

Energiegemeinschaften in Österreich – lohnend auch für Deutschland?

Eine Fallstudie im Projekt EnStadt:Pfaff

Arne Surmann, Thomas Erge
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg,

Tel. 0761 4588-2225
arne.surmann@ise.fraunhofer.de

Kurzfassung

In dieser Fallstudie untersuchen wir wie das österreichische Model der Erneuerbaren Energiegemeinschaften (EEG) auf ein deutsches Quartier angewendet werden könnte und welche finanziellen Vorteile dies unter dem geplanten EEG 2023 hätte. Wir untersuchen drei verschiedene Anwendungsfälle: Volleinspeisung, Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung und Eigenverbrauch mit Quartiershandel und Überschusseinspeisung. Als Ergebnis ist festzuhalten, dass Volleinspeisung das schlechteste wirtschaftliche Szenario für die EEG darstellt, einzelne Gebäude jedoch besser dar stehen als im Szenario des Eigenverbrauchs. Alle Gebäude verzeichnen die beste Bilanz, wenn diese einen Quartiershandel ermöglichen. Hier entsteht ein Preisvorteil von durchschnittlich 3,6 ct pro kWh Stromverbrauch.

Einleitung

Die gesetzliche Grundlage für Energiegemeinschaften in Österreich (das Erneuerbare-Ausbau-Gesetzspaket [1]) wurde am 07.07.2021 im Nationalrat beschlossen und am 27.07.2021 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht. Mit diesem Gesetz werden in Österreich Richtlinien der Europäischen Union umgesetzt [2][3], welche unter anderem eine stärkere Förderung von „Bürgerenergie“ fordern, um „den Bedürfnissen und Erwartungen der Bürger an Energiequellen, Dienstleistungen und lokale Beteiligung zu entsprechen.“ In Deutschland hingegen wurden durch die Bundesregierung die Vorgaben aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie noch nicht vollständig umgesetzt. Vor allem die Regelungen zur Bürgerbeteiligung sind unzureichend, begründet ein breites Bündnis von Verbänden, Versorgern und Genossenschaften eine Klage in Brüssel [4]. In einem Positionspapier [5] forderten Vertreter des Fraunhofer ISE, der Naturstrom AG und des Reiner Lemoine Instituts die „Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr in Gebäuden und Quartieren“ im Koalitionsvertrag zu verankern um „Vor-Ort-Potenziale“ zu entfesseln. Im März 2022 wurde ein Referentenentwurf veröffentlicht, der die potenziellen Rahmenbedingungen für das Erneuerbare-Energien-Gesetz¹ 2023 aufzeigt. Die Idee der Energy Community ist jedoch weiterhin nicht in der Gesetzgebung berücksichtigt, das einzig aktuelle Instrument bei dem Vor-Ort Potenziale über mehrere Parteien

¹ Da „Erneuerbare Energien Gemeinschaft“ und „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ beide mit EEG abgekürzt werden, verwenden wir in dieser Studie immer EEG für die Gemeinschaft und schreiben das Gesetz aus. Ausgenommen EEG-Umlage, hier bezieht sich EEG auf das Gesetz.

heraus genutzt werden können, bleibt das Mieterstromkonstrukt, bei dem jedoch kein direkter Eigenverbrauch und in der Regel keine Beteiligung der Verbraucher an den Erzeugungsanlagen vorliegt.

Beitrag dieser Fallstudie

Von diesem Sachstand ausgehend lohnt es sich auch für Deutschland, die zu erwartende Wirkung sowie die technischen und regulativen Randbedingungen der österreichischen Lösung genau anzuschauen und eine mögliche Replizierbarkeit unter den gegebenen und im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 geplanten nationalen Bedingungen zu prüfen. Der Schwerpunkt in diesem Betrag soll anhand eines exemplarischen Quartiers dabei auf die Bewertung der energetischen und wirtschaftlich erzielbaren Nutzeffekte gelegt werden, sowie eine Lösungsmöglichkeit skizzieren, wie über die Anwendung einer agentenbasierten Optimierung die Zuordnung von Energiemengen im Modell der Zuteilung „dynamischer Bezugsrechte“ erfolgen könnte. Daneben sollen Aspekte angesprochen werden, welche Hindernisse bei einer Etablierung des österreichischen Systems in Deutschland sein könnten.

Aufbau des Beitrags

Im Folgenden werden zunächst die Grundlagen und Konzepte der Energiegemeinschaften in Österreich aufgezeigt, gefolgt von dem Stand der deutschen Umsetzung. Nachfolgend werden das Quartier der Fallstudie und die zu Grunde liegenden Simulationstools vorgestellt. Darauf folgend werden verschiedene Möglichkeiten der dynamischen Mengenzuordnung gegenübergestellt sowie die Preise für die verschiedenen Anteile am Strommix aufgezeigt. Eine sinnvolle Option der Mengenzuordnung und Bepreisung wird auf das Demonstrationsquartier angewendet. Drei Simulation Szenarien werden betrachtet: 1) Volleinspeisung 2) Überschusseinspeisung 3) Handel in Gemeinschaft und ausführlich beschrieben. Die Ergebnisse der Simulation werden dargestellt unterteilt in eine energetische und eine wirtschaftliche Analyse. Abschließend werden die Ergebnisse im Rahmen des aktuellen Deutschen Energiesystems diskutiert und ein Ausblick für weiterführende Forschung gegeben.

Grundlagen und Konzepte der Energiegemeinschaften in Österreich

In Österreich wurden mit dem am 7. Juli 2021 im Parlament beschlossenen „Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)“ sowie weiteren gesetzlichen Rahmenbedingungen neue Gestaltungsinstrumente zur Teilnahme an der Energiewende geschaffen, hierbei insbesondere die „Energiegemeinschaften“ mit dem Ziel der gemeinschaftlichen Erzeugung und des gemeinschaftlichen Verbrauches von Energie. Energiegemeinschaften stehen privaten, öffentlichen und gewerblichen Akteuren offen, lediglich für die Beteiligung größerer Privatunternehmen sowie EVU gibt es Einschränkungen. Ausdrückliches Anliegen der Energiegemeinschaften soll der Aspekt der Gemeinnützigkeit und nicht der finanzielle Gewinn sein.

Auch wenn die Gründung von Energiegemeinschaften bereits seit Juli 2021 möglich ist, erstreckte sich die Anpassung relevanter Verordnungen bis hin zum November

2021 (mit dem Inkrafttreten der Systemnutzungsentgelte-Verordnung am 1.11.2021) was dazu führte, dass die netzbetreiberseitigen IT-Anpassungen noch nicht voll implementiert sind und ein Übergang zum Regelbetrieb erst für das 3. Quartal 2022 in Aussicht gestellt ist [6].

Mit den neuen gesetzlichen Festlegungen werden zwei grundsätzliche Arten von Energiegemeinschaften definiert [7]:

Die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG)

Charakteristisch für diese Form der Energiegemeinschaften ist eine lokale Eingrenzung der Teilnehmenden, welche sich im selben Netzgebiet befinden müssen und jeweils einen Netznutzungsertrag mit demselben Netzbetreiber haben. Dabei ist eine Verbindung über verschiedene Spannungsebenen hinweg zulässig, die Mitglieder können also sowohl nur über Mittelspannungsanlagen oder auch im selben Regionalbereich über Mittelspannungs- und Niederspannungsanlagen miteinander verbunden sein. Neben Strom können EEG auch Wärme oder Gas aus erneuerbaren Quellen erzeugen, speichern, verbrauchen und verkaufen.

Die Bürgerenergiegemeinschaften (BEG)

Bürgerenergiegemeinschaften können überregional gegründet werden, sowohl hinsichtlich der geographischen Lage als auch der Grenzen des jeweiligen Netzbereiches. Sie können Teilnehmer auf verschiedenen Netzebenen umfassen und ausschließlich elektrische Energie austauschen, welche jedoch nicht nur aus erneuerbaren Energieträgern gewonnen sein muss.

Für EEG wurden verschiedene finanzielle Vorteile definiert (Entfall des Erneuerbaren-Förderbeitrages, für Strom aus Photovoltaik Entfall der Elektrizitätsabgabe, Reduktion der Netzgebühren), welche für BEG nicht zur Anwendung kommen. In beiden Fällen können maximal 50% der innerhalb einer Energiegemeinschaft erzeugten und nicht verbrauchten Strommenge mittels Marktprämie gefördert werden. Ein wichtiger Aspekt ist, dass die Mitglieder der Energiegemeinschaften ihre Lieferverträge mit einem konventionellen Energielieferanten (in der Regel ihrem bisherigen Lieferanten) behalten, sofern die Gemeinschaft weniger Strom erzeugt als verbraucht. Eine gesetzliche Vorgabe zur Preisgestaltung des innerhalb der Energiegemeinschaft erzeugten und verbrauchten Stroms gibt es nicht.

Im Kontext des im vorliegenden Beitrag betrachteten Projektes EnStadt:Pfaff ist eine räumliche Konzentration der beteiligten Netzteilnehmer im Fokus der Betrachtungen, zudem sollen die Schlussfolgerungen für Deutschland ebenfalls auf den Fall von lokal angesiedelten Energiegemeinschaften begrenzt werden. Daher werden im Folgenden ausschließlich weitere Details zu den österreichischen EEG betrachtet.

Grundsätzlich können die Erzeugungsanlagen einer EEG im Eigentum der Gemeinschaft oder auch einzelner Mitglieder der Gemeinschaft stehen, ggf. auch von Dritten, welche Anlagen oder Teile dieser an die Gemeinschaft verpachten. In jedem Fall muss die Betriebs- und Verfügungsgewalt jedoch in der Hand der

Energiegemeinschaft liegen. Nach § 16d Abs 2 EIWOG 2010 müssen Energiegemeinschaften den betroffenen Netzbetreibern verschiedene Informationen zur Verfügung stellen, hierbei insbesondere den „jeweiligen ideellen Anteil der teilnehmenden Netzbenutzer an der Erzeugungsanlage sowie die Aufteilung der erzeugten Energie“, zudem die „Zuordnung der nicht von den teilnehmenden Netzbenutzern verbrauchten Energieeinspeisung pro Viertelstunde“.

