30,36 kWp PV-Anlage

Um die Eigenverbrauchsquote weiter zu erhöhen, muss entweder ein entsprechend großer Speicher oder eine kleiner PV-Anlage gewählt werden. Nachfolgend wurde aus Kostengründen eine kleinere PV-Anlage mit 16,56 kWp Leistung und demselben Lastprofil gerechnet.

Tabelle 4: Technische Konzipierung Variante Aufdach 16,56 kWp– Flachdach ohne Stromspeicher

Standort:	Georgigasse 29, 8020 Graz
Ausrichtung Dachfläche:	-3° (Süden Azimut)
Neigung der Module:	48 Stk. Module mit 15° Neigung
Module:	LG Solar LG300N1T-G4 BiFaciales-Modul, durchschnittlicher Wert: 345 Wp (max. 375 Wp), in Summe mit 16,56 kWp
Wechselrichter	1 Stk. Fronius Symo 15.0-3-M
Durchschnittlicher Jahresertrag	18.216 kWh entspricht 1.100 kWh/ kWp
Betriebsart:	Überschusseinspeiser
Stromverbrauch im Objekt 2016 :	49.750 kWh Stromverbrauch wurde durch Lastprofilen aus PV*Sol hinterlegt, und unterschiedliches, Nutzerverhalten angenommen (50% untertags zu Hause / 50% nicht zu Hause), z.B.: 1-Personenhaushalt 2.287 kWh/a (nicht zu Hause) 2-Personenhaushalt 3.304 kWh/a (1 P. zu Hause)
Stromspeicher:	keiner

Würde auf dem Musterhaus Graz eine PV-Anlage mit 16,56 kWp errichtet werden, könnten vom PV-Stromertrag ca. 79% durch das Objekt direkt abgenommen werden. Hier wurden die

Lastprofile von PV*SOL wie in der Tabelle zuvor beschrieben als Basis verwendet. Die Gesamtanlage wurde ohne Stromspeicher gerechnet.

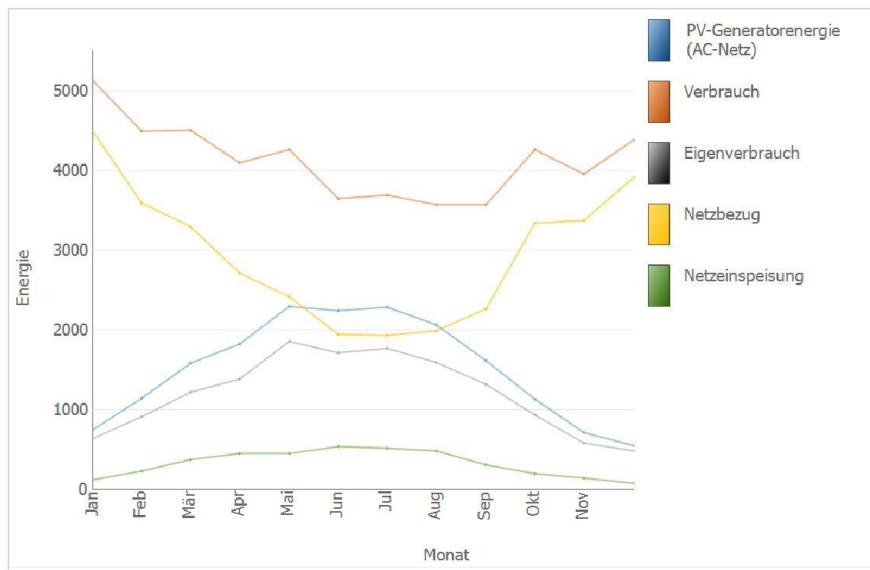


Abbildung 11: Lastprofil Musterhaus Graz mit 49.570 kWh/a und Ertragssimulation für 16,56 kWp PV-Anlage

Um die Eigenverbrauchsquote von 79% weiter zu erhöhen, müsste nun die Anlage noch kleiner oder ein Stromspeicher installiert werden. Nachfolgend wurde ein Stromspeicher mit 16,56 kWp Leistung (Lilon Speicher mit 8 kWh nutzbarer Speicherkapazität) ergänzt.

Tabelle 5: Technische Konzipierung Variante Aufdach 16,56 kWp– Flachdach mit Stromspeicher

Standort:	Georgigasse 29, 8020 Graz
Ausrichtung Dachfläche:	-3° (Süden Azimut)
Neigung der Module:	48 Stk. Module mit 15° Neigung
Module:	LG Solar LG300N1T-G4 , BiFaciales-Modul, durchschnittlicher Wert: 345 Wp (max. 375 Wp), in Summe mit 16,56 kWp
Wechselrichter	1 Stk. Fronius Symo 10.0-3-M + 1 Stk. Fronius Symo Hybrid 5.0-3
Durchschnittlicher Jahresertrag (bifacial)	18.034 kWh entspricht 1.089 = kWh/ kWp, durch andere DC-Verschaltung der PV-Module ergibt sich ein etwas geringerer Stromertrag
Betriebsart:	Überschusseinspeiser
Stromverbrauch im Objekt 2016 :	49.750 kWh Dieser Stromverbrauch wurde mit Lastprofilen aus PV*Sol hinterlegt und ein -schiedliches Nutzerverhalten angenommen (50% untertags zu Hause / 50% nicht zu Hause), z.B.: 1-Personenhaushalt 2.287 kWh/a (nicht zu Hause) 2-Personenhaushalt 3.304 kWh/a (1 P. zu Hause)
Stromspeicher:	Kreisel Mawero 10 kWh (nutzb. Kapazität: 8 kWh)

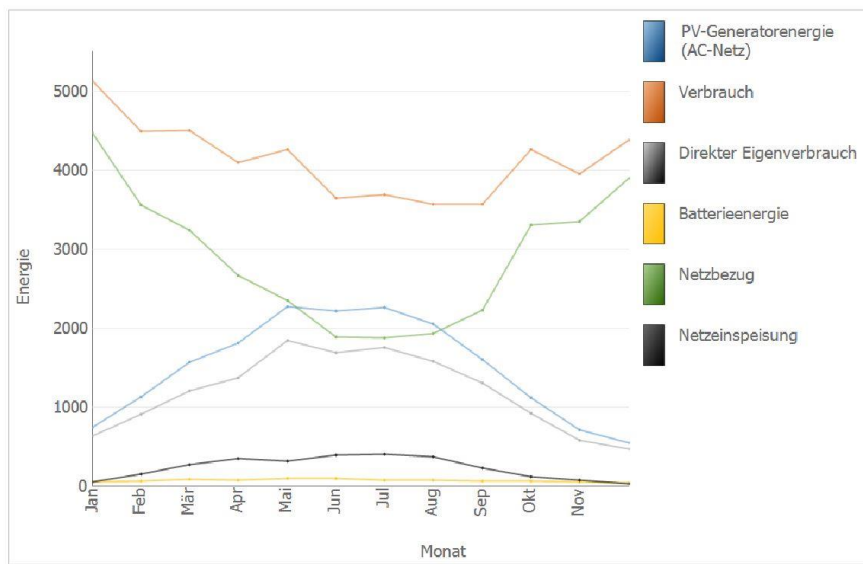


Abbildung 12: Lastprofil Musterhaus Graz mit 49.570 kWh/a und Ertragssimulation für 16,56 kWp PV-Anlage + Stromspeicher

Würde auf der Georgigasse 29, 8020 Graz eine PV-Anlage mit 16,56 kWp + Batteriespeicher (8 kWh nutzbar) errichtet werden, könnten vom PV-Stromertrag ca. 90% durch das Objekt direkt abgenommen werden. Hier wurden die Lastprofile von PV*SOL wie in der Tabelle zuvor beschrieben als Basis verwendet.

Variante Indach 16,74 kWp – Satteldach (45°):

Würde auf dem Musterhaus Graz eine PV-Anlage mit 16,74 kWp als Indach-Variante bei einem 45° Satteldach (Annahme) errichtet werden, könnten vom PV-Stromertrag ca. 79% durch das Objekt direkt abgenommen werden. Hier wurden die Lastprofile von PV*SOL wie in der Tabelle zuvor beschrieben als Basis verwendet.

Tabelle 6: Technische Konzipierung Variante Indach 16,74 kWp – Satteldach

Standort:	Georgigasse 29, 8020 Graz
Ausrichtung Dachfläche:	-3° (Süden Azimut)
Neigung der Module:	62 Stk. Module mit 45° Neigung (Indach)
Module:	SOLARWATT ORANGE 60M EASY IN-Style, 270 Wp., entspricht 16,74 kWp
Wechselrichter	1 Stk. Fronius Symo 15.0-3-M
Durchschnittlicher Jahresertrag	18.161 kWh entspricht 1.085 kWh/ kWp
Betriebsart:	Überschusseinspeiser
Stromverbrauch im Objekt 2016 :	49.750 kWh Dieser Stromverbrauch wurde mit Lastprofilen aus PV*Sol hinterlegt und ein -schiedliches Nutzerverhalten angenommen (50% untertags zu Hause / 50% nicht zu Hause), z.B.: 1-Personenhaushalt 2.287 kWh/a (nicht zu Hause) 2-Personenhaushalt 3.304 kWh/a (1 P. zu Hause)
Stromspeicher:	keiner

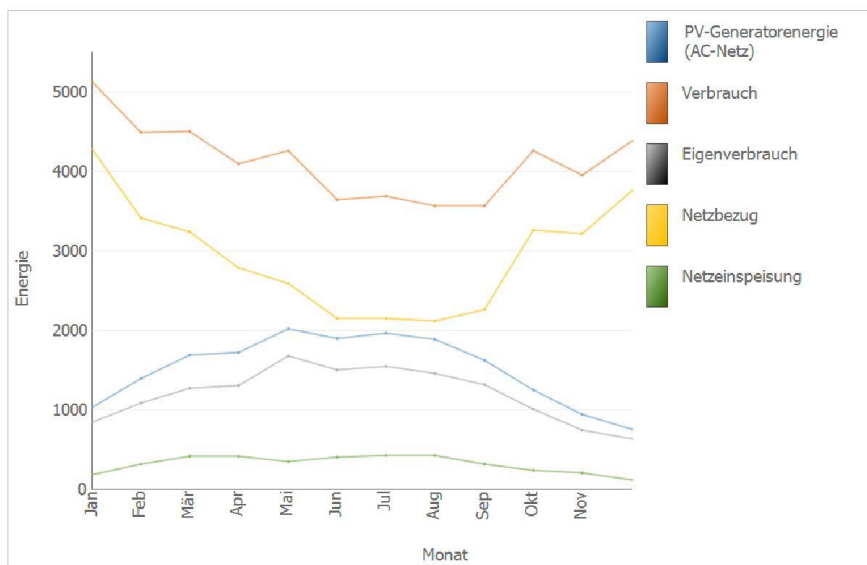


Abbildung 13: Lastprofil Musterhaus Graz mit 49.570 kWh/a und Ertragssimulation für 16,74 kWp PV-Indach-Anlage

Variante Fassade 16,74 kWp – Fassaden-Modul (90°):

Würde auf dem Musterhaus Graz eine PV-Anlage mit 16,74 kWp als Fassaden-Modul-Lösung und 90° Neigung errichtet werden, könnten vom PV-Stromertrag ca. 81% durch das Objekt direkt abgenommen werden. Hier wurden die Lastprofile von PV*SOL wie in der Tabelle zuvor beschrieben als Basis verwendet.

Tabelle 7: Technische Konzipierung Variante Fassade 16,74 kWp – Fassaden-Modul

Standort:	Georgigasse 29, 8020 Graz
Ausrichtung Dachfläche:	-3° (Süden Azimut)
Neigung der Module:	62 Stk. Module mit 90° Neigung (Fassade)
Module:	SOLARWATT 60M, Fassade, 270 Wp entspricht 16,74 kWp
Wechselrichter	1 Stk. Fronius Symo 15.0-3-M
Durchschnittlicher Jahresertrag	13.099 kWh entspricht 783 kWh/ kWp
Betriebsart:	Überschusseinspeiser
Stromverbrauch im Objekt 2016 :	49.750 kWh Dieser Stromverbrauch wurde mit Lastprofilen aus PV*Sol hinterlegt und ein -schiedliches Nutzerverhalten angenommen (50% untertags zu Hause / 50% nicht zu Hause), z.B.: 1-Personenhaushalt 2.287 kWh/a (nicht zu Hause) 2-Personenhaushalt 3.304 kWh/a (1 P. zu Hause)
Stromspeicher:	keiner

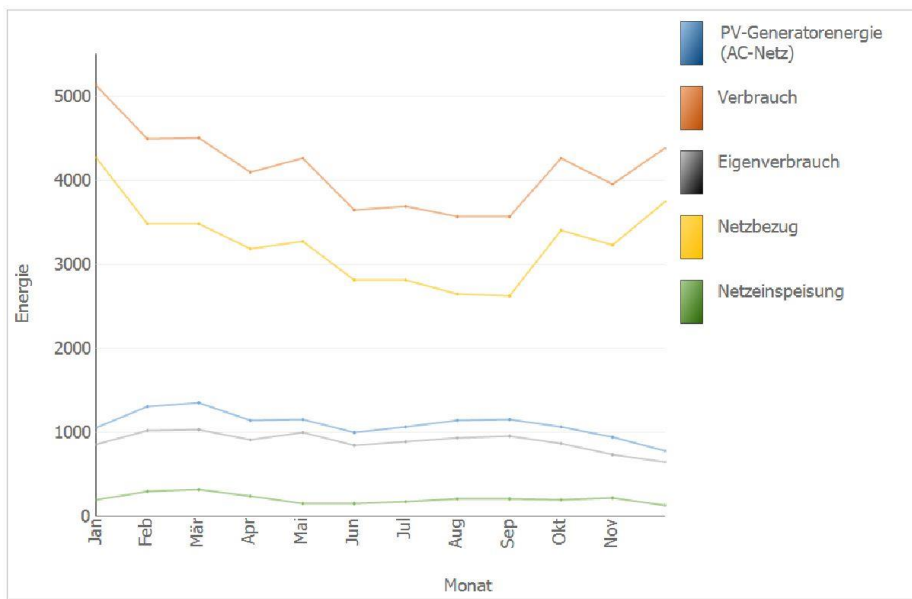


Abbildung 14: Lastprofil Musterhaus Graz mit 49.570 kWh/a und Ertragssimulation für 16,74 kWp PV-Fassaden-Anlage

Eine BIPV als vollständig integrierte Fassaden-Lösung (Verbundsicherheitsglas) hätte circa denselben Ertrag mit ca. 750-800 kWh/ kWp, würde aber je nach Ausführung die doppelten bis dreifachen Kosten gegenüber einer einfachen Fassaden-Variante mit „Standard-Modulen“ verursachen.

2.1.3.3 Musterhaus „Freiraum Maxglan“, Salzburg



Abbildung 15: Musterhaus Salzburg mit 16,75 kWp, Jahresertrag 2016 in der Praxis: 1.071 kWh/ kWp

Die Simulation der Erträge aus der PV-Anlage Maxglan (Baukörper H) mit der Software PV*SOL premium (R5) von 992 kWh/ kWp liegt um fast 8% unter dem realen Jahreswert von 2016 mit 1.071 kWh/ kWp. Dies beruht auf den jährlich unterschiedlichen klimatischen Bedingungen. Eine Schwankungsbreite von bis zu 15% beim Ertrag können als normal angesehen werden. Um einen aussagekräftigen Vergleich zur Performance einer PV-Anlage zu erhalten, müssten an jedem Standort einer PV-Anlage u.a. Einstrahlungs-, Temperatur- und Windsensoren installiert und mit den Erträgen der PV-Anlage verglichen werden. Dies ist bei allen betrachteten PV-Anlagen nicht der Fall gewesen.

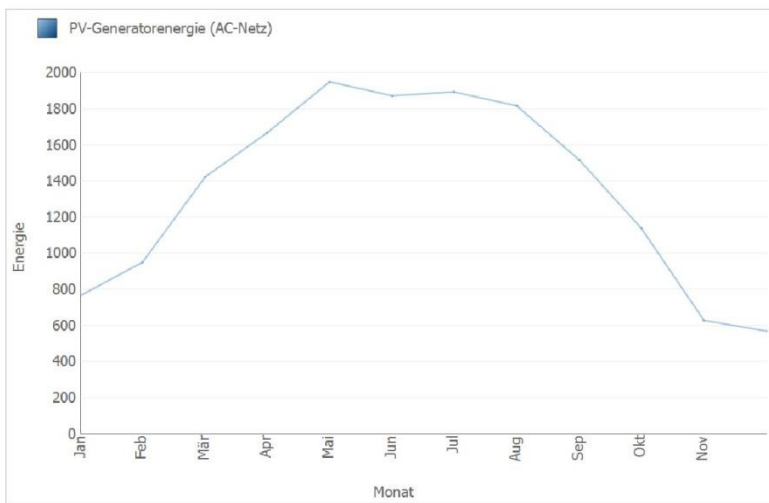


Abbildung 16: Ertragsprognose laut PV*SOL-Simulation für Musterhaus Salzburg“, 16,75 kWp: 992 kWh/ kWp

Würde die bestehende PV-Anlage des Musterhauses Salzburg nicht nur den Allgemeinstrom sondern auch alle Wohnungseinheiten und weitem Stromverbraucher mitversorgen, könnten in Summe 82% des PV-Stroms selbst verbraucht werden, wie die nachfolgende Abbildung zeigt.

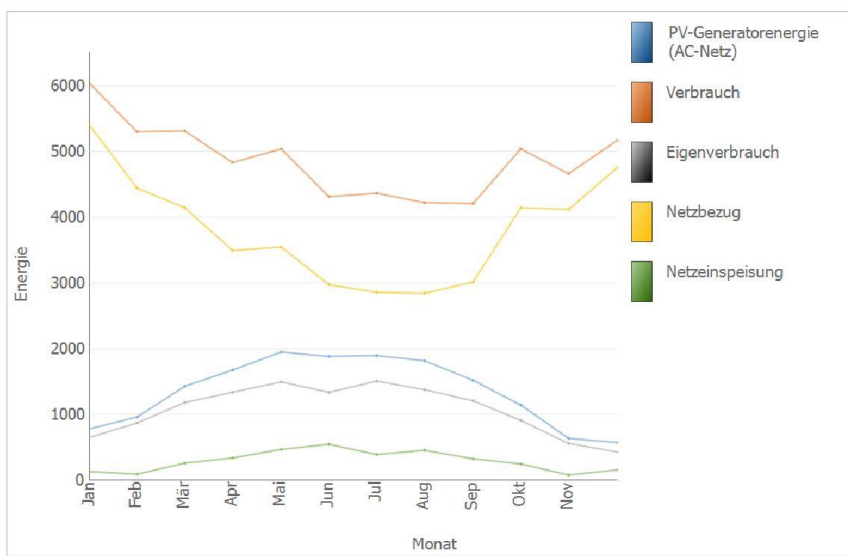


Abbildung 17: Lastprofil Musterhaus Salzburg mit 58.450 kWh/a und Ertragssimulation einer 16,75 kWp PV-Anlage

Würde nun zur bestehenden PV-Anlage mit 16,56 kWp ein Batteriespeicher (8 kWh nutzbar) errichtet werden, könnten vom PV-Stromertrag ca. 92% direkt abgenommen werden.

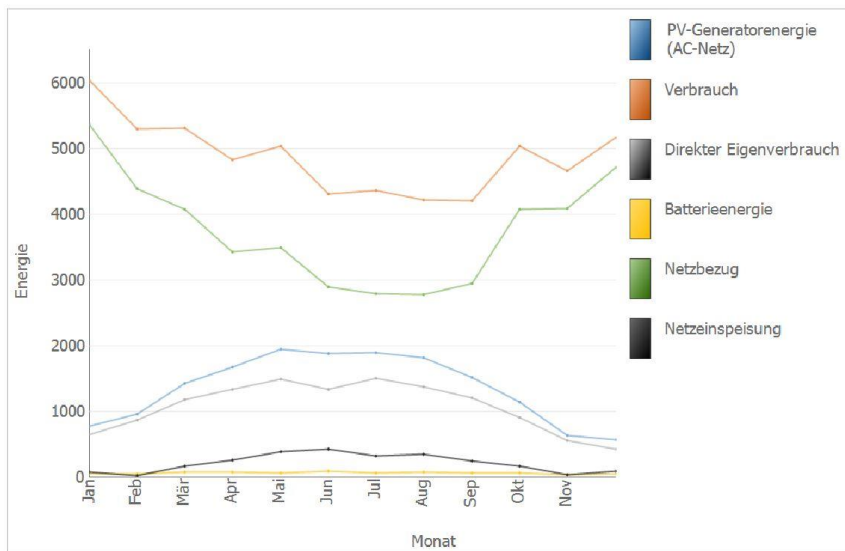


Abbildung 18: Lastprofil Musterhaus Salzburg mit 58.450 kWh/a + Ertragssimulation der 16,75 kWp PV-Anlage + Stromspeicher

2.1.4 Messtechnisches Konzept

Die Basis für das nachfolgende messtechnische Konzept bildet die für 2017 geplante EIWOG 2010 Gesetzesänderung. Die komplette Abrechnung zu Verbrauchs- und Produktionsmengen in einem MPH mit PV-Anlage soll demzufolge über den jeweiligen Netzbetreiber laufen, der dafür ein Entgelt verlangen darf.

Um nun die Mehrfachnutzung einer PV-Anlage auch technisch umsetzen zu können, sollten in der Regel vorab die bestehenden Zähler (egal ob mechanisch oder digital) durch neue Smart-Meter-Zähler ersetzt werden. Die Mindestkonfiguration wäre, dass das Wohngebäude am Hauptanschluss (Versorgung über das öffentliche Netz) einen Smart-Meter installiert hat, der mögliche Überschuss-Lieferung von der PV-Anlage und Bezug aus dem Netz misst. Dazu ist auch für die PV-Anlage einen Einspeisezähler notwendig, der registriert, wieviel Strom über die PV-Anlage in das Gebäudenetz über den „Allgemein-Strom“ eingespeist wird.

Es gibt seit 2011 eine Verordnung der E-Control die eine EU-Vorgabe und den damit einhergehenden Tausch der alten Stromzähler im Verteilernetz in die Wege leiten soll. In der Intelligente Messgeräte-Verordnung (IMA-VO 2011) gibt es drei Ausprägungen von Zählertypen:

- Standardmäßig wird ein Smart-Meter mit Tageswerten-Aufzeichnung (24h-Werten) verbaut
- Mit der erweiterten Konfiguration „OPT-IN“ wird ein Smart-Meter mit einem 15min Profilaufzeichnung installiert
- Mit der Konfiguration „OPT-OUT“ wird ein Smart-Meter mit reinem Summen-Zählerstand (wie bisher) installiert

Will nun ein Kunde an einer PV-Strom-Anlage partizipieren, müsste dieser explizit die Option „Opt-In“ wählen, damit eine möglichst genaue 15min-Aufzeichnung erfolgen kann. Wie genau eine Schnittstellenkommunikation über die bereitgestellte Kundenschnittstelle oder

Multi-Utility-Schnittstelle erfolgen kann, ist noch nicht abschließend definiert. Das Roll-Out der Smart-Meter ist bereits um einige Jahre verschoben worden und viele Netzbetreiber haben sich noch nicht auf einen Smart-Meter-Hersteller bzw. Lösung geeinigt.

Die Herausforderung besteht darin, dass die bei der PV-Anlage teilnehmenden Bewohner der Mietwohnungen bzw. Eigentumswohnungen jederzeit ihren Stromanbieter frei wählen können müssen bzw. bei einem Wohnungswechsel tagesgenau eine Abrechnung zu erfolgen hat. Im Rahmen des kaufmännisch-bilanziellen Modells muss, im Gegensatz zu einer einfachen Abrechnung mit einem Stromlieferanten, die Verteilung des PV-Stroms auf alle teilnehmenden Parteien ermittelt werden. Dies bedarf einer Zusammenführung der Daten aller Teilnehmer. Dafür sind entsprechende Zähler und Kommunikationsmöglichkeiten nötig.

Wie oben beschrieben, stellt das **kaufmännisch-bilanzielle Geschäftsmodell** ein für die Umsetzung in Österreich interessante Lösung dar. Hier wird mit Hilfe von Smart-Metern, virtuellen Zählpunkten und einer Software-Lösung die Verrechnung des PV-Stroms ermöglicht. Modelle mit virtuellen Zählpunkten eignen sich deswegen sehr gut, da hier partizipierende und nicht partizipierende Mieter/innen ohne große technische Eingriffe herausgerechnet werden können.

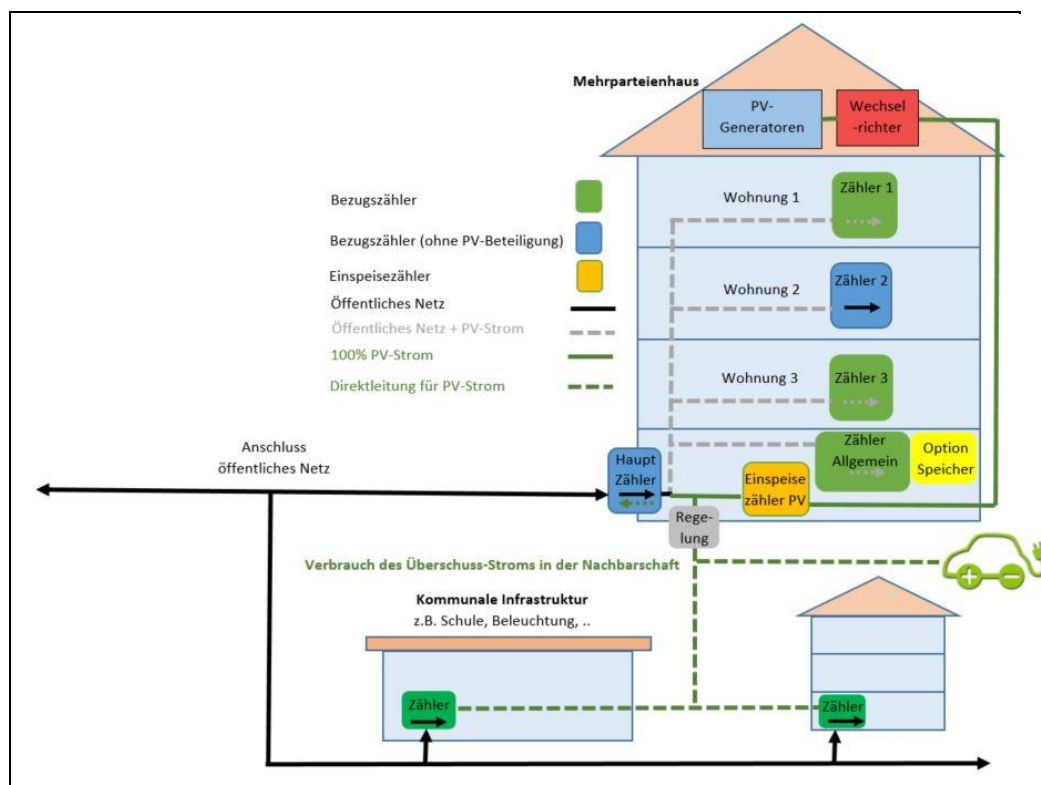


Abbildung 19: Technisches Konzept einer PV-Anlage auf einem MPH mit Direktverbrauch durch Bewohner und einem lokalen Verbraucher (Woess-Gallasch S. et al., 2016).

Abbildung 3 stellt das grundlegende Konzept der virtuellen Zählpunkte dar, Abbildung 19 veranschaulicht die technische Konzipierung des Anlagenkonzepts wie es in diesem Projekt entwickelt wurde. Das entwickelte Modell bietet generell die freiwillige Möglichkeit, an einer PV-Anlage zu partizipieren. Für Teilnehmer werden die eigenen Verbräuche rechnerisch

vorrangig abgedeckt. Überschüsse gehen in einen optionalen Speicher im Haus bzw. in weitere Anwendungen wie E-Mobilität oder auch einen kommunalen Abnehmer. Ziel ist es, so wenig Überschussstrom wie möglich ins öffentliche Netz zu leiten.

2.1.5 Verwendung von überschüssigem PV-Strom

Überschüssiger Strom der in der Wohnungseinheit nicht verbraucht werden kann, kann in mehreren Varianten genutzt werden. Z.B. in einen Stromspeicher zwischengespeichert und bei Bedarf wieder abgegeben werden. Mittel Luftwärmepumpe oder einem Heizstab in Warmwasser umgewandelt werden. Der überschüssige PV-Strom könnte auch an die Kommune über eine Direktleitung weitergegeben werden. Eine Möglichkeit hier stellt die Elektro-Mobilität dar, oder das Versorgen eines nahegelegenen Gebäudes (z.B. bei „Freiraum Maxglan“ in Salzburg liegt ein Kindergarten zentral zwischen den MPH) Die Versorgung müsste über eine Direktleitung erfolgen. Es gilt immer abzuklären, wer wann welche Strommenge auch wirklich zu welchen Tageszeiten abnehmen kann und ob dann nicht immer noch ein Überschuss bei diesem entlegenen Verbraucher entstehen könnte, der dort dann ins öffentliche Netz fließen kann bzw. durch Reglementierung verhindert werden muss.

2.1.6 E-Mobilität als „Pufferspeicher“ in MPH

Der Sektor Mobilität ist im Bereich Klimaschutz einer der größten Herausforderungen in den nächsten Jahrzehnten. Die E-Mobilität bietet hier eine gute Möglichkeit, emissionsfrei unterwegs zu sein, jedoch nur dann, wenn auch der Strom aus Erneuerbaren Energiequellen stammt. Die Photovoltaik bietet hier eine einfache und saubere Möglichkeit den Strom in den Traktionsbatterien der E-Autos zu speichern. Weitere Vorteile neben den geringen Emissionen (geringere CO₂-, Feinstaub-, NO_x-Belastungen) und einer besseren Luftqualität sind auch eine geringere Lärmbelastung. Für die in diesem Bericht diskutierten Dimensionierungen der PV-Anlagen würde sich jeweils die Kombination mit in etwa einer Ladesäule mit 11kW Ladeleistung anbieten.

Wünschenswert wäre hochwertige, energetische Sanierungen bzw. Neubauten von Wohnhäusern mit hohem Effizienzstandard mit innovativen Photovoltaik-Betreibermodellen auszustatten. Der hier produzierte PV-Strom soll möglichst innerhalb der Gebäude bzw. am Gelände verbraucht werden. Hier kommt die E-Mobilität als eine „günstige“ Form der Speicherung von Überschuss-Strom in Frage. Vor allem der steigende Bedarf an Single-Haushalten für 1 bis max. 2 Personen soll in Zukunft auch durch kleinere Wohnungen abgedeckt werden. Um Bewohner/innen von Mietwohnungen eine neue, zukunftsfähige und innovative Art der multimodalen Mobilität anbieten zu können, könnte ein umfassendes Mobilitätskonzept wie nachfolgend aussehen:

Um das Mobilitätsverhalten von Grund auf zu ändern, bedarf es einem breiten Angebot an verschiedensten Möglichkeiten einfach, schnell und günstig mobil zu sein. Den Mietern/innen soll ein multimodaler Knoten geboten werden, der in späterer Folge auch von Personen außerhalb des Wohngebietes genutzt werden könnte. Im Fokus stehen die Bewohner/innen der MPH. Ihnen werden Mobilitätsangebote in unterschiedlicher Form direkt am Gelände zur

Verfügung gestellt. Damit können z.B. die Kosten für den Bau einer kostspieligen Tiefgarage in ein nachhaltiges Mobilitätsangebot fließen. Weiters kann so ein aktiver Beitrag zur Erhaltung und gegen die Versiegelung von Grünflächen durch vorgeschriebene Parkplätze verringert werden.

Im Mobilitätskonzept kommen ausschließlich neue Fahrzeuge (E-Mobile bzw. strenge Abgasnormen bei fossilen Fahrzeugen) zum Einsatz. Gerade Single-Haushalte sparen zumeist bei der fossil betriebenen Fahrzeugwahl, und so kommen oft ältere Fahrzeuge (Gebrauchtwagen) zum Einsatz, welche die Feinstaubproblematik (z.B. der Stadt Graz) noch verschlechtern. Ziel des Mobilitätskonzeptes ist es, den Mietern/innen ein breites Spektrum an Mobilitäts-Möglichkeiten anzubieten mit bewusster Forcierung der emissionslosen Mobilität. Im Hintergrund spielt die Speicherung von überschüssigem Photovoltaik-Strom eine zentrale Rolle, die wiederum die Wirtschaftlichkeit und den Betrieb der PV-Anlage(n) erhöht. Mobilitätsangebote eines multimodalen Knoten könnten wie folgt aussehen:

- Haltestellen des **öffentlichen Verkehrs** (Bus, Bahn, Bim) sind in der Nähe vorhanden und diese sollen aktiv eingebunden und genutzt werden;
- **Fahrrad-Garagen** für das sichere Verwahren des eigenen Fahrrads (Abstellplätze inkl. der Mietfahrräder);
- **Fahrräder zum Mieten** z.B.:
 - Konventionelle
 - E-Bikes
 - Lasten-Anhänger
 - Lastenfahrräder (z.B. <https://graz.das-lastenrad.at/>);
- **E-Moped zum Mieten**;
- **PKW zum Mieten → (E-)Car-Sharing** („Nutzen statt besitzen“)
 - Vorrangig E-Autos mit intelligenter E-Ladeinfrastruktur zum modulierten Laden der Traktionsbatterie. Entsprechend dem überschüssigen PV-Strom muss die E-Ladeinfrastruktur die Energie in die Batterie abgeben. Langsam laden erfolgt z.B. mit ca. 2,3kW (10A, 1phasig) bis hin zu Schnellladen mit ca. 43kW (63A, 3-phasig)
 - Konventioneller PKW – Kombi bzw. Kleintransporter



Abbildung 20: Potential für Einbindung von E-Carsharing in der Nähe Freiraum Maxglan

Alle Miet- und Sharing-Modelle stehen 24h und 7 Tage die Woche zur Verfügung und können individuell durch die Mieter/innen selbst online und jederzeit gebucht werden. Die aktuellen Verfügbarkeiten der unterschiedlichen Fahrzeuge bzw. der Fahrplan des öffentlichen Verkehrs ist über Handy (App, Browser, ...) bzw. über eine Displayanzeige im Eingangsbereich des Hauses ersichtlich. Zusätzlich wird auf den unterschiedlichen Geräten auch die aktuelle Photovoltaik-Einspeisung, die erzeugte bzw. gespeicherte Energie bzw. der Autarkiegrad in einem wählbaren Zeitintervall dargestellt.

Nach Möglichkeit soll eine einzige Mobilitätskarte den Zugang zu allen Mobilitätsangeboten abdecken und eine individuelle Abrechnung erlauben. Eine Abrechnung für die elektrische Versorgung der E-Fahrzeuge durch überschüssigen PV-Strom sowie den zugekauften Strom aus dem öffentlichen Netz soll für die Betreiber der PV-Anlage automatisch mitgeneriert werden.

Freiwillige und einfache Rückmeldungen nach jeder Mobilitäts-Nutzung („Daumen hoch“, „Daumen runter“, etc.) sollen einerseits eine Zufriedenheits-Statistik generieren, die eine Adaptierung des Angebots (Ausbau/Rückbau) laufend und nach Bedarf erlauben soll und andererseits um „Störenfriede“ (falsches Laden, zu wenig Sonne, verschmutzte Fahrzeuge, etc.) leichter ausfindig machen zu können.

In Anhang 1 ist ein grober Kostenplan zum Thema E-Mobilität für Mieter/innen in MPH zu finden.

2.2 Rechtliche Bewertung

2.2.1 Errichtung von PV-Anlagen für Mehrparteienhäusern: Rechtliche Fälle

Mögliche rechtliche Fälle von Mehrparteienhäusern sind:

- I. Wohnungseigentum; Baurechtswohnungseigentum
- II. Mietwohnhäuser
 - a. Im Eigentum einer gemeinnützigen Bauvereinigung (GBV): Genossenschaft, GesmbH, AG
 - b. Im Eigentum eines sonstigen Rechtsträgers befindliches Gebäude, befindliches Wohnhaus

- c. Im ideellen Miteigentum stehende Gebäude (Nutzung durch Miteigentümer im Rahmen einer Benutzungsvereinbarung)
 - d. Nutzung durch Mieter, einer ideellen Miteigentümergeinschaft
- III. Baurecht
- IV. Superädifikat

Untersucht wurden in der Analyse Mehrparteienwohnhäuser gemäß I. sowie II. a.

2.2.1.1 Wohnungseigentum

Im Wohnungseigentum sind folgende Fälle zu unterscheiden:

- a. Neuerrichtung des Gebäudes: Hier entscheidet der Bauträger im Rahmen der Errichtung, ob eine PV-Anlage errichtet wird oder nicht. Die Kosten der Errichtung werden vom Bauträger bei den Verkaufspreisen berücksichtigt. In den Wohnungseigentumskaufverträgen ist auf die (teilweise) Stromversorgung aufgrund der PV-Anlage entsprechend hinzuweisen.
- b. Nachträgliche Errichtung einer PV-Anlage auf oder an einem Gebäude, an dem bereits Wohnungseigentum begründet wurde:

Die Errichtung von PV-Anlagen auf dem Gebäude bedarf einer Beschlussfassung durch die Wohnungseigentümergeinschaft.

Gemäß § 28 Wohnungseigentumsgesetz 2002 (im Folgenden kurz WEG 2002) entscheidet in Angelegenheiten der ordentlichen Verwaltung der Liegenschaft – unbeschadet der Rechte des einzelnen Wohnungseigentümers nach § 30 WEG 2002 – die Mehrheit der Wohnungseigentümer.

Zu diesen Angelegenheiten der ordentlichen Verwaltung gehören insbesondere u.a.: Gem. § 28 Abs.1 WEG 2002 die ordnungsgemäße Erhaltung der allgemeinen Teile der Liegenschaft im Sinne des § 3 Mietrechtsgesetz 1982 (im folgenden kurz MRG), einschließlich der baulichen Veränderungen, die über den Erhaltungszweck nicht hinausgehen, und der Behebung ernster Schäden des Hauses in einem Wohnungseigentumsobjekt, und gem. § 28 Abs 1 Z Vermietung der verfügbaren allgemeinen, aber einer abgesonderten Benützung zugänglichen Teile der Liegenschaft, an eine Person, die nicht Wohnungseigentümer ist.

Kann die Errichtung einer PV-Anlage als Erhaltungsmaßnahme der ordentlichen Verwaltung gewertet werden?

§ 3 Abs. 2 Z 5 MRG bestimmt, dass als (fiktive) Erhaltungsarbeit die Installation von technisch geeigneten Gemeinschaftseinrichtungen zur Senkung des Energieverbrauches oder die der Senkung des Energieverbrauches sonst dienenden Ausgestaltungen des Hauses, von einzelnen Teilen des Hauses oder von einzelnen Mietgegenständen, wenn und insoweit die hierfür erforderlichen Kosten in einem wirtschaftlich vernünftigen Verhältnis zum

allgemeinen Erhaltungszustand des Hauses und den zu erwartenden Einsparungen stehen, zählt.

Wenn die vorgesehene Maßnahme nicht den oben angeführten Kriterien entspricht, dann handelt es sich um eine Maßnahme der außerordentlichen Verwaltung gemäß § 29 WEG 2002, wo zwar ebenfalls die Mehrheit der Wohnungseigentümer entscheidet, jedoch jeder der Überstimmten mit einem gegen die übrigen Wohnungseigentümer zu richtenden Antrag die gerichtliche Aufhebung des Mehrheitsbeschlusses erlangen kann.

Der Gesetzestext spricht von Installation und technisch geeigneten Gemeinschaftseinrichtungen zur „Senkung des Energieverbrauches“, sodass fraglich erscheint, ob darunter überhaupt der Austausch einer Energiequelle fällt, die möglicherweise zu keiner Senkung des Energieverbrauches führt, wohl aber zu einer Senkung der Energiekosten.

