

---

# Praxisprojekt

Mieterstrom in Deutschland – Fallstudienvergleich  
anhand der Simulation verschiedener  
energiewirtschaftlicher Betreibermodelle im privaten und  
gewerblichen Bereich sowie die Definition und  
Realisierung einer zugrundeliegenden  
Digitalisierungsstrategie

Studiengang Elektrotechnik – Elektrische Energietechnik  
an der Fakultät für Informations-, Medien- und Elektrotechnik  
der Technischen Hochschule Köln

vorgelegt von

Alan Revan Waldvogel

eingereicht bei:

Prof. Dr.-Ing. Eberhard Waffenschmidt



Cologne Institute for  
Renewable Energy

**Technology**  
**Arts Sciences**  
**TH Köln**

# Erklärung

Name: Waldvogel, Alan

## **Erklärung zum eigenständigen Verfassen**

Ich versichere, die von mir vorgelegte Arbeit selbstständig verfasst zu haben. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder nicht veröffentlichten Arbeiten anderer oder der Verfasserin/des Verfassers selbst entnommen sind, habe ich als entnommen kenntlich gemacht. Sämtliche Quellen und Hilfsmittel, die ich für die Arbeit benutzt habe, sind angegeben. Die Arbeit hat mit gleichem Inhalt bzw. in wesentlichen Teilen noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

Köln, 11.09.2023

Ort, Datum

Rechtsverbindliche Unterschrift

## **Erklärung zur Veröffentlichung**

Ich bin damit einverstanden, dass meine vorgelegte Arbeit ausgeliehen werden darf. Sie darf von Prof. Dr.-Ing. Eberhard Waffenschmidt im Internet veröffentlicht werden.

Köln, 11.09.2023

Ort, Datum

Rechtsverbindliche Unterschrift

## Kurzfassung/Abstract

### Deutsch

In dieser Praxisarbeit sollen verschiedene energiewirtschaftliche Betreibermodelle im Bereich des solaren Mieterstroms verglichen und analysiert werden. Es wird Bezug auf den geförderten und ungeförderten Mieterstrom genommen und weiterhin eine Gegenüberstellung von Mieterstrom im privaten und gewerblichen Kontext analysiert. Da sich die Wuppertaler Solarunternehmensgruppe ENTERIA neben dem Verkauf von Solaranlagen ebenfalls für den Betrieb von Photovoltaikanlagen entschieden hat, soll im Bereich des Verkaufs solarer Energie eine klare Handlungsempfehlung aus dieser Arbeit resultieren. Für die ENTERIA ist diese Handlungsempfehlung richtungsweisend für die Zukunft in diesem Vermarktungszeitraum.

Außerdem wird in einem Exkurs ein dazugehöriges selbstentwickeltes Online-Konten- und Abrechnungssystem beschrieben und eingeschätzt. Ziel ist es, alle Anlagen des virtuellen Kraftwerks der ENTERIA in dieser Online-Plattform zu etablieren und zu verwalten. Zusätzlich soll dieses System ein gemeinnütziges Projekt unterstützen und das virtuelle Kraftwerk zu einem internationalen Erfolg führen.

### English

In this practical project, different types of landlord-to-tenant or rather business-to-tenant energy projects will be compared and analysed in terms of implementation and economic efficiency. As a result of this analysis, there will be a formal recommendation for the ENTERIA group of solar companies from Wuppertal. With help of this recommendation, the decisions shall be simplified which type of business-to-tenant energy project should be chosen for future ventures.

In addition, an online metering and pay system will be established to quicken and simplify the management of the solar systems or rather the virtual solar power plant of ENTERIA. Besides, this online system supports Mati Mati, a non-profit project which provides fresh water for people in Mozambique.

# Inhalt

<b>Erklärung</b> .....	<b>I</b>
Erklärung zum eigenständigen Verfassen .....	I
Erklärung zur Veröffentlichung .....	I
<b>Kurzfassung/Abstract</b> .....	<b>II</b>
<b>Inhalt</b> .....	<b>III</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Motivation und Zielsetzung .....	1
1.2 Unternehmensumfeld in der ENTERIA.....	2
1.3 Mitwirkende Unternehmen und Partner .....	3
1.4 Virtuelles Kraftwerk der ENTERIA.....	4
1.5 Archetypische Mieterstromabnehmer .....	5
<b>2 Theoretische Grundlagen</b> .....	<b>6</b>
2.1 Stand der Forschung.....	6
2.2 Abgrenzung der Rollen im Mieterstrom .....	7
2.3 Verkaufsoptionen und Messkonzepte .....	9
2.4 Pflichten der Rechnungslegung .....	14
2.5 Vergütung und Vermarktung .....	16
<b>3 Isolation zu vergleichender energiewirtschaftlicher Wertschöpfungsmodelle</b> .....	<b>18</b>
3.1 Dasnöckel .....	21
3.2 NeuDing.....	24
3.3 DiGass .....	26
3.4 DiGass inklusive Untermieter .....	30
<b>4 Vergleichend analytische Betrachtung der Fallstudien</b> .....	<b>33</b>
4.1 Vergleichende Darstellung der Wirtschaftlichkeit.....	35
4.1.1 Wirtschaftliche Betrachtung bei Eigenverbrauch von 100 % .....	39
<b>5 Fazit</b> .....	<b>43</b>
5.1 Handlungsempfehlung für die ENTERIA RegioTalstrom GmbH .....	43
<b>6 Exkurs: Digitalisierung der Smart Energy Cloud</b> .....	<b>47</b>
6.1 Ziele der Digitalisierung.....	47
6.2 Realisierung der Spenden an Mati Mati in Mosambik.....	48
6.3 Systembausteine des Online-Bezahlsystems.....	51
6.4 Wertschöpfung und Abrechnung .....	51
<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>52</b>
<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>54</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>55</b>
<b>Verwendete Abkürzungen</b> .....	<b>56</b>
<b>Anhang</b> .....	<b>57</b>

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation und Zielsetzung

Die voranschreitende Klimaerwärmung erwirkt sowohl Veränderungen im globalen Ökosystem als auch nachhaltige Umstrukturierungen in der heutigen Gesellschaft. Dazu gehört der Ausbau der Photovoltaikanlagen in Deutschland. Die ENTERIA Unternehmensgruppe hat sich dazu entschieden, sich neben dem Bau und Handel von Photovoltaikanlagen ebenso als Solaranlagenbetreiber zu positionieren. In diesem Sinne ist die Pachtung von Dachflächen und insbesondere das Modell des Mieterstroms in den Fokus geraten. Damit alle Beteiligten in den Projekten von diesem Zukunftsbild profitieren können, beauftragt das Unternehmen mit dieser Praxisarbeit eine vergleichende Potenzialanalyse der Vermarktungsoptionen für zu bauende und bestehende Solarkraftwerke. Darauf aufbauend bedarf es einer Handlungsempfehlung zum Markteintritt unter der Berücksichtigung zu identifizierender Risiken und Gegebenheiten des Mieterstroms sowie der Ableitung der Pflichten eines zu entwickelnden digitalen Rechnungssystems.

Als angehender Ingenieur im Bereich der elektrischen Energietechnik bietet diese Maßnahme einen Einblick in die Technik und Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Photovoltaik und öffnet die Türen einer neuen Marktstrategie für die ENTERIA RegioTalstrom GmbH. Mit dem Konzept des (Gewerbe-)Mieterstroms können sowohl Immobilieneigentümer als auch Mieter ohne Wohneigentum Sonnenenergie ohne eigenen Aufwand nutzen. Folglich sind fast alle Dachflächen potenziell dazu geeignet, mit Solarkraftwerken ausgestattet zu werden. Dieses Schema unterstützt dabei, die Klimaschutzziele der deutschen Bundesregierung zu erreichen und den Rückgang der fossilen Erzeugungskapazitäten auszubalancieren.

In dieser Arbeit werden die normativen, technischen und ökologischen Aspekte des Mieterstroms, dessen Beteiligte, deren Rollenverteilung sowie die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Vermarktungsoptionen betrachtet. Ziel ist es, durch diese Vergleichsanalyse das für Anlagenbetreiber, Eigentümer und Verbraucher wirtschaftlich und ökologisch fairste Vorgehen darzustellen, einen Grundbaustein für die ENTERIA RegioTalstrom GmbH zu legen. Unter anderem gibt das Unternehmen auf dem Weg zur globalen Klimagerechtigkeit vor, dass für jede in Deutschland verkaufte Kilowattstunde Solarenergie einen Liter Wasser an die angeschlossene ENTERIA Fundação in Mosambik für das gemeinnützige Projekt „Mati Mati“ gespendet wird.

Verbunden mit Innovationsmaßnahmen im Rahmen der Digitalisierung soll ein Online-Portal inklusive automatisierten Abrechnungssystems entwickelt werden. Es stellt sich die Herausforderung, die zuvor identifizierten Vermarktungsstrategien in das Online-Portal einzupflegen.

So wird dem virtuellen Solarkraftwerk der ENTERIA die Möglichkeit geboten, effizient zu wachsen.

## 1.2 Unternehmensumfeld in der ENTERIA

Die ENTERIA ist eine Unternehmensgruppe mit dem Hauptsitz in Wuppertal, welche sich auf den Zubau von Solarkraftwerken in Deutschland und in Entwicklungsländern fokussiert. Seit 2009 hilft die ENTERIA Deutschland, zunehmend grünen Strom zu nutzen. In dieser Arbeit werden drei Unternehmenszweige der ENTERIA betrachtet. An vorderster Front und als Aushängeschild der ENTERIA gilt die Stiftung. Als operatives Herzstück führt die ENTERIA Energietechnik GmbH die Handlungen der Unternehmensgruppe an. Sie besteht aus vier Abteilungen, und zwar der Unternehmensentwicklung, der Planung und Projektierung, der Elektroinstallation und der Dachmontage. Diese Gesellschaft fokussiert sich auf die Installation, den Anschluss und den Verkauf von Photovoltaikanlagen.

Für den Anlagenbetrieb und Solarstromverkauf stehen die ENTERIA Solarkraftwerke I GmbH, die ENTERIA Solarkraftwerke II GmbH sowie die ENTERIA RegioTalstrom GmbH. Als Tochtergesellschaften der ENTERIA Impact Energy GmbH wird ein gemeinsames virtuelles Kraftwerk aufgebaut. Im Bereich der Aktivitäten in Afrika berühren lediglich die gemeinnützigen Projekte den Tätigkeitsbereich des Autors.

Die Aufgabe des Autors für die ENTERIA als Projektingenieur liegt im Zusammenspiel für die ENTERIA Energietechnik GmbH und die ENTERIA RegioTalstrom GmbH. Diese Beschäftigung beinhaltet den Vertrieb und die Kommunikation für die Projektgesellschaft und die Planung und Projektierung der Installationsfirma. Mit dieser Vorgehensweise ist der Autor ab der Projektentwicklung des Bauvorhabens über die Realisierung und den Abschluss bis hin zur Nachverfolgung involviert.