Für die Aufteilung des Stroms in einer EEG wurden zwei Grundkonzepte definiert, wie die von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen erzeugte Energie anteilig zugerechnet und überschüssige Energie ins öffentliche Netz eingespeist wird. Bei einem statischen Zuordnungsschlüssel vereinbaren die Teilnehmer mit dem Betreiber der jeweiligen Erzeugungsanlage, welchen Anteil der erzeugten Energie jeder einzelne erhält (im einfachsten Fall erfolgt eine Gleichverteilung, siehe Abbildung 1 links), während beim dynamischen Aufteilungsmodell der Strom soweit möglich bedarfsgerecht auf die Teilnehmer aufgeteilt wird (also die gesamte erzeugte Energie zunächst im Verhältnis der derzeitigen Verbräuche an die einzelnen Teilnehmer zugewiesen wird, siehe Abbildung 1 rechts). Bei Verwendung dynamischer Anteile können diese zwischen den teilnehmenden Netzbenutzern viertelstündlich neu zugeordnet werden (§ 16e Abs 3 EIWOG 2010). Überschüssiger Strom wird als Gemeinschaftsüberschuss ins Netz abgegeben und der Erlös der Gemeinschaft zugeordnet.

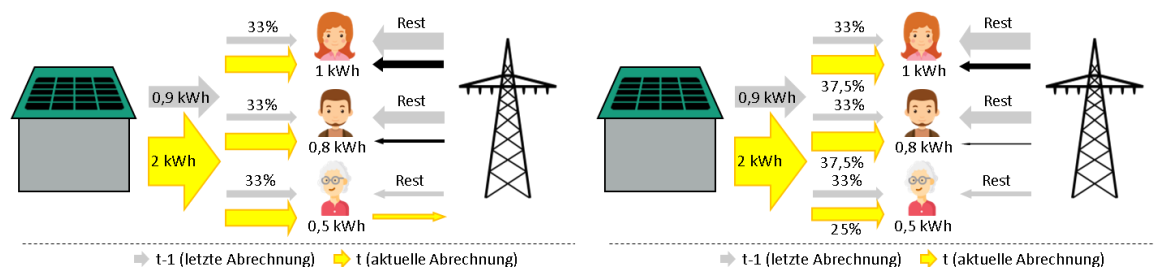


Abbildung 1: Konzepte der Stromaufteilung in österreichischen EEG. Links: statische Mengenzuordnung zu gleichen Anteilen an der Erzeugung. Rechts: Dynamische und individuelle Mengenzuordnung

Zu beachten ist, dass die Netzbetreiber jeweils im Vorfeld über den Aufteilungsschlüssel informiert werden müssen, da diese viertelstundenscharf die entsprechenden Energiemengen auf Basis der Zählerdaten zuordnen müssen. Für eine flexible Zuteilung der Energiemengen sind komplexe Verträge bzw. Regelungen für die Abrechnung notwendig [8]. Jedoch sind hier höhere finanzielle Vorteile zu erwarten, zudem dürfte in diesem Fall ein höherer Anreiz bestehen, flexible Lasten in Zeiten mit hoher Deckung aus Erzeugung innerhalb der Gemeinschaft zu verschieben (Eigenverbrauchsmaximierung im Quartier). Eine ausführliche Diskussion zu verschiedenen Verteilschlüsseln findet sich im Abschnitt Dynamische Mengenzuordnung.

Nach Angaben der österreichischen Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften wurden zum Stand Mai 2022 bereits 13 Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften eingetragen [7]. Ein Beispiel für eine der ersten Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften nach den neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen ist die

„Energiegemeinschaft Vösendorf“, welche im Rahmen einer Initiative der „Energie Zukunft Niederösterreich GmbH“ entstehen soll [9].

Grundlagen zum Stand der Energiegemeinschaften in Deutschland

In Deutschland stehen der Bildung von „Energiegemeinschaften“ bis zum heutigen Tag noch erhebliche Herausforderungen im Wege, welche sich unter anderem aus einem komplexen, sich ständig verändernden gesetzlichen und regulativen Umfeld, einer Vielzahl isolierter Einzelmodelle und teilweise hohem bürokratischen Aufwand sowie wirtschaftlichem Risiko ergeben.

Dem Wunsch einer Gruppe von lokal angesiedelten Bürgerinnen und Bürgern nach einer aktiven gemeinschaftlichen Beteiligung an Projekten zur Energiewende im Strombereich kann derzeit im Wesentlichen mit den im Folgenden kurz skizzierten Ansätzen begegnet werden.

Energiegenossenschaften

Energiegenossenschaften sind in der Regel reine Investitionsprojekte, bei denen die (Mitglieder der) Genossenschaft Eigentümer von Anlagen sind und finanziell über die Stromvermarktung profitieren. Eine lokale Stromvermarktung kann zwar erfolgen, ist jedoch kein typisches Merkmal einer Energiegenossenschaft.

Energiegenossenschaften können regional und überregional etabliert sein und unterliegen den für Genossenschaften anwendbaren gesetzlichen Bestimmungen. Derzeit existieren in Deutschland etwa 835 Energiegenossenschaften mit 200.000 Mitgliedern [10].

Mieterstromprojekte und Quartiersstromprojekte

Unter Mieterstrom im Allgemeinen wird in der Regel Strom verstanden, welcher von lokalen Solaranlagen oder anderen Erzeugern (insbesondere BHKW) am Standort der Verbraucher erzeugt wird und vom Erzeuger lokalen Verbrauchern (Mietern) zur Verfügung gestellt wird. Hiervon zu unterscheiden ist „Mieterstrom“ im Sinne des Mieterstromgesetzes. Für diesen Mieterstrom erhält der Erzeuger einen Zuschlag, jedoch nur dann, wenn es sich um Strom aus Solaranlagen auf dem Dach eines Wohngebäudes handelt und dieser Strom von dort direkt ohne Netzdurchleitung an Letztverbraucher im selben Gebäude oder Quartier geliefert und von diesen verbraucht wird². Anbieter von Mieterstrom sind Vermieter oder beauftragte Dritte (Energiedienstleister), welche dann gegenüber den Mietern als Stromanbieter fungieren und eine Vollversorgung sicherstellen. Im Dezember 2017 wurde erstmals das Gesetz zur Förderung von Mieterstrom verabschiedet, zum 1. Januar 2021 erfolgte im Rahmen der Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes eine Modifikation der Anreizstrukturen des Mieterstrommodells. Grundelement hierbei sind Mieterstromzuschläge, welche dem Betreiber einer Mieterstromanlage, für die an die teilnehmenden Mieter gelieferte Strommenge gezahlt werden. Je nach Anlagengröße

² Zu erwähnen ist, dass für Strom aus KWK eine Förderung nach dem KWK-Gesetz möglich ist, welche jedoch nicht an spezielle Mieterstromkonzepte gebunden ist.

beträgt dieser Zuschlag zwischen 2,37 ct/kWh und 3,79 ct/kWh (§ 21 Abs. 3 i.V.m. § 48a Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021), wobei eine Förderung nur über die Dauer von 20 Jahre nach Inbetriebnahme der Anlagen erfolgt. Grundsätzlich darf der in Mieterstromverträgen vereinbarte Strompreis 90% des in den jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifes nicht übersteigen (§ 42a Absatz 4 EnWG), zudem haben Mieter unverändert die Möglichkeit, ihre Stromanbieter frei zu wählen und ggf. auch den Mieterstromvertrag zu kündigen.

Neu im Jahr 2021 wurde ein „Quartiersbegriff“ eingeführt, welcher den räumlichen Geltungsbereich des Mieterstromzuschlags erweitert hat, allerdings mit der Maßgabe, dass keine Durchleitung durch ein Netz erfolgt. Juristisch gibt es bis heute erhebliche Unsicherheiten, welche Kriterien für die Einordnung beispielsweise einer Anlage von mehreren Wohngebäuden als „Quartier“ anzuwenden sind und in welchen Fällen es sich bei der verbindenden Netzstruktur um eine „Kundenanlage“ handeln kann und nicht ein Netz der öffentlichen Versorgung vorliegt³. Hierzu wurden durch den Bundesgerichtshof in 2019 wichtige Leitsatzentscheidungen getroffen, welche zumindest ein paar Kriterien für diese Unterscheidung formulieren (BGH-Beschlüsse v. 12.11.2019 – EnVR 65/18 u. EnVR 66/18 – Kundenanlage Leitsatzentscheidung).

Aus Sicht des Vergleiches mit österreichischen Energiegemeinschaften lassen sich deutliche Unterschiede aufzeigen. Der wohl wesentlichste Unterschied dürfte sein, dass Mieterstrommodelle nur durch einen Akteur (den Hauseigentümer/Vermieter oder einen Contractor) initiiert und „gelebt“ werden, und die teilnehmenden Mieter keine Gemeinschaft mit verbindenden Elementen bilden, sondern in der Regel einfach einen günstigen Stromliefervertrag abschließen wollen (auch wenn unzweifelhaft bei der individuellen Motivation die Versorgung mit lokalem Grünstrom ein förderlicher Aspekt ist). Ein zweiter wesentlicher Unterschied ist die Belastung mit Umlagen. Mieterstrom nach deutschem Recht schließt eine Eigenverbrauchssituation aus, für jede Kilowattstunde ist die jeweils anzuwendende EEG-Umlage zu zahlen⁴. Es entfallen jedoch auch hier Netznutzungsentgelte, Konzessionsabgaben sowie die Stromsteuer. Daneben stellen die Beschränkung auf Photovoltaikanlagen, die Forderung, dass diese auf „Wohngebäuden“ installiert werden müssen, sowie die Beschränkung des Teilnehmerkreises für die Mieterstromversorgung auf „Mieter“ (und lokale Vermieter) Unterschiede zum österreichischen Modell dar.

Ein generelleres Problem bei Mieterstromprojekten, welches zumindest teilweise auch beim österreichischen EEG-Modell besteht, ist der in der Regel nur schwache und indirekte Anreiz für die Mieter, ihre flexiblen Verbrauchsanteile an die zu

³ Eine Kundenanlage im Sinne des § 3 Nr. 24a oder b EnWG entsteht, wenn über eine kundeneigene Energieanlage Letztverbraucher angeschlossen sind und diese Anlage mit einem Summenzähler vom Netz der allgemeinen Versorgung abgegrenzt ist.

⁴ Ab Juli 2022 soll dieser Kostenbestandteil entfallen [17]

erwartende oder aktuell vorhandene Erzeugungsleistung der Photovoltaikanlagen anzupassen. Einerseits liegen den Verbrauchern in der Regel keine aktuellen Erzeugungsprognosen oder Erzeugungsleistungen vor, andererseits ist bei der Definition fixer Strompreise pro kWh kein Zusammenhang zwischen einem Kostenvorteil und dem Verbraucherverhalten erkennbar (was ein Unterschied zum österreichischen Modell ist, bei dem der jeweils aktuelle Strompreis für die Mitglieder der EEG je nach dem Anteil des eigenerzeugten Stromes schwankt – allerdings aus Sicht der Endverbraucher nur schwer vorhersehbar).