Rechtsmeinungen der Literatur (T. Hausmann/O. Riss in Hausmann/Vonkilch, Österreichisches Wohnrecht MRG, § 3, Rz 29) (Hausmann T. et. al, 2013) vertreten die Ansicht, *„dass es fraglich erscheint, ob unter bestimmten Umständen auch energiegewinnende Installationen, wie Solarzellen und dergleichen unter diesem Tatbestand subsumiert werden können.“*

Vor allem spricht dagegen, dass man mit einer solchen Auslegung den äußerst möglichen Wortsinn der Bestimmungen verlässt: Durch die Verwendung von Sonnenkollektoren etwa, kommt es nämlich zu keinerlei Senkung des Verbrauchs, sondern es wird allenfalls lediglich infolge der teilweisen Eigenbedarfsdeckung der Energiebezug vom Energieversorgungsunternehmen gesenkt. In Betracht zu ziehen wäre daher bloß eine analoge Anwendung; diese setzt jedoch voraus, dass die Senkung des Energiebezugs der vom Gesetzgeber für privilegierungswürdig erachteten Senkung des Energieverbrauches wertungsgemäß gleichzuhalten ist.

Angesichts der im Mieterschutzrecht nur schwer erkennbaren Wertungsprinzipien und des daher zu Recht zurückhaltenden Einsatzes der Analogie in diesem Rechtsgebiet fällt es jedoch schwer, diesen Weg zu beschreiten. Es sprechen daher die besseren Gründe dafür, derartige Maßnahmen als Verbesserungsarbeiten im Sinne des § 4 einzustufen“.

Diesbezüglich ist Folgendes zu beachten:

Der zitierte Gesetzestext des § 3 Abs. 1 Z 5 MRG ist seit der Beschlussfassung des MRG 1982 (BGBl. 1981/520) unverändert. Zum damaligen Zeitpunkt zählte die aus erneuerbarer Energie hergestellte Stromproduktion jedenfalls nicht zu den damals herkömmlichen Energiequellen. Tragender Zweck von Z 5 ist jedenfalls, dass Kostenersparnisse realisiert werden.

Unseres Erachtens kann es daher dahingestellt sein, ob diese Kostenersparnis durch Verringerung des Energieverbrauches oder durch Realisierung einer kostengünstigeren Energiequelle herbeigeführt wird. Im Jahr 1981 machte man sich keine Gedanken, ob Kostenersparnis neben der Senkung des Energieverbrauches etwa auch durch alternative, erneuerbare Energiequellen realisiert werden kann.

Unseres Erachtens sprechen daher durchaus gute Gründe bei Erfüllung der entsprechenden Kriterien, insbesondere der Kostenersparnis, dafür, die Errichtung einer PV-Anlage und des damit verbundenen Bezugs einer kostengünstigeren Energiequelle aus erneuerbarer Energie als – fiktive – Erhaltungsarbeiten im Sinne des § 3 Abs. 1 Z 5 MRG zu werten und jedenfalls als „Maßnahmen der ordentlichen Verwaltung“ im Sinne des § 28 Abs. 1 WEG 2002 zu beurteilen, zumal der für das Mieterschutzrecht geltende zurückhaltende Einsatz der Analogie im Bereich des Wohnungseigentumsrechtes wohl nicht in diesem Ausmaß gilt.

Zusammenfassend sind wir der Ansicht, dass die Errichtung einer PV-Anlage bei Realisierung der entsprechenden Kostenersparnis als Erhaltungsmaßnahme der ordentlichen Verwaltung im Sinne des § 28 WEG 2002 anzusehen ist. Ob die Kostenersparnis durch eine von der Wohnungseigentümergeinschaft selbst errichteten PV-Anlage oder einer von dritter Seite errichteten PV-Anlage und Abschluss einer entsprechenden Nutzungsvereinbarung mit diesem erfolgt, ist für die Beurteilung der Maßnahme der ordentlichen Verwaltung nicht von Relevanz.

Im Übrigen wird durch die Erzeugung von Energie aus PV-Anlagen von teilweise aus fossilen Energieträgern erzeugter Elektrizität eines EVU zur Elektrizität aus solarer Energiequelle gewechselt, was durch die österreichische Energiestrategie im Einklang mit EU-Klima- und Energiezielen für 2020 angestrebt wird.

Wünschenswert ist jedenfalls eine Klarstellung durch den Gesetzgeber, dass die Installation einer PV-Anlage oder sonst die Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energie als Erhaltungsarbeiten gelten.

Wenn man die Errichtung einer PV-Anlage als Erhaltungsarbeit qualifiziert, bedeutet dies, dass die Wohnungseigentümer mit einfacher Mehrheit die Errichtung einer PV-Anlage und den Bezug der Sonnenenergie für ihr Wohnungseigentumsgebäude beschließen. Es tragen dann diese – grundsätzlich im Verhältnis der Miteigentumsanteile, wenn kein abweichender Schlüssel vereinbart ist – die Kosten der Errichtung und im Rahmen der Betriebskostenabrechnung die laufenden Kosten der PV-Anlage.

Sollten durch eine solche gemeinschaftliche Erzeugungsanlage auch im Nahebereich der Anlagen teilnehmende Berechtigte versorgt werden (wie nach der Regierungsvorlage vom 27.02.2017 betreffend die Änderung des EIWOG 2010 vorgesehen), müsste unseres Erachtens jedenfalls der Betreiber der gemeinschaftlichen PV-Anlage ein Dritter und nicht die Wohnungseigentümergeinschaft sein, weil die teilnehmenden Berechtigten nicht nur die Wohnungseigentümer, sondern auch solche außerhalb der Wohnungseigentümergeinschaft sein können .

Wenn man die Errichtung einer PV-Anlage als Maßnahme der außerordentlichen Verwaltung qualifiziert gilt gemäß § 29 WEG 2002 folgendes:

Das Gericht hat den Mehrheitsbeschluss aufzuheben, wenn die Veränderung den Antragsteller auf Aufhebung des Mehrheitsbeschlusses übermäßig beeinträchtigen würde

oder die Kosten der Veränderung – unter Berücksichtigung auch der in absehbarer Zeit anfallenden Erhaltungsarbeiten – nicht aus der Rücklage gedeckt werden können.

Eine Aufhebung des Mehrheitsbeschlusses wegen mangelnder Kostendeckung hat nicht stattzufinden, wenn der nichtgedeckte Kostenanteil von der beschließenden Mehrheit getragen wird oder wenn es sich um eine Verbesserung handelt, die auch unter Berücksichtigung der fehlenden Kostendeckung in der Rücklage allen Wohnungseigentümern eindeutig zum Vorteil gereicht.

Würde die Veränderung nur zu einer Beeinträchtigung des Antragstellers führen, die finanziell ausgeglichen werden kann, so hat das Gericht auszusprechen, dass die Veränderung nur gegen Entrichtung einer ziffernmäßig festzusetzenden angemessenen Entschädigung vorgenommen werden darf.

Miteigentum

Für schlichtes Miteigentum gelten in Ansehung der Verwaltung die Bestimmung der §§ 833/834 Allgemeines Bürgerliches Gesetzbuch (ABGB).

Gemäß § 833 ABGB entscheiden in Angelegenheiten, welche nur die ordentliche Verwaltung und Benützung des Hauptstammes betreffen, die Mehrheit der Stimmen, welche nicht nach den Personen, sondern nach dem Verhältnis der Anteile der Teilnehmer gezählt werden.

Gemäß § 834 ABGB können bei wichtigen Veränderungen, welche zur Erhaltung oder besseren Benützung des Hauptstammes vorgeschlagen werden, die Überstimmten Sicherstellungen für künftigen Schaden, oder, wenn diese verweigert wird, den Austritt aus der Gemeinschaft verlangen.

Als Erhaltungsmaßnahme im Sinne des § 833 ABGB gelten nach der Rechtsprechung auch bauliche Veränderungen kleinen Umfangs, die nicht über den bloßen Erhaltungszweck hinausgehen. Bei günstigen Kosten (Wertrelation) können auch Generalreparaturen als Erhaltungsmaßnahmen gemäß § 833 ABGB beurteilt werden. Als Erhaltungsarbeiten gelten nach der Judikatur auch die Neuherstellung eines Satteldaches, die „Reparatur (Erhaltung)“ eines Flachdaches, Zentralheizungsanlage, Einbau einer Duschnische, nicht jedoch die Neuerrichtung einer Gegensprechanlage.

Bei einer entsprechenden Kostenwertrelation würde unseres Erachtens die Errichtung einer PV-Anlage als Erhaltungsmaßnahme des § 833 ABGB zu beurteilen sein.

Obige Überlegungen gelten auch für das Baurechtswohnungseigentum.

2.2.1.2 Mietwohnhäuser Mietrechtsgesetz-MRG / Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz - WGG

Grundsätzlich entscheidet der Eigentümer des MPH, ob auf seinem Gebäude eine PV-Anlage errichtet wird oder nicht. Für Kostentragung bzw. Überwälzbarkeit der Kosten auf die Mieter ist zu differenzieren:

Für Mietverträge, auf die das MRG voll anzuwenden ist, gilt:

Wenn Maßnahmen als Erhaltungsmaßnahmen gemäß § 3 MRG zu beurteilen sind, kann der Vermieter dann, wenn die Kosten in der Summe in der sich in den vorausgegangenen 10 Kalenderjahren ergebenden Mietzinsreserven oder Mietzinsabgänge keine Deckung finden und diese während des Verteilungszeitraums die zu erwartenden Hauptmietzinseinnahmen übersteigen, zur Deckung des Fehlbetrages den Hauptmietzins erhöhen (§ 18 MRG).

Wenn die Errichtung der PV-Anlage als nützliche Verbesserungsarbeit im Sinne des § 4 MRG zu beurteilen ist, sind diese nützlichen Verbesserungen vom Vermieter durchzuführen, wenn und soweit die Kosten aus den in den vorausgegangenen 10 Kalenderjahren erzielten Mietzinsreserven einschließlich der Zuschüsse, die zur Finanzierung der nützlichen Verbesserung gewährt werden, gedeckt werden können oder wenn und soweit sich der Vermieter und die Mehrheit der Mieter (berechnet nach der Anzahl der im Zeitpunkt der Vereinbarung vermieteten Mietgegenstände des Hauses) über Durchführung und Finanzierung des durch die in den vorausgegangenen 10 Kalenderjahren erzielten Mietzinsreserven nicht gedeckten Teiles der Kosten schriftlich einigen und sichergestellt ist, dass die übrigen Mieter des Hauses durch die Verbesserungsarbeiten finanziell nicht belastet oder auch sonst nicht übermäßig beeinträchtigt werden.

Als Erhaltungsmaßnahmen gelten gemäß § 3 Abs. 2 MRG:

1. die Arbeiten, die zur Erhaltung der allgemeinen Teile des Hauses erforderlich sind,
2. die Arbeiten, die zur Erhaltung der Mietgegenstände des Hauses erforderlich sind; diese Arbeiten jedoch nur dann, wenn es sich um die Behebung von ernsten Schäden des Hauses oder um die Beseitigung einer vom Mietgegenstand ausgehenden erheblichen Gesundheitsgefährdung handelt oder wenn sie erforderlich sind, um einen zu vermietenden Mietgegenstand in brauchbarem Zustand zu übergeben;
3. die Arbeiten, die zur Aufrechterhaltung des Betriebes von bestehenden, der gemeinsamen Benützung der Bewohner dienenden Anlagen, wie im Besonderen von zentralen Wärmeversorgungsanlagen, Personenaufzügen oder zentralen Waschküchen erforderlich sind, es sei denn, dass alle Mieter des Hauses für die gesamte Dauer ihres Mietvertrages auf die Benützung der Anlage verzichten; ist die Erhaltung einer bestehenden Anlage unter Bedachtnahme auf die Kosten der Errichtung und des Betriebes einer vergleichbaren neuen Anlage wirtschaftlich nicht vertretbar, so ist anstelle der Erhaltung der bestehenden Anlage eine vergleichbare neue Anlage zu errichten,
4. die Neueinführungen oder Umgestaltungen, die kraft öffentlich-rechtlicher Verpflichtungen vorzunehmen sind, wie etwa der Anschluss an eine Wasserleitung oder an eine Kanalisierung, die Installation von geeigneten Schutzvorrichtungen für die Energieversorgung oder von Geräten zur Feststellung des individuellen Energieverbrauchs;
5. die Installation von technisch geeigneten Gemeinschaftseinrichtungen zur Senkung des Energieverbrauchs oder die der Senkung des Energieverbrauchs sonst dienenden Ausgestaltungen des Hauses, von einzelnen Teilen des Hauses oder von einzelnen Mietgegenständen, wenn und insoweit die hierfür erforderlichen Kosten in

einem wirtschaftlich vernünftigen Verhältnis zum allgemeinen Erhaltungszustand des Hauses und den zu erwartenden Einsparungen stehen;

6. bei Vorliegen einer nach § 17 Abs. 1a zulässigen Vereinbarung die Installation und die Miete von technisch geeigneten Messvorrichtungen zur Verbrauchsermittlung im Sinn dieser Bestimmung. Gemäß § 17 Abs. 1a MRG kann zwischen Vermieter und einer Mehrheit von mindestens zwei Dritteln der Mieter (berechnet nach der Anzahl der vermieteten Mietgegenstände) zulässig schriftlich vereinbart werden, dass, wenn einzelne Aufwendungen vom Verbrauch abhängig sind und die Anteile der Wohnungen oder sonstiger Mietgegenstände des Hauses am Gesamtverbrauch mit wirtschaftlich vernünftigem Kostenaufwand durch Messvorrichtungen ermittelt werden können, eine Aufteilung dieser Aufwendungen nach den Verbrauchsanteilen festgelegt wird.

Unter nützlichen Verbesserungen im Sinne des MRG sind gemäß § 4 Abs. 2 folgende Maßnahmen zu verstehen:

1. die den Erfordernissen der Haushaltsführung der Bewohner dienende Neuerrichtung oder Umgestaltung von Wasserleitungs-, Lichtleitungs-, Gasleitungs-, Beheizungs- (einschließlich von zentralen Wärmeversorgungsanlagen), Kanalisations- und sanitären Anlagen in normaler Ausstattung,
2. die Errichtung oder Ausgestaltung von der gemeinsamen Benützung der Bewohner dienenden, einer zeitgemäßen Wohnkultur entsprechenden sonstigen Anlagen in normaler Ausstattung, wie etwa von Personenaufzügen, zentralen Waschküchen oder Schutzräumen vom Typ Grundschutz,
3. die Errichtung einer Anlage, die den Anschluss des Hauses (samt den einzelnen Mietgegenständen) an eine Einrichtung zur Fernwärmeversorgung bewirkt,
4. die Installation einer Wasserentnahmestelle oder eines Klosetts im Inneren eines Mietgegenstandes.

Der Vermieter hat diese nützlichen Verbesserungen des Hauses oder einzelner Mietgegenstände nach Maßgabe der rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Gegebenheiten und Möglichkeiten durchzuführen, soweit dies im Hinblick auf den allgemeinen Erhaltungszustand des Hauses zweckmäßig ist.

2.2.2 Wahl der geeigneten Organisationsform

Grundsätzlich empfiehlt es sich, dass zur Haftungsvermeidung bzw. Haftungsbeschränkung der beteiligten Personen, die Organisation nicht im Rahmen einer Personenhandels-gesellschaft, sondern im Rahmen von juristischen Personen (GmbH, AG, Genossenschaft, Verein) abgewickelt wird. Die Genossenschaft erscheint hier am geeignetsten und wird im Folgenden näher erläutert sowie vom Verein abgegrenzt.

2.2.2.1 Genossenschaftsmodell

Eine Genossenschaft ist eine juristische Person mit Rechtspersönlichkeit, die durch einen schriftlichen Genossenschaftsvertrag (Satzung) und durch die Eintragung im Firmenbuch gegründet wird.

Das zentrale Merkmal der Genossenschaft ist der Förderungsauftrag, Zweck der Genossenschaft ist es daher „den Erwerb oder die Wirtschaft der Mitglieder zu fördern“ (§ 1 Genossenschaftsgesetz GenG). Der besagte Zweck muss auch klar in der Satzung definiert sein – zum Beispiel „dezentrale, konzernunabhängige und ökologische Energiegewinnung“. Das Streben nach Gewinnen (Dividenden) kollidiert so lang nicht mit dem Förderauftrag, als die Gewinne nicht um ihrer selbst willen, sondern als Mittel zur Erfüllung des Förderauftrags angestrebt werden.

Man unterscheidet Genossenschaften mit **unbeschränkter** oder mit **beschränkter** Haftung. Bei einer unbeschränkten Haftung der Mitglieder haftet jeder Genossenschafter für die Verbindlichkeiten der Genossenschaft solidarisch mit seinem ganzen Vermögen. Bei der beschränkten Haftung haften die Genossenschafter nur bis zu einem bestimmten, im Voraus in der Satzung festgesetzten Betrag, mindestens jedoch in zweifacher Höhe des Geschäftsanteils (§ 76 GenG). Bei Genossenschaften, die bestimmte Zwecke verfolgen, z.B. Konsumvereine, kann die Haftung unter bestimmten Voraussetzungen auf den Geschäftsanteil beschränkt werden.

Ein Genossenschafter haftet aber nur im Falle der Liquidation oder des Konkurses der Genossenschaft.

Die Mitglieder haben innerhalb der Genossenschaft zwei Funktionen – sie sind Kapitalgeber und zugleich Geschäftspartner (als Kunden). Es besteht keine Mindestanzahl an Gründungsmitgliedern, allerdings ist eine „Ein-Mann-Genossenschaft“ nicht erlaubt. Wer Mitglied werden kann ist abhängig von den Bestimmungen der Satzung, meist handelt es sich dabei um natürliche und juristische Personen die einem bestimmten Berufs- oder Geschäftszweig angehören.

Der Beitritt erfolgt nach Abgabe einer Beitrittserklärung durch Beschluss des Vorstandes. Eine Meldung an das Firmenbuch ist nicht notwendig, sondern es wird intern ein eigenes Register geführt.

Ebenso wie die Mitgliederzahl oder der Nennbetrag des Geschäftsanteils, können auch die Stimmrechte in der Satzung festgehalten werden, ob Kopfstimmrecht, Anteilstimmrecht oder eine Mischung aus beiden.

Voraussetzungen

Es bedarf einer Annahme einer Genossenschaftsfirma, die anschließend als solche im Firmenbuch eingetragen wird und sodann den Beinamen „e.Gen.“ erhält.

Dazu muss eine schriftliche Abfassung der Satzung sowie eine Aufnahmezusicherung des zuständigen Revisionsverbands vorgelegt werden (verpflichtende Revision alle 2 Jahre!). Erst mit Eintragung im Firmenbuch erhält die Genossenschaft Rechtspersönlichkeit.

Es sind drei Organe in einer Genossenschaft notwendig: Vorstand (führt die Geschäfte der Genossenschaft), Aufsichtsrat (Kontrollorgan) und die Generalversammlung, welche das oberste Organ bildet. Vor erfolgter Eintragung in das Firmenbuch besteht die

Genossenschaft als solche nicht. Wenn vor erfolgter Eintragung im Namen der Genossenschaft gehandelt wird, so haften die Handelnden persönlich und solidarisch.

Prospekthaftung - Beteiligungsmodell

Geschäftsanteile einer Genossenschaft sind unverbriefte, daher keine Wertpapiere iSd Kapitalmarktgesetzes (KMG), bei traditioneller Ausgestaltung der Geschäftsanteile sind diese also keine „Veranlagungen“ im Sinne des KMG. An einer Genossenschaft beteiligt sich üblicherweise jemand, der die naturalen Leistungen der Genossenschaft durch den Geschäftsbetrieb nutzen möchte und nicht weil er/sie Interesse an Dividenden hat oder sich Substanzwertsteigerungen erhofft.

Wenn die Dividendenausschüttung im Vordergrund steht, kann die genossenschaftliche Beteiligung an einer Selbsthilfevereinigung je nach Ausgestaltung der Satzung zur „Veranlagung“ im Sinne des KMG mutieren. Das öffentliche Angebot einer solchen Veranlagung wäre dann grundsätzlich prospektpflichtig. Die Prospektpflicht und ihre erheblichen Kosten lassen sich dann nur noch durch Nutzung der Ausnahmen gemäß § 3 KMG vermeiden.

Aus § 3 Abs 1 Z 15 KMG, der sich darauf beschränkt, eine Ausnahme von der Prospektpflicht für die Ausgabe von Geschäftsanteilen (GA) bis 750.000 im Jahr vorzusehen, darf nicht der Umkehrschluss gezogen werden, dass jegliche GA „Veranlagungen“ im Sinne des KMG sind. Dies wurde gegenüber dem Ministerialentwurf in der Regierungsvorlage (RV) vom 27.02.2017 betreffend die Änderung des EIWOG 2010 auch in den erläuternden Bemerkungen noch einmal verdeutlicht: Der Klammerausdruck (*ungeachtet ob diese Wertpapiere gemäß § 1 Abs 1 Z 4 oder Veranlagungen gemäß § 1 Abs 1 Z 3 sind oder nicht*) in den Erläuterungen zur RV ist neu gegenüber dem Ministerialentwurf. Wichtig ist vor allem das „oder nicht“ am Ende, vgl. mit M. Dellinger (2014).

Zusätzlich gibt es aber im § 3 Abs 1 Z 14 KMG die Ausnahmebestimmung, dass im EWR Staat bis zu 150 Anleger, die nicht qualifiziert sind, keine Prospektpflicht auslösen. Nur der Kreis muss vorher definiert sein.

Der Genossenschaftsanteil stellt nach Auffassung von Dellinger (Dellinger 2014) keine Veranlagung im Sinne des Kapitalmarktgesetzes dar.

Konzessionspflicht - Darlehensmodell

In Österreich ist es fast nur möglich, den Strom als Kleinerzeuger entgeltlich in das allgemeine Netz einzuspeisen, aber nicht eigene Stromkunden über eigene Netze zu bedienen.

Der Beteiligungsanreiz für die Bürger wird daher manchmal auch bei Genossenschaften primär in der Aussicht auf Dividendenausschüttung gesehen. Das Problem dabei ist, dass eine reine „gewinnorientierte“ bzw. auf Dividenden ausgerichtete Genossenschaft grundsätzlich unzulässig ist.

Die Zeichnung und Einzahlung von Geschäftsanteilen ist jedenfalls kein Einlagengeschäft, sondern die Hingabe von Eigenkapital. Die lediglich intern erbrachten (bankgeschäftlichen) Tätigkeiten erfordern „nach Aussagen im Schrifttum keine Konzession, da es weder ein aufsichtsrechtlich relevantes Schutzbedürfnis noch die mit Bankgeschäften üblicherweise verbundene Kundenvielfalt gibt“ (*Oppitz in Chini/Oppitz, BWG § 1 Rz 5*).

Kritisch ist es zusätzlich wenn nicht in ein Projekt investiert wird, sondern die Investition in die Gesellschaft getätigt wird, welche ihrerseits ein Projekt baut – in diesem Fall wäre die Genossenschaft ein „Alternativer Investmentfonds“ (außer die Gen fällt unter die Ausnahme für Holdinggesellschaften im Alternative Investmentfonds Manager-Gesetz (AIFMG) - vgl. dazu § 1 Abs 3 Z 1 AIFMG sowie die Definition der Holdinggesellschaft in § 2 Abs 1 Z 15 AIFMG).

Steuerpflichtigkeit

Die Genossenschaft unterliegt zudem der Körperschaftsteuerpflicht (KöSt) in der Höhe von 25 Prozent, allerdings nur im Falle der Gewinnerwirtschaftung – die Genossenschaft unterliegt im Gegensatz zur GmbH keiner Mindest-KöSt-Pflicht. Die Ausschüttungen aus Genossenschaftsanteilen unterliegen der Kapitalertragsteuer in der Höhe von 27,5 Prozent. Gewerbliche Genossenschaften, deren Umsatzerlöse mehr als € 700.000 betragen, sind gemäß § 189 Unternehmensgesetzbuch (UGB) rechnungslegungspflichtig und es ist ein Jahresabschluss zu erstellen (vgl. M. Dellinger, Vorträge und Aufsätze des Forschungsvereins für Genossenschaftswesen, Heft 38, „Genossenschaften als Instrument für Crowdfunding“).

2.2.2.2 Abgrenzung zum Verein

Das Vereinsgesetz 2002 verlangt, dass der Verein selbst nicht auf Gewinn gerichtet sein darf. Nur aufgrund seines Nebenzweckprivilegs ist es dem Verein möglich als Unternehmensträger auch erwerbswirtschaftlich tätig zu sein und sogar Gewinne zu erzielen, wenn er diese nur nicht an die Vereinsmitglieder ausschüttet. Wird der erzielte Gewinn vielmehr wieder dem Verein – insbesondere zur Erreichung seiner ideellen Zwecke – zugeführt, kann der Idealverein auch gewerblich tätig sein

Ein Verein wird zwar von seinen Mitgliedern, von ihrem Willen und ihrer Mitarbeit getragen, er ist aber andererseits auch insofern von seinen Mitgliedern vollkommen unabhängig, als er in seinem Bestand vom Wechsel der Mitglieder nicht berührt wird.

Im Hinblick auf die Abgrenzung ideeller Verein – Genossenschaft gibt es das Problem des „Förderungsprivilegs“. Vereine bieten ihren Mitgliedern oft nicht nur ideelle Entfaltungsmöglichkeiten, sondern auch wirtschaftlich werthafte Leistungen. Wenn dies der Fall sein sollte, stellt sich die Frage ob dies nicht den eigentlichen Zweck des Vereins darstellt und sich dazu auch die Frage nach der Abgrenzung zur Genossenschaft stellt.

Es besteht ein Förderungsprivileg der Genossenschaft gegenüber einem ideellen Verein, welches sich bereits aus dem GenG selbst ergibt.

Das Vereinsgesetz 2002 gilt nach seinem § 1 Abs 3 nicht für Zusammenschlüsse, die nach anderen gesetzlichen Vorschriften in anderer Rechtsform gebildet werden müssen.

§ 1 GenG beansprucht die Geltung für alle „Personenvereinigungen mit Rechtspersönlichkeit, welche die naturale Förderung des Erwerbs oder der Wirtschaft im Wesentlichen ihrer Mitglieder bezwecken“.

Besonders die zwingenden Vorschriften über die Revisionspflicht – die im Interesse des Mitglieder- und auch des Gläubigerschutzes liegen – sollen nicht umgangen werden (vgl. M. Dellinger, Genossenschaftsgesetz samt Nebengesetzen, 2014).

Dellinger spricht von gewissen Schwierigkeiten in der Praxis, insbesondere bei der Beurteilung, ob ein Verein die wirtschaftliche Förderung seiner Mitglieder mittels Geschäftsbetrieb bezweckt. Die Vereinsbehörden haben in der Vergangenheit in Zweifelsfällen mit dem BMJ Rücksprache gehalten, ob es gegen die Eintragung eines Vereins (aus genossenschaftsrechtlicher Sicht) Bedenken gibt.

Die Rechtsform einer Genossenschaft ist zudem aus unserer Sicht gegenüber einem Verein vorteilhafter, da bei dieser die unternehmerische Tätigkeit im Zentrum stehen kann. Und je mehr der Verein einer Genossenschaft ähnelt, desto eher werden die Bestimmungen des GenG anzuwenden sein, sofern die Voraussetzungen für eine Analogie vorliegen (vgl. Höhne/Jöchl/Lummerstorfer, Das Recht der Vereine 5, 2016).

So könnte bereits im Bildungsverfahren die Tätigkeit als Verein untersagt werden, wenn die Satzungen die Tatbestandsmerkmale des § 1 GenG erfüllen, so wenn im Wesentlichen die Förderung des Erwerbs oder der Wirtschaft seiner Mitglieder im Vordergrund steht.

Eine Gewinnausschüttung an Vereinsmitglieder ist unzulässig, wogegen dies bei Genossenschaften möglich ist bzw. kann dem Genossenschafter bei seinem Ausscheiden aus der Genossenschaft sein Geschäftsanteil samt in der Satzung festgelegter Verzinsung ausbezahlt werden.

2.2.3 Versicherungsrechtliche Aspekte

Um die Haftpflichtversicherungsthematik beispielhaft darzustellen, wurde ein Angebot eines Versicherungsschutzes für Photovoltaik- u. Solarthermie-Anlagen der GrECo International AG eingeholt. In diesem war besonders die Betreiberhaftpflicht (inkl. eines „Einspeiserisikos“) und einer Bestandsversicherung inkl. Ertragsausfallschutz offeriert.

Es ist durchaus sinnvoll sich als Betreiber einer PV-Anlage gegen Eventualitäten zu versichern, denn der Betreiber einer PV-Anlage hat die Pflicht, die Anlage so zu installieren, dass sie keine Gefahr für Dritte darstellt. Dennoch können sich beispielsweise Teile lösen und Personen- oder Sachschäden entstehen. Dadurch kann es zu hohen Schadenersatzansprüchen kommen, im Falle von Umweltschäden oder durch z.B. Feuerschäden, dessen Verursacher die Anlage selbst war.

Eine bestehende Gebäudeversicherung deckt zudem im Regelfall nicht alle Risiken im Betrieb einer PV-Anlage ab.

2.2.4 Energiewirtschaftliche Aspekte: Elektrizitätswirtschafts- und -Organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010))

In Bezug auf die Frage der rechtlichen Zulässigkeit von elektrischen Erzeugungsanlagen, mit denen ohne Inanspruchnahme des Verteilernetzes mehrere Endkunden beliefert werden, wurden das EIWOG 2010 und die einschlägigen Ausführungsgesetze einer vergleichenden Untersuchung unterzogen, das sind:

- das Burgenländische Elektrizitätswesengesetz 2006 (Bgl. EIWG),
- das Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2011 (K-EIWOG 2010),
- das NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 (Nö. EIWG),
- das OÖ. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 (Oö. EIWOG 2010),
- das Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 (LEG),
- das Steiermärkische Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2005 (Stmk. EIWOG 2010),
- das Tiroler Elektrizitätsgesetz 2012 (TEG),
- das [Vorarlberger] Elektrizitätswirtschaftsgesetz und das Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 (WeIWG).

Zunächst ist festzuhalten, dass mit Ausnahme des Stmk. EIWOG 2010 in allen Gesetzen das Ziel festgehalten ist, die Erzeugung von elektrischer Energie aus erneuerbaren Quellen zu unterstützen. Die diesbezügliche Bestimmung in § 4 Z 5 EIWOG 2010 lautet

[Ziel dieses Bundesgesetzes ist es,] die Weiterentwicklung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu unterstützen und den Zugang zum Elektrizitätsnetz aus erneuerbaren Quellen zu gewährleisten.

Diese Bestimmung wurde fast gleichlautend von den Ausführungsgesetzen übernommen, § 2 Z 3 LEG betont zusätzlich und ausdrücklich das Ziel, die Wasserkraft optimal zu verwerten. In § 1 Abs 3 Z 6 Stmk. EIWOG 2010 allerdings ist lediglich das Ziel festgehalten, *den hohen Anteil erneuerbarer Energieträger in der Elektrizitätswirtschaft weiter zu erhöhen*, ohne die Absicht einer diesbezüglichen Unterstützung zu formulieren oder den Zugang zum Elektrizitätsnetz ausdrücklich zu gewährleisten.

Diesem grundsätzlichen Bekenntnis zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen und insbesondere deren Weiterentwicklung stehen konkrete Bestimmungen im Weg, wenn diese Weiterentwicklung in Richtung des gegenständlichen Projekts gehen soll. Zum einen ist dies die Definition der Direktleitung, wobei Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen vor der Novelle ausdrücklich ausgeschlossen waren.

Zum anderen wird eine Mess- und Abrechnungsanordnung, die den Netzbetreiber nicht mit zusätzlichen Aufgaben belastet, dadurch unterbunden, dass eine Zusammenfassung mehrerer Zählpunkte – also etwa die Einrichtung eines gemeinsamen Stromzählers für mehrere Hausparteien und interne Abrechnung mittels Subzählern – als nicht zulässig ausgeschlossen ist.

Allerdings fehlt in den Begriffsbestimmungen des Bgld. EIWG, des Nö. EIWG, des [Vorarlberger] Elektrizitätswirtschaftsgesetzes und des Stmk. EIWOG 2010 die Definition des Zählpunkts und damit das Zusammenfassungsverbot. § 2 Abs 1 Z 45 Bgld. EIWG und § 2 Abs 1 Z 45 Nö. EIWG definieren „Netzanschluss“ als

*die physische Verbindung der Anlage eines Netzzugangsberechtigten mit dem Netz; **diese kann auch durch Mitbenutzungsrechte an gemeinschaftlichen elektrischen Anlagen im Ausmaß des jeweiligen Eigenverbrauches des Netzzugangsberechtigten gegeben sein.***

Dies legt die Annahme nahe, dass der Gesetzgeber in diesen beiden Bundesländern eine Grundlage schaffen wollte, um mehreren im unmittelbaren Nahbereich einer elektrischen Erzeugungsanlage ansässigen Verbrauchern die Nutzung der elektrischen Energie ohne Inanspruchnahme des Verteilernetzes zu ermöglichen.

Bereits im Jahre 2007 wurde nach eingehender Untersuchung festgehalten, dass der österreichische Gesetzgeber des EIWOG 2010 zwar offenbar davon ausgeht, dass neben dem öffentlichen Netz und der Direktleitung eine dritte Kategorie von elektrischen Leitungen besteht, aber weder eine Definition noch ein in sich geschlossenes System an Regelungen vorliegt, was zu erheblicher Rechtsunsicherheit führt (K. Oberndorfer, Die Versorgung über Direktleitungen, in Hauer (Hrsg.), Aktuelle Fragen des Energierechts 2007 (2007), 85, 106).

Grundsätzlich ist anzumerken, dass im bestehenden EIWOG 2010 viele Aspekte nicht bedacht wurden:

Die Abwicklung über eine Genossenschaft ist auf Grundlage des bestehendem EIWOG 2010 gut geeignet, aber mit Unsicherheiten behaftet.

Wirtschaftlich gesehen ist ein Lieferant jemand, der Energie zukauf und an Dritte zur Verfügung stellt (nicht unbedingt Verkauf). Dies würde auf die Genossenschaft zutreffen, wobei es unklar ist, ob eine Genossenschaft alle Pflichten als Lieferant treffen würden. Einerseits stellt die Genossenschaft ihren Mitgliedern Strom zur Verfügung (=Lieferant im Sinne des EIWOG 2010, andererseits hat sie keine Gewinnabsicht bei der Stromerzeugung. Die Verrechnung zu Selbstkosten wäre vermutlich kein Problem bzgl. des Status als EVU (Energielieferant), da diese gewinnorientiert sind.

Bei Gründung einer Energiegenossenschaft unter bestehendem EIWOG 2010 empfiehlt sich eine Abstimmung mit dem Netzbetreiber sowie der zuständigen Landesenergiebehörde und es sollte zweckmäßigerweise ein entsprechender Feststellungsbescheid von der zuständigen Landesenergiebehörde erwirkt werden.

Technisch besteht Anschlusspflicht. Ein Direktverbrauch ist dabei nicht vorgesehen, laut EIWOG 2010 sind Hauptleitungen keine Direktleitungen. Es empfiehlt sich auch hier eine Abstimmung mit der Landesenergiebehörde sowie dem Netzbetreiber. Die vorgesehene Änderung des EIWOG 2010 wird die Probleme lösen, weil dort ein Selbstbetrieb vorgesehen und damit die technische Hürde gelöst ist sowie Verträge zwischen den Parteien vorgesehen sind.

Die Genossenschaft wäre auf Basis der vorgesehenen Änderung des EIWOG 2010 nicht mehr zwingend nötig, sie stellt jedoch jedenfalls eine geeignete und zweckmäßige Organisationsform dar.

Regierungsvorlage vom 27.02.2017 betreffend die Änderung des EIWOG 2010

Der Änderungsentwurf des EIWOG 2010 (enthält im § 7 Abs. 1 Z 23a folgende neue Bestimmung: „*gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen, die elektrische Energie zur Deckung des Verbrauchs der teilnehmenden Berechtigten erzeugen.*“ (Republik Österreich, Parlament, 2017).

Außerdem wird unter Z 24a eine neue Begrifflichkeit zum Netz eingeführt: „*Hauptleitung, die Verbindungsleitung zwischen Hausanschlusskasten und den Zugangsklemmen der Vorzählersicherungen.*“ Anschließend wird in § 16a unter „Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen“ ein Rechtsanspruch der Netzzugangsberechtigten gemäß § 15 gegenüber den Netzbetreibern vorgesehen. Unter Abs. 3 wird die Möglichkeit der teilnehmenden Berechtigten angeführt, einen Betreiber der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage dem Netzbetreiber anzuzeigen.

In Abs. 4 wird der Mindestinhalt des von den teilnehmenden Berechtigten und – sofern die Erzeugungsanlage nicht von den teilnehmenden Berechtigten selbst betrieben wird – dem Betreiber der Erzeugungsanlage abzuschließenden Errichtungs- und Betriebsvertrages definiert:

1. Allgemein verständliche Beschreibung der Funktionsweise der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage;
2. Anlagen der teilnehmenden Berechtigten und Zählpunktnummern;
3. jeweiliger ideeller Anteil der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten (das sind starre festgelegte ideelle Anteile Verbrauchsanlage) an der Erzeugungsanlage;
4. Anlagenverantwortlicher für die Erzeugungsanlage;
5. Betrieb, Erhaltung und Wartung der Anlage sowie die Kostentragung;
6. Haftung;
7. Datenverwaltung und Datenbearbeitung der Energiedaten der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage und der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten durch den Netzbetreiber;
8. Aufteilung der erzeugten Energie;
9. Aufnahme und Ausscheiden teilnehmender Berechtigter samt Kostenregelungen im Falle des Ausscheidens (insbesondere Rückerstattung etwaiger Investitionskostenanteile, Aufteilung laufender Kosten und Erträge auf die verbleibenden teilnehmenden Berechtigten);;
10. Beendigung des Vertragsverhältnisses sowie die Demontage der Erzeugungsanlage.
11. allfällige Versicherungen.

Wenn die teilnehmenden Berechtigten die Erzeugungsanlage selbst betreiben, ist jedenfalls auch eine analoge Vereinbarung innerhalb der teilnehmenden Berechtigungen, insbesondere bzgl. Energiebezug und dessen Kostentragung, Betrieb, Erhaltung und

Wartung der Anlage, Aufnahme und Ausscheiden von teilnehmenden Berechtigungen, der Verrechnung udgl. zu treffen, ohne an den Mindestinhalt gebunden zu sein.

Die vertragliche Vereinbarung hat jedenfalls auch Regelungen über den Austausch der Energie zwischen teilnehmenden Berechtigten mit hohem/ niedrigem Energiebedarf (gegenüber den starren ideellen Anteilen), Abgeltung und dergleichen zu enthalten.

Die Regierungsvorlage vom 27.02.2017 betreffend die Änderung des EIWOG 2010 enthält in § 16 a Abs. 7 folgende Abrechnungsregelungen:

"Der Netzbetreiber hat den zwischen den teilnehmenden Berechtigten vertraglich vereinbarten Anteil an der erzeugten Energie den jeweiligen Anlagen der teilnehmenden Berechtigten zuzuordnen und die Werte nach Maßgabe folgender Regelungen zu ermitteln:

- 1. die Zuordnung hat pro Viertelstunde zu erfolgen und ist mit dem Energieverbrauch der jeweiligen Anlage des teilnehmenden Berechtigten in der jeweiligen Viertelstunde begrenzt;*
- 2. der Messwert des Energieverbrauchs pro Viertelstunde am Zählpunkt der Anlage des teilnehmenden Berechtigten ist um die zugeordnete erzeugte Energie zu reduzieren;*
- 3. der Messwert der Energieeinspeisung in die Hauptleitung pro Viertelstunde am Zählpunkt der Erzeugungsanlage ist um die Summe der zugeordneten Energie zu vermindern." (Republik Österreich, Parlament, 2017).*

Zu den Eigentumsverhältnissen an den Leitungen:

Die Leitung im Eigentum des Netzbetreibers geht bis zur Hausanschlussicherung des Mehrfamilienhauses. Die Hauptleitung (Steigleitung) ist im Eigentum und der Erhaltungspflicht des Hauseigentümers. In Mehrfamilienhäusern sind daher die Netzbenutzer lediglich indirekt über die Steigleitung (Hauptleitung) an das Netz angeschlossen.

Das durch die Regierungsvorlage vom 27.02.2017 betreffend die Änderung des EIWOG 2010 § 16 a (Republik Österreich, Parlament, 2017) etablierte System kann auch auf den Nahbereich des Gebäudes angewandt werden. D.h., dass jedenfalls angrenzende Gebäude von dem Gebäude aus, auf welchem sich die PV-Anlage befindet, versorgt werden können.