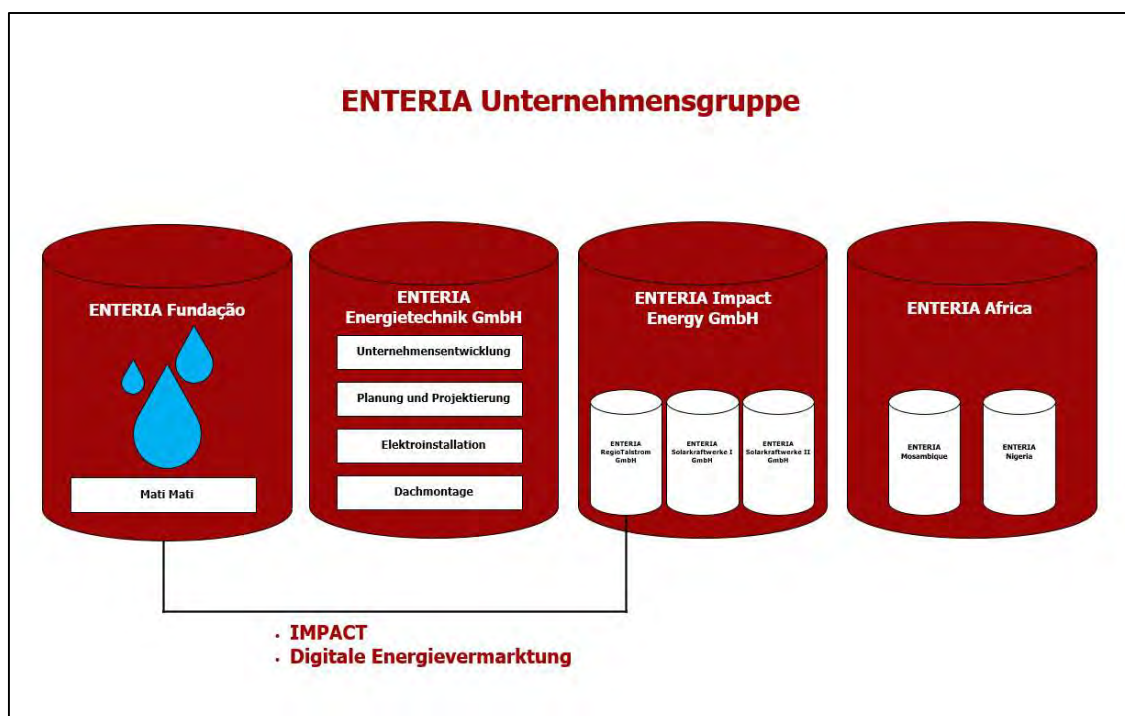


Bild 1: Struktur der ENTERIA Unternehmensgruppe

### 1.3 Mitwirkende Unternehmen und Partner

Für die Realisierung und den verwaltungstechnischen Aufwand hat die ENTERIA weitere Unternehmen zur Unterstützung dazu gewonnen (s. Bild 2).

Das Forschungszentrum beziehungsweise der Projektträger Jülich entrichtet für die ENTERIA RegioTalstrom GmbH das Innovationsförderungsprogramm „Mittelstand Innovativ & Digital (MID)“. Dies bietet im Rahmen dieser Projektarbeit eine finanzielle Entlastung.

Die Überwachung der Solarkraftwerke erfolgt durch die Energiemanagementsysteme der Firma ecodata GmbH. Die sogenannten SmartDogs zeigen vielseitige Anwendungsmöglichkeiten für den Anlagenbetreiber. Neben der Zählerüberwachung und dem Monitoring der momentanen Leistungswerte ist der SmartDog eine Kommunikationsschnittstelle für den Netzbetreiber, dem Anlagenbetreiber und dem Online-Abrechnungssystem und kann nach Bedarf die produzierende Leistung an den Wechselrichtern, die Blindleistung, regeln und steuern.

In Zusammenarbeit mit der Firma iSAtech water GmbH ist es bereits gelungen ein Online-Bezahlsystem für das wohltätige Projekt Mati Mati in Mosambik, ein Wasserturm betrieben durch Solarenergie, zu erstellen. Nicht nur das Grundgerüst der Plattform wurde von dem Berliner IT-Unternehmen entwickelt, sondern die dazugehörige Online-Abrechnungstechnik sowie das Abbilden der Live-Werte aus den SmartDogs. Nach dem gleichen Prinzip des iSAtech Kontenmodells ist das Abrechnungssystem zum virtuellen Kraftwerk angedacht und aufgebaut worden.

Der Wuppertaler Netzbetreiber, die WSW Netz GmbH, arbeitet seit mehreren Jahren in enger Partnerschaft mit der ENTERIA zusammen. Allein durch die Netzanschlüsse und Inbetriebnahmen der Solarkraftwerke findet eine stetige Kommunikation statt. Weiterhin pachten die Stadtwerke der Stadt Wuppertal, die WSW Energie & Wasser AG (im Folgenden WSW), Dachflächen öffentlicher Gebäude, wie zum Beispiel Schulen und Krankenhäuser, sowie Mehrfamilienhäuser und erwägt in vielen Fällen eine Zusammenarbeit mit der ENTERIA Energietechnik GmbH, um neue Solarkraftwerke errichten zu lassen. Auf dieser Vertrauensbasis konnten ebenso gemeinsame Vermarktungsstrategien entwickelt werden. Das sogenannte Lieferkettenmodell soll zu Gunsten der ENTERIA RegioTalstrom GmbH schon bald für in Bau stehende oder zukünftige Anlagen ausgerollt werden. Zusätzlich entwickelten die Wuppertaler Stadtwerke den WSW Tal.Markt. Dies ist eine Block-Chain-Plattform, die erneuerbare Energien verwaltet und direktvermarktet. Für Verbraucher aus Wuppertal und dem nahe gelegenen Umland besteht die Option, den Strom aus selbst ausgewählten Erzeugern zu beziehen.



*Bild 2: Mitwirkende Unternehmen und Partner*

## 1.4 Virtuelles Kraftwerk der ENTERIA

Das virtuelle Kraftwerk der ENTERIA sieht derzeit die ENTERIA Solarkraftwerke GmbH als auch die ENTERIA RegioTalstrom GmbH als dessen Anlagenbetreiber vor. Es konnten bereits insgesamt neun Standorte als virtuelles Kraftwerk zusammengefasst werden, fünf weitere Anlagen befinden sich im Bau oder in der Planung. Die installierte Generatoreleistung beträgt 3,16 MWp, wobei mindestens 2 MWp in Folge dieser Praxisarbeit dazukommen werden.

Hierbei verfolgen nicht alle Projekte die gleiche Strategie. Von Volleinspeisung über Teileinspeisung mit Solarstromverkauf vor Ort bis zur Direktvermarktung sind somit alle Optionen zu den Betreibermodellen von Photovoltaikanlagen abgedeckt.

Der Fokus soll aufgrund der Energiewende und der allgemeinen Ermöglichung Nicht-Eigentümer mit grünem Strom zu beliefern auf (Gewerbe-)Mieterstrom gelegt werden.

So sollen aus einfachen Konsumenten der Solarenergie die beteiligten Netzanschlüsse sogenannte Prosumenten werden. Die Anlagen werden, so wie es die Dachflächen und das Ortsnetz es zulassen, größtmöglich dimensioniert. Nach diesem Konzept kann neben der Volleinspeisung auch die Teileinspeisung von vergleichsweise hohen Erträgen entlang der EEG-Vergütung und der Direktvermarktung profitieren und stellt außerdem möglichst viel Sonnenenergie für den Energiemarkt oder andere Abnehmer, beispielsweise durch den WSW Tal.Markt, zur Verfügung. Große Wuppertaler Verwaltungs- und Logistikunternehmen bieten der ENTERIA bereits ihre Dachflächen zur Nutzung von Photovoltaikanlagen an, um auch selbst ein Teil der Energiewende zu sein sowie den eigenen und den Verbrauch von Dritten mit günstigerem nachhaltigen Solarstrom zu decken. Bild 3 soll als Darstellung des virtuellen Kraftwerks der ENTERIA dienen und einen Überblick dessen Grundidee visualisieren.

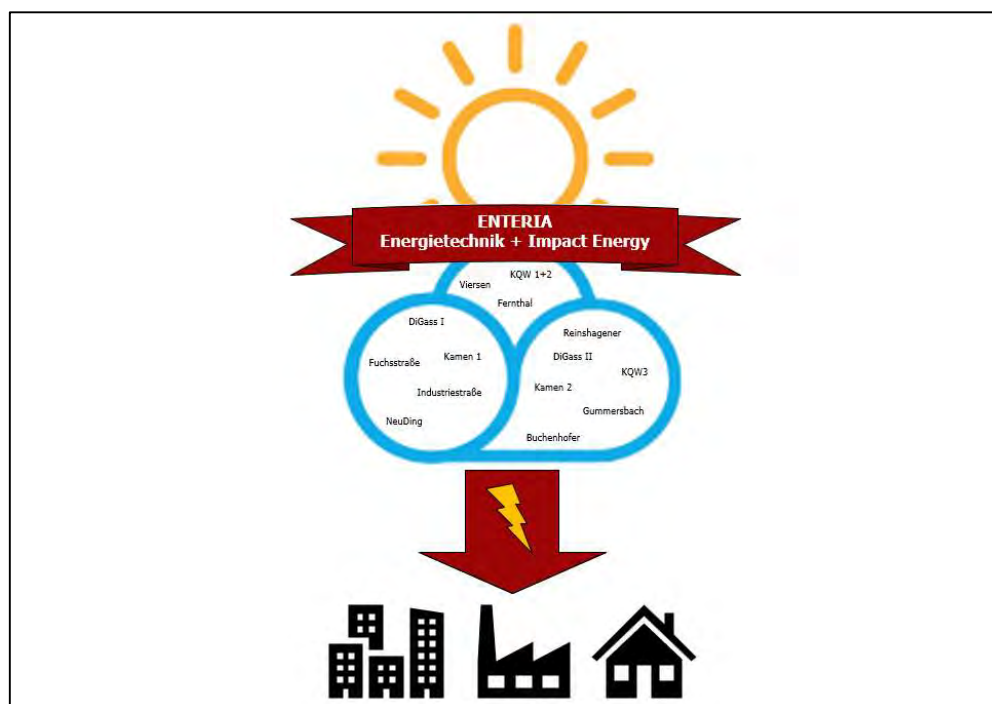


Bild 3: ENTERIA Smart Energy Cloud



## 1.5 Archetypische Mieterstromabnehmer

Als charakteristische Solarstromabnehmer werden die verschiedenen Projektarchetypen beziehungsweise die Abnehmer der produzierten Solarenergie bezeichnet. Durch die Vielfalt des Mieterstrommodells entstehen entsprechend verschiedene Betreiber- und Vermarktungskonzepte. In dieser Arbeit wird lediglich auf das Dachpachtmodell eingegangen, wodurch in fünf verschiedene Archetypen an Solarenergieabnehmer unterschieden werden kann. Der Verkauf an einen einzelnen Privatkunden, mehrere Privatkunden, einen Immobilieneigentümer, ein einzelnes Gewerbe und mehrere Gewerbekunden. Diese fünf Gattungen decken jegliche Betreibermodelle für Mieterstrom ab und enthalten charakteristische Mess- und Abrechnungskonzepte. Außerdem stecken hinter jedem Archetypen und den damit verbundenen resultierenden Gegebenheiten individuelle Hürden, die bewältigt werden müssen. Seien es die Anforderungen der Eigentümer, die gesetzlich vorgeschriebenen Normen oder die technischen Möglichkeiten.

### a. Ein einzelner Privatkunde

Der Stromabnehmer ist ein einziger Letztverbraucher.



### b. Mehrere Privatkunden

Innerhalb eines Wohngebäudes oder Quartier sind mehrere Letztverbraucher.