Sonstige Modelle

Neben Mieterstrommodellen und genossenschaftlichen Ansätzen finden sich in Deutschland zahlreiche weitere Konzepte, bei denen zumindest dem kommunizierten Anliegen nach eine gemeinsame Stromproduktion oder ein geteilter Stromverbrauch das Ziel sind. Solche Konzepte werden dann mit Namen wie „Bürgerenergiegesellschaft“, „Regionalstrom“, „Community-Strom“, „Quartiersstrom“ und „Nachbarschaftsstrom“ bezeichnet. Nicht selten handelt es sich um Geschäftsmodelle etablierter Energiedienstleister, bei denen im Rahmen der bestehenden energiewirtschaftlichen Regelungen Strombeschaffung und Stromvertrieb zusätzlichen Anforderungen (zum Beispiel einer Regionalität der Stromlieferanten oder einer Individualisierung der Lieferanten – Endverbraucher Beziehung) unterworfen werden. Systematische finanzielle oder regulative Vorteile für solche Lösungen existieren in der Regel nicht, diese profitieren häufig vom Wunsch der Kunden nach höherer Transparenz und eigenbestimmter Zusammenstellung des persönlichen Strommixes. Ein Beispiel hierfür ist der von enviaM betriebene „Online-Marktplatz für Ökostrom ‚MEIN Community Strom‘“, welcher damit wirbt, dass man den Strom „direkt von der Solaranlage [des] Nachbarn ...“ beziehen kann. Auch Viessman bietet seit einigen Jahren mit der ViShare Energy Community ein Produkt, welches vorgibt, Kunden in einer großen Community zusammen zu schalten und Strom sowie Wärme in der Gemeinschaft zu erzeugen und verbrauchen. In diesem Fall hat das Landgericht Frankfurt am Main auf Klage der Verbraucherzentrale NRW festgestellt, dass es weder vertraglich noch technisch zu einer Community kommt und kein Strom untereinander ausgetauscht wird und folglich das irreführende Werbeversprechen angepasst werden muss (Urteil vom 7.10.2021, Az.: 2-03 O 559/19). Es zeigt sich, dass verschiedene Akteure den Trend zur Energy Community erkannt haben, ob alle am Markt angebotenen Lösungen dem von der Europäischen Union formulierten Anliegen nach „Bürgerenergie“ vollumfänglich gerecht werden, ist jedoch teilweise widerlegt und generell fraglich.

Demonstrationsquartier EnStadt:Pfaff

Im Forschungs- und Demonstrationsprojekt EnStadt:Pfaff werden innovative Lösungen für die Sektoren Energie, Gebäude, Elektromobilität und Digitalisierung in städtischen Quartieren erstmals in einem integrierten Ansatz interdisziplinär erforscht, entwickelt, demonstriert und getestet ([11] „Projekthinhalte“). Durch das Fraunhofer ISE wurde für dieses Projekt eine Agentenlösung entwickelt, welche flexible Lasten verschiedener Prosumer optimiert, um den Eigenversorgungsanteil

der einzelnen Prosumer und des Gesamtquartiers zu erhöhen sowie Kosten zu sparen. Diese Lösung wurde bereits für ein einzelnes Mieterstromobjekt im Projekt simuliert und soll zukünftig für Quartierslösungen und Mehrspartenanwendungen genutzt werden. Erste Ergebnisse haben gezeigt, dass sich das etablierte System des „Mieterstroms“ [12] jedoch nur unzureichend für die Situation im Pfaff-Quartier eignet, da überwiegend Gewerbeeinheiten im Quartier verortet sind und vor Allem Ausgleichspotentialen zwischen Gebäuden unterschiedlicher Nutzung bestehen, diese jedoch ohne finanziellen Anreiz über das Netz der öffentlichen Versorgung ausgeglichen werden müssten.

Bei dem betrachteten Quartier handelt es sich um eine ehemalige Industrieanlage des Nähmaschinenherstellers Pfaff im Zentrum Kaiserslauterns (siehe Abbildung 2). Die Industriebranche wird im Zuge des Projekts neu erschlossen, es kommt zu Teilrenovierungen im Bestand und Neubau mehrerer Gebäude. Im Endausbau „finden künftig Gesundheits- und Technologieunternehmen, Arbeitnehmer und Bewohner ein attraktives und nachhaltiges Arbeits- und Lebensumfeld in zentrumsnaher Lage“ ([11] „Vision“).



Abbildung 2 Das Pfaff Areal als Fallstudie ([11] „Umsetzung“)

Insgesamt wurden für die Fallstudie 27 Gebäude mit Mischnutzung simuliert. Als Simulationstool zur Generierung elektrischer Lastprofile wurden verschiedene Module des Fraunhofer Tools synPRO verwendet. Die Erzeugung elektrischer Profile für verschiedene Bewohnergruppen erfolgte mit dem synPRO Basismodul [13], Lastprofile für den Gewerbebereich mit der GHD Erweiterung [14] und Elektromobilitätsprofile mit der synPRO-Emob Erweiterung [15]. Für die Erzeugung der Photovoltaikzeitreihen wurden Potentiale einer PV-Gründach Belegung, sowie von fassadenintegrierter PV-Anlagen vom Projektpartner⁵ bereitgestellt. Für diese Studie wurden jeweils alle Lastzeitreihen sowie alle Erzeugungszeitreihen auf Gebäudeebene in viertelstündlicher Auflösung aggregiert.

⁵ Die PV Zeitreihen wurden erzeugt vom Institut für angewandtes Stoffstrommanagement [\[ref\]](#)

Im Folgenden wird untersucht, welche Wirtschaftlichkeit sich bei sinngemäßer Anwendung des österreichischen Systems der Energiegemeinschaften auf die Situation im Pfaff Quartier erreichen lässt, wobei die Energieströme auf Gebäudeebene betrachtet werden. Hierdurch wird eine Quantifizierung des energetischen und ökonomischen Nutzeffektes von Energiegemeinschaften nach österreichischem Vorbild für typische Quartiersstromversorgungen in Deutschland vorgenommen. Dabei werden aktuelle Strompreise auf das Jahr 2023 projiziert und durch zu erwartende regulatorische Bestimmungen ergänzt (siehe Kapitel Preisgestaltung der verschiedenen Anteile).

Dynamische Mengenzuordnung

Um sinnvolle Anreize aus einer Erneuerbaren Energiegemeinschaft für eine optimierte Steuerung flexibler Lasten zu erhalten ist es zunächst wichtig festzulegen, welche Anteile an der erzeugten Erneuerbaren Energie (in der Fallstudie ausschließlich PV) wem in der Gemeinschaft zur Verfügung gestellt werden sollen. Dabei sind verschiedene Konstellationen denkbar, die vor allem von den Besitzverhältnissen in der Gemeinschaft abhängig sind.

Investitionsstruktur

Eine EEG besteht aus mehreren Gebäuden in räumlicher Nähe. Dabei können bereits PV Anlagen auf einzelnen Gebäuden vorhanden sein, oder diese werden neu errichtet, angereizt durch die günstige Gemeinschaftssituation. PV Anlagen können entweder individuellen Akteuren gehören (z.B. Besitzer*innen eines Einfamilienhauses mit Dachanlage, welche einen neuen Vertriebskanal der Überschüsse neben der Einspeisung suchen), einer Subgruppe der EEG (z.B. einer Hausgemeinschaft im Mehrparteienhaus, welche zusammen in eine Dachanlage investiert) oder der gesamten Gemeinschaft. Eine Mengenzuordnung sollte die individuellen Besitzverhältnisse fair abbilden und verschiedene Hierarchien (eigener Besitz oder Besitz anderer Personen innerhalb der Gemeinschaft) berücksichtigen. Für gemeinschaftliche Investitionen in PV Anlagen kann die Investitionssumme der einzelnen Investoren ungleich verteilt sein, im weiteren Verlauf der Studie gehen wir jedoch der Anschaulichkeit halber immer von gleichverteilten Besitzverhältnissen aus, wenn von einer gemeinschaftlichen Anlage gesprochen wird.

Bilanzierung des Eigenverbrauchs und der gehandelten PV Mengen

Grundsätzlich gilt, dass sämtliche Energie, die von Anlagen im Besitz einer Gruppe erzeugt wird, eben jenen Akteuren primär für den Eigenverbrauch zur Verfügung steht. Überschüsse werden mit anderen Akteuren gehandelt, die Teil der EEG aber nicht Investoren der jeweiligen Anlage sind. Investorengruppen beschränken wir des Weiteren auf Gebäudeebene, was einen sinnvollen Anwendungsfall mit zwei Ebenen, „behind-the-meter“ und „durch ein öffentliches Netz verbunden“ darstellt. Alle Anlagen auf einem Gebäude dienen dem kollektiven Eigenverbrauch aller Akteure im Gebäude und befinden sich zu gleichen Teilen im Besitz dieser Akteure. Ein gemeinschaftlicher Summenzähler hält fest wie viel Energie mit dem Netz ausgetauscht wird.

Verteilung von Netzbezügen auf die einzelnen Gebäude

Liegt der Gesamtverbrauch des Quartiers oberhalb der Erzeugung so besteht die Aufgabe darin den Netzbezug sinnvoll den einzelnen Gebäuden und den einzelnen Akteuren zuzuordnen. Dazu betrachten wir zwei Methoden der Bilanzierung: eine prozentuale Ausrichtung am Verbrauch und eine an der Erzeugung.

Eine prozentuale Ausrichtung am Verbrauch bedeutet, dass jedes Gebäude den gleichen Anteil seines Verbrauchs von der im Quartier gehandelten PV Energie gedeckt bekommt. Der Rest wird aus dem Netz entnommen. Haben zwei Gebäude einen Lastüberschuss, eines mit 1 kWh und eines mit 2 kWh Bedarf bei einem PV Angebot auf dem EEG-Marktplatz von 1 kWh, so ergibt sich ein gemeinschaftlicher Verteilungsschlüssel wie folgt:

$$\frac{\sum E_{PV \text{ Überschuss}}}{\sum E_{Last \text{ Überschuss}}} = \frac{1 \text{ kWh}}{1 \text{ kWh} + 2 \text{ kWh}} = \frac{1}{3}$$

Das Gebäude mit 1 kWh Überschuss erhält nun $\frac{1}{3} * 1 \text{ kWh} = 0,33 \text{ kWh}$ PV Energie zugesprochen, das Gebäude mit 2 kWh entsprechend 0,66 kWh. Der Rest wird aus dem Netz bezogen. Dieses Verfahren hat den Vorteil, dass die Berechnung in einem simplen Rechenschritt erfolgen kann. Für eine größere exemplarische Gemeinschaft ist dieser Fall in Abbildung 3 a) dargestellt.