Die Versorgung der Nachbarliegenschaft/Gebäude kann grundbücherlich in Ansehung der Leitungen durch Dienstbarkeiten sichergestellt werden. Hierbei werden den Eigentümern der Nachbarliegenschaft Leitungsrechte an den Leitungen eingeräumt, welche im Eigentum jener Liegenschaft stehen, die die Nachbarliegenschaft mit erneuerbarer Energie aus der PV-Anlage versorgen. In Ansehung des Energiebezugs kann sodann mit Hilfe einer eingeräumten Reallast sichergestellt werden, dass die Eigentümer der Nachbarliegenschaft einen Anspruch auf Stromabgabe aus der PV-Anlage erhalten

Im Hinblick auf die Vertragsgestaltung ist dabei ein besonderes Augenmerk auf die darin enthaltenen Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) und somit das Konsumentenschutzgesetz (KSchG) zu legen. Nach § 6 Abs 3 KSchG ist eine in den AGB oder

Vertragsformblättern enthaltene Vertragsbestimmung unwirksam, wenn sie unklar oder unverständlich abgefasst ist. Die AGB müssen daher so gestaltet sein, dass der Verbraucher klare und verlässliche Auskunft über seine Rechtsposition erhält.

2.2.5 Baurecht und Raumordnung

Besonders im Baurecht und beim Thema Raumordnung ist eine rechtliche Stellungnahme nicht abstrakt möglich, da es sich dabei um länderspezifische Unterschiede handelt, auf die hierbei nicht näher eingegangen werden kann. Als Beispiel werden die entsprechenden Rechtsquellen des Bundeslandes Salzburg kurz im Überblick dargestellt.

Die Errichtung von PV-Anlagen auf neu zu errichtenden Bauten bedarf in Salzburg einer Bewilligung nach § 2 Abs 2 Z 20 Baupolizeigesetz (BauPolG), die Errichtung von diesen Anlagen an oder auf bestehenden Bauten bedarf allerdings keiner Bewilligung wenn sie

- a) in Dach- oder Wandflächen von Bauten eingefügt werden;
- b) auf geneigten Dächern in einem Abstand bis höchstens 30 cm, im rechten Winkel zur Dach-fläche gemessen, angebracht werden und die gegebene Höchsthöhe des Daches nicht überschritten wird;
- c) auf Flachdächern zumindest 1 m zurückversetzt vom aufgehenden Mauerwerk angebracht werden und ihre Höhe lotrecht zum Flachdach 1 m nicht übersteigt;
- d) an Wandflächen oder Geländern von Balkonen, Terrassen oder Brüstungen udgl in einem Abstand bis höchstens 30 cm angebracht werden;

Dabei zu beachten ist wiederum, dass diese Bewilligungsfreistellung nicht im Schutzgebiet nach § 3 des Salzburger Altstadterhaltungsgesetzes 1980 und in Ortsbildschutzgebieten nach § 11 Abs 1 und 2 des Salzburger Ortsbildschutzgesetzes 1999 sowie bei Bauten, für die ein Erhaltungsgebot gemäß § 59 Raumordnungsgesetz 2009 gilt.

2.2.6 Zuordnung der Anlage zur Privatsphäre bzw. Betriebssphäre

Bezüglich der Zuordnung zum Privat- bzw. Betriebsbereich einer Anlage, stellte das Bundesministerium für Finanzen in seiner Rechtsansicht über die steuerliche Beurteilung von PV-Anlagen folgendes fest:

"Bei Überschusseinspeisung stellt die PV-Anlage insoweit eine eigene gewerbliche Einkunftsquelle (§ 23 EStG 1988, § 7 Abs. 3 KStG 1988) dar, als Strom in das öffentliche Netz eingespeist und an ein Energieversorgungsunternehmen (die OeMAG) verkauft wird. Bei Vorliegen eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes ist die Überschusseinspeisung dem land- und forstwirtschaftlichen Betrieb zuzuordnen, wenn die Stromproduktion für den Verkauf an ein Energieversorgungsunternehmen als land- und forstwirtschaftlichen Nebenbetrieb (Substanzbetrieb) anzusehen ist.

Die Einnahmen aus der Einspeisung sind als Betriebseinnahmen zu erfassen. Die Aufwendungen/Ausgaben sind in jenem Umfang, in dem die Anlage der Einspeisung in das

öffentliche Netz (dem Stromverkauf) dient, Betriebsausgaben. Da der produzierte Strom bei Überschusseinspeisung immer auch unmittelbar der Eigenverwendung dient, ist die Anlage

- insoweit der Privatsphäre zuzuordnen, als der produzierte Strom eigenen privaten Zwecken dient, bzw.
- insoweit der Betriebssphäre zuzuordnen, als der produzierte Strom eigenen betrieblichen (z.B. gewerblichen oder land- und forstwirtschaftlichen) Zwecken dient.

Gegebenenfalls hat die Aufteilung im Wege der Schätzung zu erfolgen.

Sollte für den privaten Verbrauch und/oder einen betrieblichen Verbrauch zusätzlich auch Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden, ist dies für die steuerliche Beurteilung ohne Bedeutung." (Erlass des BMF vom 24.02.2014, BMF-010219/0488-VI/4/2013, BMF-AV Nr. 8/2014).

2.3 Administrative Anforderungen

Laut Entwurf des EIWOG 2010 vom 7. Oktober 2016 wird ab Kundmachung des Bundesgesetzes, nach dem das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012), das EIWOG 2010 und die anderen betroffenen Gesetze geändert werden, für den Betrieb von „Gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen“ laut §16a ein Rechtsanspruch der Netzzugangsberechtigten gemäß §15 gegenüber den Netzbetreibern bestehen, der den Betrieb von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen ermöglicht. Die freie Lieferantenwahl der Endverbrauchenden darf dadurch nicht eingeschränkt werden. Die teilnehmenden Berechtigten schließen daher mit dem Betreiber der Erzeugungsanlage einen Errichtungs- und Betriebsvertrag ab. Während die buzzn GmbH in München als Energiedienstleister auftritt (siehe Kapitel 1.3.4), werden in Österreich Modelle dieser Art gerade sondiert (siehe Kapitel 1.3.3). Bei der Gegenüberstellung von Vergütungsmodellen ergibt sich ein direkter Vorteil zum Gesamtbezug aus dem Netz: Einerseits bei Nutzung von Fördermöglichkeiten nach dem OeMAG-Tarif und Einbeziehung von Beteiligten in Form von Nachrangdarlehen und andererseits bei Nutzung der Wohnbauförderung (siehe Beispiel Salzburg „Bautechnikverordnung und OIB-Richtlinie“ 2016).

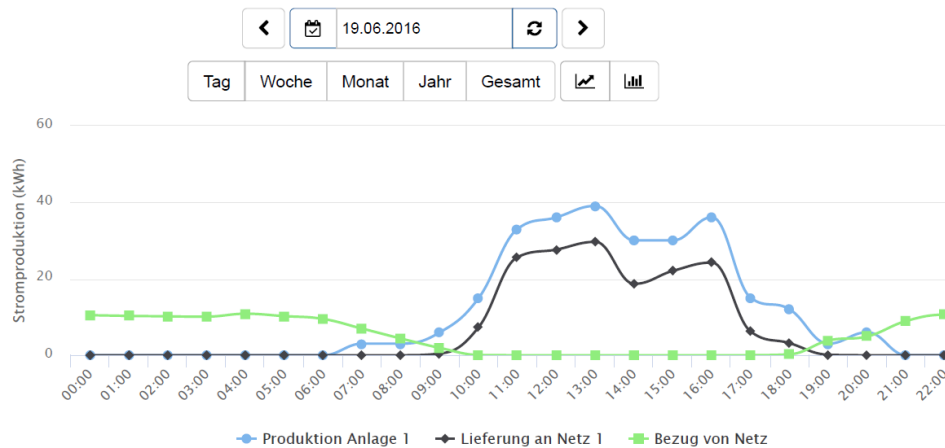
2.3.1 Messkonzepte und Abrechnung

Da nach §16a, Abs. 3 Zi 6 EIWOG 2010 Novelle (Republik Österreich, Parlament, 2017) die Datenverwaltung und -bearbeitung der Energiedaten der Erzeugungsanlage dem Netzbetreiber obliegen soll, werden in der Bewertung nur jene Kosten betrachtet, die vor der Zählerauslesung, aber mit Errichtung von smart metering und Subzählern bei den Teilnehmenden zu erwarten sein werden. Aus Sicht der gemeinnützigen Wohnbauträger ist der Abrechnungsaufwand zu hoch, die Kosten müssten externalisiert und wieder auf die Nutzer überwältzt werden, oder der dafür zu verrechnende Betrag müsste erhöht werden.

Schaut man in die Vergangenheit und an den Beginn des Stromvertriebs, so wurde die Verrechnung mit Pauschaltarifen bewerkstelligt (Winter C, 2009 S9 ff.). Die Höhe der

Pauschale war abnehmerseitig von der installierten Leistung (Anzahl der Glühlampen) abhängig und richtete sich erzeugetseitig nach den Gestehungskosten und der Wettbewerbssituation gegenüber der konkurrierenden Gasbeleuchtung. Während pauschale Tarife für den Konsumenten leicht verständlich waren und für den Lieferanten gesicherte Einnahmen brachten, lag der Nachteil bei der schwierigen Nachvollziehbarkeit von Bedarf und zur-Verfügung-Stellung. Die überwiegenden Nachteile stießen die Forschung für universell einsetzbare Messgeräte an, die schließlich zur Entwicklung des Großserienprodukts Ferraris-Zähler (auch Induktionszähler genannt) führte. Bis heute basieren die Modelle der Stromabrechnung auf die dabei gebräuchlichen drei Basis-Messwerte: Der Wirk- und Blindenergie sowie dem 15-Minuten-Leistungsmittelwert.

Die Entwicklung hin zum Smart Metering (e-control, 2016) stellt eine Systemumstellung in der Verteilung von elektrischer Energie dar: Die Verbindung von messtechnischen Einrichtungen mit Kommunikations- und Computertechnologie bietet neben der Fernauslesung von Verbräuchen eine bidirektionale Kommunikation und Lastgangmessung, sowie über Mehrtariffunktionalität und Erfassung von Qualitätsparametern erstmals die Möglichkeit, den Kunden zeitnah über seinen aktuellen Energieverbrauch zu informieren. Gemeinschaftliche Ökostromnutzung kann als idealtypische Anwendung für intelligente Messsysteme bezeichnet werden. Viele Akteure müssen eingebunden werden, komplexe Abläufe gewährleistet und unter hohen Datenschutzanforderungen abgewickelt werden. Dies ist zwar zu Beginn mit höheren Kosten verbunden, dafür kann aber die ohnehin vorgeschriebene Ausstattung des Großteils der österreichischen Haushalte mit Smart Metern bis 2019 eingehalten werden. Einen weiteren Vorteil der Messungen bringt ein Monitoringsystem mit sich, das die Funktionalität der Anlage fortlaufend misst. Abbildung 6 zeigt eine exemplarische Datenauslesung aus dem Tool „solarcontrol“.

Statistik Nr: 153 - 98.94 kW 

Agentur für Erneuerbare Energie eGen, Loferer Str. 35-39, 5760 Saalfelden am Steinernen Meer

Stromproduktion : 19.06.2016	
Produktion Anlage 1 (im Zeitraum)	267,00 kWh
Lieferung an Netz 1 (im Zeitraum)	164,98 kWh
Bezug von Netz (im Zeitraum)	113,05 kWh
Anlage	
Stromproduktion (im Zeitraum)	267,00 kWh
Leistung (kW)	98,94 kW
spezifische Produktivität (im Zeitraum)	2,70 kWh/kWp

Abbildung 21: Exemplarische Datenauslesung aus dem Tool „solarcontrol“

Daher sind Abrechnungsmodelle für Strom unter diesen vergleichsweise neuen Bedingungen zu betrachten. Eine Evaluierung der Rückvergütungsmodelle bestehender Bürgerbeteiligungsanlagen wurde in verschiedenen Studien zum Thema „Finanzierung von Mieterstrom“ und „Leitfaden zu PV-Eigenverbrauchsmodellen“ (Bundesverband Photovoltaic Austria, 2016) untersucht. In der deutschen Studie wird auf die Neuartigkeit der Installation und Abrechnung von intelligenten Mess- und Zählkonzepten verwiesen. Das eingangs beschriebene Summenzählerkonzept mit virtuellen Zählpunkten wird dabei als das am weitesten verbreitete Modell betrachtet. Dabei ist zu beachten, dass sich der Strompreis in Deutschland anders zusammensetzt als in Österreich:

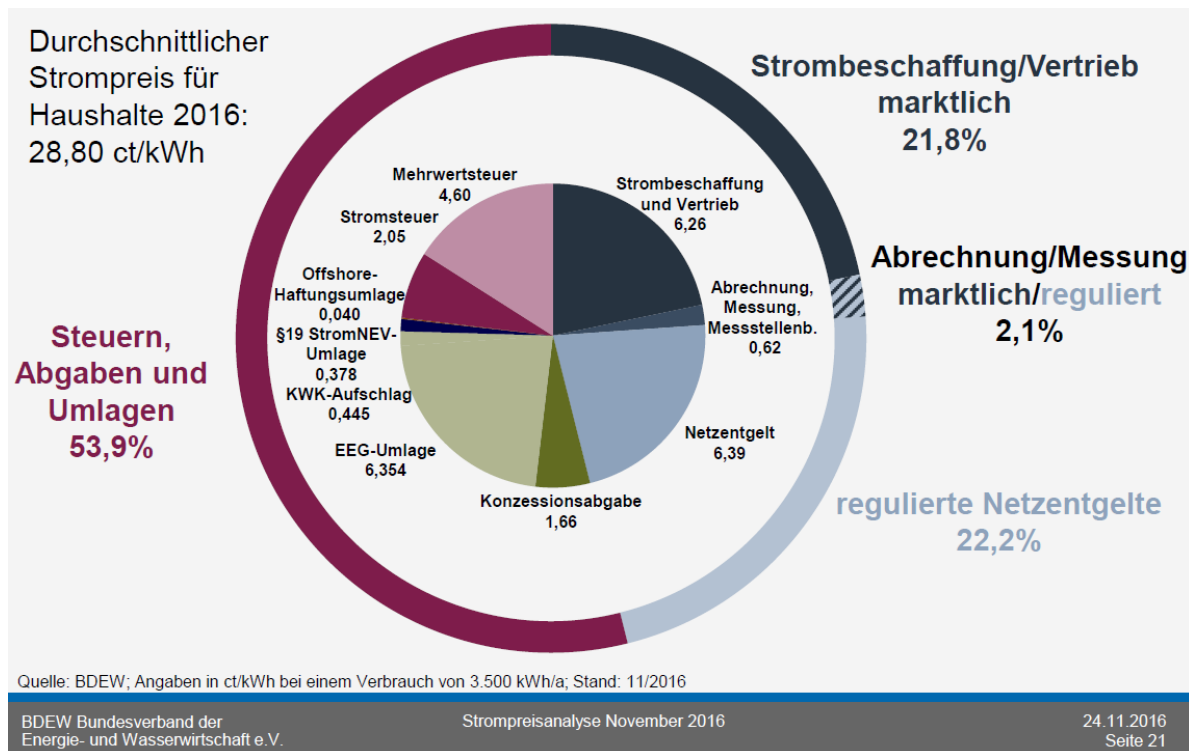


Abbildung 22: Kostenbestandteile des Strompreises in Deutschland für einen privaten Haushalt (BDEW Strompreisanalyse November 2016, Haushalte und Industrie)

Pioniere wie Wogeno oder die Heidelberger Energiegenossenschaft haben mit Abrechnungsmodellen begonnen, die einen Zweirichtungszähler beim Netzverknüpfungspunkt (in Österreich Hausanschlusspunkt bzw. Hauptleitung) installierten. So werden die dahinterliegenden Kundenzähler weiterhin mit analogen Ferraris Zählern betrieben. Gravierender Nachteil dabei ist allerdings, dass Ferraris Zähler nur saldieren, auch wenn Zweirichtungszähler beim Netzverknüpfungspunkt zum Einsatz kommen. Das bedeutet, dass die Werte der solar bezogenen Strommenge nicht gemessen, sondern nur geschätzt werden können. Daher wird in diesen Abrechnungsmodellen die von der PV-Anlage bezogene Strommenge proportional oder prozentual auf die teilnehmenden Verbraucher aufgeteilt. Das zweite Problem entsteht bei jedem unterjährigem Wechsel: Hier müssten sämtliche Induktionszähler manuell ausgelesen werden, um korrekt bilanzieren zu können. Daher weisen sämtliche Studien darauf hin, dass die Infrastruktur für Smart Metering unverzüglich aufgebaut werden sollte.

Smart Metering kommt nicht nur im Kontext der gemeinschaftlichen Nutzung von Solarenergie eine hohe Bedeutung zu. Auch als Wegbereiter für Energieeffizienz verbunden mit der Integration erneuerbarer Energien und der Einführung intelligenter Stromnetze („Smart Grids“) bekommt Smart Metering eine wichtige Rolle zugewiesen. In der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2009/72/EG (Europäische Union, 2009) wird gefordert, dass „intelligente Messsysteme eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird. (...) Wird die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet, so werden mindestens 80% der Verbraucher bis 2020 mit intelligenten Messsystemen ausgestattet.“

In Österreich setzt sich der Strompreis wie in Abbildung 23 zusammen und wirkt sich auf die Energiekosten im Falle der Nutzung von Sonnenenergie aus Gemeinschaftsanlagen

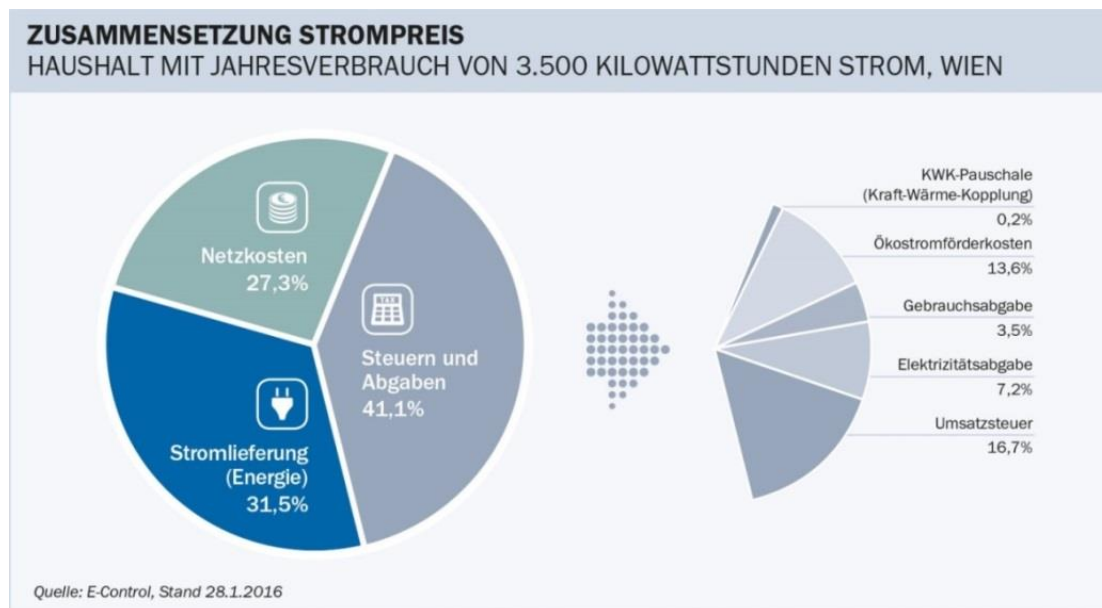


Abbildung 23: Zusammensetzung des Strompreises in Österreich (Quelle: E-Control, 2016)

Für die Administration und Abrechnung müssen folgende Aspekte beachtet werden: Zur digitalen Administration muss die Infrastruktur aus drei Komponenten bestehen: Dem digitalen Stromzähler (Smart Meter), einem Kommunikationssystem (Internetanbindung) und einem Verarbeitungssystem für die eingehenden Daten. Der Studie von Capgemini Österreich (Capgemini 2009, S. 9-13) entstammt die dazu entwickelte Systemarchitektur: Das Smart Meter ist der in der Kundenanlage eingebaute intelligente Zähler. Folgende Kernfunktionen sind vorzusehen:

- Energiemessung in mehreren Tarifen ("Tarifregistern")
- Begrenzung der aus dem Netz bezogenen Leistung
- Fernabschaltung und Wiederinbetriebnahme der Kundenanlage
- Lastprofil erfassung für neue Tarifmodelle der Stromanbieter
- Möglichkeit zur Umschaltung auf Prepayment (Vorauszahlung)
- Integration von Funktionen zur Manipulationserkennung
- Erfassung von Spannungsparametern sowie der Blindleistung
- Möglichkeit der Fernparametrierung ("Updatefähigkeit")

Zusätzlich zu diesen für die bestehende Wertschöpfungskette der Energiewirtschaft relevanten Funktionen können die Zähler mit Schnittstellen zu Endkundensystemen versehen werden, etwa zu einem privaten Energiemanagementsystem.

Kundenname **Durchschnittlicher Haushalt**
 Geschäftspartner xxx
 Anlagennummer yyy

Stromverbrauch		2015	
Sommer/Niedertarif (NT)	1.881 kWh		
Winter/Hochtarif	4.039 kWh		
Gesamt	5.920 kWh		
Leistung	12,4 kW		

Energiekosten				
Leistung	12,4	x	€ 0,000 = €	0,00
Sommer/Niedertarif (NT)	1.881	x	ct 6,020 = €	113,24
Winter/Hochtarif	4.039	x	ct 6,420 = €	259,30
			€	372,54
			€	372,54

→ 6,2929 ct/kWh

Netzkosten		2016 Netzebene 7		
Netznutzung				
Leistung	12,4	x	€ 0,000 = €	0,00
Sommer/Niedertarif (NT)	1.881	x	ct 3,860 = €	72,61
Winter/Hochtarif	4.039	x	ct 3,950 = €	159,54
Netzverlust				
SO+Wl	5.920	x	ct 0,238 = €	14,09
				246,24

→ 4,1594 ct/kWh

Gesamtkosten			
Energiekosten		€	372,54
Netzkosten		€	246,24
Stromkosten		€	618,78

→ 10,4523 ct/kWh

Messpreis			
LPZ mit Tel.-Modem + Nspg.-Wandler	12 x	€	0 = €
			0,00

Zuschläge			
Energie			
ÖKO-Mehraufwand Herkunftsnachweis	ct	0,0084 = €	0,50
EEffG	ct	0,0000 = €	0,00
Netz			
Ökostrompauschale/(Zählpunktsabgabe)	€	17,14 = €	17,14
Ökostromförderbeitrag Netzleistung	€	4,66 = €	57,78
Ökostromförderbeitrag Netznutzung	ct	1,38 = €	81,70
Ökostromförderbeitrag Netzverlust	ct	0,11 = €	6,51
KWK-Pauschale	€	1,25 = €	1,25
Gebrauchsabgabe	ct	0,2 = €	11,84
Elektrizitätsabgabe	ct	1,5 = €	88,80
			265,52

→ 4,4851 ct/kWh

Stromkosten gesamt netto		€	884,30
---------------------------------	--	---	---------------

→ 14,9374 ct/kWh

Abbildung 24: Beispielhafte Stromkostenaufstellung für einen Haushalt (Beispiel Salzburg AG, anonymisiert)

Das Kommunikationssystem dient der bidirektionalen Verbindung zwischen dem Smart Meter und dem zentralen Verarbeitungssystem des Netzbetreibers. Dieses Datenverarbeitungssystem dient zur Verwaltung und Verarbeitung der Daten, um die

1. Vorgangsweise bei Eintritts- und Austrittsverfahren für alle Marktteilnehmenden in einfacher und übersichtlicher Form gewährleisten zu können und im Fall eines
2. Mieterwechsels gemäß den gesetzlichen Vorgaben auch unterjährig ohne großen personellen Einsatz gewährleisten zu können.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die Verfügbarkeit von Echtzeitmessdaten in Zukunft an Bedeutung gewinnen wird. Werden diese Daten beispielsweise dem Endkunden zur Verfügung gestellt, so hat dieser erstmals ein Werkzeug zur Hand, das ihm erlaubt, sein Energieverhaltensverhalten zu ändern und anzupassen.

Zu den Kosten von Smart Metern (E-Control 2017): „Ein Smart Meter neuester Bauart kostet, je nach Stückzahl und Ausstattung zwischen € 30,- und € 80,-. Die reinen Beschaffungskosten sind daher kein wesentlicher Beitrag in der Kalkulation der Netzbetreiber. Der Austausch selbst, also die Arbeitsleistung fällt bei der Einführung eher ins Gewicht. Da aber alle Verbraucher ja mit jeder Energierechnung ohnehin einen festgesetzten Betrag für das Messwesen (Messentgelt) bezahlen und auch die herkömmlichen Zähler regelmäßig gewartet und getauscht werden müssen, geht die E-Control davon aus, dass die Kosten für die neuen Smart Meter und deren Einbau nicht zu wesentlichen Mehrbelastungen der Verbraucher führen werden.“

2.3.2 Kostenübersicht der Administration

Aufgrund bekannter Kosten für z.B. Revisionen werden folgende Kosten für die Abwicklung des Genossenschaftsmodells angenommen. Diese können je nach Ausgestaltung stark abweichen.

Tabelle 8: Kostenübersicht der Administration eines Genossenschaftsmodells

Kostenfaktor	Höhe (Brutto)
Beteiligungsmodell / Genossenschaft	
Gründung der Genossenschaft	ab 1.500 €
Abwicklung der Bürgerbeteiligung incl. Bewohnerinformation	6.000 €
Bewohnerinformation (ohne Beteiligungsfinanzierung)	3.500 €
Entwicklung des Modells	4.000 €
Revision	2.000 € alle 2 Jahre
Laufende Verwaltung	2.000 € vor, 1.500 € nach Rückzahlung der Darlehen
Kosten Einspeiseerlaubnis/ Vertrag mit Energielieferant	1.500 €

2.3.3 Praktische Erfahrungen mit der Energiegenossenschaft eGen der AEE

Zu den Erfahrungen der Agentur für Erneuerbare Energie AEE eGen kann berichtet werden, dass diese eine Beteiligung mit Beteiligungsscheinen (in Form von nachrangigen Darlehen) auf öffentlichen Dächern in Zusammenarbeit mit Gemeinden anbietet. Wo es möglich ist, kann auch Solarstrom vom Dach des jeweiligen Wohngebäudes bezogen werden (Pilotprojekt mit Wohnbaugesellschaft im Mehrparteienwohnbau). Derzeit sind jene Bevölkerungsgruppen, die in Miet- und Genossenschaftswohnungen leben oder im Mehrparteienwohnhaus als Mitglied einer Eigentümergemeinschaft von den Fördermitteln im Bereich der erneuerbaren Energie weitgehend ausgeschlossen.

Die Genossenschaft begleitet Wohnbauträger und Gemeinden, Gebietskörperschaften und Gewerbetreibende bei der Ausschreibung, Entwicklung, Errichtung und Wartung eigener Beteiligungsanlagen. Die rechtliche und versicherungstechnische Absicherung ist Teil der genossenschaftlichen Dienstleistung. Ebenso wird die Abwicklung des Beteiligungs-procederes angeboten. Die Kosten der Beteiligungsanlage werden nach der Ausschreibung ermittelt. Anteilsscheine werden bis zur Höhe der Anlagekosten, erhöht um einen kalkulierten anteiligen Entwicklungs- und Verwaltungsaufwand, ausgegeben. Die Rendite ergibt sich aus den durch die Anlage erwirtschafteten Erträgen minus die laufenden Kosten für die Anlagen (Monitoring und Wartung, Versicherung, Austausch des Wechselrichters) sowie die Entwicklungs- und Verwaltungskosten der Organisation. Aus den bisherigen Erfahrungen geht hervor, dass sich die durchschnittlichen Projektgrößen im Bereich 80 bis 150 kWp bewegen, was einer Energieproduktion von ca. 80.000 bis 150.000 kWh Jahreserzeugung

entspricht. Je höher der Verbrauch des regional erzeugten Solarstroms in der unmittelbaren Umgebung der Anlage ist, desto besser fällt die betriebswirtschaftliche Bewertung aus.

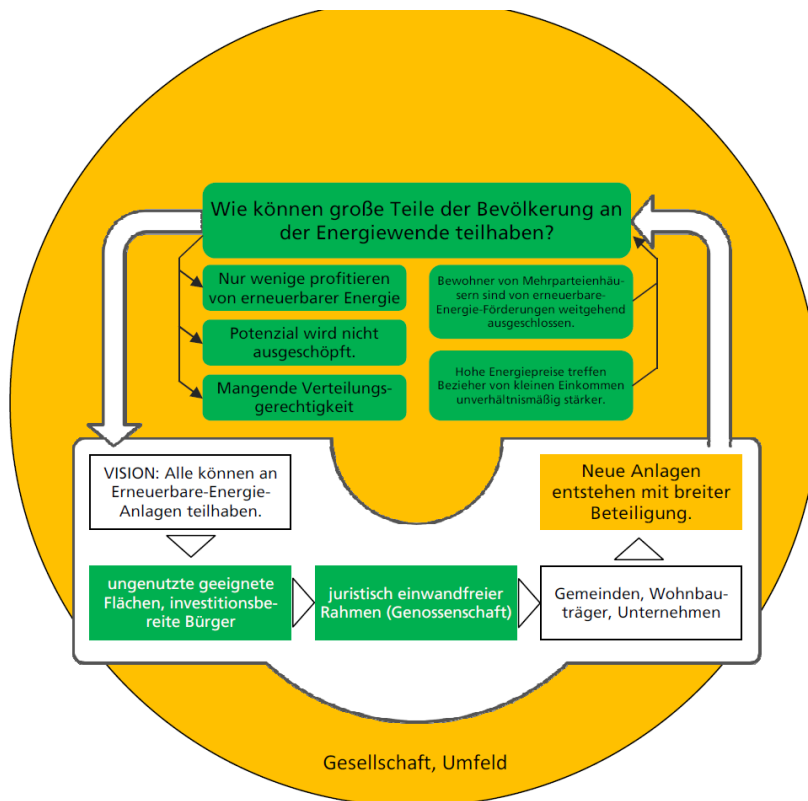


Abbildung 25: Bürgerbeteiligung bei der Energiewende über eine Energiegenossenschaft

Für die bestehende AEE eGen erweist sich die EWOG 2010 Novelle von großem Vorteil. Damit können auch Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende beteiligt werden, die bisher keine Möglichkeit der Nutzung von PV-Strom hatten.

2.4 Nutzererhebung und Nutzerbasiertes Einsparpotential

2.4.1 Vergleich von Nutzungsprofilen

Unter dem Nutzungsprofil versteht man allgemein das Verbrauchsverhalten. Bei einer Partizipation des Nutzers an einer PV-Anlage sollte dessen Verbrauchsverhalten bestmöglich an die Produktionskurve der PV-Anlage angepasst werden. Die zwei wesentlichen Einflussgrößen auf das Nutzungsprofil sind hierbei Lebensgewohnheiten und Ausstattung. Die Lebensgewohnheiten repräsentieren vor allem den zeitlichen Anfall des Verbrauchs (Lastprofil). Die Ausstattung repräsentiert die Höhe des anfallenden Verbrauchs und ist abhängig von Anzahl und Anschlussleistung Strom verbrauchender Geräte. Beide Parameter bilden zusammen das sogenannte Nutzungsprofil.

Die Kenntnis der typischen Nutzungsprofile ist wichtig für die Dimensionierung, Ausrichtung und Auslastung einer PV-Anlage. In Simulationsanwendungen sind meist Lastprofile

hinterlegt die einem gewissen Nutzerverhalten entsprechen sollen. Durch Messungen sowie Befragung von NutzerInnen über einen längeren Zeitraum könnten detailliertere Nutzungsprofile erstellt werden.

Nachfolgend wird auf das Projekt von Mair am Tinkhof (Mair am Tinkhof O. et al 2010) verwiesen in dessen Kapitel 3.2 eine „Analyse und Definition unterschiedlicher Nutzungsprofile“ enthalten ist. Diese Werte wurden auch mit Echtwerten des Energielieferanten (EVN) abgeglichen und stellen für Wohngebäude und Nicht-Wohngebäude (Gewerbe) einen repräsentativen Wert dar.

Es wurden durch Mair am Tinkhof (Mair am Tinkhof O. et al 2010) vier Nutzungsprofile im Wohngebäude ermittelt die folgendermaßen aussehen:

- Zwei berufstätige Erwachsene ohne Kinder (2 Erwachsene)
- Familie mit zwei nicht schulpflichtigen Kindern, ein Elternteil in Karenz (Familie–Karenz)
- Familie mit zwei schulpflichtigen Kindern, beide Elternteile arbeiten (Familie)
- Pensionisten Haushalt (2 Pensionisten).

Nutzungsprofil	Jahresstromverbrauch [kWh/a]
2 Erwachsene	3.234
Familie (Karenz)	5.781
Familie	5.508
2 Pensionisten	3.836
Haushalt allgemein	4.000

Tabelle 9: Repräsentative Nutzungsprofile – Wohngebäude (Quelle: Mair am Tinkhof O. et al 2010)

Diese Werte sind den von KW-Solar aus den Anlagen-Überwachungen mit PV-Anlage und Smart Meter ermittelten Werten sehr ähnlich.

Es wurden zwei Nutzungsprofile im Nicht-Wohngebäude ermittelt die folgendermaßen aussehen:

- Gewerbe allgemein
- Gewerbe 8-18 Uhr

Nutzungsprofile	Jahresstromverbrauch [kWh/a]
Gewerbe allgemein	8.679
Gewerbe 8–18 Uhr	9.393

Tabelle 10: Repräsentative Nutzungsprofile – Nichtwohngebäude (Quelle: Mair am Tinkhof O. et al 2010, S 26)

2.4.2 Eigenverbrauchs-Steigerung und Einsparmöglichkeiten

Maier et al (2014) kommen in ihrem Rechenmodell zu dem Schluss, dass eine automatische Lastregelung (Demand Side Management), insbesondere von elektrothermischen Geräten, einen wesentlichen positiven Einfluss auf sowohl Eigenverbrauchs- als auch Autarkiegrad habe. Dieser Einfluss könne noch durch das gezielte Laden von Elektrofahrzeugen gesteigert werden. Deutlich geringer sei der Effekt bei Waschmaschinen und ähnlichen Geräten. Hierzu ist anzumerken, dass die vorgeschlagene Verschiebung der Ladezeit von Fahrzeugbatterien in die Vormittags- und Mittagsstunden in vielen Fällen nicht praxistauglich sein dürfte.

Luthander et al. (2015) zitieren eine Reihe von Studien, in denen in verschiedenen Regionen Europas sowie in Japan das Potenzial der Eigenverbrauchssteigerung untersucht wurde. Hier zeigt sich, dass Energiespeicher einen größeren Einfluss haben als eine eventuelle Lastverschiebung. Die konkreten Werte unterscheiden sich stark und hängen von mehreren Faktoren ab, namentlich der Größe der PV-Anlage, der Haushaltsgröße und der Region.

Aus der Sicht des Klimaschutzes und der Ressourcenschonung ist das Ziel nicht der möglichst große Verbrauch von photovoltaisch generiertem Strom, sondern ein insgesamt möglichst geringer Energieverbrauch. Auch unter diesem Gesichtspunkt fassen Luthander et al. (2015) mehrere Studien zusammen, die zum Teil bis in die 1990er Jahre zurückreichen. Daraus lässt sich nicht eindeutig ableiten, ob die Anschaffung einer PV-Anlage einen Einfluss auf den Energieverbrauch ihrer Besitzer hat. Neben den zum Teil widersprüchlichen Ergebnissen ist anzumerken, dass die Datengrundlage dünn ist. Messwerte stehen kaum zur Verfügung, die meisten Daten basieren auf Selbsteinschätzung der beteiligten Personen.

Selbst die Bereitstellung von Anzeigegeräten und Informationen, wie die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlage erhöht werden kann, bietet demnach keine Garantie, dass die gewünschte Wirkung erzielt wird. Es ist folglich davon auszugehen, dass auch die vorgeschlagenen Hilfsmittel allein langfristig nicht genügen. Stutz (2015) hat in ihrer Untersuchung einer Salzburger Wohnsiedlung festgestellt, dass die Haushalte, die mit Interventionstechnologien – u.a. einem Echtzeitprognoseinstrument für den Strompreis – ausgestattet waren, sehr wohl einen niedrigeren Stromverbrauch als die Kontrollgruppe hatten (siehe Interview in Anhang 2: BewohnerInnen der Monitoring-Wohnungen verbrauchten im Vergleich zu den BewohnerInnen der Vergleichswohnungen auf das Studienjahr gerechnet um 14,88% weniger Strom). Der Gebrauch dieser Technologien korrelierte jedoch deutlich mit externen Impulsen (Jahresabrechnung, Gewinnspiele, Interviews). Ohne regelmäßige Anstöße liegt die Annahme nahe, dass das Interesse der Konsumenten stark abflacht.

2.4.3 Erhebung (Bewohner)

An die Bewohner je einer Siedlung des Mietwohnbaus in Graz und Salzburg wurde ein Fragebogen ausgeteilt, in dem Fragen zur Akzeptanz verschiedener Geschäftsmodelle von PV-Hausanlagen und zum Energiesparen zu beantworten waren. Folgende Fragen waren auf einer Skala zwischen 1 (trifft überhaupt nicht zu) und 7 (trifft völlig zu) zu beantworten¹:

1. Ich stehe der Errichtung einer PV-Anlage auf unserem MPH positiv gegenüber.²
Ich stehe der PV-Anlage auf unserem MPH positiv gegenüber.³
2. Können Sie sich vorstellen, Photovoltaik-Strom aus der Hausanlage zu beziehen, wenn der Strompreis günstiger ist als bei Ihrem Stromlieferanten?
3. Sind Sie bereit dafür auch zu einem neuen Stromlieferanten zu wechseln?
4. Sind Sie bereit für eine PV-Genossenschaftsmitgliedschaft einen einmaligen Beitrag zu zahlen wenn dafür der Strompreis für 25 Jahre niedriger ist? Der Beitrag wird nach Austritt aus der Genossenschaft zurückgezahlt.
5. Können Sie sich vorstellen, in eine PV-Anlage auf Ihrem Haus zu investieren, wenn eine Verzinsung höher als bei einem Sparbuch vorliegt (z.B. 2 – 3 %) und der volle Betrag zurückgezahlt wird?
6. Welchen Betrag wären Sie dafür bereit zu investieren?⁴
7. Können Sie sich vorstellen, Ihr Stromverhaltensverhalten an die hauseigene Stromerzeugung anzupassen? Um den Solarstrom umfassend zu verwenden, ist beispielsweise der Betrieb der Waschmaschine im Zeitraum von 10 bis 16 Uhr sinnvoller als am Abend.
8. Ich finde es anerkennenswert, wenn andere Leute in ihrem Haushalt Energie einsparen.
9. Beim Kochen benutze ich einen Deckel für Topf oder Pfanne, damit nicht unnötig Energie verlorenght.
10. Ich stelle warme Speisen und Getränke zum Abkühlen in den Kühlschrank.
11. Ich bin entschlossen, meine Wasch- bzw. Geschirrspülmaschine (weiterhin) nur voll beladen in Betrieb zu nehmen, um nicht unnötig Energie zu verbrauchen.
12. Ich bin bereit, in Zukunft (weiterhin) normal verschmutzte Kochwäsche nur bei 60 Grad zu waschen.
13. Ich verzichte auf Elektrogeräte wie Dosenöffner, Elektromesser, Entsafter etc., auch wenn das mehr Handarbeit mit sich bringt.

In den Abbildung 26 und Abbildung 27 sind die Ergebnisse der Befragungen dargestellt. Es zeigt sich vor allem in Graz eine breite Zustimmung zu den mit einer Mieterstromanlage verbundenen Konsequenzen (Fragen 1 bis 7). Eine Ausnahme stellt die Frage nach der Bereitschaft zur (zeitlichen) Verhaltensanpassung dar, die mehrheitlich, zum Teil mit Hinweis

¹Vollständiger Fragebogentext siehe Anhang.

²Graz

³Salzburg; Frage angepasst, da bereits PV-Anlage vorhanden

⁴Bei dieser Frage stand zur Auswahl: 0, 250, 500, 1000 oder über 1000 Euro

auf Berufstätigkeit, ablehnend beantwortet wurde. Bemerkenswert ist der in den Abbildung 28 und Abbildung 29 dargestellte Zusammenhang zwischen der grundsätzlichen Bereitschaft, in eine PV-Anlage auf dem MPH zu investieren, und dem gegebenenfalls eingesetzten Betrag. In Salzburg gaben mehrere der Befragten trotz Investitionsbereitschaft (Zustimmungswerte bis zu 5) an, 0 € investieren zu wollen.