### c. Ein Immobilieneigentümer

Der Immobilieneigentümer kauft die Solarenergie ein und leitet diese an seine Mieter weiter.



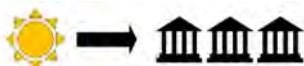
### d. Ein einzelner Gewerbekunde

Ein Unternehmen bezieht die Solarenergie.



### e. Mehrere Gewerbekunden

Die Solarenergie wird an mehrere Unternehmen in Gewerbeparks geliefert.

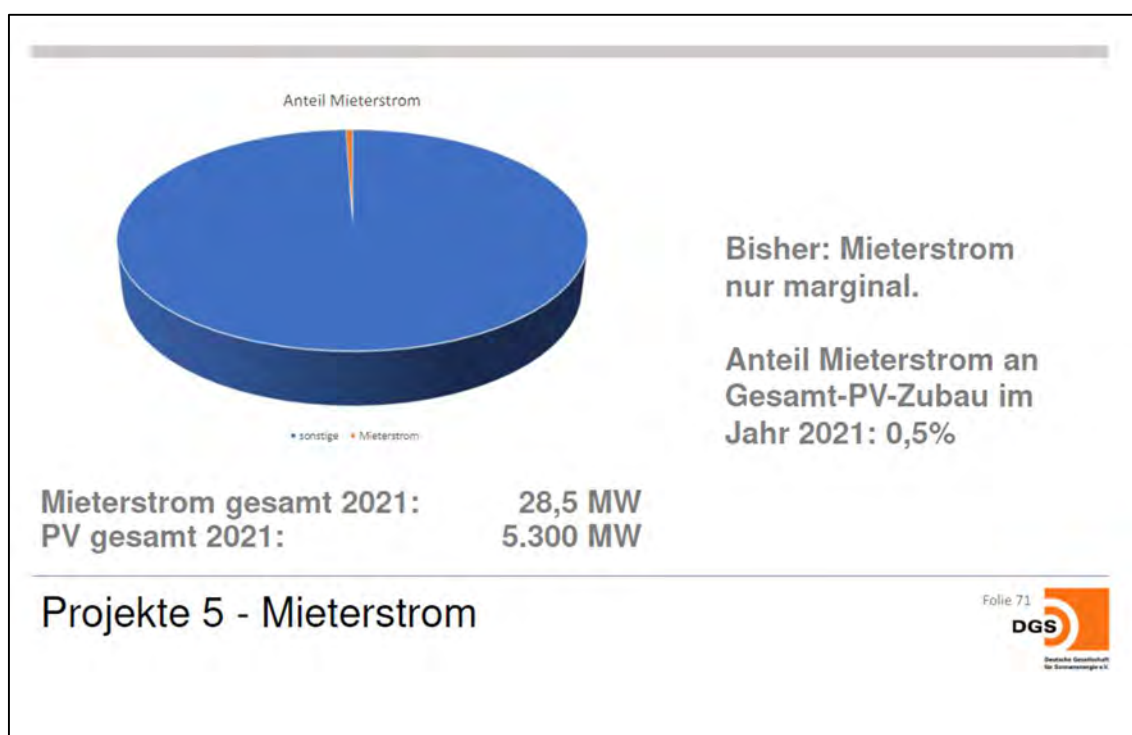


## 2 Theoretische Grundlagen

Dieses Kapitel soll die theoretische Basis und den technischen Hintergrund dieser Arbeit durchleuchten und beschreiben.

### 2.1 Stand der Forschung

Mieterstrom steckt noch in den Kinderschuhen und ist in Deutschland noch kein weit verbreitetes Projektkonzept. So zeigt Bild 4, dass der Anteil von Mieterstromprojekten am gesamten Zubau von Photovoltaikanlagen im Jahre 2021 lediglich bei 0,5 % lag. Diese Statistik beweist, dass nur wenige Privatpersonen oder auch Unternehmen sich dem Konzept Mieterstrom widmen oder einer Realisierung scheuen.



*Bild 4: Anteil von Mieterstrom am Gesamt-PV-Zubau 2021 [1]*

Im Vordergrund dieser geringen Ausbeute von realisierten Mieterstromprojekten stehen die damit verbundenen bürokratischen Hürden und der resultierende Aufwand zur Begleitung dieser Modelle. Vor allem der geförderte Mieterstrom sieht vor, dass die Letztverbraucher neben der Solarenergie ebenfalls mit Residualenergie beliefert werden müssen. Dies sorgt nicht nur für einen Abrechnungs-, Mess- und Verwaltungsaufwand, sondern bringt ein Risiko bei Nicht-Zahlung der Mieterstromteilnehmer mit sich.

In der Vergangenheit wurde Mieterstrom lediglich im Zusammenhang mit privaten Endabnehmern erwähnt und untersucht. Beispielsweise wurde in der Bachelorarbeit „Mikro-Mieterstrom: eine Alternative zum neuen Mieterstromgesetz“ eine Möglichkeit zur betriebsfreundlichen Realisierung eines Mieterstromprojektes in einem Mehrfamilienhaus untersucht. Die Verfasserin hat bereits im Jahre 2019 auf die, bis heute kaum veränderten, Problemstellungen und Hürden von Mieterstrom aufmerksam gemacht. [2] Auch in

dieser Arbeit werden auf diverse Herausforderungen hingewiesen, jedoch beschränkt sich die Untersuchung nicht auf ein spezifisches Mehrfamilienhaus, sondern zieht unter anderem den Vergleich zu Objekten, die ausschließlich im gewerblichen Kontext betrieben werden. So definiert sich der Begriff Mieterstrom nicht im Wesentlichen auf private Letztverbraucher, sondern zielt auf eine Betrachtung aller in Deutschland zur Verfügung stehenden Dachflächen ab.

Im gemeinschaftlichen Abschlussbericht zur Analyse und Optimierung solarer Energieversorgungssysteme des Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme wurden verschiedene Betreibermodelle zum Mieterstrom betrachtet. Im Wesentlichen wurde hier gegenübergestellt welche Partei in den Projekten das Betreiben der Anlage, die Energieversorgung oder die Installation der Photovoltaikanlagen übernimmt sowie die Vor- und Nachteile des Immobilienbetreibers und eines externen Dienstleisters verglichen. U.a. wird auch das Modell der Dachverpachtung im Allgemeinen beschrieben. [3] In dieser Arbeit handelt es sich ausschließlich um das Dachpachtmodell und geht neben dem begleitenden Aufwand ebenso auf die Wirtschaftlichkeit in der privaten sowie in der gewerblichen Vermarktung ein. Weiterhin wird in dieser Arbeit das sogenannte Lieferketten- oder auch Zwischenhändlermodell vorgestellt.

## 2.2 Abgrenzung der Rollen im Mieterstrom

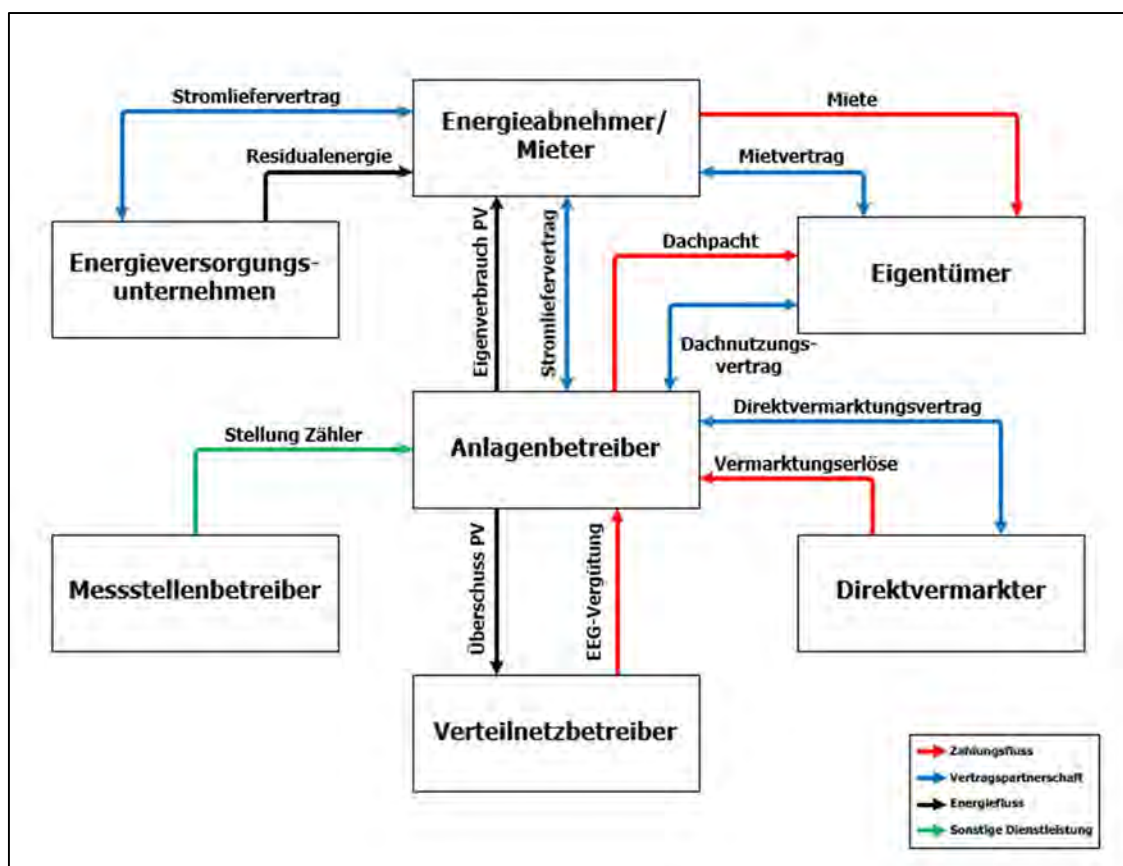


Bild 5: Struktur und Beziehungen unter den Rollen im Mieterstrom

Zur Realisierung des Mieterstromprojekts spielen neben dem Anlagenbetreiber und dem Verbraucher weitere Akteure mit. Es kann zwischen mindestens sieben Parteien unterschieden werden, auch wenn die Rollen je nach Modell doppelt verteilt werden können. Um einen allgemeinen Überblick zu schaffen werden die Rollen individuell betrachtet und in Bild 5 visualisiert. In diesem Fall betreibt ein Solarenergieunternehmen eine Photovoltaikanlage, welche zur solaren Eigenverbrauchsdeckung dient. Eine Vollversorgung des Anlagenbetreibers wird in diesem Beispiel nicht gewährleistet.

Der Anlagenbetreiber hat die meisten Verbindungen zu den anderen Rollen und steht somit im Mittelpunkt des Projekts. Die Hauptaufgabe ist die Installation, der Betrieb und die Wartung sowie die Instandhaltung des Solarkraftwerks. Die produzierte Solarenergie wird in erster Linie im Quartier verbraucht bzw. an die Mieter und somit Energieabnehmer geliefert. Hierzu ist ein Stromliefervertrag erforderlich, der die entsprechenden Konditionen festlegt.

Der Eigentümer stellt seine Dachflächen für das Solarkraftwerk zur Verfügung und verpachtet diese an den Anlagenbetreiber. Als Pacht wird eine Gutschrift festgelegt, die im Einvernehmen des Betreibers und des Eigentümers verhandelt wurde.