Eine prozentuale Ausrichtung an der Erzeugung bedeutet, dass jedes Gebäude den gleichen Anteil der in der Gemeinschaft gehandelten PV Überschüsse zugesprochen bekommt. Im vorangegangenen Beispiel bedeutet dies, dass beide Gebäude jeweils 0,5 kWh erhalten würden und den Rest aus dem Netz beziehen. Dieses Verfahren, hat den Vorteil, dass es einen erhöhten Anreiz bietet Lasten zu reduzieren. Eine Lastreduktion reduziert ausschließlich den Netzbezug, während eine Ausrichtung am Verbrauch Netz- und PV Bezug aus der Gemeinschaft gleichermaßen reduzieren würde. Der Nachteil bei diesem Verfahren besteht darin, dass trotz einer insgesamt überwiegenden Last im Quartier einzelne Gebäude weniger als den ihnen zustehenden Anteil an PV Erzeugung benötigen könnten. Hier bestehen wiederum zwei Möglichkeiten. Entweder der nicht benötigte Anteil verfällt und wird stattdessen ins Netz gespeist, oder dieser wird iterativ in der Gemeinschaft weiter verteilt. Im Falle der Iteration werden die verbleibenden Überschüsse nach der ersten Runde wieder zu gleichen Teilen auf die Häuser verteilt, die weiterhin einen Lastüberschuss verzeichnen. Dies wird so lange wiederholt bis sämtliche PV Energie verteilt wurde. Der Netzbezug verteilt sich ausschließlich auf die verbleibenden Gebäude. Dies ist in Abbildung 3 b) dargestellt.

Für die im Kapitel Simulationsszenarien beschriebene Betrachtung richten wir uns prozentual nach der Erzeugung und verteilen überschüssige Anteile iterativ.

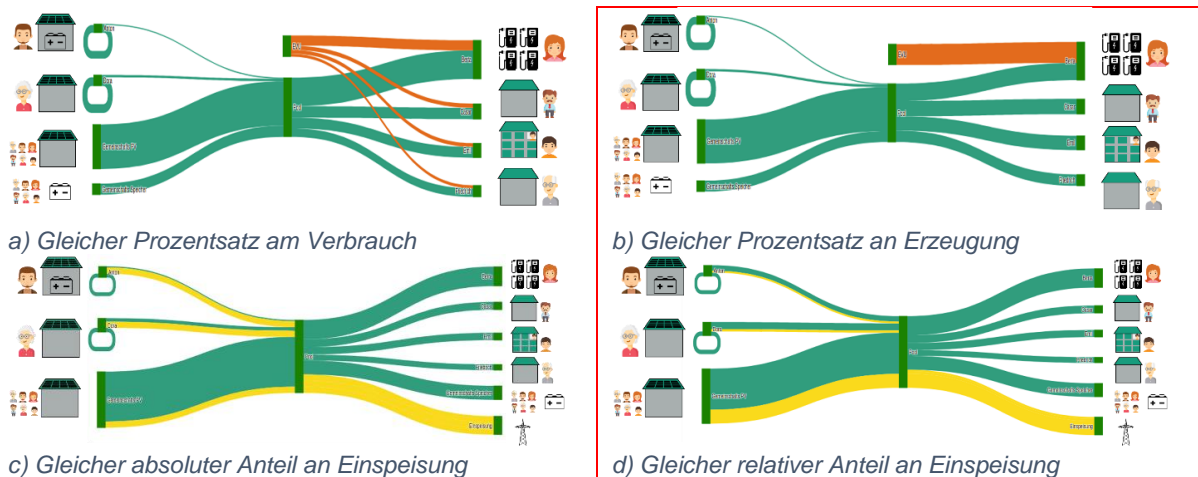


Abbildung 3 Sankey Darstellung verschiedener Verteilungsszenarien. Oben: Verbrauchsüberschuss, Unten: Erzeugungüberschuss. Rot umrandet sind die in der Simulation verwendeten Mechanismen dargestellt

Verteilung der PV Überschusseinspeisung auf die einzelnen Gebäude

Liegt der Gesamtverbrauch im Quartier unterhalb der Gesamtproduktion, so besteht die Aufgabe darin die ins Netz eingespeiste Energie eindeutig den einzelnen Gebäuden und Akteuren zu zuordnen. Dabei gibt es analog zur Verteilung des Netzbezuges zwei Möglichkeiten, entweder basierend auf dem absoluten oder relativen Anteil an der Einspeisung.

Eine absolute Zuordnung der Einspeisung bedeutet, dass jedes Gebäude mit Einspeiseüberschuss den gleichen absoluten Anteil an der Einspeisung zugerechnet bekommt. Bei zwei Gebäuden mit PV Überschuss von 1 kWh bzw. 2 kWh und einer PV Einspeisung aus der Gemeinschaft heraus von 1 kWh würde jedes Gebäude je 0,5 kWh der Einspeisung zugeschrieben bekommen und der Rest als in der EEG gehandelt verbucht. Dieses Verfahren erfordert einen Iterationsmechanismus analog zum Mechanismus bei der „prozentualen Ausrichtung an der Erzeugung“ für Fälle bei denen einzelnen Gebäude weniger Überschüsse verzeichnen als sie an Einspeisung zugeordnet bekommen, worauf hin die Differenz den anderen Gebäuden zugeordnet werden muss. Abbildung 3 c) veranschaulicht diesen Mechanismus.

Eine relative Zuordnung der Einspeisung bedeutet, dass auf alle PV Überschüsse der Gebäude der gleiche Prozentsatz eingespeist und der Rest gehandelt wird. Im vorherigen Beispiel ergibt sich ein Verteilungsschlüssel wie folgt:

$$\frac{\sum E_{PV \text{ Einspeisung}}}{\sum E_{PV \text{ Überschuss}}} = \frac{1 \text{ kWh}}{1 \text{ kWh} + 2 \text{ kWh}} = \frac{1}{3}$$

Auf das Gebäude mit der geringeren Erzeugung entfallen somit $\frac{1}{3} * 1 \text{ kWh} = 0,33 \text{ kWh}$ an Einspeisung, auf das andere Gebäude 0,66 kWh. Dieses Verfahren kommt ohne eine Iteration aus und folgt eher dem Verursacherprinzip als eine absolute Zuordnung. Abbildung 3 d) veranschaulicht diesen Mechanismus. **Für die im Kapitel Simulationsszenarien beschriebene Betrachtung richten wir uns relativ nach der Einspeisung.**

Abbildung der genauen Handelsströme

Im bisherigen Verlauf des Kapitels zur dynamischen Mengenzuordnung wurde immer von insgesamt zur Verfügung stehenden PV Überschussenergien gesprochen. Dabei wurde nicht betrachtet, woher genau diese Energien kommen. Dies ist auch völlig ausreichend, da wir einen gemeinsamen Strompreis für auf dem EEG-Marktplatz gehandelte Energien annehmen, den wir im nachfolgenden Kapitel „Preisgestaltung der verschiedenen Anteile“ quantifizieren. Würde stattdessen ein Marktplatz verwendet werden, bei dem sich verschiedenen Preise einstellen, so müssten die Handelsströme innerhalb der Gemeinschaft heruntergebrochen werden auf einzelne Gebäude und Akteure. Im Fall mit einem einheitlichen Preis, dieser kann auch dynamisch sein, ist es jedoch irrelevant wer mit wem Energie ausgetauscht hat, weswegen in Abbildung 3 ein großer PV Überschusspool in der Mitte dargestellt ist.

Mengenzuordnung innerhalb der Gebäude

Innerhalb der Gebäude können die gleichen Verfahren wie auf der übergeordneten Gemeinschaftsebene angewendet werden, um die individuellen Anteile an Eigenverbrauch, lokal gehandelter Energie, Reststrombezug und Einspeisung auf die Akteure zu verteilen. Dies ist jedoch nicht Teil des später betrachteten Simulationsszenarios, bei dem wir uns aus Komplexitätsgründen auf die Gemeinschaftsebene beschränken, ohne in die Gebäude einzutauchen.

Zeitliche Bilanzierung „Echtzeitmessung“

Bei der Auswahl der Bilanzierungszeitraums orientieren wir uns am klassischen Bilanzkreisausgleich der Netzbetreiber. Diese sind verpflichtet „innerhalb ihrer jeweiligen Regelzone auf 15-Minutenbasis die Mehr- und Mindereinspeisung aller Bilanzkreise zu saldieren“ (Stromnetzzugangsverordnung §8 (2)). Eine 15-minütige Bilanzierung der Energiemengen ist zwar deutlich höher aufgelöst als derzeitige Mieterstromkonzepte, bei denen Abrechnungen mit Jahresbilanzen erfolgen, jedoch besteht auch hier ein Fehler zwischen der real geflossenen Energiemenge im Gebäude und den bilanzierten Energiemengen der einzelnen Akteure. Messtechnisch ist es nicht möglich den Strom aus der PV Anlage exakt den einzelnen Wohn- oder Gewerbeeinheiten zu zuschreiben, da dafür jede Einheit einen eigenen Anschluss an ein internes PV Netz sowie das öffentliche Netz benötigen würde. Faktisch beziehen die Akteure ihren Strom aus einem Mischpool im Hausnetz. Am Hausanschluss wird der exakte Stromfluss gemessen und zur Abrechnung herangezogen. Im Quartier besteht ein ähnliches Problem, welches nur durch ein Arealnetz mit einem weiteren Quartierssummenzähler zum öffentlichen Netz gelöst werden könnte, was jedoch zusätzlichen Aufwand bedeutet und weitere Probleme, wie den diskriminierungsfreien Zugang zum öffentlichen Netz für nicht teilnehmende Quartiersakteure mit sich bringt. Im schlechtesten Fall könnte während der ersten 5 Minuten eines Zeitintervalls Verbraucher A 0 kWh beziehen und Verbraucher B 1 kWh, während 1 kWh PV Energie zur Verfügung steht. In den folgenden 10 Minuten stehen 0 kWh zur Verfügung, Verbraucher A bezieht 1 kWh und Verbraucher B 0 kWh. Nach dem Verursacherprinzip hätte Verbraucher A vollständig Reststrom bezogen und Verbraucher B reinen PV Strom, bei 15-minütiger

Bilanzierung wird jedoch beiden jeweils die Hälfte des PV Stroms zugesprochen. Im Falle der PV Einspeisung sind die zu erwartenden Fehler zwischen den einzelnen Anlagen gering, aufgrund deren räumlichen Nähe und daraus resultierender hoher Gleichzeitigkeitsfaktoren, auf Last Seite müssen jedoch kleine Fehler in Kauf genommen werden, die sich aber statistisch ausgleichen.