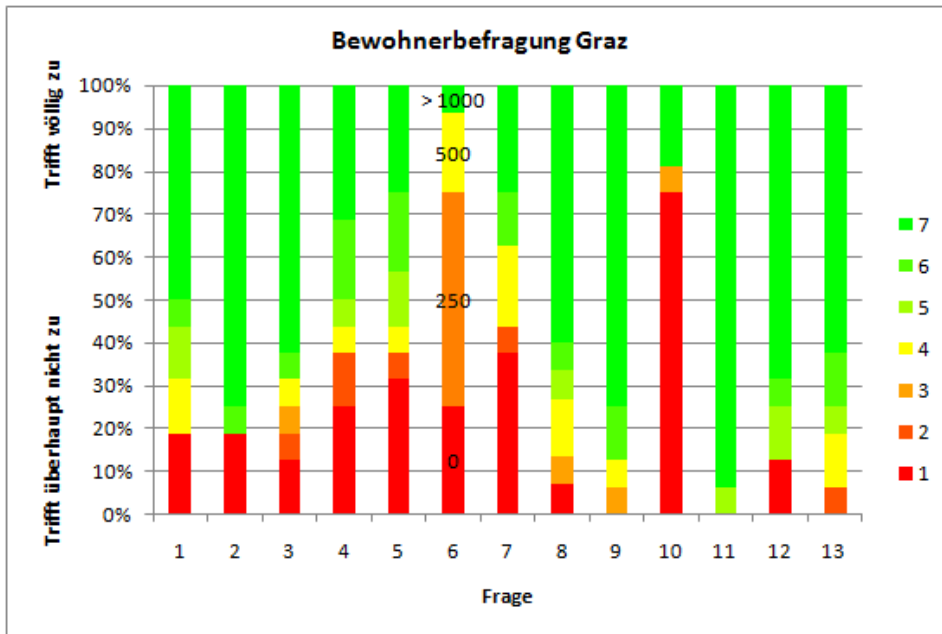


Abbildung 26: Ergebnis der Bewohnerbefragung in Graz

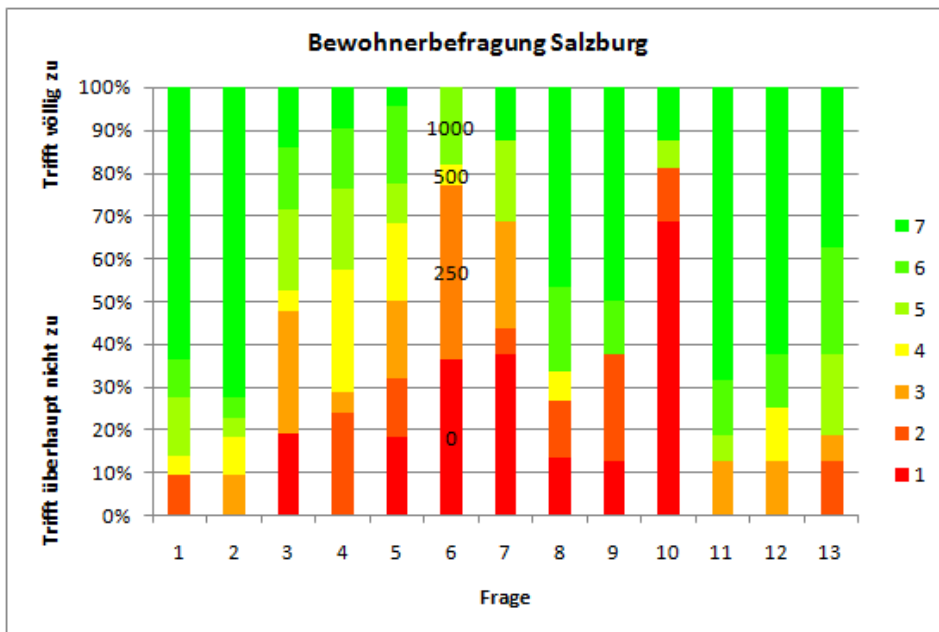


Abbildung 27: Ergebnis der Bewohnerbefragung in Salzburg

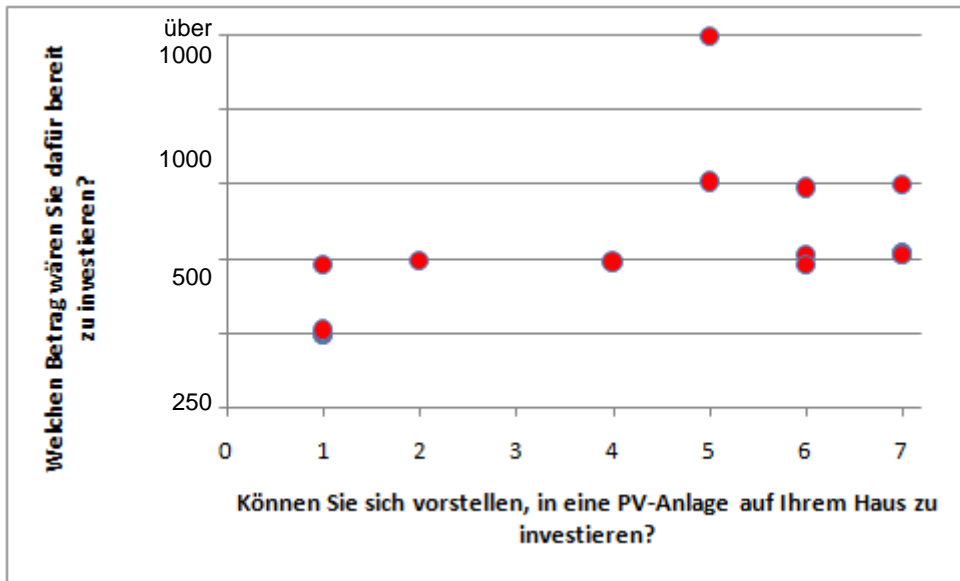


Abbildung 28: Zusammenhang zwischen Investitionsbereitschaft und Betrag in Graz

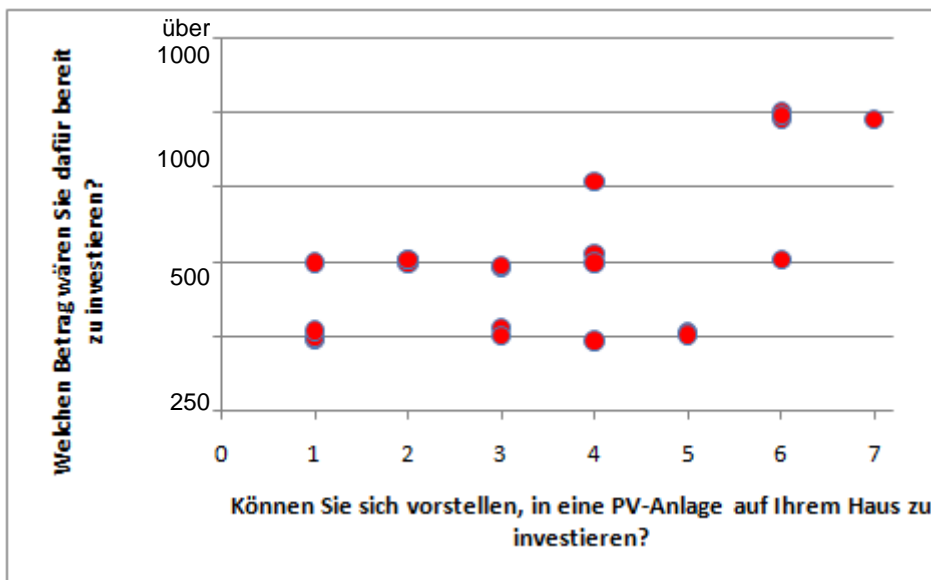


Abbildung 29: Zusammenhang zwischen Investitionsbereitschaft und Betrag in Salzburg

In Graz wurde der Fragebogen an 83 Mieter (davon 3 Lokale/Betriebe im Erdgeschoss) der Wohnhausanlage Georgigasse/Vinzenzgasse der ENW Wohnbaugesellschaft verteilt. Die Rücklaufquote von 16 ausgefüllten Fragebögen ist relativ gering. In Salzburg wurde der Fragebogen an 100 Haushalte der Wohnhausanlage Freiraum Maxglan der gswb verteilt. Dabei wurde mit 22 ausgefüllten Fragebögen eine geringfügig höhere Rücklaufquote erreicht. Tabelle 11 zeigt die soziodemografische Zusammensetzung der beiden Stichproben.

Tabelle 11: Stichprobenzusammensetzung der Erhebung unter Bewohnern

Merkmal	Ausprägung	Graz	Salzburg
Alter	Mittelwert	47,9 Jahre	42,8 Jahre
Geschlecht	weiblich	50 %	72,7 %
Familienstand	ledig/geschieden/verwitwet	37,5 %	31,8 %
	Partnerschaft/Lebensgemeinschaft/verheiratet	62,5 %	68,2 %
höchster Bildungsabschluss	bis Pflichtschule	31,3 %	5 %
	Lehrabschluss (ohne Matura)	43,8 %	75 %
	Matura, Hochschule	12,5 %	20 %
Erwerbstätigkeit	Vollzeit beschäftigt	18,8 %	45,5 %
	Teilzeit/geringfügig beschäftigt	31,3 %	4,5 %
	in Pension	43,8 %	31,8 %
	Hausfrau, in Karenz	6,3 %	13,6 %

Differenz auf 100% entspricht „keine Angabe“

Die Stichprobenzusammensetzung entspricht weitgehend der Bewohnerstruktur der Wohnhausanlage der ENW in Graz, in denen untere/mittlere Gesellschaftsschichten vermehrt vertreten sind. Hinzu kommt in Graz, dass der Anteil an Personen mit Migrationshintergrund relativ hoch ist, was potenziell weitere sprachliche, kulturelle und finanzielle Barrieren für die Akzeptanz von PV-Hausanlagen mit sich bringt. Ein Migrationshintergrund wurde jedoch im Fragebogen nicht systematisch erhoben.

In Salzburg ist davon auszugehen, dass überdurchschnittlich viele Frauen den Fragebogen beantwortet haben. Das Bildungsniveau der Respondenten und der Anteil der Vollzeitbeschäftigten sind hier deutlich höher als in Graz. Rückschlüsse auf eine andere Bewohnerstruktur sind indes nicht zulässig.

Aufgrund des geringen Rücklaufs, der kleinen Stichprobengröße und des Fallstudiencharakters der beiden Wohnhausanlagen sollten die hier berichteten Ergebnisse nicht uneingeschränkt verallgemeinert werden. Diese Erhebung kann lediglich einen ersten, deskriptiven Einblick in die Meinungen von potenziellen Teilnehmern bei PV-Hausanlagen bieten.

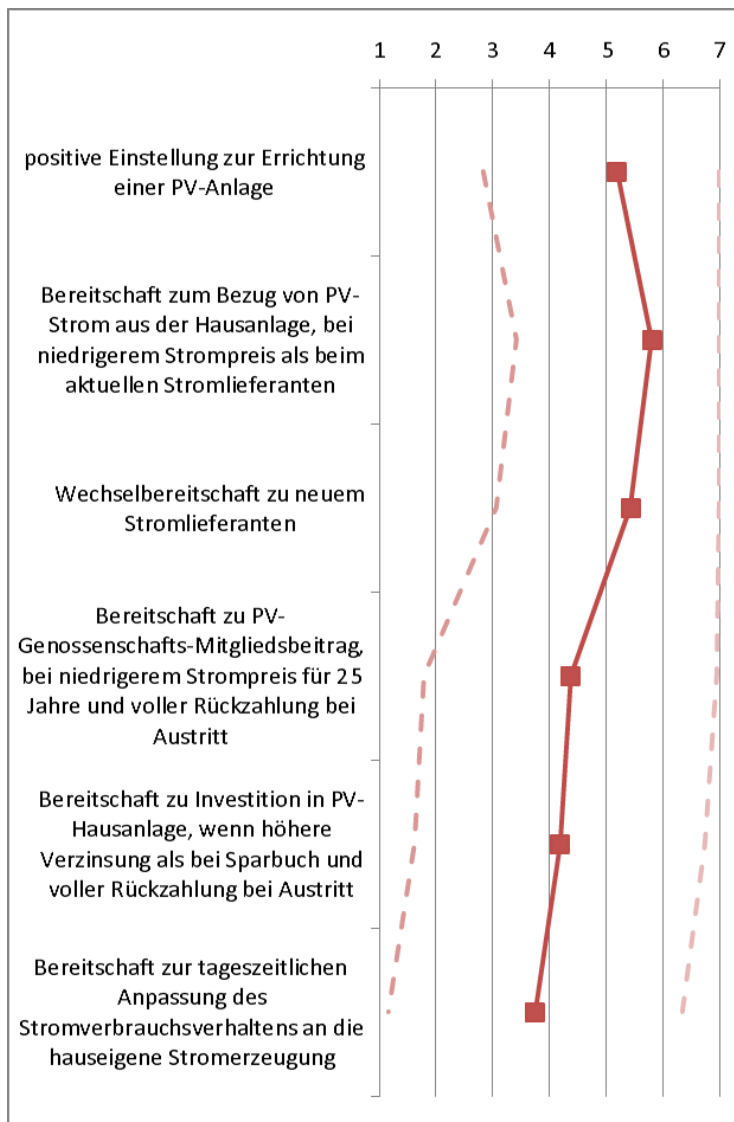


Abbildung 30: Akzeptanz einer PV-Anlage (Graz)

Antwortskala von 1 = trifft überhaupt nicht zu bis 7 = trifft völlig zu. Durchgezogene Linie: Mittelwerte. Gestrichelte Linie: Streuung mit +/- einer Standardabweichung.

Abbildung 30 zeigt den Grad der Zustimmung zu verschiedenen Dimensionen der Akzeptanz einer PV-Hausanlage am Beispiel der ENW-Wohnanlage in Graz. Generell sind die Befragten gegenüber einer solchen Anlage aufgeschlossen, da alle Mittelwerte im positiven Bereich der Antwortskala liegen. Der Strombezug zu günstigeren Preisen stößt aber auf höheres Interesse als der Aspekt, einen gewissen Betrag einzuzahlen oder den eigenen Stromverbrauch auf andere Tageszeiten zu verlegen. Die mittlere Zahlungsbereitschaft für einen Investitionsbetrag beträgt 281 Euro (Standardabweichung: 256 Euro; 25 % der Befragten geben an, 0 Euro investieren zu wollen).

Verschiedene Personenmerkmale wurden dahingehend geprüft, wie sie mit der Akzeptanz einer PV-Hausanlage zusammenhängen. Tendenziell zeigt sich,

- dass mit höherem Alter die positive Einstellung zur PV-Hausanlage (Korrelationskoeffizient $r=.28$), die Bereitschaft zum Bezug von günstigerem PV-

- Strom ($r=.17$), die Bereitschaft zum Wechsel des Stromlieferanten($r=.28$), sowie die Bereitschaft zur tageszeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs ($r=.33$) zunehmen,
- dass Frauen eher günstigeren PV-Strom beziehen ($r=.19$) und den Stromlieferanten wechseln ($r=.19$) wollen,
 - und dass höherer Bildungsstand mit einer höheren Bereitschaft zum Wechsel des Stromlieferanten und einer höheren Bereitschaft zur tageszeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs einhergeht (beide $r=.18$), aber eine geringere Investitionsbereitschaft im Vergleich zu einem Sparbuch mit sich bringt ($r=-.33$).

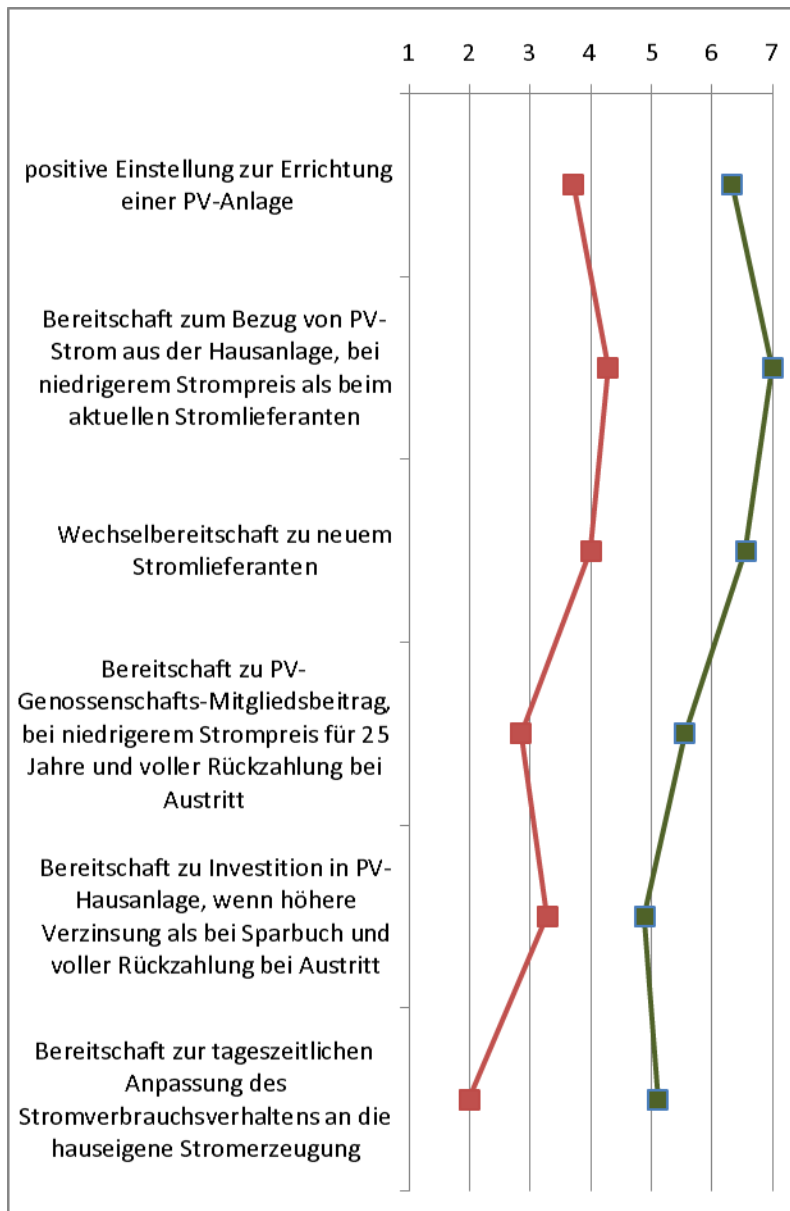


Abbildung 31: Akzeptanz einer PV-Hausanlage (Graz, ENW) nach Energiesparverhalten.

Antwortskala von 1 = trifft überhaupt nicht zu bis 7 = trifft völlig zu. Rote Linie: Personen mit geringerem Energiesparverhalten. Grüne Linie: Personen mit hohem Energiesparverhalten.

Ein robuster Zusammenhang zeigt sich hingegen mit dem Energiesparverhalten⁵: Personen, die angaben, im Alltag konsequent energiesparendes Verhalten zu praktizieren, zeigen durchgängig in allen Dimensionen der Akzeptanz höhere Zustimmung ($r=.38$ bis $r=.75$).

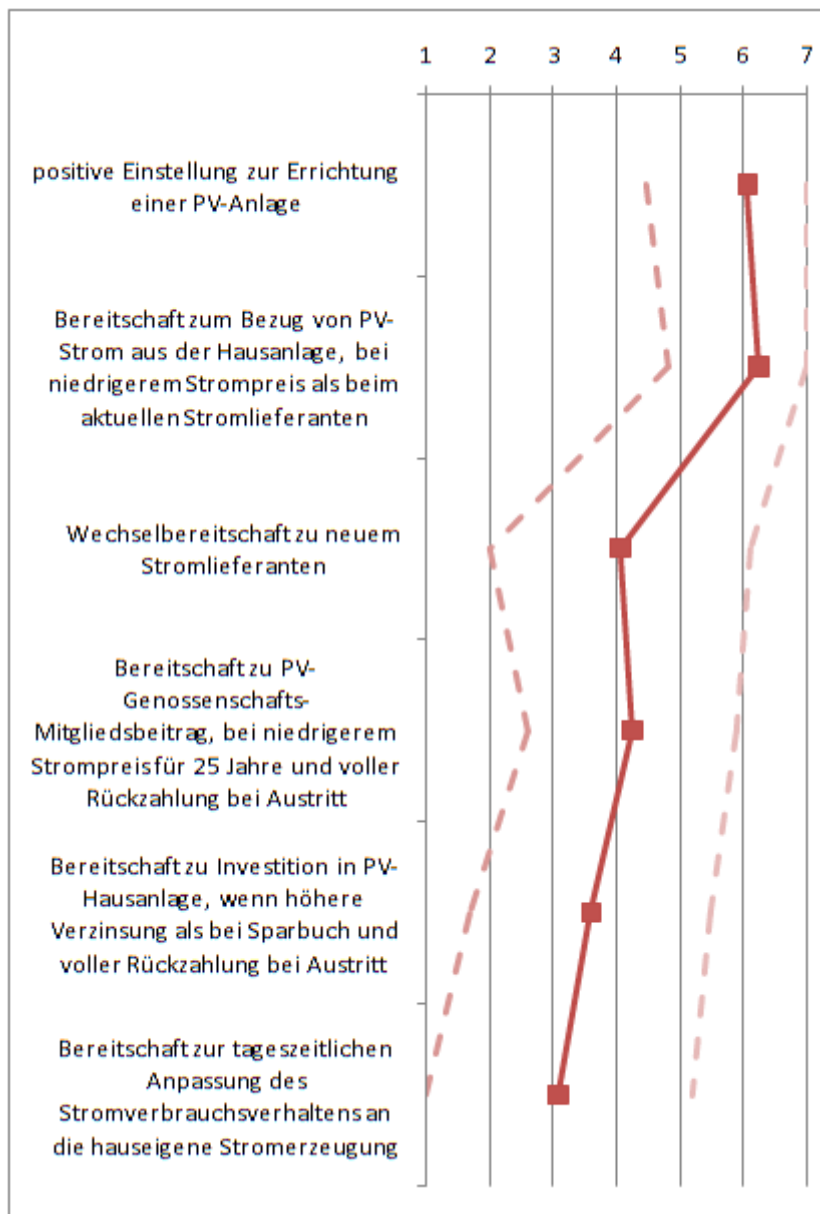


Abbildung 32: Akzeptanz einer PV-Anlage (Salzburg)

Antwortskala von 1 = trifft überhaupt nicht zu bis 7 = trifft völlig zu. Durchgezogene Linie: Mittelwerte. Gestrichelte Linie: Streuung mit +/- einer Standardabweichung.

Abbildung 32 veranschaulicht, dass bei hohem Energiesparverhalten die Zustimmung zu einer PV-Hausanlage und zu verschiedenen Geschäftsmodellen konsistent um etwa zwei Skalenstufen höher ausfällt. Energiespar- und PV-Argumente können gezielt in der

⁵Energiesparverhalten wurde in der Grazer Stichprobe operationalisiert als Mittelwertscore der drei Fragen „Ich finde es anerkennenswert ...“, „Beim Kochen benutze ich einen Deckel ...“ und „Ich bin entschlossen, ...“. Hohes Energiesparverhalten zeigen Personen, die allen diesen Fragen völlig zustimmen. Weitere Fragen zu Energiesparen wurde wegen mangelnder Konstruktvalidität nicht in den Score eingeschlossen.

Kommunikation mit der Zielgruppe gekoppelt werden, etwa indem der gemeinsame Beitrag beider Bereiche zum Umwelt- und Klimaschutz oder zur Versorgungssicherheit in den Vordergrund gestellt wird. Energiespar-Botschaften könnten als Türöffner für PV-Angebote genutzt werden.

In Abbildung 33 ist der Grad der Zustimmung zu verschiedenen Dimensionen der Akzeptanz einer PV-Hausanlage am Beispiel der gswb-Wohnanlage in Salzburg dargestellt. Hier zeigt sich ein differenzierteres Bild als in Graz. Während die Zustimmung zur PV-Anlage und zum Strombezug von dieser auch in Salzburg sehr hoch ist, liegen die Wechselbereitschaft zu einem anderen Stromlieferanten und die Beitrittsbereitschaft zu einer Genossenschaft nur im mittleren Bereich. Noch geringer fallen die Investitionsbereitschaft und insbesondere die Bereitschaft zur Anpassung des Stromverhaltens aus.

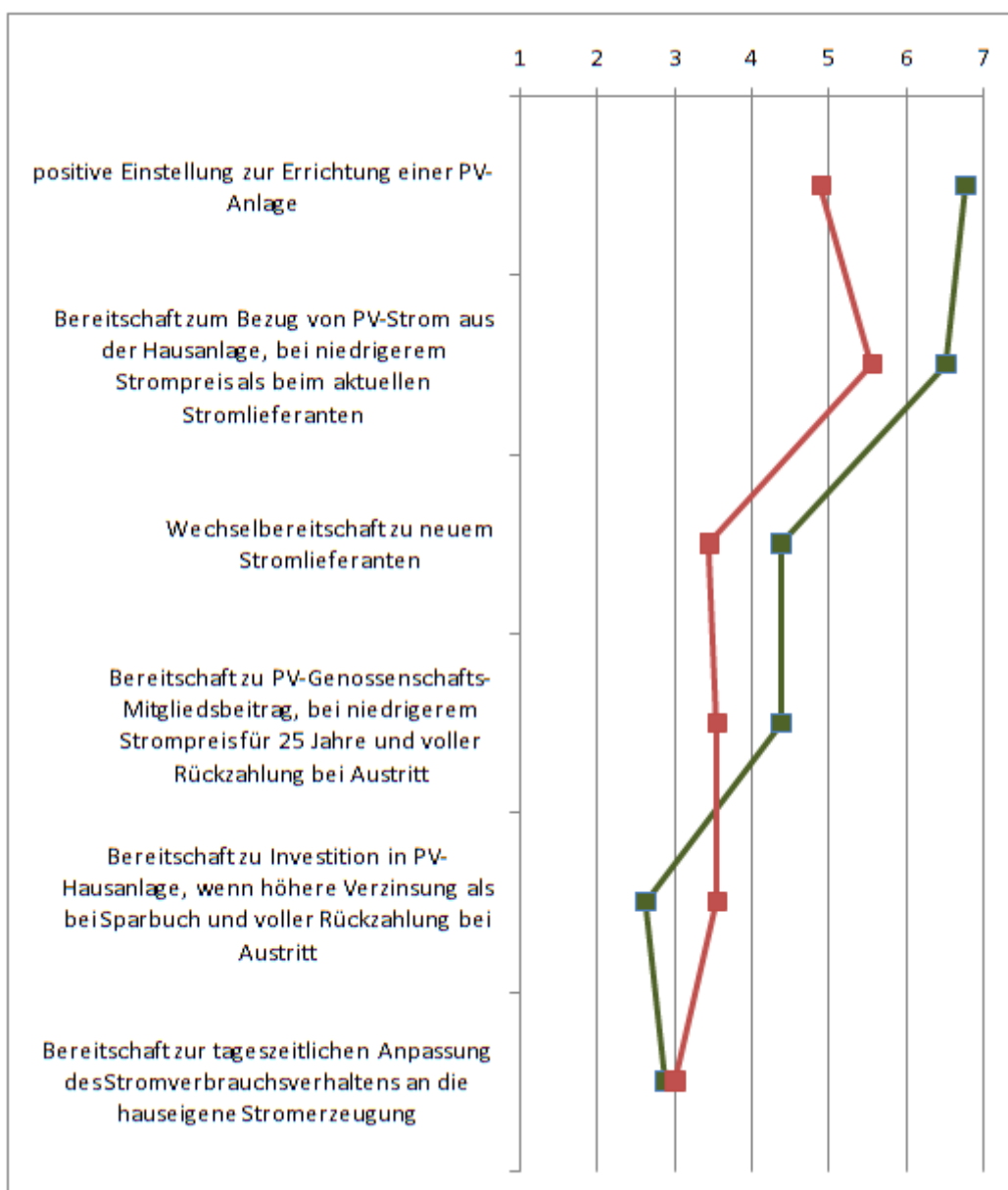


Abbildung 33: Akzeptanz einer PV-Hausanlage (Salzburg, gswb) nach Energiesparverhalten.

Antwortskala von 1 = trifft überhaupt nicht zu bis 7 = trifft völlig zu. Rote Linie: Personen mit geringerem Energiesparverhalten. Grüne Linie: Personen mit hohem Energiesparverhalten

Generell sind die Befragten gegenüber einer solchen Anlage aufgeschlossen, da alle Mittelwerte im positiven Bereich der Antwortskala liegen. Der Strombezug zu günstigeren Preisen stößt aber auf höheres Interesse als der Aspekt, einen gewissen Betrag einzuzahlen oder den eigenen Stromverbrauch auf andere Tageszeiten zu verlegen. Die mittlere Zahlungsbereitschaft für einen Investitionsbetrag beträgt 307 Euro (Standardabweichung: 381 Euro; 36 % der Befragten geben an, 0 Euro investieren zu wollen.).

Verschiedene Personenmerkmale wurden dahingehend geprüft, wie sie mit der Akzeptanz einer PV-Hausanlage zusammenhängen. Tendenziell zeigt sich,

- dass mit höherem Alter die positive Einstellung zur PV-Hausanlage (Korrelationskoeffizient $r=.31$), die Bereitschaft zum Bezug von günstigerem PV-Strom ($r=.17$), die Bereitschaft zum Wechsel des Stromlieferanten ($r=.26$) und insbesondere die Bereitschaft zur Verbrauchsverhaltensanpassung ($r=.49$) zunehmen,
- dass Frauen eher den Stromlieferanten wechseln ($r=.38$) und einer PV-Genossenschaft beitreten wollen ($r=.29$),
- und dass höherer Bildungsstand mit einer höheren Bereitschaft zur tageszeitlichen Verlagerung des Stromverbrauchs ($r=.37$) und insbesondere mit einer höheren Bereitschaft zum Wechsel des Stromlieferanten ($r=.60$) einhergeht.

Der Zusammenhang mit dem Energiesparverhalten⁶ ist in Salzburg weniger robust als in Graz. Dazu ist anzumerken, dass in sechs Fällen die Fragebogenseite mit den Fragen zum Energiesparen nicht ausgefüllt wurde und somit nur die 16 vollständigen Fragebögen herangezogen werden konnten. Abbildung 34 veranschaulicht den Zusammenhang zwischen den Angaben zum Energiesparverhalten und den Dimensionen der Akzeptanz. Bei der Investitionsbereitschaft liegt hier die Zustimmung bei der Gruppe mit höherem Energiesparverhalten sogar unter jener der Gruppe mit dem geringeren Energiesparverhalten.

Diese Zusammenhänge können erste Anhaltspunkte für mögliche Marketingstrategien bieten. Die Stärken dieser Zusammenhänge sind aber zu schwach, um mit der vorliegenden kleinen Stichprobe statistisch untermauert werden zu können, und müssten in einer größer angelegten Folgerhebung bestätigt werden.

2.4.4 Monitoring- und Informationskonzept

Stutz (2015) hat in ihrer Feldarbeit in einer Wohnhausanlage in Salzburg mehrere Interaktionstechnologien eingesetzt, namentlich eine Prognoseuhr und das Echtzeitverbrauchsanzeigergerät Wattson. Die Prognoseuhr ist eine Anwendung für Tabletcomputer, die für die nächsten zwölf Stunden eine Vorhersage trifft, wann elektrische Energie

⁶Energiesparverhalten wurde in Salzburg operationalisiert als Mittelwertscore der Fragen „Ich finde es anerkennenswert ...“ bis „Ich verzichte auf Elektrogeräte wie ...“, wobei die Werte der Frage „Ich stelle warme Speisen ...“ invertiert wurden. Hohes Energiesparverhalten zeigen Personen, die allen diesen Fragen völlig zustimmen.

besonders günstig bzw. teuer verfügbar ist. Grundlage der Prognose sind die jeweiligen Börsenpreise.

In ähnlicher Weise könnte ein Prognoseinstrument auf Basis einer möglichst kleinräumigen Wettervorhersage eingesetzt werden. So stünden den Bewohnern Informationen darüber zur Verfügung, wann mit welchem Ertrag der PV-Anlage zu rechnen und der Betrieb von energieintensiven Geräten günstig bzw. zu vermeiden ist. Der zusätzliche Nutzen eines solchen Prognoseinstruments ist jedoch insofern als geringer einzustufen, als der Verlauf der Einstrahlungsverhältnisse wesentlich naheliegender ist als die Vorgänge an der Strombörse. Eine relevante Information wäre allerdings, wenn an einem Tag aufgrund der meteorologischen Verhältnisse mit einer zu geringen solaren Stromerzeugung zu rechnen ist, als dass eine Verlagerung des Verbrauchs sinnvoll wäre.

2.4.5 Datenschutzrechtliche Aspekte

Vom Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft wurde festgelegt, dass In Österreich bis spätestens 2019 95% aller Zähler auf intelligente Stromzähler umgestellt sein müssen. Da es sich bei den übermittelten Daten die dabei erfasst und verwertet werden um personenbezogene Daten iSd Datenschutzgesetz 2000 (DSG 2000) handelt, unterliegt die Erhebung von Messdaten durch einen Smart Meter, wie jede andere Datenanwendung, den Rechtsvorschriften des DSG 2000. Personenbezogene Daten sind Angaben über Betroffene, deren Identität bestimmt oder bestimmbar ist. Darunter fallen auch indirekt personenbezogene Daten, diese können vom Verwender selbst nicht (bzw nicht ohne rechtskonforme Mittel) auf eine Person zurückgeführt werden. Die Verwendung von Daten (= jede Art der Handhabung; Verarbeiten als auch das Übermitteln von Daten) ist an bestimmte Grundsätze geknüpft (§§ 6-13 DSG 2000), wobei hierbei besonders die rechtmäßige Verwendung und der rechtmäßige Zweck der Ermittlung hervorzuheben sind.

Auch der Netzbetreiber selbst darf die Verbrauchsdaten nur für die gesetzlich definierten Zwecke (beispielsweise die Abrechnung) heranziehen. Der Netzbetreiber darf daher Daten nur aufgrund der gesetzlichen Verpflichtungen oder einer ausdrücklichen Zustimmung des Kunden auslesen und verarbeiten. Zugriff auf diese Daten hat laut E-Control nur der Kunde selbst über das Web-Portal (E-Control, 2017).

§ 83 Abs. 2 Satz 2 EIWOG 2010 sieht vor, dass „der Betrieb von intelligenten Messgeräten unter Wahrung des Daten- und Konsumentenschutzes zu erfolgen hat; die Regulierungsbehörde hat zudem die Vertreter des Konsumentenschutzes sowie die Datenschutzkommission weitestmöglich einzubinden. Der Betrieb von intelligenten Messgeräten hat weiters den maß- und eichgesetzlichen und datenschutzrechtlichen Bestimmungen sowie dem anerkannten Stand der Technik zu entsprechen.“

Der Datenschutzrat der Republik Österreich nahm zu der Einführung intelligenter Messgeräte bzw. zu datenschutzrechtlichen Anmerkungen zum „smart metering“ bereits am 14.03.2012 Stellung und sieht die datenschutzrechtliche Problematik vor allem darin, dass *„sich aus den dabei anfallenden Messdaten detaillierte Rückschlüsse auf das Nutzungsverhalten und damit auch auf das Privatleben Betroffener in Haushalten ziehen*

lassen. So kann etwa nachvollzogen werden, welche Haushaltsgeräte zu welchem Zeitpunkt in Betrieb gesetzt werden. Auch ergeben sich genaue Anhaltspunkte über den Tagesablauf Betroffener“ (Republik Österreich/Datenschutzrat, 12.03.2012, Datenschutzrechtliche Anmerkungen zum „smart metering“ und der Einführung intelligenter Messgeräte).

Dem § 84 Abs. 1 EIWOG 2010 entsprechend, muss (nach spätestens 6 Monaten ab dem Zeitpunkt der Installation eines intelligenten Messgeräts) zumindest 1x pro Tag ein Verbrauchswert sowie sämtliche Viertelstunden-Werte erfasst und zur Verfügbarkeit für den Kunden für 60 Kalendertage im intelligenten Messgerät zu Zwecken der Verrechnung, Kundeninformation (§ 81a), Energieeffizienz, der Energiestatistik und der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebes gespeichert werden.

Einmal im Monat hat der Netzbetreiber auf Basis der gesetzlichen Verpflichtung von § 84a Abs. 2 EIWOG 2010 die Verbrauchswerte dem Energielieferanten zu übermitteln. Viertelstundenwerte dürfen nur nach ausdrücklicher Zustimmung des Endverbrauchers oder zur Erfüllung vertraglicher Pflichten an den Lieferanten übermittelt werden.

Der Datenschutzrat gab sodann am 07.03.2017 erneut eine Stellungnahme zur kleinen Ökostromnovelle ab und kritisiert im Hinblick auf § 16a Abs. 4 Z 3, dass diese Bestimmung die Frage aufwirft, welche datenschutzrechtliche Dimension der Umstand in sich birgt, dass Viertelstundenwerte nach nicht näher spezifizierten „Marktregeln“ an Lieferanten zu übermitteln sind. Der Netzbetreiber hat die gemessenen Viertelstundenwerte der Erzeugungsanlage und der Anlagen der teilnehmenden Berechtigten seiner Rechnungslegung an die teilnehmenden Berechtigten zugrunde zu legen sowie nach Maßgabe der Marktregeln den Lieferanten zur Verfügung zu stellen.

Mit diesen Viertelstundenwerten wäre es möglich detaillierten Aufschluss über das Nutzungsverhalten in einzelnen Haushalten bzw. einzelner Personen zu geben, die im gegebenen Rahmen sowohl Energieerzeuger als auch Energieabnehmer sind.

Der Datenschutzrat ersuchte daher zu prüfen, „ob bei der Verwendung von intelligenten Messgeräten statt der in § 16a Abs. 5 vorgesehenen Messung in Viertelstundenwerten eine Wahlmöglichkeit für den Zeitraum der Abrechnung/ Auslesung der Energiewerte eingeräumt werden kann“ (Datenschutzrat, Stellungnahme vom 07.03.2017).

2.5 Wirtschaftliche Bewertung

Aufgrund der unterschiedlichen Ausgangssituation der Modellhäuser in Graz und Salzburg sowie der gewonnenen Erkenntnisse im Verlauf wurden mehrere Varianten analysiert:

- Modellhaus Graz (Georgigasse 29): Hier wurde das Genossenschaftsmodell für die Finanzierung und den Betrieb der PV-Anlage analysiert. Es wurden zwei Anlagengrößen berücksichtigt um den Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit zu evaluieren: Eine kleinere Variante mit hohem Eigennutzungsgrad sowie eine größere mit einem geringerem Eigennutzungsgrad aber höherem Potential, die Fixkosten zu decken.

- Modellhaus Salzburg (Siedlung Maxglan, Baukörper H): Hier wurde die Umstellung einer bestehenden reinen PV-Einspeisungsanlage auf eine zur Eigennutzung in den Wohneinheiten untersucht. Die Investition erfolgte bereits 2014, so dass keine gemeinschaftliche Finanzierung mehr notwendig ist. Es wurden die potentiellen Mehreinnahmen der Wohnbaugesellschaft bzw. des Trägers des Modells (Genossenschaft) durch den Stromverkauf bei gleichzeitiger Einsparung von Stromkosten auf Mieterseite untersucht.

2.5.1 Einleitung - Problemstellung

Aus Sicht der Nutzer des PV-Stroms ist für die wirtschaftliche Attraktivität zum einen eine mögliche Rendite aus der Beteiligung relevant (Verzinsung des Darlehens). Zudem ist das Verhältnis zwischen den Kosten des PV-Strombezugs und den Strompreisen aus dem öffentlichen Netz entscheidend, also die Frage, ob sich durch den Bezug von PV-Strom die Stromkosten für den Bewohner senken lassen.

Für die Wirtschaftlichkeit aus Betreibersicht und letztlich auch für mögliche Renditen der Teilnehmer ist das Verhältnis zwischen den Stromgestehungskosten des PV-Stroms (inklusive aller administrativer Kosten) und den möglichen Einnahmen durch den Verkauf an die Bewohner bzw. die Einspeisung (Einspeisetarif bzw. Marktpreis) von Bedeutung.