Die produzierte Solarenergie aus der Photovoltaikanlage wird auf direktem Wege an den Energieabnehmer oder Mieter geliefert. Der Mieter ist in diesem Falle der Letztverbraucher, welcher die solare Energie vom Anlagenbetreiber und, sobald die Photovoltaikanlage nicht genug erzeugt oder außer Betrieb ist, die Residualenergie beim Energieversorgungsunternehmen (EVU) kauft. Es steht dem Teilnehmer des Mieterstromprojekts frei sich selbst auszusuchen, von wem dieser die zusätzliche Energie bezieht. [4] In einigen Fällen kann dies auch der Anlagenbetreiber sein, der dementsprechend als Vollversorger agiert.

Das EVU ist der Stromzulieferer und in diesem Falle für die Versorgung des erforderlichen Zusatzstroms für die Letztverbraucher verantwortlich. Die entsprechenden Konditionen sind in einem Stromliefervertrag festgehalten.

Erzeugt die Photovoltaikanlage mehr Energie als im Gebäude oder im Quartier verbraucht wird, so wird die überschüssige Solarenergie ins jeweilige Ortsnetz eingespeist. Als Gegenleistung erhält der Anlagenbetreiber die EEG-Vergütung vom Verteilnetzbetreiber. Allerdings kann sich der Betreiber auch dafür entscheiden, die Überschussenergie direkt zu vermarkten. Nach dem EEG verpflichtet sich der Betreiber für Solarkraftwerke mit einer Leistung von über 100 kW mit dieser Anlage in die Direktvermarktung zu gehen.

Der Direktvermarkter kauft die eingespeiste Solarenergie zum Monatsmarktwert oder auf dem freien Markt. Der Dienstleister erhält dafür eine vom Direktvermarktungsvertrag ausgehende fixe Gebühr vom Anlagenbetreiber.

Immer wenn der Marktpreis oder der Monatsmarktwert geringer als die EEG-Einspeisevergütung ist, erhält der Betreiber der Photovoltaikanlage ergänzend die Marktprämie

vom örtlichen Verteilnetzbetreiber. So wird sichergestellt, dass die Vergütung der eingespeisten Menge nie weniger ist als das, was dem Anlagenbetreiber gesetzlich zusteht.

Der Messstellenbetreiber stellt das Zählerwesen zur Verfügung und ist für die Instandhaltung sowie Wartung und Datenerfassung verantwortlich. In diesem Fall installiert dieser den Erzeugungszähler der Photovoltaikanlage und den Übergabezähler des Quartiers.

## 2.3 Verkaufsoptionen und Messkonzepte

Mieterstrom kann auf verschiedene Wege realisiert und verwaltet werden. In den unterschiedlichen Modellen können die Messkonzepte variieren und die Verantwortung der Zählerwerke wechseln. In jedem dieser Fälle pachtet die ENTERIA RegioTalstrom GmbH die Dachflächen des jeweiligen Grundstückeigentümers und installiert sowie betreibt die Photovoltaikanlage. Für jedes Messkonzept sind drei Zählerarten von Bedeutung. Zum einen der Erzeugungszähler, der die produzierte Energie der Photovoltaikanlage erfasst und der Übergabezähler, der den Bezug des Quartiers und die Einspeisung der Überschussenergie zählt. Bei beiden Zählern handelt es sich um Zweirichtungszähler. Für den Verkauf von Solarenergie an mehrere Energieabnehmer bekommen die Unterzähler der jeweiligen Mieterstromteilnehmer ebenfalls eine Bedeutung.

### 1. Eine Schar von Unterzähler (Summenzählermodell)

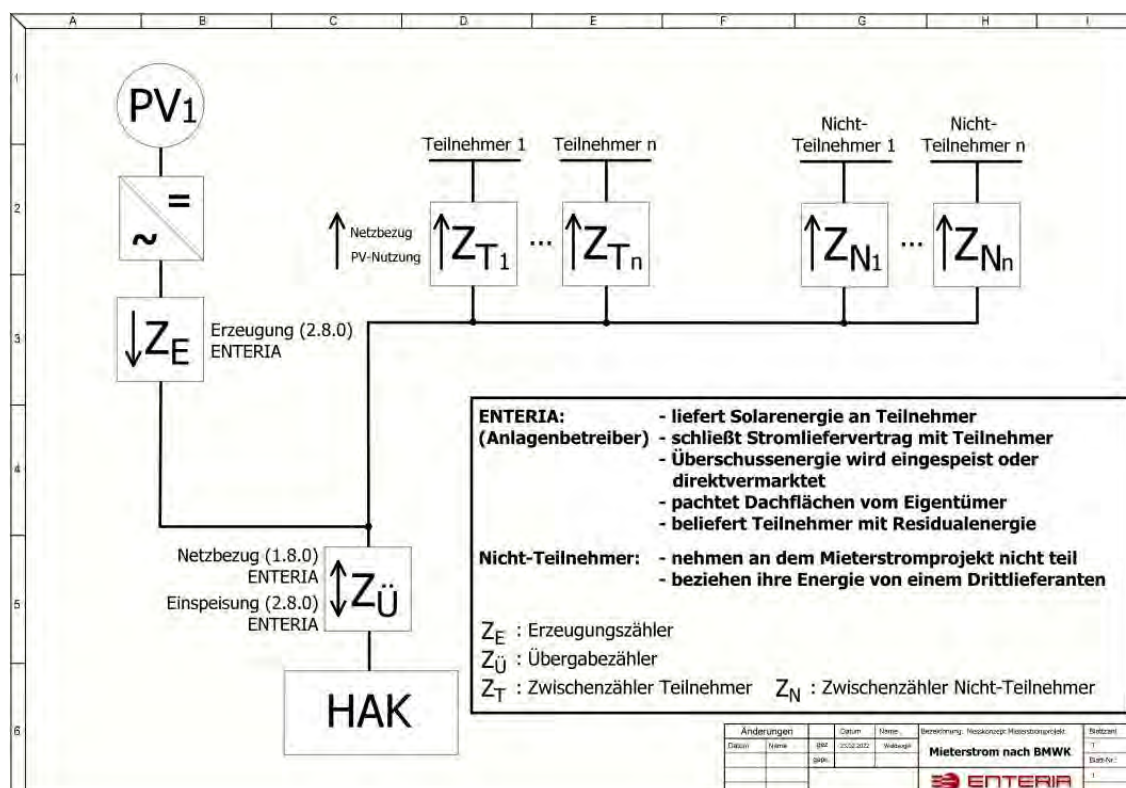


Bild 6: Messkonzept 1 – Eine Schar von Unterzählern

Nach diesem Konzept wird die Solarenergie an mehrere Parteien im Gebäude oder im Quartier verkauft. So werden neben dem Erzeugungszähler und dem Zähler am Übergabepunkt ebenfalls die Zwischen- bzw. Unterzähler der Mieterstromteilnehmer

betrachtet. Die produzierte Solarenergie wird in erster Linie im Quartier verbraucht, während der Überschuss ins Ortsnetz gespeist wird. Das Messkonzept in Bild 6 kann sowohl auf das ungeförderte als auch auf das geförderte Mieterstromprojekt bezogen werden. In dieser Arbeit wird als ungeförderter Mieterstrom allein der Solarenergieverkauf vor Ort definiert. Die Mieterstromteilnehmer müssen sich also aus eigenem Interesse um die zusätzliche Netzversorgung kümmern. Als geförderter Mieterstrom wird auf das klassische Mieterstrommodell aus der Definition des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (im Folgenden BMWK) abgeleitet. Dies setzt voraus, dass die generierte Solarenergie direkt, ohne Netzdurchleitung an Letztverbraucher in dem Gebäude bzw. Quartier geliefert und verbraucht wird. Gleichzeitig wird der Anlagenbetreiber zum EVU und ist damit verpflichtet, die Letztverbraucher ebenfalls mit Zusatzstrom bzw. Residualenergie zu beliefern, bspw. wenn die Anlage zu wenig oder gar nicht produziert. Damit sind verschiedene energiewirtschaftliche Pflichten, wie z. B. die Vertrags- und Rechnungsgestaltung sowie Registrierungs- und Mitteilungspflichten, verbunden. [5] Werden diese Pflichten eingehalten, so wird dieses Modell staatlich mit dem sogenannten Mieterstromzuschlag gefördert.

Bild 6 zeigt das entsprechende Messkonzept und definiert die Verantwortung der Zähler bzw. Zählerwerke. Da ENTERIA zeitgleich als EVU fungiert sind zur Abrechnung alle Zähler der Beteiligten relevant. Da es physikalisch schwer nachzuvollziehen ist, welchen Anteil an solarer Energie jeder Mieterstromteilnehmer tatsächlich verbraucht, findet zur Vereinfachung einer gerechten Ermittlung eine prozentuale Zuordnung statt. Für diesen Fall müssen intelligente Stromzähler, sogenannte Smart Meter, installiert werden. Diese haben die Eigenschaft den Lastgang in Viertelstundenwerte zu übermitteln. So kann eine präzise Aufteilung der verbrauchten Solarenergie gewährleistet werden. Das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende ermöglicht es ein virtuelles Summenzählermodell zu nutzen, um somit den Einbau von Smart Metern beschleunigen zu wollen. [6]

Die aktuellen Zählerstände werden mit dem unmittelbar vorherigen Zählerstand subtrahiert, um die Energiemenge in diesem Zeitraum nachzuvollziehen.

Da am Übergabezähler der Verbrauch jedes Mieters dargestellt wird, werden für die korrekte Berechnung die Verbrauchsmengen der Mieterstromteilnehmer summiert (1.1).

$$\text{Gesamtverbrauch Teiln.} = \sum \text{Verbrauch Teilnehmer}$$

(1.1)

Zur Ermittlung der genutzten Solarenergie eines jeden Teilnehmers muss in drei verschiedene Fälle unterschieden werden. Diese Fälle sind abhängig von der genutzten Energie aus der Photovoltaikanlage und dem Gesamtverbrauch aller Mieterstromteilnehmer.

Fall 1: Gesamtverbrauch aller Teilnehmer > Genutzte Solarenergie

Der Quotient aus dem Verbrauch eines Teilnehmers und dem Gesamtverbrauch aller Teilnehmer (1.1) bildet den prozentualen Anteil eines Mieters am Gesamtverbrauch (1.2) ab.

$$\text{Anteil an Gesamtverbrauch eines Teiln.} = \frac{\text{Verbrauch Teilnehmer}}{\text{Gesamtverbrauch aller Teilnehmer}}$$

(1.2)

Anhand dieses Quotienten kann, mit Hilfe der ermittelten genutzten Solarenergie (1.3), der Anteil der verbrauchten Solarenergie eines Teilnehmers ermittelt werden (1.4).

$$\text{Genutzte Solarenergie} = \text{Erzeugung Solar} - \text{Einspeisung Solar}$$

(1.3)

*Solarnutzung eines Teiln.*

$$= \text{Anteil an Gesamtverbrauch Teiln.} \times \text{Genutzte Solarenergie}$$

(1.4)

#### Fall 2: Gesamtverbrauch aller Teilnehmer = Genutzte Solarenergie

Es wird jedem Teilnehmer der gesamte Verbrauch als Nutzung der Solarenergie zugeschrieben (1.5). In diesem Zeitintervall hat der Teilnehmer keine Residualenergie verbraucht, der gesamte Bedarf wird durch die Photovoltaikanlage gedeckt.

$$\text{Solarnutzung eines Teiln.} = \text{Verbrauch Teilnehmer}$$

(1.5)

#### Fall 3: Gesamtverbrauch aller Teilnehmer < Genutzte Solarenergie

Ähnlich wie im zweiten Fall wird der gesamte Verbrauch jedes Teilnehmers als Deckung der Solarenergie gutgeschrieben (1.5).