Preisgestaltung der verschiedenen Anteile

Als Bezugsjahr für die Berechnung dient das Jahr 2023. Hierzu wurde der „Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“ [16] vom 01.04.2022 verwendet sowie der „Entwurf eines Gesetzes zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher“ [17] vom 15.03.2022. Als aktueller Einkaufspreis für Reststrom wurde der durchschnittliche Day Ahead Preis für 2021 herangezogen (Stand 21.04.2022). Dieser ist mit 96,84 €/MWh vergleichsweise hoch, jedoch im bisherigen Jahresverlauf 2022 aufgrund des Ukrainekriegs nochmal deutlich gestiegen. Weitere Preisbestandteile wurden aus dem örtlichen Grundversorgungstarif des Pfaff Quartiers entnommen (Gültigkeit für 2022), wobei für die Prognose ins Jahr 2023 alle Bestandteile identisch angenommen werden und lediglich die EEG-Umlage von derzeit 3,723 auf 0 ct/kWh reduziert wird.

Für Strom, der auf dem Dach eines Gebäudes erzeugt und im selben Gebäude verbraucht wird, fallen keine Kosten an. Dies gilt unabhängig davon, ob es sich um ein privates Einfamilienhaus handelt (aktuell bereits der Fall), ein Mieterstromobjekt (hier ist momentan die EEG-Umlage fällig) oder, wie in diesem Beitrag untersucht, einen Teil einer Energiegemeinschaft.

Für Strom, der auf dem Dach eines Gebäudes innerhalb der EE Gemeinschaft erzeugt und in einem anderen Gebäude innerhalb der EE Gemeinschaft verbraucht wird fallen keine Umlagen an und auch die Konzessionsabgabe entfällt. Das Netzendgeld hingegen ist fällig, da ein öffentliches Netz benutzt wird. Hier orientieren wir uns am österreichischen Vorbild: „Sind die Teilnehmer der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft über ein Niederspannungs-Verteilernetz und den Niederspannungsteil der Transformatorstation verbunden (Lokalbereich), reduziert sich der Arbeitspreis für das Netznutzungsentgelt um 57 %“ ([7] „Häufig gestellte Fragen“, Punkt 7.2). Als Gewinnmarge nehmen wir pauschal für alle Anlagen 15 ct/kWh an, um einen Anreiz gegenüber der Volleinspeisung (für Anlagen <10kWp) zu generieren aber weiterhin unterhalb des Preises für Reststromlieferungen zu bleiben.

Für die Reststromlieferung wird der örtliche Grundversorgungstarif angesetzt, wobei grundsätzlich für jede Person weiterhin eine freie Wahl des Reststromanbieters besteht. Zusätzlich ist ein monatliches Entgelt fällig als übliche Grundgebühr und für die Bereitstellung der Messinfrastruktur. Da für den Betrieb der EEG ein intelligentes Messsystem (Moderne Messeinrichtung + Smart Meter Gateway) notwendig sind, um eine viertelstündliche Zuordnung der Mengen zu gewährleisten, fallen erhöhte Kosten gegenüber einem einfachen Einwegzähler an. Die Bundesnetzagentur

deckelt die jährlichen Kosten auf 100€ für Verbraucher im Bereich von 6000-10000 kWh Jahresenergieverbrauch, ein optionaler Einbau durch den Messstellenbetreiber fällt günstiger aus. Da es sich hier um einen freiwilligen Einbau beauftragt durch die Energiegemeinschaft handeln gelten die Obergrenzen nicht, als Referenzwert werden dennoch 100€/Jahr veranschlagt.

Tabelle 1 Arbeitspreis für PV Strom und Reststrom der EEG

	Arbeitspreis (ct/kWh)			
	PV		Reststrom	
	Behind-the-meter	Handel in Gemeinschaft	2022	2023
Beschaffung	0	0	9,684 ¹	9,684 ¹
Marge und Vertrieb	0	15	2,156*	2,156*
Netzentgelt	0	1,956 ⁴	4,55	4,55
Konzessionsabgabe	0	0	1,59	1,59
EEG-Umlage	0	0	3,723 ²	0 ³
KWK Umlage	0	0	0,378 ²	0,378 ²
§19 StromNEV-Umlage	0	0	0,437 ²	0,437 ²
§17f Absatz 5 EnWG (Offshore Netzumlage)	0	0	0,419 ²	0,419 ²
Umlage für abschaltbare Lasten	0	0	0,003 ²	0,003 ²
Stromsteuer	0	0	2,05 ²	2,05 ²
Umsatzsteuer	0	2,271	4,748	4,040
Netto	0	16,956	24,99	21,267
Brutto	0	20,178	29,738	25,308
	Grundpreis (€/Jahr)			
	ohne intelligentes Messsystem		mit intelligentem Messsystem	
Netzentgelt	keine Angaben		55 ⁵	
Messstellenbetrieb			100 ⁶	
Umsatzsteuer			29,45	
Brutto	140,66 ²		184,45	

Quellen: *Annahme, um auf den Arbeitspreis zu kommen, ¹[19]; ²[18]; ³[17]; ⁴[7]; ⁵[21]; ⁶[20]

Für Photovoltaiküberschüsse, die nicht innerhalb der Gemeinschaft verbraucht werden können, nehmen wir die ab 2023 geltenden Einspeisevergütungssätze an. Hier orientieren wir uns am österreichischen Model insofern, als dass maximal 50% der EEG-Erzeugung gefördert wird (EAG §80 (2) [1]), anders als im österreichischen Model gehen wir jedoch von der deutschen Einspeisevergütung anstelle der dort verwendeten Markprämie aus. Im betrachteten Quartier gehen wir davon aus, dass alle Anlagen der EEG eine Überschusseinspeisung vornehmen und keine Anlage rein zur Volleinspeisung genutzt wird. Die Erlöse aus der Einspeisevergütung gemäß Tabelle 2 sind exklusive Umsatzsteuer. Diese wird separat vom Netzbetreiber ausgezahlt und direkt an das Finanzamt abgeführt.

Tabelle 2 Erwarteter Einspeisevergütung ab 2023. Werte in ct/kWh

	Volleinspeisung	Überschusseinspeisung
< 10 kW	13,8	6,93
< 40 kW	11,3	6,85
< 100 kW	11,3	
< 400 kW	9,4	
< 1 MW	8,1	5,36

Quelle: [16]

Simulationsszenarien

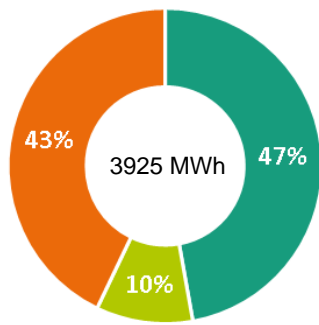
Zur Quantifizierung des finanziellen Vorteils der Gründung einer Erneuerbaren Energien Gemeinschaft nach österreichischem Vorbild werden im Folgenden drei Szenarien gegenübergestellt.

- 1) **Volleinspeisung:** In diesem Szenario kauft sich die EEG PV Anlagen auf den Dächern der Gebäude und speist 100% des erzeugten Stroms für die Einspeisevergütung für Volleinspeisung ins Netz (vergleiche Tabelle 2). Dieses Modell ist z.B. in Form einer Energiegenossenschaft bereits heute möglich, stellt jedoch keine REC nach RED2 da.
- 2) **Eigenverbrauch + Überschusseinspeisung:** Im zweiten Szenario werden dieselben PV Anlagen wie in 1) installiert. Die erzeugte PV Energie wird zunächst zur Deckung der elektrischen Last innerhalb der Gebäude genutzt. Überschüsse werden ins Netz eingespeist und mit der Einspeisevergütung für Überschusseinspeisung vergütet. Der Strom innerhalb des Gebäudes wird so bilanziert, dass alle Parteien im Gebäude als Besitzer der jeweiligen Anlage gelten und maximal so viel Strom aus der Anlage beziehen, wie sie aktuell verbrauchen (Mengenzuordnung analog zu Abbildung 3 b und d auf Gebäude statt auf Quartiersebene). Der Eigenverbrauch wird zu einem Preis von 0€ angeboten und erfolgt hinter dem Netzanschlusspunkt, weswegen keine weiteren Gebühren anfallen. Dieses Modell ist momentan nur in Form von Mieterstrom möglich, bei dem die Hausgemeinschaft Strom an deren Mitglieder verkauft. Mit einem geeigneten System der dynamischen Anteilszuordnung der PV Anlage (wie in [22] vorgestellt) und einer 15minütigen Auflösung der Erzeugungs- und Verbrauchsmessung könnte jedoch ein Nachweis über den personenspezifischen Eigenverbrauch erfolgen.
- 3) **Eigenverbrauch + Energiehandel + Überschusseinspeisung:** Dieses Szenario baut auf Szenario 2 auf und ergänzt dieses durch die Option, PV Überschüsse über das öffentliche Netz mit Gebäuden im selben Quartier zu handeln. Hier besitzt jede Hausgemeinschaft die eigene PV Anlage und alle Hausgemeinschaften schließen sich zur EEG zusammen. Der Strompreis für Überschussstrom innerhalb der Gemeinschaft befindet sich wie zuvor im Detail beschrieben zwischen dem Reststrompreis und der Volleinspeisevergütung. Prinzipiell wäre auch eine Preisbildung über einen Marktplatz denkbar, diese Option wird in dieser Arbeit aber nicht weiter untersucht.

Simulationsergebnisse

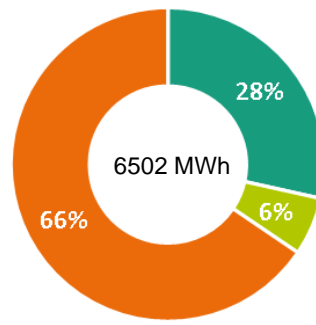
Energetische Analyse

Bevor die Wirtschaftlichkeit der EEG bewertet wird, soll zunächst auf die Energieflüsse im Quartier eingegangen werden. Insgesamt haben alle Gewerbe- und Wohneinheiten innerhalb der 27 Gebäude einen aggregierten Energieverbrauch von 6502 MWh. Die kumulierte PV Leistung beträgt 3759 kWp und erzeugt 3925 MWh in der Jahressimulation, was einer durchschnittlichen Jahresausbeute von 1044 kWh/kWp führt. Im optimalen Fall könnte die PV Leistung demnach 60% des Verbrauchs decken.