Die Einnahmen aus dem Eigenverbrauch beeinflussen wesentlich die mögliche Rendite für die Genossenschaftsmitglieder. Da sich die Genossenschaftsmitglieder in dem betrachteten Geschäftsmodell jedoch weitestgehend mit den Stromabnehmern decken, ist die Rendite in erster Linie ein Rückfluss der Mittel aus dem Stromverkauf an dieselben Akteure. Insofern kann zwischen anzusetzendem Strompreis und der Rendite „balanciert“ werden. Entscheidend für den wirtschaftlichen Nutzen der Genossenschaftsmitglieder ist also die Frage ob sich dieser Spielraum überhaupt ergibt.

Als wesentliche Kriterien für die Wirtschaftlichkeit 1) des Modells generell (Refinanzierung aus Betreibersicht) sowie 2) aus Sicht der Geldgeber (v.a. Bewohner) wurden dementsprechend definiert:

1. Re-Finanzierung der Investition und der Projektentwicklungs- und Verwaltungskosten durch Einnahmen aus dem Stromverkauf: positiver Nettobarwert, Amortisationszeit.
2. Tarif für den Eigenverbrauch darf nicht oberhalb der Kosten für den Strombezug aus dem Netz liegen (möglichst darunter um eine Ersparnis zu erzielen).
3. Die Verzinsung der Darlehen sollte höher als bei einem Sparbuch liegen (Graz).
4. Idealerweise verbleibt ein Betrag in der Genossenschaft, der als Ausschüttung auf den Genossenschaftsbeitrag zurückfließen oder in Folgeprojekte investiert werden kann. Dies ist auch zur Absicherung des Modells einzuplanen (finanzielle Reserve).

Für das Musterhaus in Salzburg reduzieren sich diese Kriterien auf die Deckung der zusätzlichen Kosten für die Umstellung (Kriterium 1) und auf die Ersparnis auf Seiten der Bewohner (Kriterium 2).

2.5.2 Beschreibung der vorgenommenen Analyse

Die **Erlöse** ergeben sich anhand des angesetzten zu verrechnenden Tarifs für den PV-Strom und die Einspeisung sowie aus dem Eigennutzungsgrad des produzierten PV-Stroms. Es wurde hier ein **Tarif für den Eigenverbrauch von 13,5 Cent/kWh netto (16,2 Cent brutto)** gewählt, um ein Ersparnis gegenüber aktuellen günstigen Haushaltstarifen aus dem öffentlichen Netz zu erzielen. Diese liegen bei einem angenommenen repräsentativen Jahresverbrauch von 3.500 kWh p.a. im günstigsten Fall bei ca. 17 Cent/kWh. Da von zukünftigen Preiserhöhungen in den Stromkosten ausgegangen wird, wurde eine jährliche Erhöhung des Tarifs um 2% angesetzt. Erlöse aus dem Verkauf an eine Kommune können, einen gleichen Tarif wie für die Bewohner vorausgesetzt, wirtschaftlich als eine Erhöhung des Eigenverbrauchs angesehen werden. Strompreise von Kommunen befinden sich nicht immer unterhalb derer von Haushalten. Es wird vereinfacht von einem gleich hohen Tarif ausgegangen und eine volle Übernahme des Überschuss-Stroms durch die Kommune angenommen. Der Eigenverbrauch erhöht sich dadurch fiktiv auf 100% .

Die **wirtschaftliche Gesamtbewertung** wurde anhand einer cash-flow basierten **Investitionsrechnung** über eine Laufzeit der Anlage von 25 Jahren durchgeführt. Es wurden die üblichen Kenngrößen für die Wirtschaftlichkeit berechnet: Nettobarwert / Kapitalwert und Amortisationsdauer.

Für das Modellhaus Graz wurde für das Beteiligungsmodell eine Festverzinsung des Darlehens der teilnehmenden BewohnerInnen berücksichtigt. Da sich Verzinsung, Stromtarife und mögliche Ausschüttung gegenseitig beeinflussen (eine höhere Fixverzinsung reduziert eine mögliche Ausschüttung, ein höherer verrechneter Tarif für den Eigenverbrauch erhöht die mögliche Fixverzinsung und die Ausschüttung) handelt es sich um ein Optimierungsproblem. Vorrangig wurden die möglichen Darlehen der Bewohner (2% Verzinsung) sowie die Möglichkeit der Einsparung in den Stromkosten berücksichtigt. Eine potentielle Ausschüttung wurde als nachrangiges Kriterium behandelt und daher nicht quantifiziert. Die Analyse ist somit unabhängig von einer Annahme über den Teilnahmegrad unter den Bewohnern. Die Möglichkeit der Ausschüttung ergibt sich dennoch aus dem Anspruch einen positiven Nettobarwert der Investition und somit auch einen positiven Kontostand zum Ende der Laufzeit zu generieren: Ein Guthaben zu Projektende kann potentiell ausgeschüttet werden.

Für das Modellhaus Salzburg war keine Investition in die PV-Anlage mehr zu berücksichtigen. Stattdessen wurde die Wirtschaftlichkeit der Umstellung der Betriebsart betrachtet. Die damit verbundenen Kosten wurden als neuerliche Investition berücksichtigt und die Wirtschaftlichkeit auf Basis der erzielten Mehreinnahmen durch den Verkauf an die Bewohner dargestellt.

Zusätzlich wurden für die PV-Anlagen in Graz die **Stromgestehungskosten** (levelized cost of electricity, LCOE) berechnet. Beim Betreiben einer PV-Anlage für ein MPH fallen im Vergleich zu einer PV-Anlage für nur einen Abnehmer (z.B. Einfamilienhaus) zusätzliche

administrative Kosten an, die in dieser Untersuchung erstmals umfassend evaluiert werden. Es wurden zwei Varianten für die Berechnung der Stromgestehungskosten verfolgt:

1. Um die Vergleichbarkeit mit bestehender Literatur zu ermöglichen, wurden die klassischen LCOE berechnet, die nur die Technologie- und Installationskosten berücksichtigen (bezeichnet als „Ohne Projektentwicklung und Verwaltung“).
2. Zusätzlich wurde eine Vollkostenrechnung vorgenommen, die alle sonstigen Kosten mitberücksichtigen (bezeichnet als „Mit Projektentwicklung und Verwaltung“).

Variante zwei ist für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des Modells von wesentlicher Bedeutung, da sich erst dadurch die volle Finanzierbarkeit über die Einnahmen aus dem Stromverkauf erschließt. Es ist zu beachten, dass auch diese LCOE nicht 1:1 dem mindestens zu verrechnenden Tarif entsprechen, da die Analyse zum einen eine jährliche Erhöhung des Tarifs vorsieht, zum anderen die Berechnung der LCOE auf einer Abzinsung basiert:

Für die Berechnung der LCOE wurde das Kapitalwertmodell verwendet, wie es u.a. von Fraunhofer (2013) beschrieben wird. In diesem Modell werden die LCOE auf Basis der Kosten der Anfangsinvestition sowie der abgezinsten Werte für die laufenden Kosten und die Stromproduktion berechnet. Da diese Berechnung stark vom gewählten Kalkulationszinssatz abhängt, wurde eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen. Die Berechnung erfolgte entsprechend folgender Formel:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}}$$

Wobei:

I_0	Investitionskosten
A_t	Jährliche (annual) Gesamtkosten in Jahr t
$M_{t,el}$	Produzierte Strommenge in Jahr t in kWh
i	Kapitalkosten(WACC)/Kalkulationszinssatz in %
n	Berücksichtigte Lebensdauer der Anlage
t	Zeitpunkt t

Finanzierungsmodell und Kapitalkosten

Genossenschaftsanteile können in Österreich nicht wie in Deutschland zur Finanzierung der PV-Anlage herangezogen werden, sondern dienen als Rücklage in der Energiegenossenschaft. Sie berechtigen zum Bezug des PV-Eigenstroms, Anteile können mit entsprechender Kündigungsfrist gekündigt werden. Die Verzinsung der Genossenschafts-

Anteile ist vom Erfolg der Genossenschaft abhängig. Die Ausbezahlung von Anteilen mit Gewinnanteilen und Verzinsung wird jeweils in der Hauptversammlung beschlossen

Für das Modellhaus Graz wurde die Annahme getroffen, dass 70% des Kapitals durch nachrangige Darlehen mit Annuitätentilgung aufgebracht wird. Es wurde eine Fixverzinsung von 2% p.a. angesetzt. Für das Fremdkapital von 30% wurde eine Finanzierung durch die Bank bei einem Zinssatz von 3% p.a. (ebenfalls Annuitätentilgung) angenommen. Die sich daraus ergebenden mittleren Kapitalkosten von 2,3% wurden als Kalkulationszinssatz für die Berechnung des Nettobarwertes sowie der LCOE herangezogen. Während ein Investor wie z.B. eine Wohnbaugesellschaft einen deutlich höheren Kalkulationszinssatz für Ihre Investitionen ansetzen würde, entspricht der gewählte Zinssatz eher den Renditeerwartungen der Bewohner. Im Sinne einer Sensitivitätsanalyse wurden dennoch Ergebnisse für höhere Kalkulationszinssätze berechnet.

Für das Modellhaus Salzburg wurde angenommen, dass die Kosten für die Umstellung der PV-Anlage zu Versorgung der Wohneinheiten als Eigenkapital von der Wohnbaugesellschaft eingebracht werden. Hier wurden höhere Kalkulationszinssätze verwendet, die der üblichen Größenordnung z.B. einer Wohnbaugesellschaft näherkommen (4, 6 und 10%).

2.5.3 Verwendete Daten

Grundlegende **Eingangsgrößen** der wirtschaftlichen Bewertung sind die technischen Daten und Kosten der PV-Anlage, steuerliche Gegebenheiten, Finanzierungskosten, Zinsen Kontoführung, Annahmen zu Kosten der Umsetzung und Verwaltung einer Energiegenossenschaft sowie zu Tarifen und verrechenbaren Preisen für den erzeugten Strom. Die Hausanlage in Graz umfasst insgesamt drei Stiegen (mit 3 Hausnummern), die ähnliche Bedingungen für die Errichtung einer PV-Anlage aufweisen. Es wurde davon ausgegangen, dass bei einer Realisierung eines entsprechenden Genossenschaftsmodelles dieses für die gesamte Hausanlage umgesetzt würde. Daher wurden die Projektentwicklungs- und Administrationskosten für die Anlagen in Graz anteilig mit einem Drittel berücksichtigt.

Während der Großteil der **Einnahmen** aus dem Strom für den Eigenverbrauch hervorgeht, ist für die Investition sowie Überschusseinspeisung über den entsprechenden Zeitraum (13 Jahre) die öffentliche Förderung relevant (Task 6.4). Die genutzten Daten werden unten weiter erläutert. Um den Einfluss der Förderung darzustellen wurde in den Ergebnissen auch eine Variante ohne Berücksichtigung der Förderung berechnet.

Als Beispiel für die verwendeten und im Folgenden näher erläuterten Daten ist in Anhang 5 eine detaillierte Darstellung aller verwendeter Daten für die Anlage in Graz mit 16,56 kWp und Speicher dargestellt.

2.5.3.1 Anlagenkosten Aufdach-Anlage Graz

Für das Modellhaus in Graz wurde auch eine Variante mit Stromspeicher zur Steigerung des Eigenverbrauchs berücksichtigt. Die Kosten der verschiedenen Anlagenvarianten werden in

den folgenden Tabellen zusammengefasst dargestellt. Details über Kosten der einzelnen Komponenten können Anhang 6 entnommen werden.

PV-Module: Für die Berechnung wurden bifaciale Module herangezogen. Trotz der relativ hohen Investitionskosten haben sich diese gegenüber günstigeren Modulen durch die höhere Jahresproduktion als am wirtschaftlichsten herausgestellt.

Wechselrichter: Zwei Wechselrichter dienen zum einen der Umwandlung des Stroms von der Anlage für die direkte Nutzung im Gebäude und zur Einspeisung, zum anderen für die Nutzung des Stromspeichers. Ohne Stromspeicher kommt nur ein Wechselrichter zum Einsatz. Es wurde ein einmaliger Austausch des Kernelements („clip-on“) über die Laufzeit mit Kosten von 1000,- € berücksichtigt.

Stromspeicher: Für die Grazer PV-Anlage mit 16,56 kWp wurde ein Speicher mit einer relativ günstigen Lithiumbatterie der Firma Kreisel (Mawero) mit 8kWh nutzbarer Kapazität berücksichtigt. Bei einer Haltbarkeit des Speichers von 5000 Ladezyklen (Angabe des Herstellers) kommt dieses System inklusive der Förderung des steirischen Umweltlandesfonds auf Kosten von ca. 12 Cent/kWh. Bei Wirtschaftlichkeit dürfen die Kosten eines Stromspeichers den ökonomischen Vorteil des erhöhten Eigenverbrauchs gegenüber der Einspeisung nicht überschreiten. Er liegt jedoch deutlich über der Differenz zwischen dem Tarif für den Eigenverbrauch von 13,5 Cent/kWh netto und dem ÖMAG-Tarif (7,91 Cent/kWh, Stand 2017) sowie der Differenz in Bezug auf eine Einspeisung zum Marktpreis (2,8 Cent/kWh) nach Ende des Fördertarifs. Der Speicher ist also derzeit noch nicht wirtschaftlich. Da mit sinkenden Preisen für Batterien zu rechnen ist, wird sich dies jedoch ändern.

Die simulierte Nutzung des Speichers von knapp 2.000 kWh gespeicherten Stroms pro Jahr ergibt eine Haltbarkeit von 20 Jahren (8kWh*5.000Zyklen/2.000), danach wird ein Betrieb ohne Speicher angenommen. Auch wenn 5000 Zyklen als konservativ anzusehen sind (von Fa. Fronius werden 8000 Zyklen angenommen) ist über die lange Laufzeit mit Kapazitätsverlusten zu rechnen, die durch die vorsichtige Annahme der Zyklen abgedeckt sein sollten.

Die folgenden Tabellen stellen die Kosten sowie die für die Wirtschaftlichkeit relevante Stromproduktion und den Eigenverbrauch für die untersuchten Anlagenvarianten dar. Es wurden zwei Anlagendimensionierungen berücksichtigt, welche einer maximalen Produktion (große Anlage) bzw. einem optimierten Eigenverbrauch entsprechen.

Tabelle 12: Anlagenkosten Graz, 16,56 kWp ohne Speicher

Anlage: Modellhaus Graz, 16,56 kWp	
Gesamtkosten:	€ 20.023,44 netto 1.209,14 €/ kWp netto
Durchschnittlicher Jahresertrag	18.216 kWh entspricht 1.100 = kWh/ kWp/a
Eigenverbrauch im Objekt	79%

Tabelle 13: Anlagenkosten Graz, 16,56 kWp mit Speicher

Anlage: Modellhaus Graz, 16,56 kWp		Mit Speicher
Gesamtkosten:	€ 27.717,24 netto 1.673,74 €/ kWp netto	
Durchschnittlicher Jahresertrag	18.034 kWh entspricht 1.089 = kWh/ kWp	
Eigenverbrauch im Objekt	90%	

Tabelle 14: Anlagenkosten Graz, 30,36 kWp ohne Speicher

Anlage: Modellhaus Graz, 30,36 kWp	
Gesamtkosten:	€ 35.256,42 netto 1.161,20 €/ kWp netto
Durchschnittlicher Jahresertrag	33.396 kWh entspricht 1.100 = kWh/ kWp/a
Eigenverbrauch im Objekt	68%

Anlagenkosten BIPV Satteldach (Indach) Graz (Task 6.1)

Die folgende Tabelle stellt eine mit der kleineren Aufdach-Variante vergleichbare Indach-Variante ohne Stromspeicher dar. Es wurden alternative Kosten für eine Ziegeldeckung von 40 €/m² auf 112 m² von den Kosten abgezogen.

Tabelle 15: Anlagenkosten Graz BIPV Indach, 16,74 kWp ohne Speicher

Anlage: Indach, 16,74 kWp (Modellhaus Graz)	
Gesamtkosten:	24.583,24 € netto abzgl. 4.480,- € eines Ziegeldachs (40 €/m ² auf 112 m ²): 20103,24 € 1.200,91 €/ kWp netto
Durchschnittlicher Jahresertrag	16.740 kWh entspricht 1.000 = kWh/ kWp/a
Eigenverbrauch im Objekt	79%

2.5.3.2 Anlagenkosten BIPV Fassadenintegriert Graz

Die folgende Tabelle stellt eine mit der kleineren Aufdach-Variante vergleichbare fassadenintegrierte-Variante mit Standardmodulen ohne Stromspeicher dar. Eine PV-Anlage mit Sondermodulen (Verbund-sicherheitsglas-Sonderfertigung) würde bei einer vergleichbaren Produktion in etwa auf die doppelten Kosten kommen. Es wurden alternative Kosten für eine Putzfassade von 4.748,50 € von den Kosten abgezogen (s. Anhang 1).

Tabelle 16: Anlagenkosten Graz BIPV Fassadenintegriert, 16,74 kWp ohne Speicher

Anlage: BIPV Fassadenintegriert, 16,74 kWp (Modellhaus Graz)	
Gesamtkosten:	€ 28.291,50 abzgl. Kosten für Putz/Spachtelung von 4.748,50 € (s. Anhang 1): 23.543,- € Netto 1.406,39 €/ kWp
Durchschnittlicher Jahresertrag	14.300 kWh entspricht 850 kWh/ kWp/a
Eigenverbrauch im Objekt	81%

2.5.3.3 Anlagenkosten Salzburg

Die technischen Kosten beschränken sich hier auf die nötigen Umstellungen, um den Eigenverbrauch in den einzelnen Wohneinheiten zu ermöglichen. Hier wurden Kosten von 1200 € brutto angenommen.

2.5.3.4 Kosten der Genossenschaft, Administration und sonstige Kosten

Genossenschaftsmodell Für die Entwicklung und den Betrieb des Beteiligungsmodells im Rahmen einer Genossenschaft wurden Kosten für die Modellentwicklung, Genossenschaftsgründung etc. abgeschätzt (s. Tabelle 8). Da sich die berücksichtigte Anlage in Graz nur auf eine von drei Stiegen der Hausanlage in der Georgigasse 27-31 bezieht, wurden die Kosten gedrittelt. Dies beinhaltet eine alle zwei Jahre vorgeschriebene Revision der Genossenschaft. In Salzburg ist keine Investition der PV-Anlage durch einen Bürgerbeteiligungsprozess mehr notwendig, es wurde für die Abwicklung jedoch die anteilige Gründung einer Genossenschaft für die vier Baukörper angenommen (Viertel der Kosten, Bewohnerinformation ohne Beteiligungsfinanzierung).

Laufende Verwaltung: Für die Abwicklung des Genossenschaftsmodells (Abwicklung des Beteiligungsmodells, Verrechnung des Stroms etc.) in Graz wurden jährliche Verwaltungskosten in Höhe von ca. 2000,- € vor und 1500,- € p.a. nach Rückzahlung der Darlehen für die Genossenschaft angesetzt (s. Tabelle 8) und für die Georgigasse 29 anteilig berücksichtigt. Für Salzburg wurde dies auf angenommene Verwaltungskosten von 600,-€ p.a. reduziert, da hier keine Beteiligungsfinanzierung abgewickelt werden muss. Die Verwaltungskosten in Salzburg betreffen daher insbesondere die Verrechnung des Stroms, welche auch an einen externen Dienstleister vergeben werden könnte.

Einspeiseerlaubnis: Die Kosten der Einspeiseerlaubnis wurden auf 1500,- € geschätzt. Da diese für Salzburg bereits besteht, werden diese Kosten für Salzburg nicht berücksichtigt.

Steuern und Abgaben: Eine Genossenschaft unterliegt den Körperschaftssteuern von 25% auf den Gewinn. Diese wurden für Graz auf den jährlichen Gewinn nach Abschreibung der Investition über 20 Jahre angewendet. Zudem ist für den Eigenverbrauch des PV-Stroms eine Eigenverbrauchsabgabe von 1,5 Cent/kWh für den Strom oberhalb der Freigrenze von

jährlich 25.000 kWh zu zahlen. Diese wird nur von der großen Anlagenauslegung in Graz erreicht.

Messdienstleistung und Bilanzierung: Laut Entwurf für die EIWOG 2010 Novelle ist der Netzbetreiber für die Bilanzierung der Strommengen zuständig. Welche Kosten hierfür anfallen ist jedoch noch nicht bekannt. Daher wurden hier keine zusätzlichen, projektspezifischen Kosten angenommen. Es ist jedoch zu bedenken, dass es sich hierbei um eine möglicherweise wesentliche Unsicherheit in den Kostenannahmen handelt.

Zinsen: Sowohl für einen Dispokredit wie auch für ein Guthaben auf dem Bankkonto wurden Zinsen für die Genossenschaft im Grazer Modell berücksichtigt.

2.5.3.5 Förderungen

Die Fördermöglichkeiten für PV-Anlagen, Stromspeicher sowie ein Lastmanagement auf Bundesebene sowie auf Ebene der Länder Steiermark und Salzburg sind in Anhang 5 beschrieben. Für die untersuchten Anlagen wurden folgende Fördermöglichkeiten berücksichtigt (Salzburg ist hier nicht enthalten, da diese Anlage bereits besteht):

Tabelle 17: Verwendete Daten zu möglichen Förderungen

Förderungsart	Förderungsmaß	Graz 30,36 kWp	Graz 16,56 kWp - ohne Speicher	Graz 16,56 kWp - mit Speicher	BIPV 16,74 kWp
Bund: Investitionsförderung (ÖMAG)	375 € / kWp	11.385,- €	6.210,- €	6.210,- €	6.210,- €
Bund: Einspeisetarif (ÖMAG, 13 Jahre)	7,91 Cent/kWh	7,91 Cent/kWh	7,91 Cent/kWh	7,91 Cent/kWh	7,91 Cent/kWh
Land Stmk: Investitionsförderung PV-Anlage	270,- € bis max. 5 kWp 370,- € bei BIPV	1350,- €	1350,- €	1350,- €	1850,- €
Land Stmk: Lastmanagement	200,- €	200,- €	200,- €	200,- €	200,- €
Land Stmk: Speicherförderung	500,- € je kWh nutzbarer Kapazität, max. 2500,- €	-	-	2500,- €	-

2.5.4 Wirtschaftlichkeit Graz

Die folgenden Tabellen stellen die Ergebnisse aller untersuchter Anlagen dar. Die Analyse zeigt, dass die Wirtschaftlichkeit sowie die LCOE auf Basis der reinen Anlagen- und Betriebskosten mit Werten aus der Literatur vergleichbar sind und inclusive der Förderung ohne Projektentwicklungs- und Verwaltungskosten verhältnismäßig niedrig liegen. Die Tabellen veranschaulichen auch die Relevanz der Förderung, ohne die die Amortisationszeit (bei gegebener Amortisation) sowie die LCOE deutlich höher ausfallen. Eine Vollkostenrechnung beeinflusst die Wirtschaftlichkeit in vergleichbarem Umfang. Hier sind

vor allem die laufenden Kosten für Administration und die für die Genossenschaft notwendige zweijährige Revision ausschlaggebend.

Tabelle 18: Wirtschaftskenngrößen 16,56 kWp mit Speicher, Musterhaus Graz

	Mit Projektentwicklung und Verwaltung Mit Förderung	Ohne Projektentwicklung und Verwaltung Mit Förderung	Ohne Projektentwicklung und Verwaltung Ohne Förderung
Nettwobarwert (€)			
Kalkulationszinssatz entsprechend Kapitalkosten (2.30%)	-18,442.70	9,060.99	-5,575.16
Kalkulationszinssatz 3%	-18,036.93	7,482.00	-6,491.97
Kalkulationszinssatz 4%	-17,435.97	5,593.64	-7,513.30
Amortisationszeit (Jahre)			
Kalkulationszinssatz 2.30%	-	18	-
Gestehungskosten (€/kWh)			
Kalkulationszinssatz entsprechend Kapitalkosten (2.30%)	0.175	0.096	0.130
Kalkulationszinssatz 3%	0.182	0.102	0.139
Kalkulationszinssatz 4%	0.192	0.111	0.152
Kontostand Jahr 25 (€)	-7,759.57	18,092.82	6,784.11

Die Gegenüberstellung von Tabelle 18 und Tabelle 19 verdeutlicht den Einfluss des Speichers. Beide Varianten sind mit Berücksichtigung der Projektentwicklungs- und Verwaltungskosten nicht wirtschaftlich. Es zeigt sich jedoch ein deutlich besseres Bild für die Variante ohne Speicher, welche in der Berechnung ohne Projektentwicklungs- und Verwaltungskosten eine um sechs Jahre niedrigere Amortisation aufweist. Die Stromgestehungskosten liegen hier um ca. zwei bis drei Cent unter denen in der Variante mit Speicher. Speicher sind also aus heutiger Sicht noch nicht wirtschaftlich. Unter den genutzten Kostenannahmen ist ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen in Graz mit allen Kosten des Genossenschaftsmodells für die große Aufdachanlage gegeben (Tabelle 20).

Tabelle 19: Wirtschaftskenngrößen 16,56 kWp ohne Speicher, Musterhaus Graz

	Mit Projektentwicklung und Verwaltung	Ohne Projektentwicklung und Verwaltung	Ohne Projektentwicklung und Verwaltung
	Mit Förderung	Mit Förderung	Ohne Förderung
Nettowarwert (€)			
Kalkulationszinssatz entsprechend Kapitalkosten (2.30%)	-9,944.92	15,887.04	5,766.72
Kalkulationszinssatz 3%	-9,954.14	14,078.42	4,371.61
Kalkulationszinssatz 4%	-9,887.83	11,880.95	2,720.84
Amortisationszeit (Jahre)			
Kalkulationszinssatz 2.30%	-	12	20
Gestehungskosten (€/kWh)			
Kalkulationszinssatz entsprechend Kapitalkosten (2.30%)	0.150	0.072	0.097
Kalkulationszinssatz 3%	0.155	0.076	0.103
Kalkulationszinssatz 4%	0.162	0.082	0.113
Kontostand Jahr 25 (€)	-2,084.70	23,569.21	15,016.03

Tabelle 20: Wirtschaftskenngrößen 30,36 kWp ohne Speicher, Musterhaus Graz

	Mit Projektentwicklung und Verwaltung	Ohne Projektentwicklung und Verwaltung	Ohne Projektentwicklung und Verwaltung
	Incl. Förderung	Incl. Förderung	Excl. Förderung
Nettowarwert (€)			
Kalkulationszinssatz entsprechend Kapitalkosten (2.30%)	4,708.03	28,743.26	12,103.04
Kalkulationszinssatz 3%	3,111.37	25,539.52	9,570.54
Kalkulationszinssatz 4%	1,240.58	21,640.64	6,559.96
Amortisationszeit (Jahre)			
Kalkulationszinssatz 2.30%	22	12	19
Gestehungskosten (€/kWh)			
Kalkulationszinssatz entsprechend Kapitalkosten (2.30%)	0.107	0.064	0.087
Kalkulationszinssatz 3%	0.111	0.068	0.093
Kalkulationszinssatz 4%	0.118	0.074	0.102
Kontostand Jahr 25 (€)	16,567.03	42,148.02	27,890.88

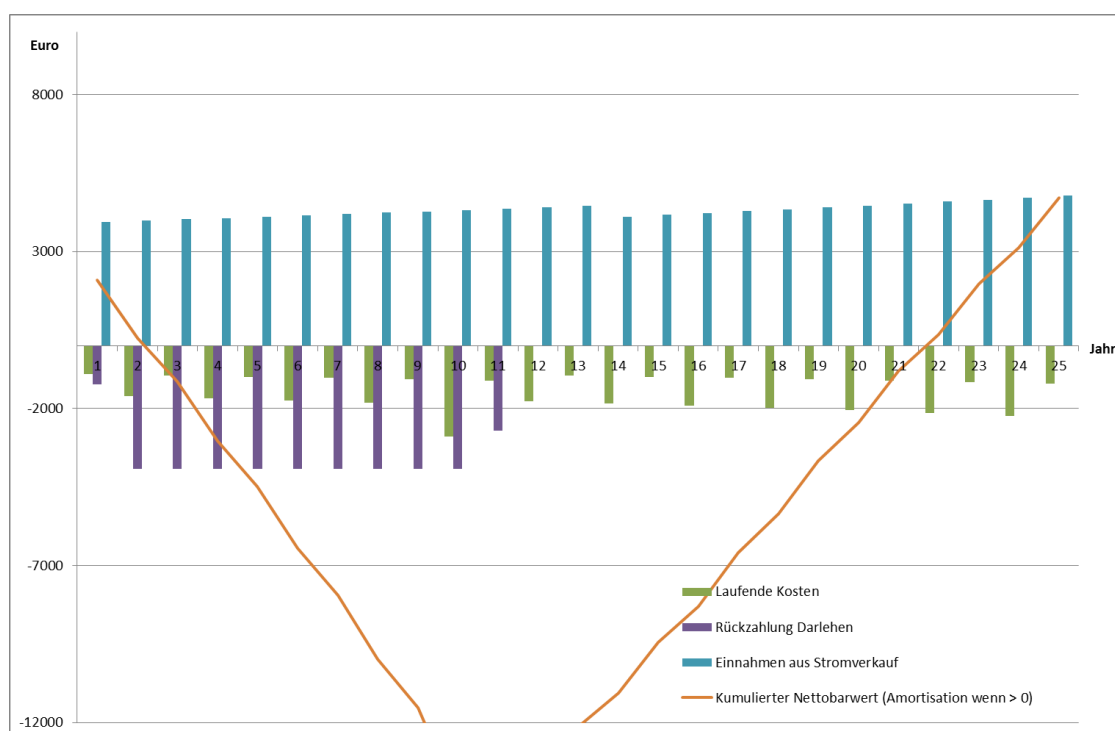


Abbildung 34: Cashflow-Darstellung und Nettobarwert-Entwicklung aus Sicht der Genossenschaft, Graz

Abbildung 34 stellt den Cashflow und die Entwicklung des Nettobarwertes des Genossenschaftsmodells der größeren Anlage in Graz dar (entsprechend der ersten Spalte in Tabelle 18). Die Darstellung ist aus Sicht des Anlagenbetreibers erfolgt, das heißt, die Finanzierung erfolgt anhand der Darlehenseingänge und der späteren Annuitätenrückzahlung, so dass zu keiner Auszahlung für die Anfangsinvestition kommt. Der positive Barwert zu Beginn ergibt sich aus der Annahme, dass zu Beginn von Jahr eins investiert wird und bereits in diesem Jahr die Einnahmen aus dem Stromverkauf erfolgen. Die wechselnden laufenden Kosten ergeben sich aus der zweijährigen Revision sowie des Ersatzes des Wechselrichters in Jahr 10. Der Einbruch der Einnahmen in Jahr 14 ist dem Ende des Fördertarifs und der Umstellung auf den Marktpreis für den Überschussstrom zuzuschreiben.

Tabelle 21 und Tabelle 22 zeigen die Ergebnisse der BIPV-Varianten. Während die Indach-Variante ohne die Berücksichtigung der Projektentwicklungs- und Administrationskosten noch wirtschaftlich wäre, ist dies für die fassadenintegrierte Variante durch die höheren Kosten sowie die geringere Produktion nicht mehr der Fall.

Tabelle 21: Wirtschaftskenngrößen BIPV Indach, 16,74 kWp ohne Speicher, Musterhaus Graz

	Mit Projektentwicklung und Verwaltung	Ohne Projektentwicklung und Verwaltung	Ohne Projektentwicklung und Verwaltung
	Incl. Förderung	Incl. Förderung	Excl. Förderung
Nettwobarwert (€)			
Kalkulationszinssatz entsprechend Kapitalkosten (2.30%)	-13,580.58	13,060.75	1,948.58
Kalkulationszinssatz 3%	-13,278.96	11,472.76	828.57
Kalkulationszinssatz 4%	-12,829.01	9,549.59	-477.53
Amortisationszeit (Jahre)			
Kalkulationszinssatz 2.30%	-	14	24
Gestehungskosten (€/kWh)			
Kalkulationszinssatz entsprechend Kapitalkosten (2.30%)	0.162	0.077	0.106
Kalkulationszinssatz 3%	0.167	0.081	0.113
Kalkulationszinssatz 4%	0.175	0.088	0.123
Kontostand Jahr 25 (€)	-5,622.78	20,165.89	11,061.60

Tabelle 22: Wirtschaftskenngrößen BIPV Fassadenintegriert, 16,74 kWp ohne Speicher, Graz

	Mit Projektentwicklung und Verwaltung	Ohne Projektentwicklung und Verwaltung	Ohne Projektentwicklung und Verwaltung
	Incl. Förderung	Incl. Förderung	Excl. Förderung
Nettwobarwert (€)			
Kalkulationszinssatz entsprechend Kapitalkosten (2.30%)	-27,589.48	1,867.43	-10,621.64
Kalkulationszinssatz 3%	-26,347.12	917.70	-10,953.39
Kalkulationszinssatz 4%	-24,715.98	-190.73	-11,260.98
Amortisationszeit (Jahre)			
Kalkulationszinssatz 2.30%	-	23	-
Gestehungskosten (€/kWh)			
Kalkulationszinssatz entsprechend Kapitalkosten (2.30%)	0.208	0.108	0.143
Kalkulationszinssatz 3%	0.216	0.115	0.152
Kalkulationszinssatz 4%	0.227	0.125	0.166
Kontostand Jahr 25 (€)	-17,062.50	9,469.65	365.36

2.5.5 Wirtschaftlichkeit Maxglan Salzburg

Tabelle 23 zeigt die Ergebnisse der Berechnung für Salzburg. Aufgrund der geringen Kosten, insbesondere bzgl. der technischen Umstellung ist eine Amortisation nach fünf Jahren gegeben (bei jedem Kalkulationszins von 2% bis 10% – es wurden nur ganze Jahre berechnet). Dieses Modell wäre auch bei einem Verzicht auf eine jährliche Strompreiserhöhung und bei einem Kalkulationszinssatz von 10% realisierbar (Nettobarwert 3,027.50 €). Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit sind hierbei neben der ausbleibenden hohen Anfangsinvestition auch die niedrigeren laufenden Kosten. Die hier angesetzten Kosten für die Administration bzw. einen ausgegliederten Abrechnungsservice von 600,- € p.a. brutto unterschreiten die Stromeinnahmen deutlich. Wird die Annahme für diese Kosten auf 1.500,- € p.a. erhöht, ist die Wirtschaftlichkeit bereits nicht mehr gegeben.

Tabelle 23: Wirtschaftlichkeit der Umstellung auf Eigenverbrauch Musterhaus Salzburg

Nettwobarwert (€)	
Kalkulationszinssatz 2.0%	12,027.96
Kalkulationszinssatz 6.0%	7,800.91
Kalkulationszinssatz 10.0%	5,195.83
Amortisationszeit (Jahre)	
Kalkulationszinssatz 2.0% - 10%	5

Abbildung 35 stellt die Ergebnisse für einen Kalkulationszins von 2% grafisch dar. Der unregelmäßige Verlauf des Nettobarwertes ergibt sich aus der zweijährigen Revision.

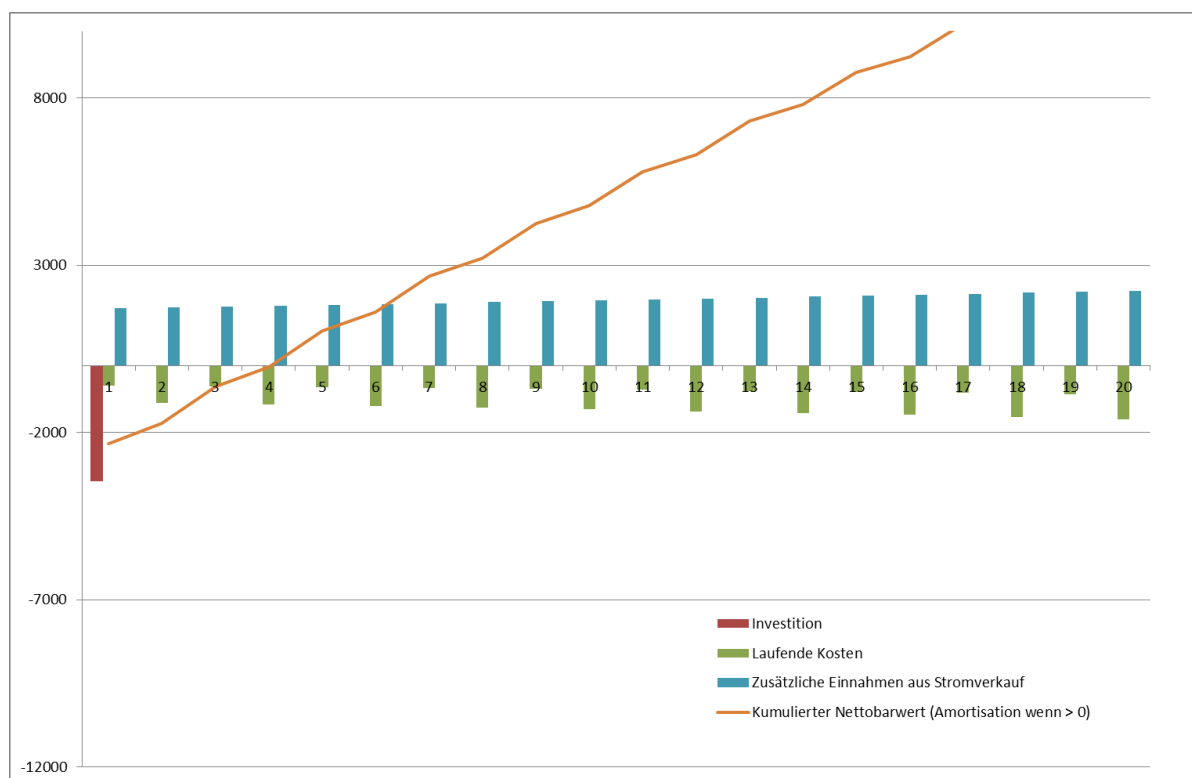


Abbildung 35: Wirtschaftlichkeit der Umstellung auf Eigenverbrauch Musterhaus Salzburg

2.5.6 Schlussfolgerungen und Diskussion der Wirtschaftlichkeitsanalyse

Eine Amortisation der Anlagen auf Grundlage der rein technischen Gestehungskosten ist unproblematisch, die Anlagenkonzipierung liegt hier jedenfalls bei den Aufdach-Anlagen in einem günstigen Bereich. Für das Bewohnerbeteiligungsmodell auf Basis einer Genossenschafts-Gründung (Musterhaus Graz) wird die Wirtschaftlichkeit in erster Linie durch die Projektentwicklungs- und Administrationskosten beeinflusst. Da diese Fixkosten refinanziert werden müssen, ist eine entsprechende Projektgröße nötig. Das Beispiel Graz hat hier gezeigt, dass dafür unter Umständen auch auf eine Maximierung des

Eigenverbrauchs verzichtet werden muss, um insgesamt die Einnahmen zu erhöhen. Da die Projektentwicklungs- und Administrationskosten sehr fallspezifisch sind, können hier keine grundsätzlichen Aussagen getroffen werden. Es zeichnet sich jedoch ab, dass eine entsprechende Projektgröße bzw. die Betreuung mehrerer Projekte durch eine Genossenschaft die Wirtschaftlichkeit deutlich positiv beeinflusst. Hervorzuheben ist auch, dass mit einem Stromtarif für den Eigenverbrauch von 13,5 Cent/kWh netto (16,2 Cent/kWh brutto) eine Ersparnis zu den aktuell günstigsten verfügbaren Tarifen angestrebt wurde. Dieser liegt im Vergleich mit Modellen wie der Heidelberger Energiegenossenschaft und im Vergleich zum deutschen Markt generell sehr niedrig. Da die Haupteinnahmen in dem Verkauf des Stroms für den Eigenverbrauch liegen, machen hier Änderungen im Cent-Bereich große Unterschiede aus.

Die Nutzung eines Speichers hat sich mit dem aktuellen Stand der Kosten als nicht wirtschaftlich herausgestellt. Es wurden jedoch sehr konservative Annahmen getroffen und weiterhin fallende Speicherpreise können angenommen werden. Daher ist die Speichernutzung in naher Zukunft durchaus weiterhin zu bedenken.