Die Differenz aus der Erzeugung der Anlage und dem Gesamtverbrauch aller Teilnehmer kann nun nicht mehr unter die Teilnehmer aufgeteilt werden. Physikalisch nutzt jeder Mieter, ob Teilnehmer oder Nicht-Teilnehmer, die erzeugte Solarenergie. Die nicht zuweisbare, restliche Solarenergie bildet sich aus der Differenz des Gesamtverbrauchs aller Teilnehmer und der vor Ort genutzten Solarenergie (1.6).

*Nicht zuweisbare Solarenergie*

$$= \text{Genutzte Solarenergie} - \text{Gesamtverbrauch aller Teiln.}$$

(1.6)

Dieser nicht zuweisbare Restbetrag ist immer höher als die eigentliche Einspeisung, welche am Übergabezähler erfassbar ist. Nach Absprache mit dem zuständigen Verteilnetzbetreiber kann die Summe aus dem Restbetrag und der tatsächlichen Einspeisung als so genannte virtuelle Einspeisung abgerechnet werden.

*Virtuelle Einspeisung = Nicht zuweisebare Solarenergie + tats. Einspeisung*

(1.7)

Nach Rücksprache mit dem Wuppertaler Verteilnetzbetreiber und die als Direktvermarktungsdienstleister dienende Stadtwerke wird die virtuelle Einspeisung wie eine physische Einspeisung behandelt. So wird dem Anlagenbetreiber versichert, dass keine Energie als verloren gilt, sondern die gesamte Solarenergie eine entsprechende Vergütung generieren kann.

## 2. Solarverkauf am Übergabepunkt

Dieses Konzept beschäftigt sich mit dem Verkauf von Solarenergie an einen einzelnen Kunden. Das entsprechende Messkonzept lässt sich hier sowohl im privaten als auch im gewerblichen Kontext gleich beschreiben. Anschlusstechnisch besteht zu dem Modell des klassischen Mieterstroms in Bild 6 ebenfalls wenige Unterschiede. Ausschlaggebend ist die Nichtberücksichtigung der Unterzähler. Diese sind in diesem Fall für den Anlagenbetreiber unwichtig und nicht abrechnungsrelevant. Durch das Wegfallen der Unterzähler sind somit nur der Erzeugungszähler und der Übergabezähler für die Berechnung der Energieflüsse entscheidend.

Zur Vereinfachung wurden auch nur diese beiden Zähler im Messkonzept in Bild 7 dargestellt, sodass es nicht von Bedeutung ist, ob neben dem Eigentümer weitere Solarstromnutzer bzw. Mieter vorhanden sind.

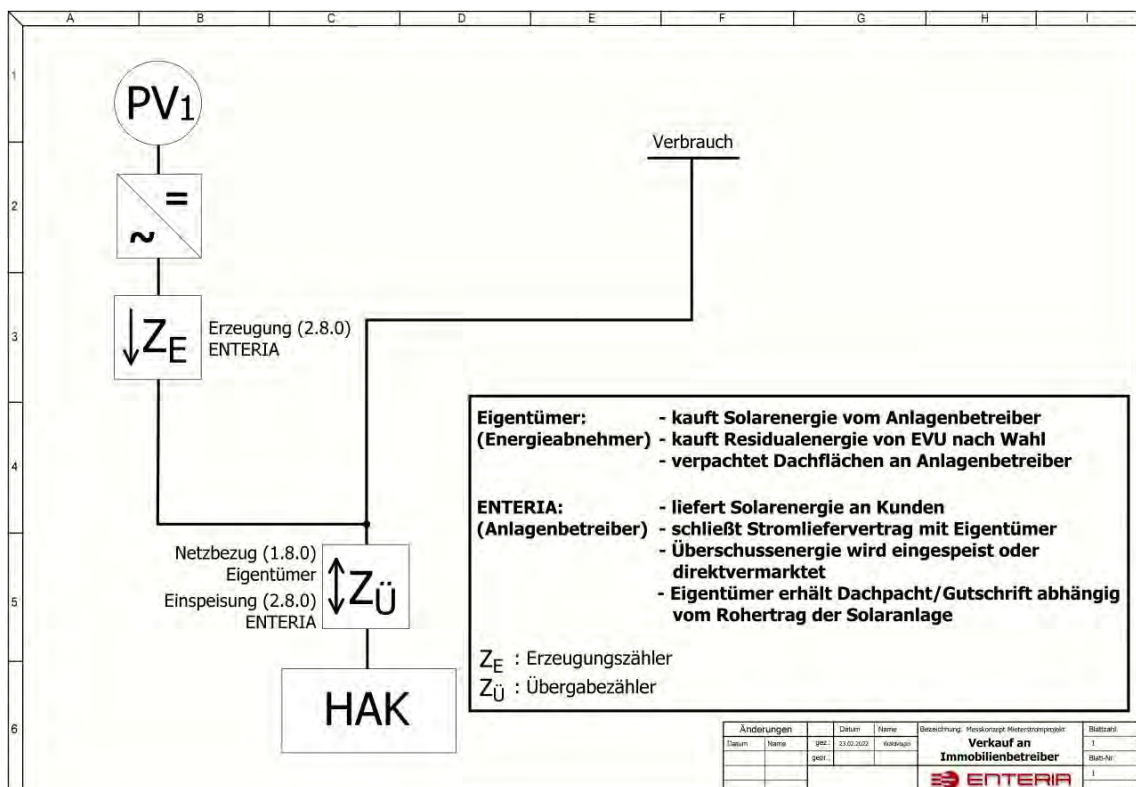


Bild 7: Messkonzept 2 – Solarverkauf am Übergabezähler



In diesem Beispiel beliefert der Anlagenbetreiber den Vermieter oder Immobilieneigentümer lediglich mit Solarenergie. Für den Netzbezug (Zählerwerk 1.8.0) ist der Kunde selbst verantwortlich und ist dazu verpflichtet die Residualenergie von einem dritten Stromanbieter einzukaufen.

Die Berechnung, um die Energien korrekt zuweisen zu können, gestaltet sich in diesem Fall unkomplizierter. Durch die Differenz der PV-Produktion, erfasst am Erzeugungszähler der Anlage, und der Einspeisung, erfasst am Übergabezähler durch das Zählerwerk 2.8.0, erhält man die vor Ort verbrauchte Solarenergie (1.3).

### 3. Lieferkettenmodell

Das Lieferkettenmodell zeichnet sich durch einen Dritten, einen sogenannten Zwischenlieferanten, aus. Als Unternehmen mit dem Sitz in Wuppertal wurde in Zusammenarbeit mit dem Direktvermarktungsdienstleister, der WSW Energie & Wasser AG, ein Modell zur Vereinfachung der Vermarktung entwickelt. Die WSW Energie & Wasser AG sind die Stadtwerke der Stadt Wuppertal. Durch interne Absprachen und dadurch engen Zusammenarbeit, gestaltet sich eine Kommunikation und Umsetzung als Anlagenbetreiber erheblich komfortabler.

In diesem Zusammenhang wird die Energie aus der Photovoltaikanlage voll ins Ortsnetz gespeist. Der Direktvermarktungsdienstleister kauft die Solarenergie vom Anlagenbetreiber ab und vermarktet diese direkt. Der Direktvermarkter gilt als Vollversorger für den Kunden und rechnet diesen anhand der Erzeugung der Anlage und dem Bezug vor Ort mit unterschiedlichen Arbeitspreisen ab. Der Kunde schließt mit der WSW Energie & Wasser AG einen Stromliefervertrag mit zwei unterschiedlichen Tarifen zur Solar- und Zusatzenergie ab. Üblicherweise ist die Solarenergie günstiger, um einen Anreiz zu schaffen, möglichst viel Energie zu Zeiten von starker Produktion der Photovoltaikanlage zu verbrauchen. Die Volleinspeisung gewährleistet dem Anlagenbetreiber eine nach EEG23 gesetzlich höhere Einspeisevergütung. Da die Dachpacht abhängig der Rohträge des Anlagenbetreibers ist, profitiert nicht nur die ENTERIA RegioTalstrom GmbH, sondern auch der Immobilieneigentümer von diesem Konzept.

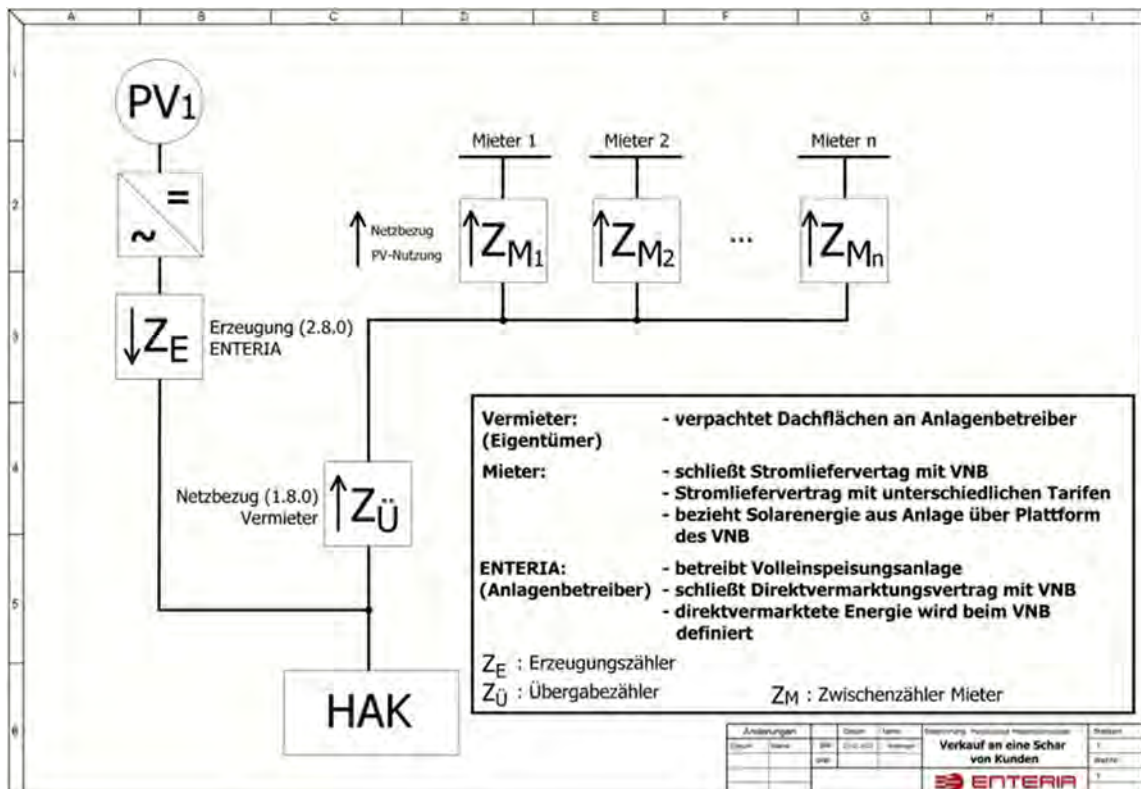


Bild 8: Messkonzept 3 - Lieferkettenmodell

Wie in Bild 8 veranschaulicht, wird die Photovoltaikanlage zwischen dem Übergabezähler und dem Hausanschluss angeschlossen. Eine physikalische Direktbelieferung ist somit vorhanden. Dennoch wird die Anlage in diesem Konzept bilanziell als Volleinspeiser betrachtet, wodurch der Anlagenbetreiber bis auf den Dachnutzungsvertrag somit in keiner Beziehung zu den Kunden oder Verbrauchern steht.