■ Eigenverbrauch ■ Handel ■ Einspeisung

Abbildung 4 a) PV Nutzung im Quartier



■ Eigenverbrauch ■ Handel ■ Reststrom

Abbildung 4 b) Lastdeckung im Quartier

Dieser Wert reduziert sich auf 28%, wenn nur ein zeitgleicher Eigenverbrauch innerhalb der Gebäude betrachtet wird und kann auf 34% gesteigert werden, wenn Handel zwischen den Gebäuden zugelassen wird (vgl. Abbildung 4 b). Von der erzeugten PV Energie werden, auch bei aktivem Handel, 43% der Energie als Überschuss ins Netz eingespeist (vgl. Abbildung 4 a). Die lokal verbrauchte PV-Strommenge könnte durch eine Lastbeeinflussung über ein Energie Management System erhöht werden, zudem kann der Eigenverbrauch durch den Einsatz von Stromspeichern (z.B. in Form eines Quartiersspeichers) erhöht werden. Allgemein fällt auf, dass der zusätzliche Anteil an PV Eigenverbrauch, der durch einen Quartiershandel erschlossen werden könnte, mit 6% des Gesamtverbrauchs gering, wenn auch nicht vernachlässigbar ist. Dies ist insbesondere auf die lokale Gebäudenutzungsstruktur im untersuchten Anwendungsfall EnStadt: Pfaff zurückzuführen, bei dem ein Großteil der Gebäude bereits als urbanes Mischgebiet (§6 BauNVO) ausgewiesen wurde, von dem wiederum der Großteil für den Gewerbe-Handels- und Dienstleistungssektor vorgesehen ist. Da die Produktivzeiten während des Tages bestehen, fallen Zeiten mit hoher Erzeugung von PV Energie mit Zeiten erhöhten Lastaufkommens zusammen, anders als es in einem reinen Wohngebiet der Fall wäre. Bei einer Unterteilung in reine Wohngebäude und reine GHD Gebiete würde sich der Anteil des Eigenverbrauchs im Wohnbereich verringern, das Potential für Quartiershandel erhöhen. Betrachten wir zum Abschluss die einzelnen Jahresenergien der drei Szenarien für das aggregierte Gesamtquartier. Diese sind in Tabelle 3 dargestellt (eine vollständige Auflistung auf Gebäudeebene befindet sich in Anhang A1). Während in Szenario 1) sämtliche PV Erträge (3925 MWh) ins Netz gespeist werden und sämtliche Last (6502 MWh) durch Reststrom (ein externes EVU) gedeckt wird, reduziert sich der EVU Bezug in Szenario 2) um 1852 MWh auf 4650 und in Szenario 3) auf 4260 MWh. Die eingespeiste PV Energie reduziert sich um die gleichen Werte auf 2073 MWh in Szenario 2) bzw. 1683 MWh in Szenario 3).

Tabelle 3 Energiekennwerte der Jahressimulation für das Gesamtquartier. Werte in MWh.

Szenario	Last	Erzeugung	PV gehandelt in Gemeinschaft	EVU Bezug	Eingespeist
1)	6.502	3.925	0	6.502	3.925
2)	6.502	3.925	0	4.650	2.073
3)	6.502	3.925	390	4.260	1.683

Wirtschaftliche Analyse

Die in der vorausgegangenen energetischen Analyse erhaltenen Ergebnisse resultieren in einer unterschiedlichen Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Szenarien. Dabei ist zu beachten, dass anders als bei der energetischen Analyse, die wirtschaftlichen Auswirkungen deutlich inhomogener für die einzelnen Gebäude ausfallen. So profitieren alle Gebäude energetisch von einem gesteigerten lokalen Grünstromanteil, wenn diese hausinternen Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung betreiben, wirtschaftlich schneiden einzelne Gebäude jedoch in einem solchen Szenario schlechter ab (vgl. Tabelle 5 Spalte 2) bezogen auf 1)).

Im **Referenzszenario 1)** mit Volleinspeisung ergibt sich eine Jahresstromrechnung von 1,65 Mio.€ für die vom EVU bezogene Energie. Demgegenüber stehen Gewinne aus der Volleinspeisung von 0,42 Mio. €. Die einzelnen Vergütungssätze für Voll- und Überschusseinspeisung in Abhängigkeit der jeweiligen installierten PV Leistung sind in Anhang

A2 gelistet. Wird statt der Volleinspeisung eine Überschusseinspeisung gewählt wie in **Szenario 2)** reduziert sich der Gewinn aus ins Netz gespeister PV Energie um 0,30 Mio. €, aufgrund einer geringeren Einspeisevergütung und einer geringeren Einspeisemenge. Überkompensiert wird dies durch eine Reduktion der Stromrechnung um 0,47 Mio. €. Insgesamt kann die Bilanz mit Eigenverbrauch und Überschusseinspeisung gegenüber der Volleinspeisung um 14% gesteigert werden. Normiert auf die Gesamtlast im Quartier entspricht dies einer Kostenreduktion um 2,6 ct/kWh. Für einzelne Häuser fällt die Bilanz jedoch teilweise negativ aus, und zwar immer dann, wenn eine große PV Anlage einem geringen Jahresenergieverbrauch gegenübersteht, und/oder wenn Last- und Erzeugungsprofil nicht zueinander passen. Für Gebäude 11, ein reines GHD Gebäude, bei dem die Erzeugungsmenge das 3,5-fache der Last darstellt, entstehen die größten Mehrkosten von rund 4.400 € (-63%). Den größten Verlust normiert auf die Gesamtgebäudelast verzeichnet Haus 21 mit einer Verteuerung von 8,4 ct/kWh. Den größten Gewinn erwirtschaften GHD Gebäude mit kleiner PV Anlage, wie Gebäude 6 mit zusätzlichen Einnahmen von 25.000€ (+12%) und Gebäude 10 mit einer Verlustminimierung von 34% (von -6.626 € auf -2.591€) was einer Energiekostenreduktion von 4,2 ct/kWh entspricht.

Dieses Ungleichgewicht zwischen den einzelnen Häusern wird deutlich reduziert, wenn neben dem Eigenverbrauch auch Handel zwischen den Häusern der EEG zugelassen wird wie in **Szenario 3)**. Zwar fallen auf den intern gehandelten Strom ein, in unserem Modell reduziert angenommenes, Netzentgelt + Mehrwertsteuer an (siehe Abschnitt „Preisgestaltung der verschiedenen Anteile“) und der intern gehandelte PV Strom macht mit 10% einen vergleichsweise geringen Teil der Produktion aus, jedoch können vor allem die Gebäude profitieren, die in Szenario 2) schlecht abgeschnitten haben. Insgesamt wird die Bilanz nochmal um 6% gegenüber Szenario 2) gehoben von -1,06 Mio. auf -0,99 Mio. €, was einer zusätzlichen Reduktion um 1 ct/kWh entspricht. Gegenüber der Volleinspeisung reduzieren sich

die Stromkosten damit um 3,6 ct/kWh. Am meisten profitiert Haus 10 von der EEG (Szenario 3 gegenüber 1) mit einer Kostenreduktion von 6 ct/kWh gegenüber der Volleinspeisung. Den größten absoluten Zugewinn bei, zusätzlich zum Eigenverbrauch, aktivierten Handel (Szenario 3 gegenüber 2) mit +8.536€ (+4%) verzeichnet Gebäude 12. Dieses Gebäude weist einen 20-fach höheren Verbrauch als Erzeugung auf und profitiert daher von dem günstig eingekauften PV Strom aus der Gemeinschaft. Die größte zusätzliche Kostenreduktion (Szenario 3 gegenüber 2) pro kWh Verbrauch erwirtschaftet Gebäude 7 mit 12 ct/kWh nachdem durch den Wechsel von Voll- zur Überschusseinspeisung zunächst Mehrkosten von 8,3 ct/kWh aufgetreten sind. Hierbei handelt es sich um ein Gebäude mit Sondernutzung (Parkhaus) mit geringer Last und großer PV Anlage und damit großen Erzeugungsüberschüssen, welche statt ins Netz in die Gemeinschaft fließen können. Den geringsten Zugewinn gegenüber dem einfachen Eigenverbrauch ohne Handel verzeichnen absolut Gebäude 18 mit lediglich +348€ (+ 32%) und normiert auf die Gebäudelast Haus 5 mit 0.3 ct/kWh. Für alle Gebäude ergibt sich ein wirtschaftlicher Vorteil, wenn diese sich zur EEG mit aktivem Handel zusammenschließen.

Tabelle 4 Wirtschaftliche Quartiersbilanz der drei Szenarien.

Szenario	PV aus Gemeinschaft	PV in Gemeinschaft	EVU Bezug	Eingespeist	Bilanz
Szenario 1)	0 €	0 €	-1.645.495 €	420.752 €	-1.224.743 €
Szenario 2)	0 €	0 €	-1.176.866 €	119.390 €	-1.057.476 €
Szenario 3)	-78.761 €	66.185 €	-1.078.084 €	96.854 €	-993.805 €

Tabelle 5 Einsparpotentiale der einzelnen Häuser und des Gesamtquartiers in den jeweiligen Szenarien.

Einsparpotentiale einzelner Häuser		2) bezogen auf 1)		3) bezogen auf 1)		3) bezogen auf 2)	
Absolutes Einsparpotential	Maximum	25.514 €	Haus 6	29.957 €	Haus 6	8.536 €	Haus 12
	Minimum	-4.388 €	Haus 11	99 €	Haus 21	348 €	Haus 18
Einsparpotential normiert auf Gesamtlast	Maximum	0,042 €/kWh	Haus 10	0,060 €/kWh	Haus 10	0,126 €/kWh	Haus 7
	Minimum	-0,084 €/kWh	Haus 21	0,003 €/kWh	Haus 21	0,003 €/kWh	Haus 5

Einsparpotential im Quartier	Absolut	Relativ	Normiert auf Last
Szenario 2) bezogen auf 1)	167.267 €	14%	0,026 €/kWh
Szenario 3) bezogen auf 1)	230.938 €	19%	0,036 €/kWh
Szenario 3) bezogen auf 2)	63.671 €	6%	0,010€/kWh

Diskussion

Wir haben gezeigt, dass es für das Quartier EnStadt:Pfaff sinnvoll ist, sich zu einer Erneuerbaren Energien Gemeinschaft nach österreichischem Vorbild zusammen zu schließen und aktiven Handel zwischen Gebäuden zu betreiben. Die neuen regulatorischen Rahmenbedingungen, welche für das Jahr 2023 momentan vorgesehen sind, schaffen in diesem Kontext keine eindeutigen Anreize. Die etwa doppelt so hohe Vergütung für Volleinspeisung gegenüber der Überschusseinspeisung führt beispielsweise dazu, dass die Motivation für Betreiber von PV Anlagen auf Häusern steigt, die komplette Erzeugung einzuspeisen. Dies zeigt sich auch im betrachteten Simulationsquartier, denn nicht alle Häuser profitieren vom Eigenverbrauch. Wenn eine große PV Anlage einem geringen Jahresenergieverbrauch gegenübersteht, und/oder wenn Last- und Erzeugungsprofil nicht zueinander passen, ist es von Vorteil eine Volleinspeisung zu wählen. Wird jedoch ein gebäudeübergreifender Stromhandel eingeführt profitieren tatsächlich alle

Gebäude von einem Modell mit Eigenverbrauch, Überschusshandel und Reststromeinspeisung. Eine Erneuerbare Energien Gemeinschaft EnStadt:Pfaff nach österreichischem Vorbild wäre somit ein Gewinn in Puncto Incentivierung der Vor-Ort Versorgung. Insgesamt reduzieren sich die Stromkosten gegenüber der Volleinspeisung um 3,6 ct/kWh. Um eine EEG Realität werden zu lassen sind jedoch einige regulatorische Hürden zu beseitigen, um für die Gemeinschaft gewinnbringenden Quartiershandel zu ermöglichen. Die aktuell geplante deutsche Regulatorik sorgt eher für eine Verlagerung weg von einer Optimierung der Vor-Ort Versorgung hin zu einer Optimierung auf übergeordneter Netzebene. Die quantitativen Aussagen dieses Beitrags sind Pfaff spezifisch, dennoch können qualitative Aussagen auf andere Quartiere übertragen werden. Generell gilt je höher die Überschüsse einzelner Gebäude und je unterschiedlicher deren Lastprofile desto attraktiver sind diese für ein Quartiershandelskonzept.