Die untersuchten BIPV-Varianten sind aufgrund der niedrigeren Produktion sowie, im Fall der Fassadenintegrierten Anlage, der höheren Kosten unter Berücksichtigung der Projektentwicklungs- und Verwaltungskosten nicht wirtschaftlich darstellbar. Wenn diese Kosten minimiert werden können, wären beide Varianten wirtschaftlich darstellbar, wobei die fassadenintegrierte Anlage eine sehr hohe Amortisationszeit aufweisen würde. Der Unterschied in der Förderung des Landes Steiermark für BIPV-Anlagen spielt hier keine wesentliche Rolle. Es ist zu erwähnen, dass der Abzug der Alternativkosten (Ziegel bzw. Putz) eine wesentliche Rolle spielt, aber auch stark variieren kann, da die jeweiligen Alternativen eine große Preisspanne aufweisen.

Grundsätzlich ist die Analyse als konservativ anzusehen, da neben dem niedrigen Preis für den PV-Strom sowie einer konservativ geschätzten Stromproduktion auch eine volle Kostendeckung der Projektentwicklungs- und Verwaltungskosten gefordert wurde. Je nach konkretem Modell ist letzteres unter Umständen nicht nötig bzw. können die Kosten durch die Einbindung in größere Vorhaben gesenkt werden. Ein höherer verrechneter Tarif sowie eine höhere Jahresproduktion würden die Analyse stark beeinflussen, da beide maßgeblich die Einnahmenseite bestimmen.

Die Umstellung einer bestehenden PV-Anlage ist aufgrund der nicht berücksichtigten Investition in die PV-Anlage wesentlich einfacher wirtschaftlich zu realisieren. Hier fällt zwar die Beteiligungsfinanzierung weg welche den Bewohnern eine Rendite ermöglichen würde, Einsparungen in den Stromkosten sind durch den größeren wirtschaftlichen Spielraum jedoch wesentlich leichter erreichbar.

Grundsätzlich erscheint das angestrebte Modell aus wirtschaftlicher Sicht als machbar. Dies hängt jedoch wesentlich von der Ausgestaltung und den entsprechenden Projektentwicklungs- und Verwaltungskosten ab. Weitere wesentliche Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit sind bei gegebenen Stromgestehungskosten der verrechnete Tarif

sowie dessen jährliche Erhöhung. Ein größerer wirtschaftlicher Spielraum wäre hier sinnvoll, um einen fixen Tarif über einen bestimmten Zeitraum anbieten zu können. Auf die Preissteigerung kann in der untersuchten Konzipierung – wie im deutschen Modell der Heidelberger Energiegenossenschaft - nicht vollständig verzichtet werden. Im konkreten Fall könnte z.B. nach der Amortisation der Anlage der Strompreis eingefroren werden.

2.6 Gesamtbewertung und Finalisierung des Geschäftsmodelles

2.6.1 Wesentliche Barrieren und Lösungsansätze

Die Barrieren-Analyse ergab in allen untersuchten Bereichen Hemmnisse, für die größtenteils Lösungsansätze vorhanden sind, einige davon sind noch vertiefend zu analysieren.

Im **Bereich der Nutzer von PV-Anlagen** könnte mangelndes Interesse der Bewohner von MPH ein Hemmnis zur Umsetzung solcher Konzepte darstellen. Die im Rahmen dieses Projektes durchgeführten Befragungen in zwei Modellhäusern in Graz und Salzburg haben ein gewisses Interesse der Bewohner an einer solchen Beteiligung aufgezeigt, allerdings mit einer Beteiligung von circa 20% der Bewohner pro MPH ist ein solches Projekt nur schwer realisierbar. Hier ist noch viel Informationsarbeit notwendig. Wenn es gelingt, einen Bewohner je Gebäude als „Kümmerer“ und Multiplikator zu gewinnen, kann diese Person Informationen glaubwürdiger und lebensweltnäher vermitteln als externe Vertreter von PV-Betreibern oder Genossenschaften. Hier ist noch viel Informationsarbeit notwendig. In den Erhebungen wurden Bewohner der unteren bis mittleren Gesellschaftsschichten erreicht. Eventuell haben untere Einkommensgruppen zu wenig verfügbares Kapital, dass sie in eine Anlage investieren könnten bzw. halten sie dieses Kapital für unvorhergesehene Investitionen (z.B. neue Waschmaschine, neues Auto) vor. Hier müssten zusätzliche Erhebungen erfolgen, um auch weitere sozialen Bereiche abzudecken.

Die Erhebungen ergaben auch dass nicht alle Interessierte in eine PV-Anlage investieren möchten, daher sollte zwischen der Finanzierung der PV-Anlage und der Genossenschaftsmitgliedschaft unterschieden werden. Die Mitgliedschaft ist beim Genossenschaftsmodell Voraussetzung für den Strombezug, die Darlehensvergabe jedoch nicht. Weiters zeigt sich hier dass auch weitere Geschäftsmodelle von Interesse sein können, wie sie auch in dieser Sondierung konzipiert werden.

Nicht alle Bewohner werden voraussichtlich den Nutzen von zukünftigen Smart Metern akzeptieren und daher von der Möglichkeit eines „Opt-outs“ Gebrauch machen. Bewohner die PV-Strom in einem MPH beziehen möchten, müssen aber als Voraussetzung „Opt-in“ wählen, da das Messkonzept und die Abrechnung hierauf basieren (s.u.). Laut EIWOG 2010 Entwurf vom 27.2.2017 kann alternativ bei nicht zeitnaher Einführung der Smart Meter auch eine jährliche Saldierung stattfinden. Nicht teilnehmende Bewohner haben in jedem Fall die übliche Wahlfreiheit bzgl. des Smart Meter Rollouts.

Im **Bereich Technik** wurde von Netzbetreibern und Energielieferanten die korrekte Abrechnung der verschiedenen Strombezüge in einem MPH zwischen den einzelnen Teilnehmern und auch den Nichtteilnehmern als aufwändig und mit Schwierigkeiten behaftet angesehen. Eine wichtige Voraussetzung stellt die Einführung der Smart Meter dar, um entsprechend den Vorgaben der EIWOG 2010 Novelle die Bilanzierung durchführen zu können. Allerdings rechnen hier die Netzbetreiber und Energielieferanten noch mit einigen Verzögerungen. Teilnehmende Bewohner müssen entsprechend einer „Opt-in“ Option der Nutzung der Smart Meter zustimmen, um PV-Strom beziehen zu können, da nur so eine sinnvolle Zuordnung des PV-Stroms zu den Wohneinheiten sowie eine Gegenrechnung mit dem Reststrom (Netzbezug) durchzuführen ist.

Im Moment fehlt jedenfalls im bestehenden Wohnbau die entsprechende technische Ausstattung um das in der EIWOG 2010 Novelle angedachte Messkonzept, das die Grundlage der Abrechnung bildet, umsetzen zu können. Eine „private“ Einführung von Smart Metern wird nicht für sinnvoll gehalten, da im vorgesehenen Messkonzept die Messungen in die Daten und Bilanzierung des Netzbetreibers einfließen müssen. Es scheint hier zweckmäßig die vorgeschriebene Einführung durch die Netzbetreiber abzuwarten bzw. mit dem Netzbetreiber zwecks einer gezielten Installation der Smart Meter zu kooperieren.

Im **Bereich Recht** stellt insbesondere das derzeit noch gültige EIWOG 2010 eine zentrale Barriere dar. Es wird aber davon ausgegangen, dass der zurzeit im Rahmen der Novellierung der „kleinen Ökostromnovelle“ vorliegende Entwurf des EIWOG (Republik Österreich, Parlament 2017) doch noch umgesetzt wird. Damit könnten wesentliche Hürden rechtlicher und organisatorischer Natur ausgeräumt werden. Insbesondere das Nutzungsrecht der Hauptleitung im Haus sowie die Verantwortlichkeit des Netzbetreibers für die Bilanzierung der Stromflüsse werden durch den vorliegenden Entwurf geklärt. In Ergänzung dazu bedarf es einer entsprechenden Umsetzung, insbesondere auf Landesebene (ausführende Gesetzgebung) sowie durch die e-Control. Letzteres ist wesentlich, um die Höhe der Gebühren für die Bilanzierung festzusetzen, die Netzbetreiber verrechnen dürfen. Diese Kosten stellen zurzeit noch einen wesentlichen Unsicherheitsfaktor dar.

Ein häufig angeführtes Hemmnis stellt die energiewirtschaftliche Konzessionspflicht bei der Belieferung von Strom an Dritte laut ELWOG 2010 dar. Die Organisationsform einer Genossenschaft zum Betreiben einer PV-Anlage benötigt auch ohne Novellierung des EIWOG 2010 keine Konzession zur Belieferung von Strom an ihre Mitglieder. Entspricht die Belieferung von Strom dem Förderungszweck der Genossenschaft, kann der PV-Strom auch mit geltendem Recht an die Genossenschaftsmitglieder geliefert werden. Hier liegt ein wesentlicher Vorteil in der Organisationsform der Genossenschaft.

Die freie Stromlieferantenwahl für Haushalte muss gewährleistet sein. Dies wurde in dieser Sondierung immer berücksichtigt. Der im Entwurf der EIWOG 2010 Novelle vorgeschlagene kaufmännisch-bilanzielle Ansatz ermöglicht es, dass in einem MPH die Bewohner, die nicht am PV-Strom interessiert sind, sozusagen buchhalterisch „herausgerechnet“ werden, und sie somit ihren vollen Stromverbrauch beim Stromlieferanten ihrer Wahl beziehen können.

Auch im Bereich der Wohngesetze sind einige Klärungen und Adaptierungen notwendig (siehe dazu Kapitel 2.2), insbesondere wenn Bewohner gegen die Errichtung einer PV-Anlage Einspruch erheben. Im Miethaus entscheidet laut MRG grundsätzlich der Mieteigentümer über den Bau einer PV-Anlage, die im Rahmen der Erhaltungs- (§ 3 MRG) oder der Verbesserungsmaßnahmen (§ 4 MRG) gebaut werden könnten. Im Rahmen von Erhaltungsmaßnahmen kann der Vermieter, wenn die Mietzinsreserven und Zuschüsse diese Kosten nicht decken, den Hauptmietzins erhöhen. Bis jetzt sind unter den Erhaltungsmaßnahmen nicht explizit PV-Anlagen angeführt, könnten aber unter die technisch geeigneten Gemeinschaftsanlagen zur Senkung des Energieverbrauches fallen. PV-Anlagen könnten als nützliche Verbesserungsmaßnahme beurteilt werden. Ist eine Erhöhung des Mietzinses nötig, kann eine einfache Mehrheit der Bewohner über den Bau einer PV-Anlage mitentscheiden und wären die zusätzlichen Kosten auf diese aufzuteilen. Dies muss in einer schriftlichen Einigung erfolgen.

Bei Wohnungseigentümern ist laut WEG zwischen Neubau und Sanierung des Bestandes zu unterscheiden. Im Neubau kann noch der Bauträger über den Bau der PV-Anlage entscheiden und sind die Kosten Teil des Kaufpreises, wobei im Kaufvertrag auf die Stromversorgung durch diese hinzuweisen ist. Im Bestand kann die Errichtung einer PV-Anlage unter der Annahme, dass eine Kostensenkung durch den Bezug von Strom aus einer PV-Anlage als gleichwertig zu einer Maßnahme zur „Senkung des Energieverbrauches“ (§ 3 Abs. 2 Z 5 MRG) betrachtet werden kann als Erhaltungsarbeit (§ 3 Abs. 1 Z 5 MRG) gewertet und damit durch eine einfache Mehrheit der Besitzer beschlossen werden. Kann diese Analogie nicht angewendet werden, würde die Errichtung der Anlage als „Maßnahme der außerordentlichen Verwaltung“ (§ 29 WEG 2002) gelten bei der ggf. der Mehrheitsbeschluss auf Antrag gerichtlich aufgehoben werden kann.

Im Bereich Administration hat sich als eine mögliche Barriere die Verwaltung des Genossenschaftsmodells herauskristallisiert. Wer übernimmt dort den Vorstand? Kann das die Wohnbaugesellschaft sein? Nicht alle Wohnbaugesellschaften sehen sich in der Lage bei einer Energiegenossenschaft beizutreten bzw. dort eine führende Rolle einzunehmen. Insbesondere der Beteiligungsprozess wurde von einer der als Stakeholder beteiligten Wohnbaugesellschaften als über das übliche Geschäftsfeld hinausgehende Aktivität eingeschätzt. Einrichtungen der Kommune oder anderer räumlicher Einheiten mit Bezug zu Klima- und Energiepolitik könnten hier eine führende Rolle übernehmen. Für Folgearbeiten wird ein Schwerpunkt auf der Suche einer sinnvollen Ansiedlung der administrativen Abwicklung gelegt werden. Denkbar sind hier die Zusammenarbeit mit Wohnbaugesellschaften, die sich zum Ziel gesetzt haben, die Abwicklung von PV-Gemeinschaftsanlagen in ihr Management zu integrieren sowie die Einbindung weiterer Akteure, die für die administrative Abwicklung in Frage kommen. Denkbar ist hier z.B. eine Zusammenarbeit mit den Klima- und Energie Modellregionen (KEM-Regionen) und den KEM-Managern. Auch alternative Modelle, wie sie in dieser Sondierung angedacht werden, sind weiterzuverfolgen.

Im Bereich der Wirtschaft zeichnen sich im Bereich der abzuschätzenden administrativen Aufwände und insbesondere hinsichtlich und der anfallenden Kosten für die Abrechnung und Messung noch Unsicherheiten auf (Entgelt für Netzbetreiber). Die Ergebnisse im Projekt

zeigen jedenfalls auf, dass diese Kosten nicht zu vernachlässigen sind, daher rein investitionsseitige Stromgestehungs-kosten nicht ausreichen um die Wirtschaftlichkeit eines Projektes abzubilden.

Ein Hemmnis könnte sein wenn die Finanzierung der PV-Anlage durch die Bewohner nicht ausreicht. Hier sollte eine Erweiterung des Personenkreises, der investieren kann, möglich sein. Das könnten z.B. Bewohner von weiteren MPH derselben Wohnbau-gesellschaft sein, die hier auch investieren können und eine entsprechende Rendite erhalten.

Bei der Einwerbung des notwendigen Kapitals für die PV-Anlage ist darauf zu achten die kostenintensive Prospektspflicht zu vermeiden. Geschäftsanteile einer Genossenschaft sind unverbrieft, daher keine Wertpapiere im Sinne des KMG. Bei traditioneller Ausgestaltung der Geschäftsanteile sind diese also keine „Veranlagungen“ im Sinne des KMG. Steht die Dividendenausschüttung im Vordergrund kann die genossenschaftliche Beteiligung zur „Veranlagung“ im Sinne des KMG mutieren. In diesem Fall lässt sich die Prospektspflicht nur noch durch Nutzung der Ausnahmen gemäß § 3 KMG vermeiden (Ausgabe von Geschäftsanteilen bis 750.000 € im Jahr, Begrenzung auf 149 nicht qualifizierte, vorab definierte Anleger).

2.6.2 Bausteine eines Finanzierungs- und Geschäftsmodelles

Anhand einer Matrix von Barrieren und Lösungsansätzen wurde ermittelt wie die einzelnen Bausteine eines Geschäftsmodelles auszurichten und zu definieren sind um in einem MPH eine Nutzung des erzeugten PV-Stroms durch die Bewohner zu ermöglichen. Darauf aufbauend wurden in strukturierter Weise mehrere Geschäftsmodelle entwickelt und untersucht.

In der Folge werden die notwendigen Bausteine, die für die Entwicklung von entsprechenden Finanzierungs- und Geschäftsmodellen notwendig sind, kurz dargestellt.

Die wesentlichen technischen Bausteine umfassen:

- die PV-Module, der Wechselrichter, die verschiedenen zentralen und dezentralen Mess-Einrichtungen (smart meter) und optional ein Speicher mit einem zusätzlichen Wechselrichter, durch den der Selbstversorgungsgrad erheblich erhöht werden kann, jeweils in der richtigen Dimension für das in Diskussion stehende MPH ;
- Hausleitungen innerhalb des Gebäudes sind nicht mehr Bestandteil des öffentlichen Stromnetzes und können daher PV-Strom weiterleiten (Novellierung des EIWOG 2010 notwendig);
- Ein messtechnisches Konzept mit gesamttechnischer Konfiguration, die es erlaubt eine adäquate Abrechnung der Stromverbräuche je Teilnehmer zu ermöglichen.

Die Bausteine mit Bezug auf die teilnehmenden BewohnerInnen als Nutzer der zu errichtenden PV-Anlage umfassen:

- die Beteiligungsform: Beteiligung über Mitfinanzierung und über Bezug von PV-Strom möglich;
- Definition des Nutzens für die BewohnerInnen: Bezug lokaler, erneuerbarer Energie, Kosten pro kWh und Einsparung gegenüber öffentlichen Stromtarif, Darlehensrendite, evtl. Ausschüttung / Verzinsung des Genossenschaftsanteils.

Hinsichtlich rechtlicher Fragen sind folgende Bausteine zu berücksichtigen:

- Organisationsform: vorrangig wird eine Energie-Genossenschaft evaluiert, andere Formen werden angedacht.
- Mitglieder: Personen, die in den Genuss von Eigenstrom kommen möchten, können Genossenschaftsmitglieder sein (BewohnerInnen). Weitere Mitglieder können sein: Wohnbaugesellschaft/Genossenschaft, die Kommune oder andere öffentliche Einrichtungen mit entsprechendem Interesse, und eventuell ein örtlicher Energielieferant.
- EIWOG 2010: Novellierung notwendig, die eingebrachte Entwurf zur ELWOG 2010 Novelle (Republik Österreich, Parlament 2017) stellt gangbare Lösung dar.
- Wohngesetze (insbes. Mietrechts-, Wohnungseigentums- und Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz): entsprechende Vorgaben sind zu berücksichtigen und wären im Rahmen einer Novellierung klarzustellen. Eine Novellierung zu den Wohngesetzen ist allerdings aktuell nicht vorgesehen.
- Notwendige Verträge sind zu definieren;
- Berücksichtigung der freien Anbieterwahl muss gewährleistet sein.

Die wirtschaftlichen und finanziellen Bausteine umfassen:

- Ermittlung wirtschaftlicher Kenngrößen:
 - Anlagekosten,
 - Netto-Barwert
 - Amortisationsdauer
 - Stromgestehungskosten
 - Zu verrechnender Stromtarif.
- Finanzierung: Definition des Finanzierungsmodells, Investition von Wohnbaugesellschaft entsprechend Allgemeinstrom-Anteil, verzinste Darlehen durch BewohnerInnen, eventuell können Privatarlehen auch an lokale BürgerInnen vergeben werden (z.B. andere Bewohner der Wohnbaugenossenschaft), die Verzinsung ist fixiert, kein oder nur ein sehr langes Kündigungsrecht. Die Administration durch die Energiegenossenschaft umfasst folgende Tätigkeiten und Bausteine:

- Gründung der Genossenschaft;
- Bürgerbeteiligungsprozess
 - Marketing und Vertrieb: Vorstellung des Projektes und der Beteiligungsmöglichkeiten in Eigentümer-/Mieterversammlungen Feststellung der Teilnahme;
 - Vertragserrichtung zwischen Genossenschaft und Teilnehmern;
 - Abwicklung der Finanzierung (Finanzierung selbst siehe unter wirtschaftlichen und finanziellen Bausteinen).
- Betreiben der Anlage: Kontrolle, Messung, Wartung, Veranlassung von Reparaturen (z. B. nach Unwettern, Blitzeinschlag, Sturmschäden), Versicherungsbelange;
- Abrechnung: entsprechend der in der ELWOG 2010 Novelle (27.2.2017) vorgeschlagenen kaufmännisch-bilanziellen Aufteilung des PV-Stroms durch den Netzbetreiber auf die teilnehmenden Wohneinheiten (Jahresabrechnung mit Aufrollung der tatsächlichen Stromerzeugung und Abrechnung auf alle Teilnehmenden).

2.6.3 Entwickelte Geschäftsmodelle

Im Folgenden werden die entwickelten Geschäftsmodelle systematisch dargestellt. Die tabellarische Form entspricht einer Systematik in Form von „Modulen“ oder „Bausteinen“. Diese spiegeln die wesentlichen Elemente wieder, die im Laufe des Projekts identifiziert wurden. Die Modelle wurden in erster Linie für den Fall einer Errichtung einer neuen PV-Anlage erstellt. Wie bereits dargestellt, ist die Umstellung einer bestehenden Anlage auf einen Direktverbrauchs-Betrieb jedoch auch von großem Interesse. Auf solch eine Umstellung können insbesondere die dargestellten Modelle 1 und 2 in abgewandelter Form (keine Beteiligungsfinanzierung) angewendet werden.

Letztendlich wurden folgende 3 Modelle im Projekt entwickelt und bewertet:

1. Modell 1 - Energie-Genossenschaft mit separater Rechnung für PV- und Reststrom
 - 1a Mieter
 - 1b Eigentümer
2. Modell 2 – Energiegenossenschaft mit integriertem Stromtarif (ähnlich Mieterstrommodell in Deutschland)
3. Modell 3 - Direktvermarktungsmodell durch Wohnbaugesellschaft für Miethaus

Von diesen Modellen decken Modell 1 und 2 den ursprünglich vorgesehenen Ansatz des Projekts voll ab. Aufgrund der vorhandenen Barrieren wurde jedoch auch ein alternatives Modell 3 entwickelt. Modell 1 stellt das zentrale Geschäftsmodell auf Basis einer Energiegenossenschaft mit einem integrierten Finanzierungsmodell dar, bei dem sich die Bewohner wie bei einem Bürgerbeteiligungsmodell an der Finanzierung der PV-Anlage beteiligen und dann den PV-Strom auch beziehen können. Modell 2 entspricht dem in

Deutschland bereits angewandten Mieterstrommodell mit Vollstromversorgung des Mieters durch die Energiegenossenschaft. Dieses wurde hier zwar konzipiert, wirft jedoch noch offene Fragen auf, deren Klärung den Rahmen dieses Projektes sprengen würde. Modell 3 wurde entwickelt, da sich nicht alle involvierten Wohnbaugesellschaften vorstellen können eine Energiegenossenschaft samt Einbindung der Bewohner in die Finanzierung zu gründen, da dies das zentrale Geschäftsfeld sprengen würde. Modell 3 stellt daher eine Variante dar, bei der die Wohnbaugesellschaft die Finanzierung der PV-Anlage im Rahmen der Sanierung oder von Verbesserungsarbeiten des betroffenen MPH (Miethaus) selbst übernimmt.

Die Geschäftsmodelle wurden im Rahmen des Stakeholder-Treffens am 1.2.2017 in Graz sowie am 24.3.2017 in Salzburg dargestellt. Entsprechende Anregungen aber auch Bedenken wurden diskutiert und in der finalen Definition der Geschäftsmodelle weitgehend berücksichtigt.

Modell 1 - Energie-Genossenschaftsmodell mit Beteiligung der Bewohner (Miete oder Eigentum) mit oder ohne Genossenschaftsmitgliedschaft der Bewohner

Bewohner, die in den Genuss von Eigenstrom kommen möchten, werden Genossenschaftsmitglieder. Weitere Mitglieder in der Energiegenossenschaft sind die Wohnbaugesellschaft oder Wohnbaugenossenschaft selbst und eventuell die Kommune (oder eine andere öffentliche Einrichtung). Der Netzbetreiber ist über Netzanschlussverträge eingebunden und – ausgehend von der Novelle des EIWOG 2010 – für die Bilanzierung von PV-Stromproduktion und Stromverbräuchen zuständig. Die Beteiligung der Genossenschaftsmitglieder an der Finanzierung der Anlage erfolgt über nachrangige Darlehen, die Rückzahlung erfolgt jährlich während der Phase der Refinanzierung (10 bis 15 Jahre) mit Zinsen und Annuitätentilgung. Die Abwicklung der Beteiligungen über nachrangige Darlehen kann unterschiedliche Formen annehmen. Anteilscheine werden bis zur Höhe der Anlagekosten, erhöht um einen kalkulierten anteiligen Entwicklungs- und Verwaltungsaufwand, ausgegeben. Die Zinsen ergeben sich aus den durch die Anlage erwirtschafteten Erträgen abzüglich der laufenden Kosten für die Anlagen (Monitoring und Wartung, Versicherung, Austausch des Wechselrichters) sowie den Entwicklungs- und Verwaltungskosten der Organisation. Dabei verfügt jedes Beteiligungsprojekt über einen eigenen Abrechnungskreis. Alle zwei Jahre wird, wie in Genossenschaften vorgesehen, für die Revision ein Projektbericht über die Leistung und den Ertrag der jeweiligen Anlage vorgelegt.

Der Bürgerbeteiligungsprozess umfasst folgende Schritte: Die Projekte und Beteiligungsmöglichkeiten werden bei Eigentümer- bzw. Mieterversammlungen vorgestellt. Wer konkretes Interesse an Anteilscheinen bzw. an der Mitgliedschaft in der Genossenschaft hat, teilt dieses Interesse schriftlich mit. Bei einer weiteren, geschlossenen Veranstaltung werden bis zu 149 Personen eingeladen, ihr Beteiligungsinteresse mit einem Vertrag zu besiegeln, und zur Einzahlung ihres Anteils aufgefordert, nachdem sie entsprechend der gesetzlich vorgesehenen Informationspflicht über den Charakter der Darlehen aufgeklärt worden sind. Sobald das Beteiligungsvorhaben zur Gänze finanziert ist, werden die Beteiligten mittels eines Beteiligungsdokuments per Einschreiben informiert.

Modell 1 ist insbesondere für Wohnungseigentümer von MPH geeignet. Im Falle von Wohnungsmietern könnte ein erhöhter Verwaltungsbedarf, der durch eine höhere Fluktuation durch Wohnungswechsel ausgelöst wird, die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen. Die Anwendung von Modell 1 ist, jedenfalls im Rahmen der angedachten EIWOG 2010 Novelle, auch ohne Mitgliedschaft der Mieter in der Energiegenossenschaft möglich. Dies würde den administrativen Aufwand verringern. Bei einem Ausbleiben der EIWOG 2010 Novelle wäre die Organisation der Genossenschaft allerdings Voraussetzung, um eine Selbstversorgung zwischen den Mitgliedern zu ermöglichen und somit die Notwendigkeit einer Konzession als Energielieferant zu vermeiden. Mieter, die kostengünstigen PV-Strom beziehen möchten, können sich in jedem Fall über nachrangige Darlehen beteiligen.

Abbildung 36 zeigt ein Schema des Modells mit den Finanz- und Informationsflüssen.

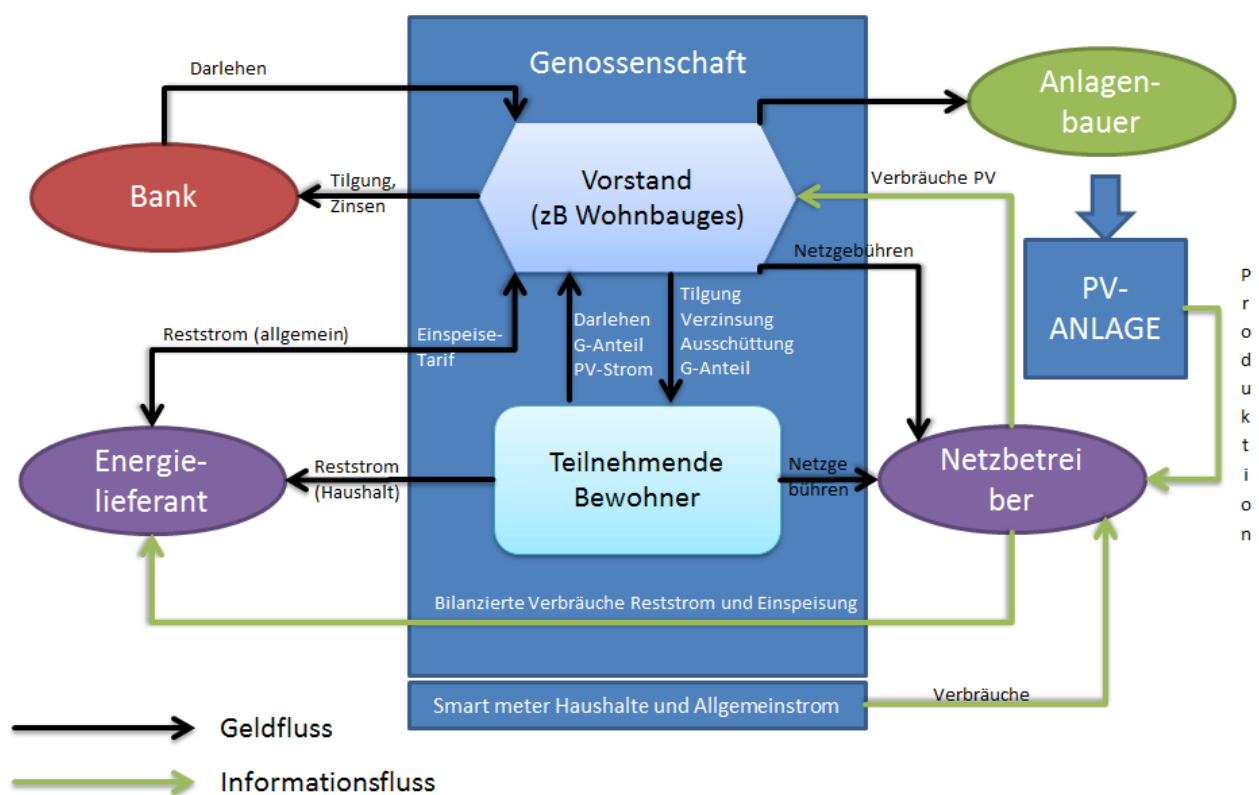


Abbildung 36: Schema eines Genossenschaftsmodells¹ mit separater Verrechnung für PV- und Reststrom

Die Verrechnung des Stroms gegenüber den Bewohnern erfolgt in diesem Modell für den PV- und den Reststrom separat. Während der PV-Strom auf Basis der Bilanzierung des Netzbetreibers durch die Genossenschaft selbst (hier durch den Vorstand repräsentiert) verrechnet wird, wird der Reststrom für jeden Haushalt sowie den Allgemiestrom wie bisher durch den Energielieferanten abgerechnet. Es besteht für jeden Haushalt auch bei Bezug des PV-Stroms weiterhin freie Anbieterwahl für den Reststrom. Dies steht im Gegensatz zu dem unter Modell 2 erläuterten Mieterstrommodell, bei dem ein zentraler Mischtarif mit einem beteiligten Energielieferanten verrechnet wird.

Modell 1 ist als Bürgerbeteiligungsmodell auch anwendbar für Schulen, Kindergärten, Gemeindebauten und sonstigen öffentlichen Gebäuden.

Tabelle 24: Geschäftsmodell 1a: Energiegenossenschaft mit Beteiligung der Bewohner im Miethaus

Bausteine Elemente	Modell 1a – Energiegenossenschaft mit Beteiligung der Bewohner im Miethaus (am Beispiel Musterhaus Graz)
Nutzerrelevante Aspekte:	
Vorteile für Bewohner	Bezug lokaler, erneuerbarer Energie, Tarif für PV/Einsparung bei öff. Tarif, Darlehensrendite, evtl. Ausschüttung/Verzinsung des Genossenschaftsanteils
Beteiligungsform:	Als Mitglied der Genossenschaft (nicht zwangsläufig nötig) und/oder über Nachrangdarlehen
Technik:	
Anlagengröße	30,36 kWp
Tech. Komponenten:	PV-Anlage (bifaciale Module), Wechselrichter, Smart Meter
Messkonzept:	Kaufmännisch-bilanziell
Recht:	
Organisationsform:	Energiegenossenschaft als Betreiber der PV-Anlage
Mitglieder:	Wohnbaugesellschaft, Bewohner, evtl. Kommune, sonstige öffentliche Institution
EIWOG 2010:	Aufgrund Definition im Zweck der Genossenschaft auch ohne Novelle möglich, aber im rechtlichen Graubereich bzgl. der Stromlieferung und Nutzung der Hauptleitung.
Wohngesetze:	MRG: Eigentümer des MPH entscheidet über Errichtung der PV-Anlage.
Verträge:	Gestattungsvertrag zur Errichtung und Betrieb zwischen Genossenschaft als Betreiberin und dem Inhaber des Dachs
Freie Anbieterwahl:	Teilnahme ist freiwillig, für Reststrom ist freie Anbieterwahl voll gewährleistet.
Administration:	
Verwaltung:	Gründung Genossenschaft, administrative Tätigkeiten: Vertragserrichtung zwischen Genossenschaft und Teilnehmenden, Abwicklung der Finanzierung, Kontakt zu Netzbetreiber, Betreiber der Anlage, Abrechnung.
Abrechnung:	EIWOG 2010 Novelle: Netzbetreiber berechnet kWh für Allgemeinstrom + Bezug des Netzstroms je Wohnung; PV-Produktion wird anhand eines Verteilungsschlüssels (z.B. aliquot laut Wohnungsgröße, in % nach angenommenen bzw. tatsächlichem Verbrauch, mit Smart Meter gemessen) den Wohneinheiten sowie dem Allgemeinstrom durch den Netzbetreiber rechnerisch zugewiesen und von den Gesamtverbräuchen der einzelnen Zählpunkte abgezogen. Genossenschaft legt Rechnung.
Bürgerbeteiligung:	Mietersversammlung, Mitfinanzierung und Bezug von PV-Strom möglich
Marketing und Vertrieb:	Projekte und Beteiligungsmöglichkeiten vorstellen, Feststellung der Teilnahme, vertragliche Fixierung.
Wirtschaftlichkeit:	
Anlagenkosten	51.000 € (1.680 €/ kWp) brutto
StromStromgestehungskosten	7,2 Cent/kWh (excl. Kosten für Projektentwicklung und Verwaltung incl. Förderung)
Netto-Barwert	10,422 € (Kalkulationszinssatz 2,3%, 1.125 kWh/ kWp/a) 20,052 € (Kalkulationszinssatz 2,3%, 1.250 kWh/ kWp/a)
Amortisationsdauer	20 bzw 16 Jahre (1.125 kWh/ kWp/a bzw. 1.250 kWh/ kWp/a)
Finanzierungsmodell	Investition von Wohnbaugesellschaft entsprechend Allgemeinstrom-Anteil, verzinste Darlehen durch Bewohner

Die adressierten Zielgruppen können in diesen Fällen die Gemeinden, Schulen im Gemeinde- bzw. Landesbesitz, öffentliche Träger (z. B. Gebäude des Landes, Bezirkshauptmannschaften, Interessensvertretungen, Gebietskörperschaften, Bundeseinrichtungen wie allgemeinbildende höhere Schulen, Bahnhöfe etc.) sowie an der Energiewende interessierte Bürgerinnen und Bürger sein. Ein wesentlicher Unterschied wäre hier unter Umständen die Anzahl der Genossenschaftsmitglieder und der externen Finanzierung: Einer kleinen Zahl an größeren Stromverbrauchern könnte eine größere Anzahl an Geldgebern gegenüberstehen – beispielsweise Bewohner einer Gemeinde.

Im Fall des Wohnungseigentums ist vor allem bezüglich der Entscheidung zur Errichtung der Anlage ein Unterschied zum Mietbereich gegeben. In diesem Zusammenhang stellt sich auch die Frage nach der Ansiedlung der Genossenschaft, da in diesem Fall die Tätigkeit einer Wohnbaugesellschaft auf die einer Hausverwaltung beschränkt ist. Sie entscheidet nicht mehr, ob eine PV-Anlage errichtet wird oder nicht. Diese Entscheidung ist durch die Wohnungseigentümer zu fällen. Dafür ist eine einfache Mehrheit notwendig (siehe 2.2.1.1). Die Abwicklung der Genossenschaft müsste als weitere Dienstleistung entsprechend vergütet oder eventuell von einem anderen Genossenschaftsmitglied abgedeckt werden. Ein wichtiger Dienstleistungsbereich ist die Ausschreibung der Anlage: Um wirtschaftlich sein zu können, muss die Genossenschaft die Anlage definieren, die Anbieter adressieren und die Auswahl treffen. Mindestgröße der Anlage muss festgelegt werden.

Tabelle 25: Geschäftsmodell 1b: Energiegenossenschaft mit Beteiligung von Wohnungseigentümer

Bausteine Elemente	Modell 1b - Energiegenossenschaft mit Beteiligung von Wohnungseigentümer (am Beispiel Musterhaus Graz)
Nutzerrelevante Aspekte: Vorteile für Nutzer	Bezug lokaler, erneuerbarer Energie, Einsparung bei Stromtarif, Darlehensrendite, evtl. Ausschüttung/Verzinsung des Genossenschaftsanteils
Beteiligungsform	Als Mitglied der Genossenschaft (nicht zwangsläufig nötig) und/oder über Nachrangdarlehen
Technik:	
Anlagengröße	30,36 kWp
Tech. Komponenten:	PV-Anlage (bifaciale Module), Wechselrichter, Smart Meter
Messkonzept:	Kaufmännisch-bilanziell
Recht:	
Organisationsform:	Energiegenossenschaft als Betreiber der PV-Anlage
Mitglieder:	Wohnbaugesellschaft, Wohnungseigentümer, evtl. Kommune oder sonstige öffentliche Institution
EIWOG 2010:	Aufgrund Definition im Zweck der Genossenschaft ohne Novelle möglich, jedoch im rechtlichen Graubereich bzgl. der Stromlieferung (Lieferant) und Nutzung der Hauptleitung
Wohngesetze:	WEG: Im Neubau entscheidet Bauträger, die Kosten werden im Kaufpreis berücksichtigt. Im Kaufvertrag ist Stromversorgung durch PV-Anlage ausgewiesen. Bestand: Beschlussfassung einer PV-Anlage durch einfache Mehrheit der Wohnungseigentümer
Verträge:	Gestattungsvertrag zur Errichtung und Betrieb zwischen Genossenschaft und beteiligten Wohnungseigentümern

Freie Anbieterwahl:	Die Teilnahme ist grundsätzlich freiwillig. Für den Reststrom ist die freie Anbieterwahl weiterhin voll gewährleistet.
Administration:	
Verwaltung:	Gründung Genossenschaft, administrative Tätigkeiten: Vertragserrichtung zwischen Genossenschaft und Teilnehmenden, Abwicklung der Finanzierung, Kontakt zu Netzbetreiber, Betreiber der Anlage, Abrechnung.
Abrechnung:	EIWOG 2010 Novelle: Netzbetreiber berechnet kWh für Allgemeinstrom + Bezug des Netzstroms je Wohnung; PV-Produktion wird anhand eines Verteilungsschlüssels (z.B. aliquot laut Wohnungsgröße, in % nach angenommenen bzw. tatsächlichem Verbrauch, mit Smart Meter gemessen) den Wohn-einheiten sowie dem Allgemeinstrom durch den Netzbetreiber rechnerisch zugewiesen und von den Gesamtverbräuchen der einzelnen Zählpunkte abgezogen. Genossenschaft legt Rechnung.
Bürgerbeteiligung:	Wohnungseigentümer-Versammlung, Mitfinanzierung und Bezug von PV-Strom möglich
Marketing und Vertrieb:	Projekte und Beteiligungsmöglichkeiten vorstellen, Feststellung der Teilnahme, vertragliche Fixierung.
Wirtschaftlichkeit:	Siehe Beteiligungsmodell 1a für Mieter

Modell 2 – Energiegenossenschaft mit integriertem Stromtarif (DE Mischstrommodell)

Bei diesem Modell geht die Energiegenossenschaft eine Kooperation mit z.B. einem Ökostromanbieter ein, der den Reststrom an die beteiligten Bewohner liefert. In diesem Falle gibt es nur einen Mischtarif, der sich anteilmäßig aus dem PV-Strom von der Energiegenossenschaft und dem Reststrom von dem EVU ergibt. Um die Attraktivität für die Bewohner sicherzustellen sollte dieser Mischtarif unterhalb der üblichen Stromtarife aus dem öffentlichen Netz liegen. Es ist zu klären wer diesen Mischstromtarif in Österreich verrechnen darf, voraussichtlich müsste der Energielieferant diese Aufgabe übernehmen und an der Energiegenossenschaft teilnehmen. Andernfalls müsste die Energiegenossenschaft zum Energielieferanten werden (Konzession). Der Vorteil für die Bewohner liegt darin, nur mehr eine Stromrechnung zu erhalten. Für den Energielieferanten liegt der Vorteil darin sich für alle beteiligten Bewohner die Lieferung des Reststromes zu sichern.