Der Verwaltungsaufwand wird für den Anlagenbetreiber minimiert, da dieser ausschließlich einen Direktvermarktungsvertrag mit den Stadtwerken eingeht und keine weiteren Pflichten zur Stromlieferung beachten muss. Weiterhin kann der Betreiber unter Umständen von höheren Einnahmen profitieren, sollte dieser neben dem Marktprämienmodell einen weiteren Aufschlag auf die belieferte Energie an den Kunden vor Ort einfordern wollen.

Durch die Betrachtung, dass die produzierte Energie aus der Anlage mittels Umwegs erst ins Netz gespeist wird und dann zum Kunden gelangt, erhält der Anlagenbetreiber keinen Mieterstromzuschlag. [7]

## 2.4 Pflichten der Rechnungslegung

Die Bedingungen und Voraussetzungen für die Stromlieferverträge, sogenannte Power Purchase Agreements (im Folgenden PPA), sind von der Bundesnetzagentur festgelegt. In erster Linie muss der Vertrag einfach und verständlich geschrieben sein und es sollten die Basisinformationen genau definiert und aufgeführt sein. Darunter fallen die Angaben

der Parteien, der Rechnungsbetrag und die Preisbestandteile, spezifische Einzelheiten zum Verbrauch und Vertrag sowie Beschwerde- und Informationsmöglichkeiten.

Zu den Angaben des Lieferanten zählen neben den Kontaktdaten insbesondere das zuständige Registerrecht, die verwendete Identifikationsnummer für die Entnahmestelle, die Codenummer des Netzbetreibers und des zuständigen Netzbetreibers. Der Rechnungsbetrag und die Preisbestandteile zeichnen sich hauptsächlich durch den deutlich hervorgehobenen Rechnungsbetrag, die Frist des zu bezahlenden Betrags, die Netzentgelte und die Konzessionsangaben aus. Seit dem 27.07.2021 ist es verpflichtend, dass dem Abnehmer aufgeführt wird, aus welchen Kriterien sich der Zusatzstrom, geliefert aus dem Netz, zusammensetzt:

- Stromsteuer
- Offshore-Netzumlage
- EEG-Umlage
- KWKG-Umlage
- § 19 StromNEV-Umlage
- Abschaltbare Lasten-Umlage

Nach dem EEG23 fällt seit dem 01.01.2023 die EEG-Umlage vollständig weg und kann dadurch in der Rechnungserstellung nicht mehr berücksichtigt werden.

Bezüglich des Verbrauches müssen neben dem Zählerwerk, der Anfangs- und Endzählerstand des abgerechneten Zeitraums offengelegt werden. Weiterhin sollten Grafiken zum Vergleich des aktuell zu ermittelnden Verbrauchs und der des Vorjahreszeitraums sowie zum eigenen Jahresverbrauch und der ähnlicher Kundengruppen dargestellt werden.

Die Vertragslaufzeit und der nächstmögliche Kündigungstermin müssen klar definiert und gekennzeichnet sein. Zusätzlich ist eine Stromkennzeichnung bzw. der Anteil der einzelnen Energieträger und die Umweltauswirkungen zu visualisieren.

Als letzte Kategorie des PPA muss der Abnehmer auf die Möglichkeit zum Lieferantenwechsel hingewiesen werden, Kontaktdaten des Verbraucherservice der Bundesnetzagentur und Informationen über Beratungsstellen für Energieangelegenheiten mitgeteilt werden. [8]

Es ist zu beachten, dass sich Stromlieferverträge für geförderten und ungeförderten Mieterstrom unterscheiden lassen. Bspw. muss bei der Preisgestaltung von geförderten Mieterstrom darauf geachtet werden, dass der vereinbarte Preis der Solarenergie 90 Prozent des geltenden Grundversorgungstarif nicht übersteigt, [9] während es für den Preis bei ungeförderten Mieterstrom keine Erfordernisse gibt. Innerhalb der energiewirtschaftlichen Voraussetzungen gilt komplette Vertragsfreiheit und es dürfen weitere Rahmenbedingungen wie Laufzeiten oder Abnahmeformen frei gewählt werden. [10]

Die PV-Direktlieferung bietet den Vorteil, dass die von der Anlage sofort an den Verbraucher verkaufte Energie von der Stromsteuer befreit ist. Somit kommen durch den Wegfall der EEG-Umlage keine weiteren Mehrkosten auf den Verbraucher zu.

Die Fristen für die einzureichende Jahresabschlussrechnung hat der Anlagenbetreiber und Energieversorger innerhalb von sechs Wochen einzureichen. Ist der Abrechnungszeitraum monatlich definiert, so entsteht eine Frist von drei Wochen. Auch für den Verbraucher gelten Zahlungsfristen. Der zu zahlende Betrag hat der Abnehmer innerhalb von zwei Wochen zu begleichen. [11]

## 2.5 Vergütung und Vermarktung

Die ins Ortsnetz eingespeiste Energie wird vom Verteilnetzbetreiber vergütet. §48 Absatz 2a des EEG 2023 setzt die Höhe der Vergütung fest, wobei je Betreiberart unterschieden wird. Da es sich in dieser Arbeit bei Mieterstrom ausschließlich mit Anlagen auf Dachflächen handelt, wird hier auf die Vergütung für Freiflächenanlagen nicht eingegangen.

*Tabelle 1: Einspeisevergütung nach EEG 2023*

<i>Nennleistung (kWp)</i>	<i>Einspeisevergütung (Cent/kWh) bei</i>	
	<i>Überschusseinspeisung</i>	<i>Volleinspeisung</i>
<i>bis 10</i>	8,6	13,4
<i>bis 40</i>	7,5	11,3
<i>bis 100</i>	6,2	11,3
<i>bis 400</i>	6,2	9,4
<i>bis 1000</i>	6,2	8,1

Tabelle 1 zeigt die Einspeisevergütung für Solarkraftwerke, die als Überschuss- und Volleinspeisung betrieben werden. Für Anlagen, die nicht am Marktprämienmodell teilnehmen, reduziert sich der anzulegende Wert um 0,4 Cent pro Kilowattstunde. [12] Seit der Veröffentlichung des EEG 2023 am 28.07.2022 findet bis 2024 keine Degression des Vergütungssatzes statt. Ab dann wird es zu einer halbjährlichen Degression in Höhe von einem Prozent kommen. [13]

Der Anlagenbetreiber kann sein Solarkraftwerk freiwillig für die Direktvermarktung anmelden, wobei er sich nach dem EEG ab einer Anlagenleistung von 100 kW dazu verpflichtet.

Als Direktvermarktung wird der sofortige Verkauf der Solarenergie, üblicherweise durch einen Dienstleister, entlang der Monatsmarktwerte oder im freien Markt bezeichnet.

Sollte der Monatsmarktwert oder der Wert des Verkaufs der Kilowattstunde unter der gesetzlichen Einspeisevergütung liegen, so erhält der Anlagenbetreiber durch das Marktprämienmodell die entsprechende Differenz vom Verteilnetzbetreiber. [14] Da sich die Direktvermarktung für einen Anlagenbetreiber als aufwändig und kompliziert darstellt, werden in den meisten Fällen dritte Unternehmen mit einbezogen, die die Vermarktung als Dienstleistung anbieten. Hierzu wird ein Direktvermarktungsvertrag abgeschlossen, welcher die Konditionen für diese Zusammenarbeit festhält. Die Vergütung bleibt trotz unterschiedlicher Anbieter von Direktvermarktungsdienstleistungen in der Regel gleich.

Sollte also keine Ausnahmeregelung erfolgen, so wird üblicherweise nach dem Monatsmarktwert vergütet. Der Monatsmarktwert ergibt sich nach Anlage 1 zu §23a des EEG2023 aus dem Mittelwert des Marktwerts von Strom aus Solaranlagen, welcher sich aus dem Spotmarktpreis ergibt. Der Spotmarktpreis wird aus den stündlichen Preisen und Mengen aller Strombörsen berechnet. [15]

Entsprechend dieser Konstellation kann der Anlagenbetreiber häufig höhere Vergütungserlöse generieren. Denn der Betreiber wird durch das Marktprämienmodell nie weniger als die ihm zustehende gesetzliche EEG-Einspeisevergütung einnehmen. Beispielsweise lag der Mittelwert des Monatsmarktwerts Solar im Jahre 2022 bei knapp 21 Cent pro Kilowattstunde [16], während die Einspeisevergütung für Volleinspeiser nach EEG2023 je nach Anlagengröße selten 10 Cent pro Kilowattstunde übersteigt.

### 3 Isolation zu vergleichender energiewirtschaftlicher Wertschöpfungsmodelle

Tabelle 2: Matrix zur Realisierung der Projekte und den möglichen Vermarktungsstrategien

Projektarchetypen		Verkaufsoptionen				
		a	b	c	d	e
1	Eine Schar von Untertzähler	Ein einzelner Privatkunde	Mehrere Privatkunden	Ein Immobilien-eigentümer	Ein einzelner Gewerbekunde	Mehrere Gewerbekunden
2	Solarverkauf am Übergabezähler	Von Betrieb ausgeschlossen	Dasnöckel (geförderter Mieterstrom)	NeuDing	DiGass	DiGass Inkl. Untermieter
3	Lieferkettenmodell	Von Betrieb ausgeschlossen	Dasnöckel	NeuDing	DiGass	DiGass Inkl. Untermieter

Legende: • zu betrachten bzw. als sinnvoll eingeschätzt; zu vergleichende Fallstudie • nicht zu betrachtende Konzepte

Tabelle 2 zeigt eine Matrix in der die Messwesen den bekannten Projektarchetypen zugeteilt und eingeschätzt werden. Weiterhin sind bereits installierte oder in Planung stehende Beispielprojekte der ENTERIA eingeordnet. Die gekreuzten Zellen stellen dar, dass die jeweiligen Konzepte nicht realisierbar sind. Die Messwesen für den Verkauf an einen privaten oder gewerblichen Kunden kann für den Archetypen, welcher mehrere Kunden erfasst nicht angewendet werden. Beispielsweise kann auch das klassische Mieterstrommodell nicht für Gewerbekunden angewendet werden, da nach §21 Absatz 3 des EEG 2023 der Mieterstromzuschlag nur dann in Anspruch genommen werden kann, wenn mindestens 40 Prozent der Gebäudefläche zum Wohnen dient. Hierzu hat sich das BMWK bereits geäußert und schlägt vor, dass eine Mieterstromförderung auch künftig in reinen Gewerbestandorten gewährleistet werden soll. [17] So soll der Ausbau von Photovoltaik in Deutschland attraktiver werden. Die rot markierten Zellen sind Strategien, die von der ENTERIA bereits ausgeschlossen wurden. Die Praxis zeigt, dass private Einzelkunden die Photovoltaikanlagen entweder kaufen oder mieten möchten. So hat man sich im Unternehmen dazu geeinigt, diesen Projektarchetypen im Bereich des Mieterstroms nicht weiter zu berücksichtigen. Weiterhin verbindet Mieterstrom einen hohen Verwaltungsaufwand und aus Sicht des Anlagenbetreibers ein wirtschaftliches Risiko. Dies beruht auf der Annahme, dass sich die Mieterstromprojekte durch den Verkauf von Solarenergie amortisieren und dementsprechend entweder der Verkauf von hohen Mengen an Solarenergie oder mehrere Energieabnehmer erforderlich sind. Für alle Fallstudien wurden entweder passende Annahmen zum jährlichen Durchschnittsverbrauch getroffen oder nach Angaben der Kunden übernommen. Hierzu wurde im Simulationstool PV\*Sol mit dem BDEW-Standardlastprofil H0 gerechnet, welches den Lastgang von standardisierten Haushalten entspricht.