Am Schluss soll nochmals darauf verwiesen werden, dass entsprechend der formulierten Grundanliegen EEGs bzw. RECs nicht primär den wirtschaftlichen Vorteil im Vordergrund stehen sollen, sondern vor allem gesellschaftliche Mehrwerte durch stärkere Partizipation der Einzelnen bringen sollten. Sie ermöglichen eine Energiewende durch Bürgerbeteiligung und schaffen ein Umfeld, in dem Bewohner*innen sowie Firmen innerhalb eines Quartiers gemeinsam PV Anlagen auf bisher ungenutzten Dachflächen realisieren. Gemeinschaftliche PV Projekte haben in Deutschland Tradition, nun ist es an der Zeit Anreize für Vor-Ort Optimierung, lokalen Energiehandel und kollektiven Eigenverbrauch zu schaffen.

Ausblick

Die hier durchgeführte Studie bildet ein spezifisches Anwendungsquartier ab. Zukünftig sollte eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden, welche Gebäudetypen sich besonders für welche Form der Vermarktung eignen. Wie sollte das Erzeugung/Last Verhältnis sein, damit Eigenverbrauch attraktiv ist und wann ist eine Volleinspeisung zu bevorzugen? In diesem Zuge könnte untersucht werden wie das „ideale Quartier“ aussieht. Wie groß sollte es sein und wie viele Gebäude von welchem Typ sollten sinnvollerweise zusammengefasst werden?

Weiterhin betrachten wir in dieser Studie eine ex-post Zuordnung der PV Anteile. Im österreichischen Model ist es derzeit so geregelt, dass ex-ante ein fester Verteilschlüssel für eine Energielieferung kommuniziert werden muss. Das bedeutet, dass Überschüsse nicht nachträglich an andere Mitglieder verteilt werden können, was den Bedarf nach genauen Prognosen erhöht.

Schlussendlich haben wir in dieser Studie das Thema Flexibilität und vor Allem Quartierspeicher ausgeblendet. Diese können noch einmal bedeutend den Eigenverbrauch steigern und damit die Attraktivität der Vor-Ort Optimierung. In einer weiteren Studie haben wir uns intensiv der Frage des optimalen Quartiers EMS gewidmet [23]. Dieses EMS mit den hier verwendeten finanziellen Anreizen zu verbinden und den Mehrwert einer solchen Lösung darzustellen könnte in einer zukünftigen Studie erfolgen.

Literatur

- [1] Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) StF: BGBl. I Nr. 150/2021 (Österreich) [\[ref\]](#)
- [2] Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung), ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018 S. 82, in der Fassung der Berichtigung ABl. Nr. L 311 vom 25.09.2020 S. 11 [\[ref\]](#)
- [3] Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung), ABl. Nr. L 158 vom 14.06.2019 S. 125, in der Fassung der Berichtigung ABl. Nr. L 15 vom 20.01.2020 S. 8. [\[ref\]](#)
- [4] Sven Ulrich, „Verbände verklagen Bundesregierung in Brüssel: EU-Recht nicht umgesetzt“, Erneuerbare Energien, 10.08.2021 [\[ref\]](#)
- [5] Prof. Dr. Hans-Martin Henning, Dr. Tim Meyer, Fabian Zuber: „Vor-Ort-Potenziale der Energiewende entfesseln“, White Paper, Juli 2021 [\[ref\]](#)
- [6] Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften: „Umsetzung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEG) Registrierung, Energiedatenaustausch, Abrechnung“, Dezember 2021
- [7] Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, [\[ref\]](#) (Abruf: 04.10.2021)
- [8] EDA Energiewirtschaftlicher Datenaustausch: „Wie wird der Strom aufgeteilt?“, [\[ref\]](#) (Abruf: 19.01.2022)
- [9] Energiegemeinschaften Niederösterreich, „Energiegemeinschaft Vösendorf“ [\[ref\]](#) (Abruf: 19.1.2022)
- [10] DGRV – Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. [\[ref\]](#) (Abruf: 19.01.2022)
- [11] Pfaff Reallabor: „Projekthalte“ [\[ref\]](#), „Vision“ [\[ref\]](#), „Umsetzung“ [\[ref\]](#) (Abruf: 13.1.2022)
- [12] Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Bundesgesetzblatt Jahrgang 2017 Teil I Nr. 49, ausgegeben zu Bonn am 24. Juli 2017 [\[ref\]](#)
- [13] Fischer, D.; Härtl, A.; Wille-Hausmann, B. Model for electric load profiles with high time resolution for German households. Energy and Buildings 2015. [\[doi\]](#)
- [14] Wittwer, C.; Wille-Hausmann, B.; Fischer, D.; Köpfer, B.; Bercher, S.; Engelmann, P.; Ohr, F.: synGHD - SYNTHETISCHE LASTPROFILE FÜR EINE EFFIZIENTE VERSORGUNGSPLANUNG FÜR NICHT-WOHNGEBÄUDE. Technical report, Fraunhofer ISE, Freiburg, 2020. [\[doi\]](#)
- [15] Fischer, D.; Harbrecht, A.; Surmann, A.; McKenna, R. Electric vehicles' impacts on residential electric local profiles – A stochastic modelling approach considering socio-economic, behavioural and spatial factors. Applied Energy 2019, 233-234, 644–658. [\[doi\]](#)
- [16] Deutscher Bundestag: „Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“(15.03.2022) [\[ref\]](#)
- [17] Deutscher Bundestag: „Entwurf eines Gesetzes zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher“ (28.02.2022) [\[ref\]](#)
- [18] Tarifrechner der Stadtwerke Kaiserslautern, Grundversorgungstarif für das Jahr 2022. [\[ref\]](#) (Abruf: 22.04.2022)
- [19] Energy-chart.info: “Annual electricity spot market prices in Germany” [\[ref\]](#) (Abruf: 22.04.2022)
- [20] Bundesnetzagentur: „Messeinrichtungen/ Intelligente Messsysteme“, Punkt „Kosten und Leistungen“ [\[ref\]](#) (Abruf: 12.03.2022)
- [21] Stadtwerke Kaiserslautern: „Preisblatt Netznutzung Strom“ (20.12.2021) [\[ref\]](#) (Abruf: 12.03.2022)
- [22] Surmann, A.; Chantrel, S.P.M.; Utz, M.; Kohrs, R.; Strüker, J. Empowering Consumers within Energy Communities to Acquire PV Assets through Self-Consumption. Electricity 2022, 3, 108-130. [\[doi\]](#)
- [23] Surmann, A.; Walia, R.; Kohrs, R. Agent-based bidirectional charging algorithms for battery electric vehicles in renewable energy communities. Energy Informatics 2020, 3. [\[doi\]](#)

Anhang

A1: Ergebnisse der energetischen Simulation (alle Werte in kWh):

Szenario	Haus 1			Haus 2			Haus 3			Haus 4			Haus 5		
	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)
Last	14630	14630	14630	160452	160452	160452	166963	166963	166963	349657	349657	349657	368271	368271	368271
Erzeugung	26077	26077	26077	109090	109090	109090	0	0	0	279252	279252	279252	160348	160348	160348
Lastüberschuss	0	8158	8158	0	102688	102688	0	166963	166963	0	221842	221842	0	255276	255276
PV aus Gemeinschaft	0	0	302	0	0	3305	0	0	45059	0	0	3222	0	0	11612
EVU Bezug	14630	8158	7856	160452	102688	99382	166963	166963	121905	349657	221842	218620	368271	255276	243663
Erzeugungsüberschuss	0	19605	19605	0	51325	51325	0	0	0	0	151436	151436	0	47352	47352
PV in Gemeinschaft	0	0	4550	0	0	7653	0	0	0	0	0	22566	0	0	4849
Eingespeist	26077	19605	15055	109090	51325	43672	0	0	0	279252	151436	128870	160348	47352	42504

Szenario	Haus 6			Haus 7			Haus 8			Haus 9			Haus 10			Haus 11		
	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)
Last	942021	942021	942021	36011	36011	36011	563089	563089	563089	98018	98018	98018	52750	52750	52750	64278	64278	64278
Erzeugung	181598	181598	181598	171064	171064	171064	354188	354188	354188	84034	84034	84034	57269	57269	57269	223015	223015	223015
Lastüberschuss	0	766529	766529	0	7447	7447	0	370774	370774	0	61036	61036	0	24781	24781	0	32418	32418
PV aus Gemeinschaft	0	0	86063	0	0	132	0	0	6288	0	0	1959	0	0	5163	0	0	114
EVU Bezug	942021	766529	680466	36011	7447	7315	563089	370774	364486	98018	61036	59077	52750	24781	19618	64278	32418	32304
Erzeugungsüberschuss	0	6106	6106	0	142500	142500	0	161873	161873	0	47052	47052	0	29301	29301	0	191155	191155
PV in Gemeinschaft	0	0	253	0	0	40503	0	0	19540	0	0	7598	0	0	6424	0	0	52766
Eingespeist	181598	6106	5853	171064	142500	101997	354188	161873	142333	84034	47052	39454	57269	29301	22876	223015	191155	138389

Szenario	Haus 12			Haus 13			Haus 14			Haus 15			Haus 16		
	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)
Last	807035	807035	807035	200381	200381	200381	49094	49094	49094	134996	134996	134996	476025	476025	476025
Erzeugung	40393	40393	40393	94449	94449	94449	114210	114210	114210	101823	101823	101823	319045	319045	319045
Lastüberschuss	0	766642	766642	0	139156	139156	0	26391	26391	0	83795	83795	0	309659	309659
PV aus Gemeinschaft	0	0	166420	0	0	8632	0	0	262	0	0	2656	0	0	5112
EVU Bezug	807035	766642	600222	200381	139156	130524	49094	26391	26129	134996	83795	81138	476025	309659	304547
Erzeugungsüberschuss	0	0	0	0	33224	33224	0	91506	91506	0	50622	50622	0	152679	152679
PV in Gemeinschaft	0	0	0	0	0	3058	0	0	22897	0	0	9013	0	0	19384
Eingespeist	40393	0	0	94449	33224	30166	114210	91506	68609	101823	50622	41609	319045	152679	133295