Tabelle 26: Geschäftsmodell 2: PV-Gemeinschaftsanlage MPH Mieter mit Mischstromtarif

Bausteine Elemente	Modell 2: PV-Gemeinschaftsanlage MPH Mieter mit integriertem Stromtarif (am Beispiel Musterhaus Graz)
Nutzerrelevante Aspekte:	
Vorteile für Bewohner	Bezug lokaler, erneuerbarer Energie, Einsparung bei Stromtarif, Darlehensrendite, evtl. Ausschüttung/Verzinsung des Genossenschaftsanteils. Nur eine Stromrechnung durch Beteiligung eines Energielieferanten.
Beteiligungsform:	Als Mitglied der Genossenschaft (nicht zwangsläufig nötig) und/oder über Nachrangdarlehen.
Technik:	
Anlagengröße	30,36 kWp
Tech. Komponenten:	PV-Anlage (bifaciale Module), Wechselrichter, Smart Meter
Messkonzept:	Kaufmännisch-bilanziell
Recht:	

Organisationsform:	Energiegenossenschaft, ist Eigentümer und Betreiber der PV-Anlage
Mitglieder:	Wohnbaugesellschaft (Miethaus)/Hausverwaltung (Eigentum), interessierte Bewohner, Energielieferant, sonstige Akteure
EIWOG 2010:	Novellierung nötig
Wohngesetze:	S. oben, je nachdem ob Miet- oder Eigentumsobjekt
Verträge:	EIWOG 2010 Novelle: Errichtungs- und Betriebsvertrag zwischen Betreiber und beteiligten Mietern. Vertrag zwischen Energiegenossenschaft und Energielieferant über Verrechnung des Mischtarifs.
Freie Anbieterwahl:	Die Teilnahme ist grundsätzlich freiwillig. Bei der Entscheidung für eine Teilnahme ist die Abnahme des gesamten Stroms über den Mischtarif festgelegt (keine Differenzierung zwischen PV- und Reststrom durch verschiedene Anbieter).
Administration:	
Verwaltung:	Gründung der Genossenschaft (Erstellung Statut, Vorstellung bei Revisionsverband, Gründung nach Genehmigung durch den Verband, Eintragung ins Firmenbuch). Vertragserrichtung zwischen Genossenschaft bzw. Energielieferant und Teilnehmenden. Abwicklung der Finanzierung (Rückzahlung von Darlehen mit Tilgung und Zinsen); Revision; Kontakt zu Netzbetreiber, Betreiber der Anlage, Abrechnung
Abrechnung:	EIWOG 2010 Novelle: Netzbetreiber berechnet kWh für Allgemeinstrom + Bezug des Netzstroms je Wohnung; die PV-Produktion wird anhand eines Verteilungsschlüssels (aliquot laut Wohnungsgröße, prozentuell nach angenommenen Verbrauch bzw. nach tatsächlichem Verbrauch, Finanzierungsanteil, gemessen mit Smart meter (jedenfalls Neubau)) Abrechnung mit Teilnehmenden durch Energiegenossenschaft
Bürgerbeteiligung:	Fall1 Wohnungseigentümer: Wohnungseigentümerversammlung Fall2 Mieter: Mieterversammlung Mitfinanzierung und Bezug von PV-Strom möglich Aufnahme neuer Genossenschafter (in Genossenschaftsversammlung),
Marketing und Vertrieb:	Projekte und Beteiligungsmöglichkeiten vorstellen, Feststellung der Teilnahme, vertragliche Fixierung
Wirtschaftlichkeit:	Es wurde keine separate Berechnung vorgenommen, da das Modell über den im Projekt vorgesehenen Rahmen hinausgeht und die Wirtschaftlichkeit von den Umsetzungsdetails mit einem Energielieferanten abhängt.

Modell 3 - Direktvermarktungsmodell durch Wohnbaugesellschaft für Miethäuser:

Da der Fokus einiger Wohnbaugesellschaften weiterhin eher auf dem Kerngeschäft konzentriert ist, wird von ihnen nicht immer eine Beteiligungsfinanzierung durch die Mieter angedacht. Die Muttergesellschaft einer der in diese Sondierung involvierten ist eine Wohnbaugenossenschaft, sieht aber diese nicht als organisatorischen Aufhänger für eine Energiegenossenschaft. Im Gespräch wurde das Interesse an einer eigens gegründeten Energiegenossenschaft als gering eingeschätzt, da bei ihnen der Schwerpunkt auf günstigem Wohnraum liegt und das Thema Leistbarkeit einen großen Stellenwert einnimmt. Mitbewohner haben auch viele Mitbestimmungsrechte und das Interesse der Bewohner wurde durch diese Wohnbaugesellschaft als eher gering eingeschätzt. Gleichzeitig hat die Befragung in Grazer Siedlung unter den abgegebenen Fragebogen doch ein gewisses Interesse festgestellt. Vor diesem Hintergrund wurde in der Sondierung im Gespräch mit der Wohnbaugesellschaft ein einfaches, vollständig über die Wohnbaugesellschaft abge-

wickeltes Modell angedacht, welches auch die zusätzlichen Kosten durch eine Genossenschaftsgründung und der Beteiligungsabwicklung einspart.

Bei diesem Modell wird die PV-Anlage im Rahmen einer Verbesserung oder im Neubau eines MPH für Mieter errichtet. Die notwendige Investition erfolgt durch die Wohnbaugesellschaft, die Mieter würden hierbei nicht beteiligt werden. Das Modell ist insofern jedoch nicht mehr als Beteiligungsmodell im Sinne einer aktiven/bewussten und freiwilligen Co-Finanzierung durch die Mieter anzusehen.

Die Wohnbaugesellschaft ist ohnehin bereits in mehreren Bereichen Betreiber und Instandhalter von Heizungs -und Warmwasseranlagen (Solarthermie) u.a. auch von PV-Anlagen für den Allgemiestrom. Die Option PV-Eigenversorgung könnte prinzipiell aus Sicht dieser Wohnbaugesellschaft auf vergleichbare Art umgesetzt werden wie beispielsweise die bereits erfolgte Installation von Solarthermie-Anlagen. Im Sinne des Kostendeckungsprinzips müsste hierbei die Kostenumwälzung nach klaren Spielregeln erfolgen und die Investition in jedem Fall abdecken. Grundsätzlich wurde auf Seiten der Wohnbaugesellschaft kein Problem in der Weiterverrechnung einer PV-Anlage an die Teilnehmenden gesehen. Dies könnte in erster Linie über ein einfaches Modell ähnlich anderen Investitionen (z.B. Solarthermie) erfolgen:

- Refinanzierung über Weitergabe der Investitionskosten als Sanierung an die Bewohner (im Rahmen Ihrer monatlichen Zahlungen);
- Der Strom selbst würde dann nicht abgerechnet werden, womit auch ein entsprechender Nutzen kommuniziert werden kann (hier wäre zu klären in welchem Verhältnis das zu den Mehrkosten der Verbesserung stehen würde – insbesondere bei kürzer bestehenden Mietverhältnissen). Es würde sich also der Strombezug vom bisherigen Stromanbieter des Mieters um jenen aus der PV-Anlage reduzieren.
- Die Berechnung wieviel PV-Strom für den Allgemiestrom und wieviel PV-Strom an die einzelnen Mieter geliefert wird, würde wie im derzeitigen Entwurf der EIWOG 2010 Novelle vorgeschlagen, auf Basis eines durch die Wohnbaugesellschaft mitzuteilenden Verteilungsschlüssels vom Netzbetreiber durchgeführt und die entsprechenden Daten an den Energielieferanten für den Reststrombezug übermittelt werden.
- Die Wahl des Energielieferanten für den Reststrom würde entsprechend der gesetzlichen Vorgaben beibehalten werden. Bei Neubau wird von vornherein den Interessenten mitgeteilt, dass dieses Miethaus mit einer PV-Anlage zur Eigenversorgung ausgestattet ist, mit entsprechender Berücksichtigung der Investitionskosten im Mietpreis, und dafür reduzierten Stromkosten.

Rechtliche Aspekte bzgl. der Überwälzung der Kosten auf die Bewohner wurden bereits im Kapitel 2.2.1 behandelt. Die Erhöhung der Grundmiete im Bestand ist hier jedenfalls als schwierig anzusehen, da die Durchführung in Form einer Verbesserungsarbeit an die Freiwilligkeit der Bewohner geknüpft ist. Aufgrund der Fluktuation im Mietbereich würde dies unter Umständen eine wechselnde Anpassung der Grundmiete erfordern, was sicher als unzumutbar ausgeschlossen werden kann und zudem keine zuverlässige ökonomische Planbarkeit zulässt.

Im Falle von Eigentumswohnungen erscheint dies bei einer entsprechenden Mehrheitsentscheidung realistischer – die Eigentümer würden hier durch die Investition in eine PV-Anlage eine Wertsteigerung Ihrer Wohnung erzielen. Hier wäre wohl davon auszugehen, dass die Teilnahme oder Nicht-Teilnahme der einzelnen Wohneinheiten über mehrere Besitzer hinweg bestehen bleiben würde, da ansonsten bei jedem Wechsel der PV-Strombezieher eine erneute Umverteilung der Investitionskosten erfolgen müsste.

Tabelle 27: Geschäftsmodell 3: Direktvermarktungsmodell durch Wohnbaugesellschaft für Miethäuser

Bausteine Elemente	Modell 3: Direktvermarktungsmodell durch Wohnbaugesellschaft für Miethäuser (am Beispiel Musterhaus Graz)
Nutzerrelevante Aspekte:	
Vorteile für Bewohner	Bezug lokaler, erneuerbarer Energie, Einsparung durch geringeren Bezug vom Energielieferanten. Nur eine Stromrechnung, da PV-Strom nicht direkt abgerechnet wird.
Beteiligungsform:	Nur indirekt über die Miete.
Technik:	
Anlagengröße	30,36 kWp
Tech. Komponenten:	PV-Aufdach Anlage, Wechselrichter, Smart Meter, Speicher
Messkonzept:	Kaufmännisch-bilanziell
Recht:	
Organisationsform:	Wohnbau GmbH ist Eigentümer und Betreiber der PV-Anlage
Mitglieder:	Keine Genossenschaft, Anlage wird im Rahmen Verbesserung oder Neubau errichtet und von Wohnbau GmbH selbst betrieben (ähnlich Solarthermie-Projekten)
EIWOG 2010:	Novellierung nötig
Rechtliche Aspekte:	U.U. Abklärung der Gewährung freier Anbieterwahl sowie des Agierens des Wohnbauträgers als Stromlieferant
Verträge:	
Freie Anbieterwahl:	Die teilweise Versorgung mit PV-Strom könnte in den Mietvertrag eingeschlossen werden. Der Bezug des PV-Stroms wäre für alle Bewohner gegeben. Für Reststrom besteht weiterhin Wahlfreiheit.
Administration:	
Verwaltung:	Administrative Tätigkeiten durch Wohnbaugesellschaft abgedeckt
Abrechnung:	Netzbetreiber bilanziert die Produktion und Verbräuche, der PV-Strom wirkt sich jedoch ausschließlich verringern auf den Strombezug aus dem Netz aus und wird nicht verrechnet
Bürgerbeteiligung:	Kein Beteiligungsmodell.
Marketing und Vertrieb:	Im Rahmen der Vermietung
Wirtschaft:	Es wurde keine separate Berechnung vorgenommen, da das Modell über den im Projekt vorgesehenen Rahmen hinausgeht. Da die Anlagenkosten über die Miete verrechnet werden, kann von vornherein eine kostendeckende Kalkulation angewendet werden.

Derartige Modelle werden teils als Gratis-Strom-Modelle diskutiert und in Deutschland bereits angewandt, da die Finanzierung nicht über die Verrechnung des Stroms, sondern rein über die Investitionskosten geschieht (im Falle des Wohnungseigentums ähnlich wie im Einfamilienhaus). Neben der Organisation der Finanzierung und Anlagenerstellung bleibt die Klärung des Verteilungsschlüssels für den Strom auf die Wohneinheiten sowie dessen Mitteilung an den Netzbetreiber bestehen.

2.6.4 Weiterführende Diskussion – Alternative Modelle

Neben ökonomischen Unsicherheiten insbesondere bezüglich der zukünftig geltenden Tarife, die durch den Netzbetreiber für die Bilanzierung der Produktion und Verbräuche durchgeführt wird, hat sich der administrative Aspekt der Genossenschaft als wesentliche Herausforderung herausgestellt (Diskussionen mit Partnern sowie Stakeholdern unter anderem im Rahmen des Stakeholder-Workshops am 1.2.2017). Gründung und Management einer Energiegenossenschaft wurden jedenfalls von einer der Wohnbaugesellschaften als nicht machbar innerhalb der Gesellschaft eingeschätzt. Für die Lösung dieses Problems sind zwei grundsätzliche Ansätze denkbar:

1. Vermeidung des Beteiligungsansatzes anhand der Stromverrechnung und somit der Notwendigkeit einer Genossenschaft, mit Finanzierung beispielsweise über die Grundmiete bzw. den Verkaufspreis (s. Modell 3 oben).
2. Andere Institutionen übernehmen führende Rolle in der Energiegenossenschaft
3. Andere Wege ohne Energiegenossenschaft.

Variante 1 wurde bereits oben in Modell 3 diskutiert und liegt je nach Ausgestaltung außerhalb des Anspruchs dieses Projekts. Wege für Beteiligungsmodelle aufzuzeigen, ist jedoch im Sinne einer pragmatischen Lösung zur Realisierung von gemeinschaftlicher Nutzung von PV-Strom in MPH anzudenken.

Variante 2 entspricht weitgehend den oben dargestellten Varianten, es würde jedoch eine Ausgliederung der Verwaltung bzw. des „Trägers“ der Genossenschaft erfolgen. Da nicht davon auszugehen ist, dass diese Tätigkeit durch die Bewohner selbst übernommen wird und Wohnbaugesellschaften in vielen Fällen von dieser Tätigkeit überfordert sein dürften, wäre dies eventuell ein gangbarer Weg. Da jedoch hohe Kosten für die Vergabe dieser Tätigkeit die Wirtschaftlichkeit gefährden könnte, wäre hier eine möglichst kostengünstige Variante zu identifizieren. Denkbar wäre die Ansiedlung bei (halb)öffentlichen bzw. geförderten Organisationen, in deren Tätigkeitsbereich die Gründung und Verwaltung einer Energiegenossenschaft im Sinne der Förderung entsprechender Modelle fallen könnte. In Frage kämen hier z.B. die **Klima- und Energie-Modellregionen (KEM)**. Insbesondere die KEM Manager könnten hier in der Zukunft eine wesentliche Rolle in einer Energiegenossenschaft übernehmen.

Unter Variante 3 sind weitere Ansätze ohne der Organisationsform einer Energiegenossenschaft zu verstehen. Hier wäre zum Beispiel ein Contracting Modell denkbar. Es wäre allerdings hier im Interesse des Trägers, einen Teil der Wertschöpfung für sich zu beanspruchen. Die Kosten für den Betrieb der PV-Anlage könnten sich dadurch erhöhen.

Dies entspricht nicht der Grundidee dieses Projekts, die Wertschöpfung auf Ebene der Bewohner und Hauseigentümer zu belassen. Da der Entwurf der EIWOG 2010 Novelle vom 27.2.2017 (Republik Österreich, Parlament 2017) jedoch vorsieht, dass Gemeinschaftsanlagen auch durch Dritte betrieben werden können, dürfte dieses „Hybrid-Modell“ (Elemente von gemeinschaftlicher Finanzierung auf Hausebene sowie Elemente eines Contractings) in der Praxis jedenfalls als umsetzungsrelevant angesehen werden. Im Rahmen der EIWOG 2010 Novelle wäre hier eine Organisation in Form einer Genossenschaft nicht mehr nötig. Für den Betrieb der Anlage käme hier auch ein Energielieferant in Frage, was im Rahmen eines Mischtarifmodells wie oben beschrieben evtl. für diesen auch attraktiv wäre (gesicherter Absatz an teilnehmende Haushalte). Letztlich könnten solche Modelle als eine Art Weiterentwicklung von bereits vielfach durchgeführten „Bürger-Kraftwerken“ mit lokalem Verbrauch durchgeführt werden.

2.7 Beitrag zu den Zielen des Programms Stadt der Zukunft

Das Projekt ist für zahlreiche Projektziele der Programmlinie Stadt der Zukunft-Ausschreibung 2 (BMVIT, FFG, 2014) von hoher Relevanz.

Das entwickelte Hauptmodell auf Basis einer Genossenschaft zeigt für BewohnerInnen Möglichkeiten auf wie sie sich aktiv an der Finanzierung einer PV-Anlage und einem Bezug des PV-Stroms zu beteiligen können. So können auch Bewohner von MPH an den wirtschaftlichen Vorteilen einer PV-Eigenstromnutzung teilhaben können. Dadurch können sozial schwächere Bevölkerungsteile auf längere Sicht entlastet werden.

Optimierte PV-Anlagen (nicht über- oder unterdimensioniert) bringen den Vorteil, dass die selbstverbrauchte Menge an kWh Strom für ca. die nächsten 25 Jahre gleich bleibt (bei heutiger Technologie) und der Strompreis in einem gewissen Grad „eingefroren“ wird. Die Stromgestehungskosten können hier deutlich einfacher und besser kalkuliert und gegenüber fossil-atomaren Energieträgern auch langfristig gehalten werden.

Der verstärkte Austausch von Strom aus erneuerbarer Energie innerhalb von Wohnanlagen und kommunalen Einrichtungen verbessert die städtische Infrastruktur hinsichtlich eines stärkeren Ausbaus erneuerbarer Energieträger. Die Notwendigkeit neuer Leitungskapazitäten für den Transfer des Stroms in das öffentliche Netz wird vermindert. Bei Teilnahme von Kommunen können deren Dienstleistungen vermehrt mit „grüner Energie“ zur Verfügung gestellt werden.

Das Projekt sondiert innovative Geschäftsmöglichkeiten mit hohem Anwendungspotential im urbanen Umfeld. Die vorgeschlagenen Lösungsansätze werden in einem nächsten Schritt zur schnelleren Ausbreitung und Nutzung von PV-Anlagen auf Wohnbauten führen und es können sich Märkte mit diesbezüglichen Produkten rascher vergrößern. Heimische Technologieanbieter können dieses Vorsprungwissen zur nationalen und internationalen Markterschließung nutzen.

Die Nutzung des erneuerbaren Energieträgers Photovoltaik kann dadurch in Österreich wesentlich erhöht und der von fossilen Energieträgern gesenkt werden. Eine höhere Versorgung städtischer Räume mit erneuerbaren Energieträgern führt zu einer Reduktion von Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffen und trägt somit zu den Klimaschutzzielen und zu messbar positiven Gesundheitseffekten bei. Durch die Nutzung von bereits bestehenden Gebäuden müssen keine zusätzlichen Freiflächen in Anspruch genommen werden und kann die Ressource Boden geschont werden.

Entsprechende Geschäftsmodelle im Sinne eines „Bottom-up“ Ansatzes sind Teil einer sich abzeichnenden Umgestaltung der derzeitigen zentralen Energieversorgung hin zu mehr dezentralen und flexiblen Versorgungsstrukturen. Dies wird auch auf EU-Ebene durch das neue „Winter Paket“ (European Commission, 2016) angestrebt.

3 Schlussfolgerungen

Die Genossenschaft als Organisationsform für die Abwicklung des Geschäftsmodells zur Belieferung des PV-Stroms an die Bewohner von MPH wird bei Berücksichtigung einiger Rahmenbedingungen durch die Projektergebnisse bestätigt. Die Veröffentlichung des Entwurfs zur EIWOG 2010 Novelle während der Projektlaufzeit hat eine Klärung wesentlicher Unsicherheiten im Bereich der Administration und Abrechnung in Aussicht gestellt. Die Wirtschaftlichkeit ist je nach Voraussetzungen gegeben. Eine Genossenschaft sollte PV-Anlagen von mehreren MPH umfassen, für ein Einzelgebäude ist der administrative Aufwand zu hoch. Aufgrund der administrativen Aufwände welche sich als gewisse Barriere zur Umsetzung herausgestellt haben, ist weiterhin nach geeigneten Konstellationen, insbesondere für die Abwicklung der Genossenschaft, zu suchen.

Manche Wohnbaugesellschaften bevorzugen es in keiner Genossenschaft teilzunehmen, haben sich aber zum Ziel gesetzt, selbst PV-Anlagen auf ihren Miethäusern zur Vor-Ort Nutzung zu betreiben. Aus diesem Grund wurde nicht nur ein Modell auf Basis einer Genossenschaft mit entsprechenden Varianten, sondern auch alternative Modelle diskutiert und dargestellt. Diese gehen teils über den ursprünglich vorgesehenen Rahmen des Projektes hinaus und wurden aufgezeigt und skizziert. Alle untersuchten Geschäftsmodelle berücksichtigen die abgeleiteten Vorgaben des inzwischen vorliegenden EIWOG 2010 Entwurfs. Die dargestellten Genossenschaftsmodelle sind ohne die Annahme der Regierungsvorlage grundsätzlich auch machbar wenn entsprechende Absprachen mit dem örtlichen Netzbetreiber sowie der zuständigen Landesenergiebehörde erfolgen.

Bzgl. der Wirtschaftlichkeit bestehen derzeit weiterhin Unsicherheiten die sich nicht gänzlich absehen lassen, dies betrifft insbesondere die von den Netzbetreibern für die Messleistungen verrechneten Mehrkosten im Falle von Gemeinschaftsanlagen, die in der EIWOG 2010 Novelle (Republik Österreich, Parlament, 2017) nicht näher definiert werden. Nach ihrer Beschlussfassung sind weitere Regelungen wie z.B. die Entgelte der Netzbetreiber für ihre Messaufgaben nötig, die hier Aufschluss geben könnten.

Mit den nun vorliegenden Ergebnissen ist ein weiterer Schritt in Richtung einer verstärkten Vor-Ort Nutzung des erneuerbaren Energieträgers Photovoltaik in dem bisher nicht umfassend genutzten Bereich des Wohnbaus getan. Diese neuen Umsetzungslösungen ermöglichen eine Flexibilisierung der erneuerbaren Energieversorgungs- und Energienutzungssysteme in der Stadt. Durch die Nutzung bestehender Wohnbauten müssen für diese Energiequelle keine neuen Flächen auf der grünen Wiese verwendet werden. Neue Bevölkerungsschichten, in diesem Fall die Bewohner von Mehrparteienhäusern, wird eine Möglichkeit geboten, sich an der Energiewende zu beteiligen. Der PV-Strom kann ihnen im Rahmen eines geeigneten Modells durch niedrigere Stromgestehungskosten kostengünstiger angeboten werden als jener aus dem öffentlichen Netz. Die Netzbelastung wird durch eine erhöhte Eigennutzung des PV-Stroms reduziert.

Die gewonnenen Erkenntnisse können unter anderem von Wohnbaugesellschaften und öffentlichen Einrichtungen genutzt werden. Die Analyse rechtlicher sowie wirtschaftlicher

Fragen kann hier einen wichtigen Beitrag in Umsetzungsüberlegungen leisten und ergänzt damit bestehende Studien. Insbesondere die Frage der administrativen Aufwände und deren Berücksichtigung in der Wirtschaftlichkeitsanalyse sowie Informationen zum rechtlichen Rahmen stellen hier einen Mehrwert dar.

Die Wirtschaftlichkeit wird in erster Linie durch die Projektentwicklungs- und Administrationskosten beeinflusst. Da diese Fixkosten refinanziert werden müssen, ist eine entsprechende Projektgröße nötig. Das Beispiel Graz hat hier gezeigt, dass aus wirtschaftlicher Sicht unter Umständen eine größere Dimensionierung zur Erhöhung der Einnahmen vorteilhafter ist, als im Hinblick auf eine Maximierung des Eigenverbrauchs kleiner zu dimensionieren. Die Nutzung eines Speichers hat sich mit dem aktuellen Stand der Kosten als nicht wirtschaftlich herausgestellt. Es wurden jedoch sehr konservative Annahmen getroffen und weiterhin fallende Speicherpreise können angenommen werden. Daher ist die Speichernutzung in naher Zukunft durchaus weiterhin zu bedenken.

Auf politischer Ebene stellt die Novellierung des EIWOG 2010 eine wesentliche Erleichterung dar. Auf dem Gebiet des Wohnrechts sind noch entsprechende Anpassungen, die aufgezeigt wurden, notwendig (Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetz, Mietrechtsgesetz). Eine Novellierung zu den Wohngesetzen ist aktuell jedoch nicht vorgesehen, wird vom Projektteam jedoch angeregt.

Das Projekt zeigt somit neue innovative Geschäftsmöglichkeiten mit hohem Anwendungspotential im urbanen Umfeld auf. Der Rest-Strom kann für verschiedenste Nutzungen im Nahbereich herangezogen werden. Hier stellt insbesondere die E-Mobilität eine interessante Möglichkeit dar.

Bisherige Verwertungs- und Verbreitungsaktivitäten:

Das Projekt wurde anhand von Postern auf der

- 32. European PV Solar Energy Conference (EUPVSEC 2016) in München, 20 – 24 Juni 2016;
- 14. Österreichischen PV-Tagung der TPPV in Villach, 29. -30. 11.2016:
- Smart Energy Systems Week Graz, 15 – 19. Mai 2017

vorgelegt und diskutiert. Für die EUPVSEC 2016 wurde ein Proceeding ausgearbeitet (Woess-Gallasch S. et al, 2016). An weiteren österreichischen Veranstaltungen wurden von mehreren Mitarbeitern die Inhalte des Projektes dargestellt und diskutiert

4 Ausblick und Empfehlungen

Für mögliche Folge-Arbeiten wird ein Schwerpunkt auf die sinnvolle **Ansiedlung der administrativen Abwicklung** gelegt werden. Nicht immer sehen sich Wohnbaugesellschaften in der Lage eine leitende Funktion in der Genossenschaft zu übernehmen. Denkbar sind hier die Zusammenarbeit mit Wohnbaugesellschaften, die die Abwicklung von PV-Gemeinschaftsanlagen in ihr Management integrieren möchten sowie die Einbindung weiterer Akteure, die für die administrative Abwicklung in Frage kommen. Denkbar ist hier eine Zusammenarbeit mit den Klima- und Energie Modellregionen (KEM-Regionen) und den KEM-Managern sowie kommunale Einrichtungen. Dies müsste in einem weiteren Projekt geprüft werden.

Mit diesem Bericht wird unseres Wissens nach erstmals eine umfassende Wirtschaftlichkeits-Bewertung veröffentlicht, welche neben technischen Kosten von PV-Anlagen auch umfangreiche administrative Kosten berücksichtigen und diese in die üblichen Kennzahlen der Wirtschaftlichkeit einfließen lassen (z.B: „Vollkosten-LCOE“). Da dieser Analyse eine begrenzte Anzahl von Fällen und sehr spezifische Annahmen zu den administrativen Kosten zu Grunde liegen wird empfohlen, entsprechende Bewertungen weiterzuführen. Dies könnte noch breitere Einsichten in die Wirtschaftlichkeit verschiedener Umsetzungsvarianten ermöglichen.

Neben der Ansiedlung der administrativen Abwicklung sind in jedem Fall Akteure für die Umsetzung zu identifizieren, um eine Skalierung der entwickelten Modelle zu ermöglichen. Dies betrifft insbesondere weitere Bauträger/Wohnbaugesellschaften, die eine Umsetzung, ggf. auch im Neubau, anstreben. Es wäre in diesem Zusammenhang wichtig mehr über die **Vorstellungen der Wohnbaugesellschaften** zum Thema dieser Untersuchung zu erfahren um das Potential einer künftigen Umsetzung der hier dargestellten Geschäftsmodelle näher abschätzen zu können. Daher wird das Konsortium den weiteren Austausch mit Wohnbaugesellschaften suchen.

Während der Projektlaufzeit haben sich diverse Akteure für die Umsetzung von Gemeinschaftsanlagen in Position gebracht. Dies beinhaltet auch Betreiber von bestehenden Beteiligungsmodellen (z.B. Sale and lease back), was zu einer Art „Hybrid“ aus Gemeinschaftsanlage und Contracting führen könnte. Das Konsortium wird weiterhin Umsetzungsmöglichkeiten verfolgen, welche ein Maximum der Wertschöpfung bei den Bewohnern belässt und bisher nur skizzierte Geschäftsmodelle bzw. noch nicht geklärte Fragestellungen evaluiert.

Ein weiterer Schwerpunkt hat sich mit nutzerspezifischen Aspekten zu befassen: Die im Rahmen dieser Untersuchung durchgeführten Befragungen in Graz und Salzburg sind nicht repräsentativ. Aufgrund des geringen Rücklaufs, der kleinen Stichprobengröße und des Fallstudiencharakters der beiden Wohnhausanlagen können die hier berichteten Ergebnisse nicht uneingeschränkt verallgemeinert werden. Diese Erhebung kann lediglich einen ersten, deskriptiven Einblick in die Meinungen von potenziellen Teilnehmern bei PV-Hausanlagen bieten. Umfassendere Erhebungen und Befragungen von potentiellen BewohnerInnen sind

daher nötig, um einen besseren Eindruck der Skalierbarkeit zu erhalten. Für die Bewohner von Wohnhausanlagen als zukünftige Nutzer der vorgestellten Geschäftsmodelle wäre über interessierte Wohnbaugesellschaften weiteres entsprechendes Informationsmaterial aufzubereiten und zu verteilen um das derzeit vorliegende Informationsmanko zu reduzieren.

5 Verzeichnisse

5.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung von Strompreisen und Einspeisetarifen seit 2009 (Quellen: e-Control 2016 und Eurostat 2016)	18
Abbildung 2: Messkonzept D3 für eine Selbstversorgergemeinschaft eines Mehrfamilienhauses in Deutschland mit Softwarelösung, Summenzähler (VBEW, 2014).	23
Abbildung 3: Heidelberger Summenzählermodell mit virtuellen Zählpunkten (Seufert , 2014)	25
Abbildung 4: Ablaufschema des Projektes untergliedert in Arbeitspakete.....	30
Abbildung 5: Monatlicher Ertrag im Jahr 2016 der PV-Anlage 20,16 kWp, Graz	34
Abbildung 6: Monatlicher Ertrag im Jahr 2016 der PV-Anlage 4,675 kWp, Graz	36
Abbildung 7: Musterhaus Graz, Aufriss und Grundriss	38
Abbildung 8: Musterhaus Salzburg, Aufriss und Grundriss.....	39
Abbildung 9: BIPV-Anwendungen - links Überkopfverglasung im Wintergarten, rechts integrierte Fassaden-Lösung und Absturzsicherung im Geländer (Quelle: Ertext Solar)	42
Abbildung 10: Lastprofil Musterhaus Graz mit 49.570 kWh/a und Ertragssimulation einer 30,36 kWp PV-Anlage	43
Abbildung 11: Lastprofil Musterhaus Graz mit 49.570 kWh/a und Ertragssimulation für 16,56 kWp PV-Anlage	44
Abbildung 12: Lastprofil Musterhaus Graz mit 49.570 kWh/a und Ertragssimulation für 16,56 kWp PV-Anlage + Stromspeicher	45
Abbildung 13: Lastprofil Musterhaus Graz mit 49.570 kWh/a und Ertragssimulation für 16,74 kWp PV-Indach-Anlage	46
Abbildung 14: Lastprofil Musterhaus Graz mit 49.570 kWh/a und Ertragssimulation für 16,74 kWp PV-Fassaden-Anlage	48
Abbildung 15: Musterhaus Salzburg mit 16,75 kWp, Jahresertrag 2016 in der Praxis: 1.071 kWh/ kWp	48
Abbildung 16: Ertragsprognose laut PV*SOL-Simulation für Musterhaus Salzburg“, 16,75 kWp: 992 kWh/ kWp	49
Abbildung 17: Lastprofil Musterhaus Salzburg mit 58.450 kWh/a und Ertragssimulation einer 16,75 kWp PV-Anlage	49
Abbildung 18: Lastprofil Musterhaus Salzburg mit 58.450 kWh/a + Ertragssimulation der 16,75 kWp PV-Anlage + Stromspeicher	50
Abbildung 19: Technisches Konzept einer PV-Anlage auf einem MPH mit Direktverbrauch durch Bewohner und einem lokalen Verbraucher (Woess-Gallasch S. et al., 2016).	51
Abbildung 20: Potential für Einbindung von E-Carsharing in der Nähe Freiraum Maxglan	54
Abbildung 21: Exemplarische Datenauslesung aus dem Tool „solarcontrol“	72
Abbildung 22: Kostenbestandteile des Strompreises in Deutschland für einen privaten Haushalt (BDEW Strompreisanalyse November 2016, Haushalte und Industrie).....	73
Abbildung 23: Zusammensetzung des Strompreises in Österreich (Quelle: E-Control, 2016)	74
Abbildung 24: Beispielhafte Stromkostenaufstellung für einen Haushalt (Beispiel Salzburg AG, anonymisiert)	75
Abbildung 25: Bürgerbeteiligung bei der Energiewende über eine Energiegenossenschaft	78
Abbildung 26: Ergebnis der Bewohnerbefragung in Graz	82
Abbildung 27: Ergebnis der Bewohnerbefragung in Salzburg	82

Abbildung 28: Zusammenhang zwischen Investitionsbereitschaft und Betrag in Graz	83
Abbildung 29: Zusammenhang zwischen Investitionsbereitschaft und Betrag in Salzburg	83
Abbildung 30: Akzeptanz einer PV-Anlage (Graz)	85
Abbildung 31: Akzeptanz einer PV-Hausanlage (Graz, ENW) nach Energiesparverhalten.	86
Abbildung 32: Akzeptanz einer PV-Anlage (Salzburg).....	87
Abbildung 33: Akzeptanz einer PV-Hausanlage (Salzburg, gswb) nach Energiesparverhalten.....	88
Abbildung 34: Cashflow-Darstellung und Nettobarwert-Entwicklung aus Sicht der Genossenschaft, Graz	102
Abbildung 35: Wirtschaftlichkeit der Umstellung auf Eigenverbrauch Musterhaus Salzburg	105
Abbildung 36: Schema eines Genossenschaftsmodells ¹ mit separater Verrechnung für PV- und Reststrom	114

5.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Bestehende PV-Anlage mit 100% Volleinspeisung, Standort Graz	34
Tabelle 2: Bestehende PV-Anlage mit Überschusseinspeisung, Standort Graz	35
Tabelle 3: Technische Konzipierung Variante Aufdach 30,36 kWp – Flachdach ohne Stromspeicher	42
Tabelle 4: Technische Konzipierung Variante Aufdach 16,56 kWp– Flachdach ohne Stromspeicher .	43
Tabelle 5: Technische Konzipierung Variante Aufdach 16,56 kWp– Flachdach mit Stromspeicher	45
Tabelle 6: Technische Konzipierung Variante Indach 16,74 kWp – Satteldach	46
Tabelle 7: Technische Konzipierung Variante Fassade 16,74 kWp – Fassaden-Modul	47
Tabelle 8: Kostenübersicht der Administration eines Genossenschaftsmodells.....	77
Tabelle 9: Repräsentative Nutzungsprofile – Wohngebäude (Quelle: Mair am Tinkhof O. et al 2010)	79
Tabelle 10: Repräsentative Nutzungsprofile – Nichtwohngebäude(Quelle: Mair am Tinkhof O. et al 2010, S 26)	80
Tabelle 11: Stichprobenzusammensetzung der Erhebung unter Bewohnern.....	84
Tabelle 12: Anlagenkosten Graz, 16,56 kWp ohne Speicher	96
Tabelle 13: Anlagenkosten Graz, 16,56 kWp mit Speicher.....	97
Tabelle 14: Anlagenkosten Graz, 30,36 kWp ohne Speicher	97
Tabelle 15: Anlagenkosten Graz BIPV Indach, 16,74 kWp ohne Speicher	97
Tabelle 16: Anlagenkosten Graz BIPV Fassadenintegriert, 16,74 kWp ohne Speicher	98
Tabelle 17: Verwendete Daten zu möglichen Förderungen.....	99
Tabelle 18: Wirtschaftskenngrößen 16,56 kWp mit Speicher, Musterhaus Graz	100
Tabelle 19: Wirtschaftskenngrößen 16,56 kWp ohne Speicher, Musterhaus Graz	101
Tabelle 20: Wirtschaftskenngrößen 30,36 kWp ohne Speicher, Musterhaus Graz	102
Tabelle 21: Wirtschaftskenngrößen BIPV Indach, 16,74 kWp ohne Speicher, Musterhaus Graz	103
Tabelle 22: Wirtschaftskenngrößen BIPV Fassadenintegriert, 16,74 kWp ohne Speicher, Graz	104
Tabelle 23: Wirtschaftlichkeit der Umstellung auf Eigenverbrauch Musterhaus Salzburg.....	105
Tabelle 24: Geschäftsmodell 1a: Energiegenossenschaft mit Beteiligung der Bewohner im Miethaus	115
Tabelle 25: Geschäftsmodell 1b: Energiegenossenschaft mit Beteiligung von Wohnungseigentümer	116
Tabelle 26: Geschäftsmodell 2: PV-Gemeinschaftsanlage MPH Mieter mit Mischstromtarif	117
Tabelle 27: Geschäftsmodell 3: Direktvermarktungsmodell durch Wohnbaugesellschaft für Miethäuser	120

5.3 Literaturverzeichnis

Allgemeines bürgerliches Gesetzbuch für die gesammten deutschen Erbländer der Oesterreichischen Monarchie StF: JGS Nr. 946/1811
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10001622> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Baupolizeigesetz 1997 – BauPolG StF: LGBl Nr 40/1997 (WV)
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrSbg&Gesetzesnummer=10001005> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Behr I., IWU (Institut Wohnen und Umwelt GmbH): Dezentrale Energieerzeugung und –versorgung: Mieterstrom für Haushalte. Präsentation Kongress „100% Erneuerbare-Energie-Regionen Energiewende in der Wohnungswirtschaft“. Kassel, 10.-11. November 2015
http://www.100-ee-kongress.de/fileadmin/redaktion/100-ee-kongress/Kongress_2015/Vortraege_2015/F4_Iris_Behr.pdf
(abgerufen am: 22.1.2016, 9 Uhr)

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: BDEW-Strompreisanalyse November 2016, Haushalte und Industrie. Berlin, 2016.
[https://www.bdew.de/internet.nsf/res/17C4483BB515C7F4C125807A0035E077/\\$file/161124_BDEW_Strompreisanalyse_November2016.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/17C4483BB515C7F4C125807A0035E077/$file/161124_BDEW_Strompreisanalyse_November2016.pdf) (abgerufen am: 10.11.2016, 11 Uhr)

Bundesgesetz vom 7. Juli 1988 über die Besteuerung des Einkommens natürlicher Personen (Einkommensteuergesetz 1988 – EStG 1988) StF: BGBl. Nr. 400/1988 (NR: GP XVII RV 621 AB 673 S. 70. BR: 3534 AB 3547 S. 505.)
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10004570> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesgesetz vom 7. Juli 1988 über die Besteuerung des Einkommens von Körperschaften (Körperschaftsteuergesetz 1988 – KStG 1988) StF: BGBl. Nr. 401/1988 (NR: GP XVII RV 622 AB 674 S. 70. BR: AB 3548 S. 505.)
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10004569> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesgesetz, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft neu geregelt wird (Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 – EIWOG 2010) StF: BGBl. I Nr. 110/2010 (NR: GP XXIV RV 994 AB 997 S. 86. BR: 8420 AB 8421 S. 791.) [CELEX-Nr.: 32004L0008, 32006L0032, 32008L0027, 32009L0072, 32009L0714]
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesgesetz über das Wohnungseigentum (Wohnungseigentumsgesetz 2002 - WEG 2002)

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20001921> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesgesetz vom 12. November 1981 über das Mietrecht (Mietrechtsgesetz - MRG)

StF: BGBl. Nr. 520/1981 (NR: GP XV RV 425 AB 880 S. 90. BR: S. 415.)

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10002531> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesgesetz über das öffentliche Anbieten von Wertpapieren und anderen

Kapitalveranlagungen und über die Aufhebung des Wertpapier-Emissionsgesetzes

(Kapitalmarktgesetz - KMG) StF: BGBl. Nr. 625/1991 (NR: GP XVIII RV 147 AB 271 S. 45.

BR: AB 4133 S. 546.)

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10003020> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesgesetz, mit dem das Alternative Investmentfonds Manager-Gesetz – AIFMG erlassen wird StF: BGBl. I Nr. 135/2013 (NR: GP XXIV RV 2401 AB 2516 S. 216. BR: 9051 AB 9088 S. 823.) [CELEX-Nr.: 32011L0061]

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20008521>(abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesgesetz über besondere zivilrechtliche Vorschriften für Unternehmen

(Unternehmensgesetzbuch - UGB) StF: dRGBL. S 219/1897

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10001702> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesgesetz über Vereine (Vereinsgesetz 2002 - VerG) StF: BGBl. I Nr. 66/2002 (NR: GP XXI RV 990 AB 1055 S. 97. BR: 6614 AB 6615 S. 686.)