Die in grün gefärbten Zellen weisen auf die zu vergleichenden Fallstudien hin. Diese Projekte sind entweder bereits in Betrieb oder sind bzw. waren in Planung.

Das Lieferkettenmodell ist für die ENTERIA eine neue Möglichkeit den Verkauf von Solarenergie zu realisieren. Da es hierzu noch kein konkretes Konzept gibt, sich aber in der Entstehung befindet, wurde das Modell in dieser Arbeit auf alle Fallstudien angewendet und entsprechend geprüft.

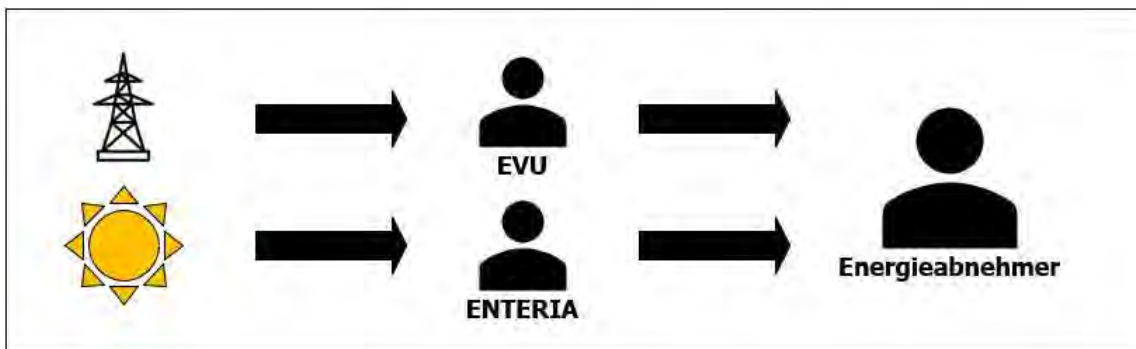
Mit vier Anlagen unterschiedlicher Projektarchetypen und der Gegenüberstellung anhand des Lieferkettenmodells entstehen somit acht Fallstudien.

Im Folgenden werden alle Projekte mit ihrer ursprünglich vorgesehenen Verkaufsoption aufgeführt. Es werden die bereits durchgeführten Arbeitsschritte und die örtlichen Gegebenheiten beschrieben, sowie das genaue Vorhaben definiert. Da auf jedes Projekt ebenso das Lieferkettenmodell anzuwenden ist, wird zur Einfachheit lediglich die anfängliche Herangehensweise der Vermarktung eingegangen.

Zusammenfassend für alle vier Standorte zeigt Bild 9 die Übersicht bzw. Darstellung der Verantwortung des Lieferkettenmodells.

Wie bereits in Kapitel 2.2 definiert, wird die Photovoltaikanlage als Volleinspeiser betrieben. Der Direktvermarktungsdienstleister und Energieversorger, in diesem Falle die WSW Energie & Wasser AG, kauft die Solarenergie bei dem Anlagenbetreiber ein und vermarktet diese direkt nach dem entsprechenden Monatsmarktwert oder regional auf dem hauseigenen Blockchain-Handelsplatz, dem WSW Tal.Markt. Die WSW schließt mit dem Kunden vor Ort einen Stromliefervertrag mit zwei unterschiedlichen Tarifen. Zum einen wird entlang des Erzeugungslastprofils des Solarkraftwerks und dem Lastprofil des Kunden die Solarenergie zu einem im Vergleich günstigeren Tarif verkauft. Der Anlagenbetreiber kann auf Wunsch auf die direktbelieferte Energie einen selbst festgelegten Aufschlag einnehmen. Allerdings wird dieser Aufschlag in voller Höhe auf den Kunden weitergegeben. Weiterhin beliefert die WSW den Kunden mit der zusätzlich erforderlichen Residualenergie, sollte die Photovoltaikanlage zu wenig produzieren bzw. ein Verbrauch vor Ort zu Zeiten außerhalb der Produktionszeit der Anlage gegeben sein.

Für die Position als sogenannter Zwischenhändler verdient die WSW durch die Fakturierung der Solarenergie einen bestimmten Abschlag.



*Bild 9: Darstellung der Vermarktung im Lieferkettenmodell*



### 3.1 Dasnöckel



*Bild 10: Fallstudie 1 und 2 - Dasnöckel*

Auf Bild 10 sind zehn bauähnliche Mehrfamilienhäuser in Dasnöckel in Wuppertal zu sehen. In der linken unteren Ecke ist als Beispiel eines der zehn Objekte inklusive Modulbelegung abgebildet. Diese zehn Gebäude bilden eine gemeinsame Wohnungseigentümergeinschaft (WEG), für die die Lürwer GmbH als Immobilienverwalter und entsprechender Vermittler zwischen Letztverbraucher und Anlagenbetreiber sowie in diesem Falle Energielieferant dient. Insgesamt 353,6 kWp, verteilt auf die zehn Häuser, fasste das über das 3D-Simulationsprogramm erstellte Solarkraftwerk zusammen. Durch die gegebenen Flachdächer kommt hier nur eine aufgeständerte Unterkonstruktion in Frage. Da sich die Objekte in kleinen Punkten der Architektur, bezogen auf Formunterschiede und Objekten auf dem Dach wie Klimaanlage, Satellitenschüssel oder Lüftungsrohre, unterscheiden, gibt es ebenfalls Unterschiede in der Modulbelegung und -anordnung. Mit maximaler Ausschöpfung der jeweiligen Dachkapazitäten umfasst das kleinste Solarkraftwerk 31,2 kWp während die größte Anlage eine Generatorleistung von 44,8 kWp erreicht. In den Punkten zur Kabelverlegung, Position der Wechselrichter, Bezug- bzw. Anschlussleistung gibt es zwischen den verschiedenen Objekten keine Unterschiede. Eine weitere Herausforderung für den Anlagenbetreiber ist, dass jedes Gebäude einen eigenen Hausanschluss hat. So würden hier zehn alleinstehende Anlagen entstehen, die folglich zehn Anschlüsse zum Netzverknüpfungspunkt erfordern. Da sich die Wohnungseigentümergeinschaft über die zehn Objekte erstreckt, wird das Projekt Dasnöckel als ein Ganzes betrachtet. Im Durchschnitt wurde der Eigenverbrauchsanteil der zehn Solarkraftwerke auf das Quartier insgesamt auf ungefähr 44,29 % errechnet.

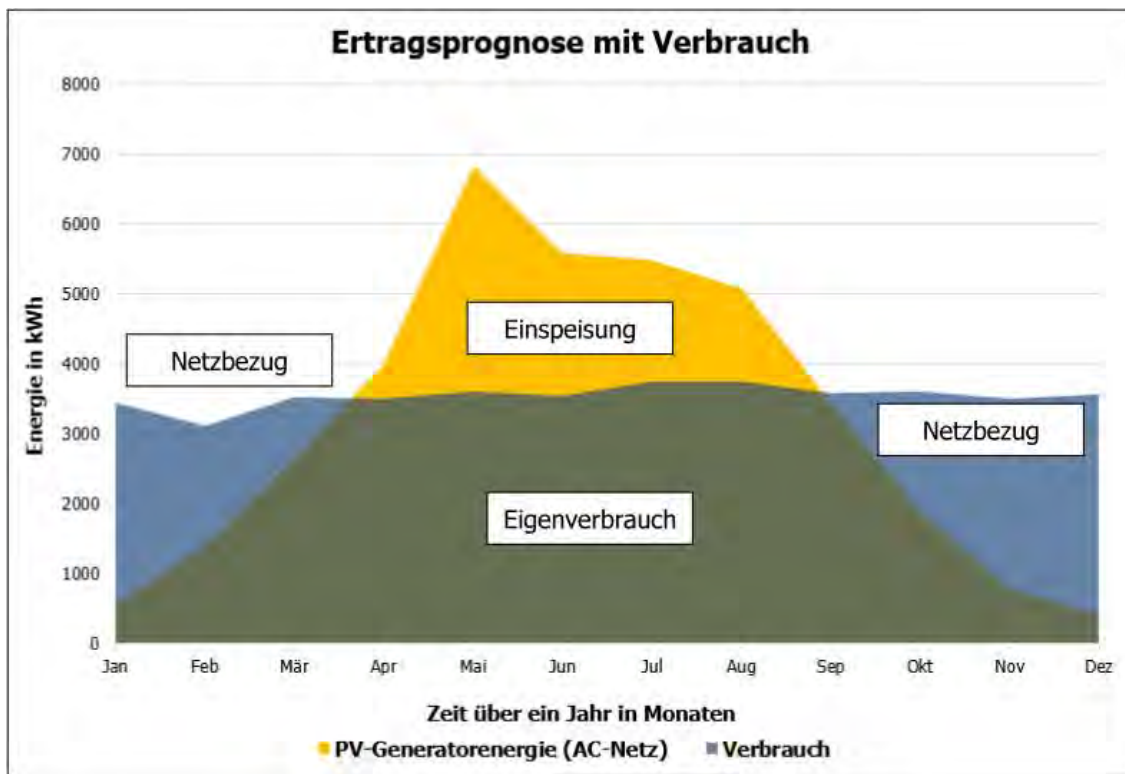


Bild 11: Ertragsprognose - Dasnöckel anhand Beispiel Hausnummer 83

Eine visuelle Einordnung der Ertragsprognose im Vergleich zum Verbrauch zeigt Bild 11 anhand des Beispiels von Hausnummer 83 (Anlage 1). Es wurde zur beispielhaften Darstellung dieses Objekt ausgewählt, da es mit einem Eigenverbrauchsanteil von 45,0 % dem durchschnittlichen Gesamtwert am nächsten ist. Das Diagramm bildet die Monatssummen der erzeugten PV-Nennenergie und dem Verbrauch der Endabnehmer ab. Anhand dieses Schaubilds ist zu erkennen, dass das Solarkraftwerk gegenüber dem Bedarf der Mieter unterdimensioniert ist. Der Netzbezug in den Wintermonaten ist gegenüber der Einspeisungsmenge in den Sommermonaten höher.

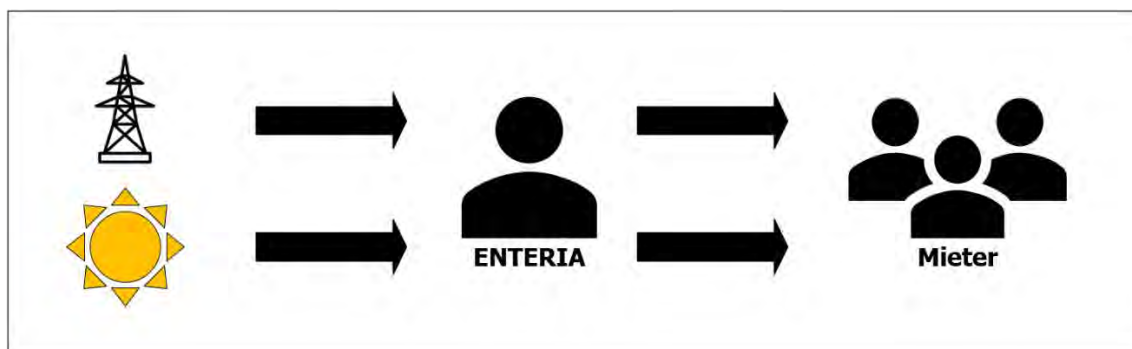


Bild 12: Darstellung der Vermarktung von Fallstudie 1 (Klassisches Mieterstrommodell)

Bild 12 veranschaulicht, dass die ENTERIA RegioTalstrom GmbH als Vollversorger dient und unter anderem damit das geförderte Mieterstrommodell nach BMWK erfüllt sein sollte. Um den Mieterstromzuschlag zu erhalten kann das Lieferkettenmodell, bspw. weil man eine Eigenverbrauchsvergütung generieren möchte, hier nicht angewendet werden.