Szenario	Haus 17			Haus 18			Haus 19			Haus 20			Haus 21			Haus 22		
	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)
Last	189685	189685	189685	13375	13375	13375	476952	476952	476952	226466	226466	226466	30095	30095	30095	68268	68268	68268
Erzeugung	349672	349672	349672	19434	19434	19434	227676	227676	227676	147969	147969	147969	100498	100498	100498	94544	94544	94544
Lastüberschuss	0	91698	91698	0	8078	8078	0	336472	336472	0	149192	149192	0	14142	14142	0	39449	39449
PV aus Gemeinschaft	0	0	640	0	0	803	0	0	10112	0	0	4569	0	0	106	0	0	2829
EVU Bezug	189685	91698	91058	13375	8078	7275	476952	336472	326360	226466	149192	144623	30095	14142	14037	68268	39449	36620
Erzeugungsüberschuss	0	251684	251684	0	14137	14137	0	87196	87196	0	70695	70695	0	84546	84546	0	65725	65725
PV in Gemeinschaft	0	0	56956	0	0	3039	0	0	9948	0	0	8665	0	0	23808	0	0	20700
Eingespeist	349672	251684	194729	19434	14137	11098	227676	87196	77247	147969	70695	62030	100498	84546	60738	94544	65725	45025

Szenario	Haus 23			Haus 24			Haus 25			Haus 26			Haus 27		
	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)
Last	158231	158231	158231	164779	164779	164779	136911	136911	136911	403869	403869	403869	149644	149644	149644
Erzeugung	86468	86468	86468	109148	109148	109148	132954	132954	132954	227409	227409	227409	113177	113177	113177
Lastüberschuss	0	105022	105022	0	111536	111536	0	84939	84939	0	272784	272784	0	93358	93358
PV aus Gemeinschaft	0	0	4890	0	0	3587	0	0	2031	0	0	11857	0	0	2599
EVU Bezug	158231	105022	100132	164779	111536	107949	136911	84939	82908	403869	272784	260927	149644	93358	90759
Erzeugungsüberschuss	0	33259	33259	0	55905	55905	0	80982	80982	0	96324	96324	0	56890	56890
PV in Gemeinschaft	0	0	3928	0	0	7991	0	0	13479	0	0	12502	0	0	8253
Eingespeist	86468	33259	29331	109148	55905	47914	132954	80982	67503	227409	96324	83822	113177	56890	48638

Szenario	Quartier		
	1)	2)	3)
Last	6501945	6501945	6501945
Erzeugung	3924802	3924802	3924802
Lastüberschuss	0	4650225	4650225
PV aus Gemeinschaft	0	0	390324
EVU Bezug	6501945	4650225	4259900
Erzeugungsüberschuss	0	2073082	2073082
PV in Gemeinschaft	0	0	390324
Eingespeist	3924802	2073082	1682757

PV-Quoten		
Quartierseigenverbrauchsquote	ohne Energiehandel	47,2%
	mit Energiehandel	57,1%
Quartiersautarkiegrad	ohne Energiehandel	28,5%
	mit Energiehandel	34,5%

A2: Einspeisevergütungen der einzelnen Dachanlagen:

	Haus 1	Haus 2	Haus 3	Haus 4	Haus 5	Haus 6	Haus 7	Haus 8	Haus 9	Haus 10	Haus 11	Haus 12	Haus 13	Haus 14	Haus 15
kWp installiert	25,92	98,04	0	261,84	141,36	179,4	159,96	331,68	78,12	56,64	210	46,56	95,04	112,32	91,44
Volleinspeisung [€]	0,1226	0,1155	0,1380	0,1022	0,1092	0,1060	0,1074	0,1005	0,1162	0,1174	0,1042	0,1184	0,1156	0,1131	0,1157
Überschusseinspeisung [€]	0,0688	0,0598	0,0693	0,0559	0,0579	0,0570	0,0574	0,0554	0,0613	0,0643	0,0565	0,0666	0,0600	0,0590	0,0602

	Haus 16	Haus 17	Haus 18	Haus 19	Haus 20	Haus 21	Haus 22	Haus 23	Haus 24	Haus 25	Haus 26	Haus 27	Quartier
kWp installiert	309	333,24	29,76	214,68	146,28	96,24	89,76	76,2	113,4	132,84	222,12	107,64	3759,48
Volleinspeisung [€]	0,1010	0,1005	0,1214	0,1040	0,1087	0,1156	0,1158	0,1163	0,1130	0,1102	0,1037	0,1140	0,1073
Überschusseinspeisung [€]	0,0556	0,0554	0,0688	0,0564	0,0577	0,0599	0,0603	0,0615	0,0589	0,0581	0,0563	0,0592	0,0577

A3: Ergebnisse der ökonomischen Analyse (alle Werte in €):

	Haus 1			Haus 2			Haus 3			Haus 4			Haus 5		
Szenario	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)
PV aus Gemeinschaft	0	0	-61	0	0	-667	0	0	-9092	0	0	-650	0	0	-2343
EVU Bezug	-3702	-2065	-1988	-40607	-25988	-25151	-42255	-42255	-30851	-88490	-56143	-55328	-93201	-64604	-61666
PV in Gemeinschaft	0	0	772	0	0	1298	0	0	0	0	0	3826	0	0	822
Eingespeist	3198	1349	1036	12605	3067	2610	0	0	0	28543	8466	7205	17512	2740	2460
Bilanz	-504	-716	-242	-28002	-22921	-21911	-42255	-42255	-39943	-59948	-47677	-44947	-75690	-61864	-60727

	Haus 6			Haus 7			Haus 8			Haus 9			Haus 10			Haus 11		
Szenario	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)
PV aus Gemeinschaft	0	0	-17366	0	0	-27	0	0	-1269	0	0	-395	0	0	-1042	0	0	-23
EVU Bezug	-238404	-193991	-172210	-9114	-1885	-1851	-142505	-93834	-92243	-24806	-15447	-14951	-13350	-6272	-4965	-16267	-8204	-8175
PV in Gemeinschaft	0	0	43	0	0	6868	0	0	3313	0	0	1288	0	0	1089	0	0	8947
Eingespeist	19247	348	333	18379	8176	5852	35590	8971	7888	9765	2886	2420	6724	1883	1470	23247	10796	7816
Bilanz	-219158	-193643	-189200	9266	6291	10842	-106915	-84863	-82310	-15041	-12561	-11638	-6626	-4389	-3447	6979	2591	8565

	Haus 12			Haus 13			Haus 14			Haus 15			Haus 16		
Szenario	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)
PV aus Gemeinschaft	0	0	-33581	0	0	-1742	0	0	-53	0	0	-536	0	0	-1032
EVU Bezug	-204242	-194020	-151903	-50712	-35217	-33033	-12425	-6679	-6613	-34164	-21207	-20534	-120471	-78368	-77074
PV in Gemeinschaft	0	0	0	0	0	519	0	0	3883	0	0	1528	0	0	3287
Eingespeist	4781	0	0	10921	1992	1809	12922	5397	4046	11784	3048	2505	32210	8482	7405
Bilanz	-199461	-194020	-185483	-39791	-33225	-32447	497	-1282	1264	-22380	-18159	-17037	-88261	-69886	-67413

Szenario	Haus 17			Haus 18			Haus 19			Haus 20			Haus 21			Haus 22		
	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)
PV aus Gemeinschaft	0	0	-129	0	0	-162	0	0	-2040	0	0	-922	0	0	-21	0	0	-571
EVU Bezug	-48005	-23207	-23045	-3385	-2044	-1841	-120706	-85153	-82594	-57313	-37757	-36601	-7616	-3579	-3552	-17277	-9984	-9268
PV in Gemeinschaft	0	0	9658	0	0	515	0	0	1687	0	0	1469	0	0	4037	0	0	3510
Eingespeist	35125	13946	10790	2359	972	763	23682	4919	4358	16084	4081	3581	11617	5062	3637	10947	3965	2716
Bilanz	-12880	-9260	-2726	-1026	-1072	-725	-97024	-80234	-78590	-41230	-33676	-32473	4001	1483	4100	-6330	-6019	-3612

Szenario	Haus 23			Haus 24			Haus 25			Haus 26			Haus 27		
	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)	1)	2)	3)
PV aus Gemeinschaft	0	0	-987	0	0	-724	0	0	-410	0	0	-2392	0	0	-524
EVU Bezug	-40045	-26579	-25341	-41702	-28227	-27319	-34649	-21496	-20982	-102210	-69035	-66035	-37872	-23627	-22969
PV in Gemeinschaft	0	0	666	0	0	1355	0	0	2286	0	0	2120	0	0	1399
Eingespeist	10055	2046	1805	12329	3294	2823	14649	4709	3925	23578	5425	4721	12899	3369	2880
Bilanz	-29990	-24532	-23857	-29372	-24933	-23865	-20000	-16787	-15181	-78632	-63610	-61587	-24972	-20258	-19214

Szenario	Quartier		
	1)	2)	3)
PV aus Gemeinschaft	0	0	-78761
EVU Bezug	-1645495	-1176866	-1078084
PV in Gemeinschaft	0	0	66185
Eingespeist	420752	119390	96854
Bilanz	-1224743	-1057476	-993805

	Einsparpotential im Quartier	
	Absolut	Relativ
Szenario 2) bezogen auf 1)	167267	14%
Szenario 3) bezogen auf 1)	230938	19%
Szenario 3) bezogen auf 2)	63671	6%

Einsparpotentiale einzelner Häuser		2) bezogen auf 1)		3) bezogen auf 1)		3) bezogen auf 2)	
Absolutes Einsparpotential	Maximum	25514 €	Haus 6	29957 €	Haus 6	8536 €	Haus 12
	Minimum	-4388 €	Haus 11	99 €	Haus 21	348 €	Haus 18
Relatives Einsparpotential	Maximum	34%	Haus 10	154%	Haus 14	230%	Haus 11
	Minimum	-358%	Haus 14	2%	Haus 21	2%	Haus 6
Einsparpotential normiert auf Gesamtlast	Maximum	0,042 €/kWh	Haus 10	0,060 €/kWh	Haus 10	0,126 €/kWh	Haus 7
	Minimum	-0,084 €/kWh	Haus 21	0,003 €/kWh	Haus 21	0,003 €/kWh	Haus 5