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20001917> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesgesetz vom 8. März 1979, mit dem Bestimmungen zum Schutz der Verbraucher getroffen werden (Konsumentenschutzgesetz - KSchG) StF: BGBl. Nr. 140/1979 (NR: GP XIV RV 744 AB 1223 S. 122. BR: AB 2003 S. 385.)

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10002462> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesgesetz über den Schutz personenbezogener Daten (Datenschutzgesetz 2000 - DSGVO 2000) StF: BGBl. I Nr. 165/1999 (NR: GP XX RV 1613 AB 2028 S. 179. BR: 5992 AB 6034 S. 657.) (CELEX-Nr.: 395L0046)

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=bundesnormen&Gesetzesnummer=10001597> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesministerium für Finanzen: FINDOC, zitiert aus:

<https://findok.bmf.gv.at/findok?execution=e1s1&dokumentId=96ed1840-1784-4d15-ad54-337b30c5bbb0> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Bundesministerium für Verkehr Innovation und Technologie (BMVIT): Stadt der Zukunft"-Themenworkshop „Der Strom von nebenan“ Wien, 17. Februar 2016, Präsentationen abrufbar unter: <http://www.hausderzukunft.at/results.html/id8333> (abgerufen am: 12.3.2017, 15 Uhr)

Bundesministerium für Verkehr Innovation und Technologie, Forschungsförderungsgesellschaft: Stadt der Zukunft. Intelligente Energielösungen für Gebäude und Städte. 2. Ausschreibung 2014, Leitfaden zur Projekteinreichung, Wien, September 2014.

Bundesministerium für Wissenschaft Forschung und Wirtschaft (BMWFW): Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 (ÖSET-VO 2016). http://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/2015_12_23_OESET-VO_2016.pdf

BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: PVFINANCING. EU Horizon 2020 Project unter: <http://www.pv-financing.eu/> (abgerufen am: 8.4.2016, 11 Uhr).

BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: PROJECT RESULTS <http://www.pv-financing.eu/project-results/> 2016a (abgerufen am: 15.9.2016, 10 Uhr).

Buzzn: Worüber Du Dich als Stromnehmer freuen kannst. <http://www.buzzn.net/strom-nehmen/> (abgerufen am: 15.1.2016, 9 Uhr)

David-Freihsl R: Sonnenstrom: Das Häusermeer – ist oben leer. In: Der Standard, S. 30. Wien, September 2014.

deBruyn K. Fritz S. Furtlehner M. und Hengstschläger P: Gebäudeübergreifender Energieaustausch: Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren GebEn. In Berichte aus Energie- und Umweltforschung 00/2014, HdZ, BMVIT, Wien, 2014.

Capgemini: Capgemini annual report 2009. Capgemini group publication, Paris, 2010. <https://www.at.capgemini.com/annual-report> (abgerufen am: 16.1.2017, 9 Uhr)

Dellinger M.: Genossenschaften als Instrument für Crowdfunding. In Vorträge und Aufsätze des Forschungsvereins für Genossenschaftswesen der Universität Wien, Heft 38, Wien, 2014

Dellinger M.: Genossenschaftsgesetz samt Nebengesetzen, 2014.

Deloitte: Der österreichische Energiekunde 2020. Eine Studie der Deloitte Industry Line Energy & Resources, Wien, 2015.

Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. (DGRV), Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen (GdW): Bundeskongress genossenschaftliche Energiewende, Energieversorgung bürgernah gestalten. Berlin, 3.

Februar 2015. Pressemitteilung. Abrufbar unter: <https://www.dgrv.de/de/news/news-2015.02.03-1.html> (abgerufen am: 15.1.2016, 10 Uhr)

E-Control: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering> (abgerufen am 10.11.2016 11:15 Uhr)

E-Control: <https://www.e-control.at/konsumenten/energie-sparen/smart-metering/was-kostet-smart-metering> (abgerufen am: 20.03.2017, 16:00 Uhr).

E-Control: <https://www.e-control.at/konsumenten/energie-sparen/smart-metering>; 17.03.2017

European Commission: Best practices on Renewable Energy Self-consumption. SWD(2015) 141 final; Brüssel; Juli 2015.

European Commission: Commission proposes new rules for consumer centered clean energy transition. Abrufbar unter: <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-consumer-Centred-clean-energy-transition> November, 2016 (abgerufen am: 20.2.2017, 9:00 Uhr).

Europäische Union: RICHTLINIE 2009/72/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. In: Amtsblatt der Europäischen Union, L 211/55, 14.8.2009. Abrufbar unter: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0072&from=DE> (abgerufen am: 10.11.2016, 9:00 Uhr).

Eurostat:
<http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/submitViewTableAction.do;jsessionid=9ea7d07d30def1a6bd842cdd415eb87faa8130110c4b.e340aN8PchaTby0Lc3aNchuNa3qLe0> Juni, 2016 (abgerufen am: 21.6.2016, 10:00 Uhr)

Evangelische Arbeitsstelle Bildung und Gesellschaft: Informationsblatt Geschäftsmodelle für Energiegenossenschaften – Stromlieferung aus PV-Anlagen 2012
http://www.energiegenossenschaften-gruenden.de/fileadmin/user_upload/Newsletter-Anhaenge/2012-5_Newsletter_November_2012/Stromlieferung_Energiegenossenschaften.pdf
(abgerufen am: 15.1.2016, 11 Uhr)

Frankfurter Rundschau: Ein Haus als Kraftwerk. 29. Juli 2015. <http://www.fr-online.de/frankfurt/riedberg-ein-haus-als-kraftwerk,1472798,31342002.html> (abgerufen am: 15.1.2016, 12 Uhr)

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien, November 2013

Gabler Wirtschaftslexikon: <http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Definition/prosumer.html>
(abgerufen am: 11.5.2016, 10 Uhr).

Gesetz vom 28. September 2006 über die Regelung des Elektrizitätswesens im Burgenland (Burgenländisches Elektrizitätswesengesetz 2006 - Bgld. EIWG 2006) StF: LGBl. Nr. 59/2006 (XIX. Gp. RV 149 AB 247)

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrBgld&Gesetzesnummer=20000597> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Gesetz vom 16. Dezember 2011, über die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität sowie die Organisation der Elektrizitätswirtschaft in Kärnten (Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2011 - K-EIWOG) StF: LGBl Nr 10/2012

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrK&Gesetzesnummer=20000239> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Gesetz vom 19. April 2005, mit dem die Organisation auf dem Gebiet der Elektrizitätswirtschaft im Land Steiermark geregelt wird (Steiermärkisches Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2005 – Stmk. EIWOG 2005)

Stammfassung: LGBl. Nr. 70/2005 (XIV. GPStLT RV EZ 2121/1 AB EZ 2121/3) (CELEX-Nr. 31996L0092, 31992L0042, 31990L0547, 32001L0077, 32003L0054, 32003R1228)

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrStmk&Gesetzesnummer=20000343> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Gesetz vom 16. November 2011 über die Regelung des Elektrizitätswesens in Tirol (Tiroler Elektrizitätsgesetz 2012 – TEG 2012) StF: LGBl. Nr. 134/2011

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrT&Gesetzesnummer=20000491> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Gesetz über die Erzeugung, Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie StF: LGBl.Nr. 59/2003

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrVbg&Gesetzesnummer=20000617> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Gesetz über die Neuregelung der Elektrizitätswirtschaft (Wiener Elektrizitätswirtschaftsgesetz 2005 – WeIWG 2005) StF: LGBl. Nr. 46/2005

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrW&Gesetzesnummer=20000048> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Genossenschaftsgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 16. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2230), das zuletzt durch Artikel 24 Absatz 19 des Gesetzes vom 23. Juni 2017 (BGBl. I S. 1693) geändert worden ist

Giselbrecht K. Tragner F., Fechner H., Sehnal E., Huber-Medek K, Müller L., Fuckerrieder R. und Weiss B.: Marktmodelle für GIVP-Mehrparteien-Immobilien im intelligenten, dezentralen Energiesystem. Neue Energien 2020, Klima- und energiefonds, Endbericht, Wien, Dezember 2011.

Grazer Energieagentur: URSOLAR Optimierung der Solarenergienutzung in urbanen Energiesystemen. SdZ Projekt, <http://www.grazer-ea.at/cms/forschung-und-wissenstransfer/ursolar/content.html> (abgerufen 8.2.2017, 10 Uhr)

Hausmann T. und Riss O.: in Hausmann/Vonkilch: Österreichisches Wohnrecht, WEG, 3. Auflage 2013.

Hausmann T. und Riss O. in Hausmann/Vonkilch.: Österreichisches Wohnrecht, WEG, 3. Auflage 2013.

HEG Heidelberger Energiegenossenschaft eG: Informationsbroschüre Solarprojekt „Neue Heimat“ Nußloch. Gemeinsam in Zukunftenergie investieren, ohne Jahresangabe
http://www.heidelberger-energiegenossenschaft.de/images/docs/familienheim_flyer.pdf
(abgerufen am: 15.1.2016, 13:30 Uhr)

HEG, Heidelberger Energiegenossenschaft eG: Projekt „Neue Heimat“ Nußloch, Heidelberg.
<http://www.heidelberger-energiegenossenschaft.de/projekte/solarprojekte/neue-heimat-nussloch> (abgerufen am: 15.1.2016, 13:30 Uhr)

Höhne T., Jöchl G., Lummerstorfer A: Das Recht der Vereine. Privatrecht, Öffentliches Recht Steuerrecht. Handbuch, LexisNexis, Österreich, 2016.

Landesgesetz, mit dem das Oö. Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2006 erlassen wird (Oö. EIWOG 2006) StF: LGBl.Nr. 1/2006 (GP XXVI RV 606/2005 AB 751/2005 LT 25; RL 2003/54/EG vom 26. Juni 2003, ABl.Nr. L 176 vom 15.7.2003, S. 37)
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LROO&Gesetzesnummer=20000397> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Land Salzburg: Bautechnikverordnung und OIB-Richtlinie 2016
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrSbg&Gesetzesnummer=20001034> (abgerufen am: 23.9.2016, 13 Uhr)

Land Steiermark, Abteilung 15, Fachabteilung Energie und Wohnbau: Richtlinie Direktförderung von, PV-Anlagen, Lastmanagementsystemen und Elektrischen Energiespeichern für Einreichungen vom 01.01.2016 bis 31.12.2016.

Lichtblick: Lokaler Stromverbrauch: Mieter und Hausbesitzer gleich stellen / LichtBlick startet Großprojekt in Berlin. Medien-Mitteilung, Hamburg, 05. März 2014
<https://www.lichtblick.de/medien/news/2014/03/05/lokaler-stromverbrauch-mieter-und-hausbesitzer-gleich-stellen-lichtblick-startet-gro%C3%9Fprojekt-in-berlin>
(abgerufen am: 22.1.2016, 11 Uhr)

Lichtblick: Informationsbroschüre Projektbeispiel Mieterstrom. ZuhauseStrom im Gelben Viertel. ohne Jahresangabe <http://media.repro-mayr.de/10/609610.pdf> (abgerufen am: 22.1.2016, 11 Uhr)

Localpool.de: Eigenstrom direkt vor Ort vermarkten: Die Sonnenkraft des Hauses dem Hause. 2016a <http://localpool.de/project/die-sonnenkraft-des-hauses-dem-hause/>
(abgerufen am: 22.1.2016, 11 Uhr)

Localpool.de: Eigenstrom direkt vor Ort vermarkten: Vertragsbeziehungen. 2016b
<http://localpool.de/vertragsbeziehungen/> (abgerufen am: 22.1.2016, 13 Uhr)

Luthander R. et al.: Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. Linköping University Post Print, 2015.

Maier C. et al. 2014: Eigenverbrauchssteigerung in Haushalten durch Demand-Side-Management. 13. Symposium Energieinnovation, 12. bis 14. Februar 2014, Technische Universität Graz, 2014

Mair am Tinkhof O, Mitterndorfer M., Prokschy H., Edelmann A. und Weingartner: Wirtschaftliche Nutzung von PV-Strom in Gebäuden. In: Berichte aus Energie- und Umweltforschung 00/2010, HdZ, BMVIT, Wien, 2014.

NÖ Elektrizitätswesengesetz 2005 (NÖ EIWG 2005) StF: LGBl. 7800-0 [CELEX-Nr.: 32003L0054, 32004L0008, 32003L0035, 32003L0087, 32003L0105]
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrNO&Gesetzesnummer=20001013> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Oberndorfer Klaus.: Die Versorgung über Direktleitungen. In Hauer A. (Hrsg.), Aktuelle Fragen des Energierechts, S. 85 -110, Linz, 2007

Oppitz M: in Chini L. /OppitzM, Bankwesengesetz § 1 Rz 5, Linde Verlag Wien, 2016.

Ossenbrink O., Huld T., Jäger Waldau A. and Taylor N.: Photovoltaic Electricity Cost Maps. In JRC Scientific and Policy Reports, Report no. 83366, Joint Research Centre of European Commission, Institute for Energy and Transport, Ispra, Italy, 2013.

PV-Financing: Fact Sheet PV Financing Best Practice: Gelbes Viertel Berlin Hellersdorf Multi Family Home Germany. 2016 Abrufbar unter: <http://www.pv-financing.eu/wp-content/uploads/2015/09/3-DE-Multi-Family-Home-Gelbes-Viertel.pdf> (abgerufen am: 8.4.2016, 10 Uhr)

Republik Österreich, Parlament: Regierungsvorlage Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz 2012, das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011, das KWK-Punkte-Gesetz und das Energie-Control-Gesetz geändert werden, sowie das Bundesgesetz, mit dem zusätzliche Mittel aus von der Energie-Control Austria verwalteten Sondervermögen bereit gestellt werden, erlassen wird. 1519 der Beilagen zu den Stenographischen Protokollen des Nationalrates XXV. GP, März 2017, Abrufbar unter: https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXV/II_01519/index.shtml (abgerufen am: 15.3.2017, 9 Uhr)

Salzburger Landeselektrizitätsgesetz 1999 – LEG StF: LGBl Nr 75/1999 (WV)
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=LrSbg&Gesetzesnummer=20000005> (abgerufen am: 10.3.2017, 10 Uhr)

Seufert, S: Virtuelle Zählpunkte, Messkonzepte für Solarstromlieferungen in Mietsgebäuden. In: Sonnenenergie, Nr. 3 2014, S. 32 ff. 2014.

Simon: <http://simon.energy/> (abgerufen am: 14.2.2017, 10 Uhr)

Statistik Austria,

http://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovationmobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energieeinsatz_der_haushalte/071028.html, (abgerufen am 17.01.2017, 19 Uhr)

Stutz M.: Smart Grids Modellregion Salzburg – Häuser als interaktive TeilnehmerInnen im Smart Grid: Begleitforschung, Tätigkeitsbericht, Endbericht, Neue Energien 2020, Klima und Energiefonds, Wien, 2015

Unternehmensgruppe Nassauische Heimstätte Wohnstadt: EnergieHausPLUS Riedberg, Pilotprojekt: Das EnergieHausPLUS als Mehrfamilienwohnhaus. ohne Jahresangabe.

http://www.energiehausplus-riedberg.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Datenblatt_Pilotprojekt.pdf

(abgerufen am: 15.1.2016, 17 Uhr)

Urbane Energie: Urbane Energie GmbH.

Winter C.: Smart Metering – Ein Schritt der Energiewirtschaft auf dem Weg zur digitalen Netzwerkökonomie? Diplomarbeit FH Joanneum Kapfenberg, im Auftrag und in Kooperation mit der Salzburg AG, Salzburg 2009.

Woess-Gallasch S., Aichinger W., Auer M., Korpitsch G, Rest-Hinterseer H., Steiner D.: Innovative Service and Business Model for Photovoltaic Power Plants on Multiple Dwellings in Austria for Self-Consumption. Paper and Poster in: Proceedings of the 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 20-24 June 2016, Munich, Germany.

Woess-Gallasch S., Aichinger W., Auer M., Frieden D., Korpitsch and G. Rest-Hinterseer H.: Innovative Finance and Business Model for PV Power Plants on Multiple Dwellings in Austria for On-Site Consumption. Poster für Smart Energy Systems Week Graz, 15 – 19. Mai 2017. Verfügbar unter: <http://www.seswa.at/poster.html> (abgerufen am: 3.7.2017, 11:30 Uhr)

WOGENO München EG: Monitoring Strom, München, 2016

<https://energie.wogeno.de/strom/eigenversorgungsmonitor.html>

(abgerufen am: 15.1.2016, 17 Uhr)

6 Anhang

Anhang 1: AP 2 Kostenplan E-Mobilität

Anhang 2 Grober Kostenplan "E-Mobilität"				
Grober Kostenplan für die Installation und den Betrieb von E-Mobilität. Es wird von ca. 70 Mieter/innen in einem Mehrparteienhaus ausgegangen Die E-Mobilität soll als Pufferspeicher für den überschüssigen Strom dienen				
Anzahl	Mobilitätsangebot	Investitionskosten	Laufende Kosten/Jahr	Anmerkungen
2	Öffentliche Haltestellen	keine direkten	keine direkten	Eine Haltestellen-Anbindung über die jeweilige Anbieter sollte vorrangig abgestimmt werden
50	Fahrrad-Garagen	5.000,00	keine direkten	Absperrvorrichtung bzw. überdachte Fahrradparkplätze
1	Fahrräder-Mietsystem	k.A.	k.A.	es konnten keine konkreten Kosten erhoben werden
5	Miet-Fahrräder	3.000,00	250,00	laufende Kosten sind Servicekosten
5	Miet-E-Bikes	9.000,00	300,00	laufende Kosten sind Servicekosten
2	Lasten-Anhänger	1.000,00	100,00	laufende Kosten sind Servicekosten
2	Lasten-Fahrräder	6.000,00	100,00	laufende Kosten sind Servicekosten
1	E-Moped-Mietsystem	k.A.	k.A.	es konnten keine konkreten Kosten erhoben werden
2	E-Mopeds	6.000,00	400,00	laufende Kosten: Versicherung, Service
1	PKW-Mietsystem	9.000,00	6.000,00	laufende Kosten für Miet- und Buchsystem
2	Kombis	40.000,00	2.800,00	Versicherung, Service, Treibstoff
1	Transporter (9-Sitzer)	35.000,00	2.500,00	Versicherung, Service, Treibstoff
3	E-Autos (ZOE)	72.000,00	2.700,00	Versicherung, Service, Strom
3	Ladestellen (intelligent) bis 22k	9.000,00	1.800,00	Service, Abrechnung
Summe (netto) in EUR:		195.000,00	16.950,00	
Durch die Nutzung der Fahrzeuge werden Einnahmen generiert, die den Investitionskosten und laufenden Kosten gegenüberzustellen sind. Beim Neubau von MPHs können möglicherweise durch die Sharing-Modelle (Tief-)Garagenplätze substituiert werden und sollten bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung berücksichtigt werden.				

Technikberatungen in den Wohnungen für jeden Teilnehmer ca. 2 h. Hier wurde nochmal die Technik im Detail erklärt sowie eine Energieberatung durchgeführt.

Hoch mit Interesse an Weiterführung

Einige Bewohner wollten die Interaktionstechnologien auch nach Studienende noch

- b. weiternutzen.
- c. Niedrig

Teil II: Datenschutzrechtliche Aspekte

1) _____ Datenaustausch

- a. Interesse der Bewohner_innen an Schutzmaßnahmen

Die Bewohner mussten vor Beginn der Studie eine Zustimmungserklärung unterzeichnen, dass die Smart Meter Daten für die Visualisierung im EnergieCockpit verwendet werden und somit dem jeweiligen Kunden angezeigt werden dürfen.

- b. Datenbeschaffung woher?

Smart Meter

- c. Fernabfrage: Nutzung?

Bei jenen Bewohnern, welche die Zustimmungserklärung unterzeichnet haben. Darstellung im EnergieCockpit: Strom, Wärme und Wasserverbrauch

- d. Echtzeitmonitoring – Verschlüsselung/Big data

Vortageswerte wurden angezeigt.

2) _____ Monitoring- und Informationskonzept für Bewohner_innen

- a. Erfahrungen mit Tablet

Tablet wurde gut angenommen. Teilweise wurde das Tablet auch für private Nutzung verwendet (zusätzlich zu den Studienthemen). Ältere Personen fiel der Umgang mit dem Tablet schwieriger.

- b. Erfahrungen mit WATTSON (aktueller Stromverbrauch)

Wattson wurde dazu verwenden, den Stromverbrauch von einzelnen Energieverbrauchern (z.B. TV, Kaffeemaschine, Waschmaschine, Licht etc.) zu erheben. Dadurch bekamen die Bewohner ein Gefühl, welche Geräte die „Stromfresser“ sind.

- c. Erfahrungen mit ECO-Button (Wegschalten von internen Leitungen)

Wurde häufig beim Verlassen der Wohnung betätigt sowie am Abend vor dem Schlafen gehen.

- d. Erfahrungen mit ADRES

3) _____ Öffentlichkeitsarbeit

- a. Berichte in Medien?

viele Pressemeldungen über die Rosa Zukunft in Zeitung, Internet, TV etc.

- b. Handbuch für energieoptimiertes Verhalten?

Output des Projektes war ein Leitfaden für die Umsetzung eines netzfreundlichen Gebäudes, verfasst durch Salzburg Wohnbau.

- c. Erfahrungsberichte von NutzerInnen

Es gab einige Fokus Gruppen, bei denen die Nutzer über ihre Erfahrungen berichteten. Weiters wurden Interviews und Fragebögen mit den Nutzern durchgeführt und ausgewertet.

Teil III: Bürgerbeteiligung durch Investment und Eigenverbrauch

1) _____ **Investition in Anlagen**

- a. Wären Nutzer_innen auch bereit, Anfangsinvestitionen für technische Systeme selbst zu tragen (unter einer Amortisationsannahme von wenigen Jahren)?

Es wurde nur gefragt, ob das EnergieCockpit inkl. monatliche Verbrauchsinformation weiter genutzt werden würde, wenn es was kosten würde.

- b. Wenn ja, gibt es Angaben zur Höhe von möglichen Investitionen?

Teilweise waren Nutzer bereit, einen geringen Betrag von einigen Euros zu zahlen. Die meisten sahen dies jedoch als Dienstleistung vom Energieversorger.

Anhang 3: Fragebogen für Bewohner einer Wohnsiedlung der ENW Graz und der GSWB Salzburg

Vorwort

Die AEE Salzburg arbeitet gemeinsam mit dem JOANNEUM RESEARCH und weiteren Partnern im Projekt PV4residents an einem Konzept, wie der von einer Photovoltaik(PV)-Anlage erzeugte Solarstrom eines MPH auch von den Bewohnern genutzt werden kann. Derzeit ist das aufgrund rechtlicher Bestimmungen noch nicht möglich! Eine Änderung des entsprechenden Gesetzes ist jedoch derzeit angedacht und wird im Parlament im Herbst behandelt.

Der Vorteil für Sie als Bewohner ist, dass Sie Ihren Strom nicht von Ihrem Energielieferanten zum handelsüblichen Preis von 17-20 Cent/kWh kaufen müssen, sondern den Solarstrom direkt von Ihrem eigenen Dach zu einem günstigeren Preis beziehen können. Da die PV-Anlage nicht zu jeder Zeit den Strombedarf voll abdecken kann, würde den Bewohnern ein Mischtarif von Solarstrom und einem Energielieferanten angeboten werden, dessen Tarif niedriger als übliche Stromtarife für Haushalte ist.

Im Zuge der Entwicklung dieses Konzepts wird ein Fragebogen zur Energienutzung der PV-Anlage durch die Mieter/Wohnungseigentümer erarbeitet. Dabei soll erfragt werden, ob zum Beispiel Sie Interesse am Bezug von Solarstrom und an einer direkten Beteiligung an einer solchen Sonnenstromanlage hätten. Dies ist eine rein theoretische Frage zur Abklärung, ob das ausgearbeitete Konzept prinzipiell auf Interesse stoßen würde – in keiner Weise kommt es an dieser Stelle zu einem Verkauf solch einer Beteiligung an einer Sonnenstromanlage. Außerdem geht es um die Auswirkungen auf die Nutzer, die durch ihr Verhalten Stromkosten senken können.

Um den Fragebogen für unser Projekt erarbeiten zu können, möchten wir Sie um ein kurzes Interview bitten – Ihre Einschätzung ist von großer Wichtigkeit für uns!

Ihre Antworten sind selbstverständlich ANONYM und werden nur gemeinsam mit anderen Fragebögen ausgewertet.

Bei den Antworten zählt nicht, ob es „richtig“ oder „falsch“ ist. Wir sind einfach an Ihrer persönlichen Meinung interessiert. Bitte antworten Sie deshalb spontan, ohne längeres Nachdenken.

Nutzung von PV-Strom durch Bewohner eines MPH:

Ich stehe der (Errichtung einer) PV-Anlage auf unserem MPH positiv gegenüber.

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Können Sie sich vorstellen Photovoltaik-Strom aus der Hausanlage zu beziehen wenn der Strompreisgünstiger ist als bei Ihrem Stromlieferanten?

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Sind Sie bereit dafür auch zu einem neuen Stromlieferanten zu wechseln?

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Sind Sie bereit für eine PV-Genossenschaftsmitgliedschaft einen einmaligen Beitrag zu zahlen wenn dafür der Strompreis für 25 Jahre niedriger ist? Der Beitrag wird nach Austritt aus der Genossenschaft zurückgezahlt.

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Können Sie sich vorstellen in eine PV-Anlage auf Ihrem Haus zu investieren, wenn eine Verzinsung höher als bei einem Sparbuch vorliegt (z.B. 2 – 3 %) und der volle Betrag zurückgezahlt wird?

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Welchen Betrag wären Sie dafür bereit zu investieren?

In Euro	0 <input type="checkbox"/>	250 <input type="checkbox"/>	500 <input type="checkbox"/>	1000 <input type="checkbox"/>	Über 1000 <input type="checkbox"/>
---------	----------------------------	------------------------------	------------------------------	-------------------------------	------------------------------------

Können Sie sich vorstellen, Ihr Stromverhaltensverhalten an die hauseigene Stromerzeugung anzupassen? Um den Solarstrom umfassend zu verwenden, ist beispielsweise der Betrieb der Waschmaschine im Zeitraum von 10 bis 16 Uhr sinnvoller als am Abend.

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Energiesparen:

Ich finde es anerkennenswert, wenn andere Leute in ihrem Haushalt Energie einsparen.

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Beim Kochen benutze ich einen Deckel für Topf oder Pfanne, damit nicht unnötig Energie verlorengeht.

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Ich stelle warme Speisen und Getränke zum Abkühlen in den Kühlschrank.

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Ich bin entschlossen, meine Wasch- bzw. Geschirrspülmaschine (weiterhin) nur voll beladen in Betrieb zu nehmen, um nicht unnötig Energie zu verbrauchen.

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Ich bin bereit, in Zukunft (weiterhin) normal verschmutzte Kochwäsche nur bei 60 Grad zu waschen.

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Ich verzichte auf Elektrogeräte wie Büchsenöffner, Elektromesser, Entsafter etc., auch wenn das mehr Handarbeit mit sich bringt.

Trifft überhaupt nicht zu	1	2	3	4	5	6	7	Trifft völlig zu
	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	

Dürfen wir Sie nun noch um ein paar Angaben zu Ihrer Person bitten?

(Zutreffendes bitte ausfüllen bzw. ankreuzen)

1. Ihr Alter in Jahren:	
--------------------------------	--

2. Ihr Geschlecht:					
Männlich:		1	Weiblich:		2

3. Welchen Familienstand haben Sie?		
Ledig		1
Partnerschaft/ Lebensgemeinschaft		2
Verheiratet		3
Geschieden		4
Verwitwet		5
keine Angabe		9

4. Welchen höchsten Bildungsabschluss haben Sie?		
Kein Abschluss		1
Pflichtschule		2
Berufsschule, Lehre		3
Berufsbildende mittlere Schule, FS (ohne Matura)		4
Meisterprüfung		5
Matura (AHS, BHS, BRP)		6
Hochschule, Universität, FH, Akademie		7
keine Angabe		9

5. Sie sind derzeit ...? (Mehrfachnennungen möglich)		
voll berufstätig (über 36 Stunden)		1
Teilzeit (12 bis 36 Stunden)		2
geringfügig beschäftigt		3
in Karenz		4
in Pension (Witwenpension etc.)		5
im Haushalt tätig ohne eigenes Einkommen		6
anderes		9

6. Bitte geben Sie mir Ihre aktuelle berufliche Position an: (Falls Sie momentan nicht erwerbstätig sind, geben Sie bitte Ihre letzte berufliche Position an.)		
Arbeiter/in		1
Angestellte/r		2
Freiberufler (z.B. Arzt, Rechtsanwalt, ...)		3
Unternehmer/in		4
Landwirt/in, Forstwirtschaftler/in		5
Noch nie erwerbstätig		6
Sonstiges		7

Anhang 4: Daten für Wirtschaftlichkeitsanalyse Musterhaus Graz, 16,56 kWp ohne Speicher

ANLAGENKOSTEN		Brutto
Leistung		30,36 kWp
Kosten Solar-Module		647 €/kWp
Wechselrichter (incl. WR für Speicher)		5.028 €
E-Speicher (Mavero, 8kWh netto)		- €
Montage, Unterkonstruktion, Verschaltung, Dokumentation		17.639 €
Ersatz Wechselrichter:		
Ersatz des WR nach Jahren		10 Jahr-Nr.
Kosten Ersatz WR		1.000 €

PROJEKTENTWICKLUNG - Anteilig für Beispielhaus		
Kosten Einspeiseerlaubnis/Vertrag EVU		500 €
Abklärung des rechtlichen Rahmens /Gründung Genossenschaft		500 €
Abwicklung Bürgerbeteilig		2.000 €
Entwicklung des Modells		1.333 €

Bürgerbeteiligung (Eigenkapital)		
Darlehensbetrag Beteiligungsmodell		24.233 €
Beginn Tilgung in Jahr		2 Jahr
Tilgungsdauer		10 a
Zinssatz Tilgung Darlehen		2,0% p.a.

Finanzierung durch Bank (Fremdkapital)		
Benötigtes Fremdkapital		10.386 €
Zinsen (Effektiver Jahreszins)		3,0% p.a.
Laufzeit		10 a

Investitions-Förderungen		
Investitionsförderung ÖMAG und Land Steiermark incl. Speicherförderung		12.935 €

Technische Daten		
Volllaststunden (kWh/kWp)		1.100 h/a
Gesamtverbrauch Haus		49.570 kWh/a
Degradation PV-Stromerzeugung		0,60 % p.a.
Jahresproduktion PV-Anlage		33.396 kWh
Eigenverbrauchsanteil		68 %

Abgaben und Steuern		
Eigenverbrauchsabgabe		0,015 €/kWh
Freigrenze		25.000 kWh/a
Untergrenze		50,00 € p.a.

MWSt.	20%
Körperschaftsteuer	25%
Zinssatz Konto	1% p.a.
Zinssatz Überziehg.	4% p.a.
KESt	28%
Abschreibungszeitraum	20 a

Verwaltung	
Verwaltg. vor Tilg.	667 € p.a.
Verw. nach Tilgung	500 € p.a.
Revision	667 €/2Jahre

Wartung	120 €/a
Monitoring (App)	24 €/a
Versicherung	0,2% Inv€/a

Preissteigerung:	
Versicherung	2,0% p.a.
Jährl. Veränderung Tarif 2	2,0% p.a.
Jährl. Veränderung Tarif 3	2,0% p.a.
Komponenten	2,0% p.a.
Verwaltung	2,0% p.a.
Wartung, Monitoring, Abrechnung	2,0% p.a.

Tarife	
Dauer Tarif 1	13 a
Tarif 1 (OeMAG)	0,0791 €/kWh
Tarif 2 (Markt für Einspeisung)	0,028 €/kWh
Tarif 3 (Eigenverbr.)	0,135 €/kWh
Tarif 4 (Reststrom aus Netz für Wohnbaugesellschaft)	0,180 €/kWh

Wirtschaftliche Bewertung	
Kalkulationszinssatz	2,3%

Anhang 5: Fördermöglichkeiten für PV-Anlagen

Fördermöglichkeiten auf Bundesebene – Investitionsförderung:

Eine Förderung der Installation von PV-Anlagen ist in Österreich auf Bundes-, Landes- und Gemeindeebene möglich, wobei die Förderungen teilweise ineinandergreifen, sich teilweise aber auch ausschließen.

Fördermöglichkeiten auf Bundesebene – Investitionsförderung durch Förderaktion „PV-Anlagen“ (Klima- und Energiefonds):

Gefördert werden neu errichtete PV-Anlagen mit maximal 5 kWp die an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind. Gefördert wird durch einen Investitions-Zuschuss für BIPV-Anlagen von maximal 375 €/ kWp bzw. für freistehende und Aufdach-Anlagen von bis zu 275 €/ kWp bei maximal 35 % der Investitionskosten (Klima und Energiefonds, 2016, OeMag, 2016).

Fördermöglichkeiten auf Bundesebene – Staatlicher Einspeisetarif in Kombination mit Investitionsförderung:

Die staatliche Ökostromtarifförderung gilt für Anlagen zwischen 5 kWp und 200 kWp. Ein Förderantrag muss vor Beginn der baulichen Maßnahmen eingereicht werden. Angeboten werden ein Einspeisetarif von aktuell 7,91 Cent/kWh für 13 Jahre sowie eine Investitionsförderung (Zuschuss von 40 % der Errichtungskosten, maximal 375 €/ kWp). Freiflächen-PV-Anlagen sind ausgeschlossen. Alternativ kann für in Fassade oder das Dach integrierte Anlagen zwischen 5 und 20 kWp ein Netzparitätstarif von 18 Cent/kWh über 13 Jahre gewählt werden (ohne Investitionsförderung) (Nationalrat, 2012, Energieberatung Niederösterreich, 2016).

Fördermöglichkeiten im Bundesland Steiermark – Steirischer Umweltlandesfonds:

Die Förderung von PV-Anlagen durch das Land Steiermark erfolgt entweder aus Mitteln der Wohnbauförderung oder aus Mitteln des „Steirischen Umweltlandesfonds“. Die Förderungen im Rahmen des Umweltlandesfonds sind in untenstehender Tabelle angeführt (Land Steiermark, 2017).

Art der Anlage	Förderung [€]	Anmerkung
Photovoltaikanlage		
Neuanlagen bzw. Erweiterungen (bei freistehenden Anlagen/Aufdachanlagen)	270,-	je neuem kWp bis max. 5 kWp Gesamtanlagengröße
Neuanlagen bzw. Erweiterungen (bei gebäudeintegrierten Anlagen)	370,-	je neuem kWp bis max. 5 kWp Gesamtanlagengröße
Lastmanagementsystem	200,-	je Anlage
Energiespeicher: Blei-Säure oder Blei-Gel	200,-	je kWh Bruttospeicherkapazität max. 7,5 kWh
Energiespeicher: sonstiger (z.B. Lithium-Ionen)	500,-	je kWh Bruttospeicherkapazität max. 5 kWh

Fördermöglichkeiten im Bundesland Steiermark – Wohnbauförderung Land Steiermark:

Um Wohnbauförderung können (Mit)EigentümerInnen oder MieterInnen ansuchen. Die förderbare Summe beträgt 30 Tsd. bis 50 Tsd. € bei einer installierten Kapazität von mindestens 1,5 kWp (pro Wohneinheit maximal 5 kWp). Im Rahmen der „Umfassenden Sanierung“ steht ein Zuschuss zur Rückzahlung von Darlehen (30 % auf die Dauer von 14 Jahren) oder ein einmaliger Förderungsbeitrag zur Verfügung (15 % der anerkannten Kosten). Die „Kleine“ Sanierung gewährt einen Zuschuss zur Rückzahlung von 15 % über 10 Jahre (Amt der Steiermärkischen Landesregierung, 2015).

Fördermöglichkeiten im Bundesland Steiermark – Direktförderung von PV-Anlagen als BürgerInnenbeteiligungsmodell:

Das BürgerInnenbeteiligungsmodell zielt auf Gemeinschaftsanlagen ab, an denen Privatpersonen Anteile erwerben und die sie an den/die AnlagenbetreiberIn zurückvermieten (sale-and-lease-back). Anlagen an bzw. auf Gebäuden müssen min. 50 kWp aufweisen, Freiflächenanlagen min. 100 kWp. Die Anteile je Privatperson zwischen müssen zwischen 0,5 und 20 kWp liegen und werden mit 150 €/ kWp für max. 500 kWp pro Anlage gefördert (Land Steiermark, 2016b).

Fördermöglichkeiten der Stadt Graz – netzgekoppelte PV-Gemeinschaftsanlagen:

Gefördert werden netzgekoppelte PV-Gemeinschaftsanlagen (Aufdach- und BIPV) zur Stromeigennutzung und zur Netzeinspeisung mit min. 5 kWp und max. 2,5 kWp pro Haushalt. Gefördert wird mit 600 €/ kWp, je Objektadresse mit bis zu 30.000 €. Antragsberechtigt sind Hausverwaltungen und Bauträger (Stadt Graz, 2016).

Fördermöglichkeiten des Landes und der Stadt Salzburg:

In Salzburg werden PV-Anlagen von natürlichen sowie juristischen Personen gefördert. Zur Verfügung steht auf Landesebene ein Zuschuss für Anlagen mit 1 bis 3 kWp von 600 bis 900 €. Zudem vergeben 53 der 119 Salzburger Gemeinden energiebezogene Förderungen, darunter meist auch PV in Form eines Investitions-Zuschusses (Energie- Informationsplattform des Landes Salzburg).

Literaturverzeichnis/Quellen der Fördermöglichkeiten für PV-Anlagen:

Amt der Steiermärkischen Landesregierung, Fachabteilung Energie und Wohnbau, 2015: Information über die Förderung der „umfassenden energetischen“ Sanierung und der „kleinen“ Sanierung Steiermärkisches Wohnbauförderungsgesetz 1993. Stand: Mai 2015 http://www.wohnbau.steiermark.at/cms/dokumente/12118364_117873198/587d5dae/ABT15_EW-3.0%20Information%20Umfassende%20energetische%20Sanierung%20und%20Kleine%20Sanierung.pdf

BMWF, Bundesministerium für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft, 2016: Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 (ÖSET-VO, 2016). http://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/2015_12_23_OESET-VO_2016.pdf

Energieberatung Niederösterreich, 2016: Startschuss zur Photovoltaikförderung 2016. <http://www.energieberatung-noe.at/startschuss-zur-photovoltaikfoerderung-2016>

Energie-Informationsplattform des Landes Salzburg: <http://www.energieaktiv.at/information-und-beratung/foerdermoeglichkeiten/direktzuschuss/solar/photovoltaik-fuer-private-haushalte/>
<http://www.energieaktiv.at/gemeindefoerderungen/>

Klima und Energiefonds, 2016: Leitfaden PV-Anlagen, Version 2016. Wien. https://www.umweltfoerderung.at/fileadmin/user_upload/media/umweltfoerderung/Dokumente_Private/PV_2016/leitfaden_pv_2016.pdf
(abgerufen: 22.1.2016, 9:30 Uhr)

Land Steiermark, 2017: <http://www.verwaltung.steiermark.at/cms/beitrag/12540916/127384147/> Zugriff 23.2.2017, 16h12

Land Steiermark, Abteilung 15, Fachabteilung Energie und Wohnbau, 2016a: Richtlinie Direktförderung von, PV-Anlagen, Lastmanagementsystemen und Elektrischen Energiespeichern für Einreichungen vom 01.01.2016 bis 31.12.2016

Land Steiermark, Abteilung 15, Fachabteilung Energie und Wohnbau, 2016b: Richtlinie für die Direktförderung von PV-Anlagen als BürgerInnenbeteiligungsmodell.

Nationalrat, 2012: Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012).

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007386>

OeMag (Abwicklungsstelle für Ökostrom AG), 2016: Informationen zum Ablauf der Förderung von PV-Anlagen. <http://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/> (abgerufen: 22.1.2016, 15 Uhr)

Photovoltaic Austria, 2016: Strom verkaufen: PVA-Plattform für Überschuss-Einspeiser. <http://www.pvaustria.at/strom-verkaufen/>

Stadt Graz, 2016: <http://www.umwelt.graz.at/cms/ziel/4919530/DE/> (abgerufen: 22.1.2016, 15 Uhr)