Die staatliche Förderung für Mieterstrom wird nur dann gutgeschrieben, wenn laut § 21 Absatz 3 des EEG 2023 die Photovoltaikanlage und der Ort an dem die Energie verbraucht wird innerhalb eines Wohngebäudes oder Quartiers liegt und die Belieferung oder Durchleitung des öffentlichen Netzes erfolgt.

Alle dafür notwendigen Kriterien und Voraussetzungen, um das Projekt realisieren zu dürfen wurden aus Sicht des Anlagenerrichters und -betreibers erfüllt.

Der Arbeitsaufwand zur Installation ist hier höher als bei den anderen Standorten. Es handelt sich zwar um ein Quartier und die Wirtschaftlichkeit wird auch als ein Solarkraftwerk zusammengefasst, jedoch müssen bei diesem Projekt die Arbeitsschritte in zehn Bauabschnitte untergliedert werden. Dieses Quartier hat keinen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt. Alle zehn Gebäude besitzen einen eigenen Hausanschluss und demzufolge einen eigenen Verknüpfungspunkt zum Ortsnetz. So muss die Einspeisung, die Vergütung, die Direktvermarktung sowie die begleitende Logistik zur Installation der Anlagen zehnmal separat betrachtet werden.

Nach der ersten Vorstellung des generellen Mieterstromprojekts auf einer Eigentümersammlung wurde das Interesse der Eigentümer geweckt und es sollte seitens ENTERIA neben einer konkreten Planung ebenfalls eine prognostizierte Finanzübersicht erstellt werden. Auf der zweiten Eigentümersammlung wurde das Projekt inklusive der neuen Erkenntnisse vorgestellt. Das Auftreten der Eigentümer war insbesondere wegen Risiken gegenüber eines Schadenfalls und die in subjektiver Wahrnehmung nicht lohnenden jährlichen Gutschriften durchaus kritischer als auf der ersten Versammlung. Trotz dem Hinweis auf das jährliche Einsparen von höheren Stromkosten sowie auf den gesellschaftlichen Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels wurde dieses Vorhaben abgelehnt.

Insbesondere in dieser Arbeit soll das Scheitern der Zusammenarbeit mit der genannten WEG kein Grund zur Nichtberücksichtigung sein. 2021 zählte man in Deutschland rund 19,4 Mehrfamilienhäuser [18], was dazu führt, dass das geförderte Mieterstrommodell das Potenzial zum stärkeren Ausbau von Photovoltaik hat.

### 3.2 NeuDing



*Bild 13: Fallstudie 3 und 4 - NeuDing*

In Bild 13 wird das Solarkraftwerk auf den Dachflächen der Schoppmann GmbH, einem Immobilienverwalter aus Wuppertal dargestellt. Mit diesem 197,02 kWp großem Solarkraftwerk verkauft die ENTERIA RegioTalstrom GmbH seit Sommer 2018 die produzierte Energie an den Immobilienverwalter bzw. -eigentümer. Auf dem mittleren Dach, auf Bild 13 zu sehen, sind Module mit einer besonderen Unterkonstruktion nachgerüstet worden. Hier wurde als Pilotprojekt der ENTERIA ein Tracking-System realisiert, welches durch Sensoren die Solarmodule entlang des Sonnenstandes neigt. So wird die Nutzung der Generatoren optimiert und der Eigenverbrauchsanteil ist angestiegen. Für den direkten Vergleich mit den anderen Fallstudien wurde die Unterkonstruktion als statisch angenommen.

Trotz Nichtberücksichtigung des Tracking-Systems weist die Photovoltaikanlage bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch des Mieters von knapp 120.000 kWh/a einen Eigenverbrauchsanteil von ca. 32,7 % auf (Anlage 2). Bild 14 zeigt die Ertragsprognose, genauer die Gegenüberstellung von der PV-Erzeugung und dem Verbrauch des ortsansässigen Mieters. Der Netzbezug ist im Vergleich zur Einspeisung und dem Eigenverbrauch der Photovoltaikanlage gering. Durch die wenigen Sonnenstunden in den Wintermonaten ist die Erzeugung der Anlage um einiges geringer als im Sommer bzw., so wie in diesem Falle, zwischen Frühling und Herbst. Da die Einspeisemenge bereits im Februar beginnt höher zu sein als der Verbrauch vor Ort kann davon ausgegangen

werden, dass die Anlagendimensionierung passend zu dem Bezug des Energieabnehmers gewählt wurde.

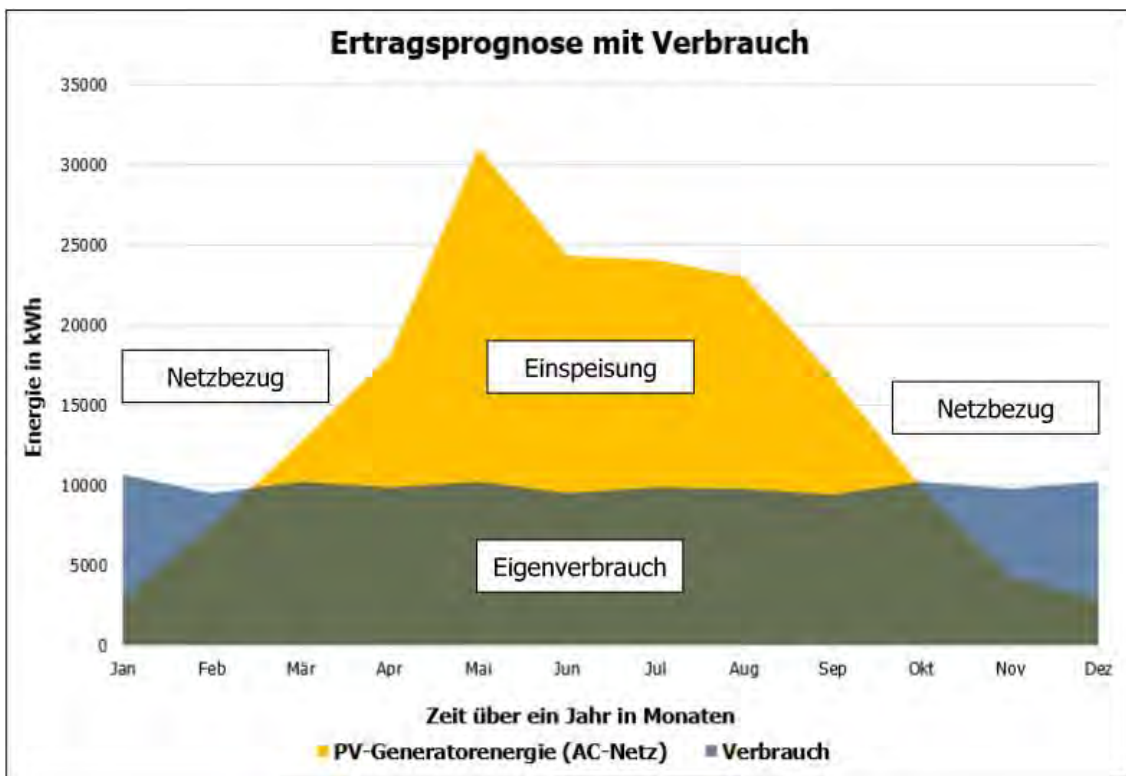


Bild 14: Ertragsprognose - NeuDing

Die hohe Einspeisungsmenge fördert nicht nur die Lukrativität des Solarkraftwerks für den Anlagenbetreiber, sondern in diesem Zuge ebenfalls dem Eigentümer der Immobilie. Durch die prozentual abhängige Dachpacht steigen die Gewinne des Eigentümers proportional zu den Erlösen, die die Anlage generiert.

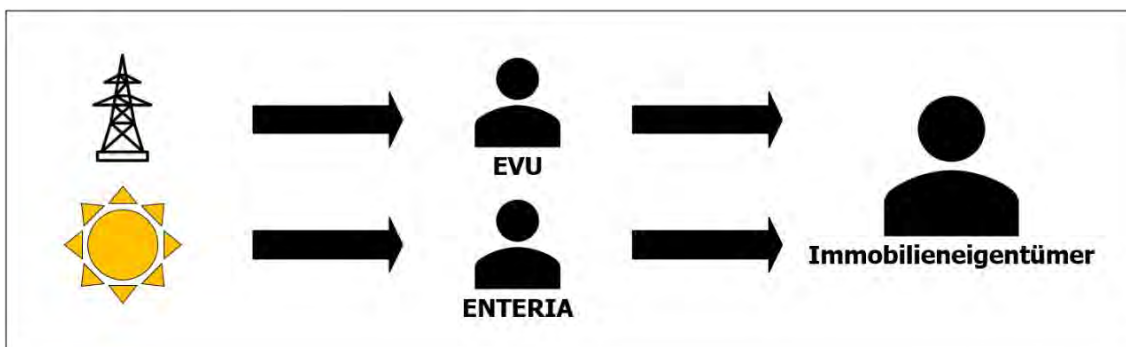


Bild 15: Darstellung der Vermarktung von Fallstudie 3 (Verkauf an einen einzelnen Kunden)

Bild 15 veranschaulicht den Prozess zur Vermarktung. Der Immobilieneigentümer kauft bei der ENTERIA RegioTalstrom GmbH die Solarenergie und bei dem ausgewählten Energieversorgungsunternehmen die zusätzlich notwendige Residualenergie ein. NeuDing ist der ortsansässige Mieter bzw. das in diesem Gebäude tätige Unternehmen. Das Solarkraftwerk wird als Überschusseinspeisung betrieben, während die Vergütung aus

der gesetzlichen Einspeisevergütung inklusive dem Marktprämienmodell und der Direktvermarktung über den WSW Tal.Markt besteht. Der Immobilieneigentümer kauft die Solarenergie ein und liefert diese weiter an seine Mieter. Somit steht ausschließlich der Immobilieneigentümer mit der ENTERIA in einer vertraglichen Beziehung. Sowohl der Solarstromvertrag als auch der Dachnutzungsvertrag sind festgelegt während für den Anlagenbetreiber durch die Anschlussleistung von über 100 kWp ein Direktvermarktungsvertrag mit der WSW besteht.

Der Immobilieneigentümer verrechnet die von ihm bereitgestellte Energie, Solar- und Residualenergie, über die Nebenkostenabrechnung des Mieters und ist somit Teil des Mietvertrags.

### 3.3 DiGass



*Bild 16: Fallstudie 5 und 6 - DiGass*

Gegenstand dieses Projekts ist das Logistiklager der DiGass oHG aus Wuppertal-Cronenberg. Bild 16 zeigt das Objekt inklusive Dachbelegung. Mit 1.094 Solarmodulen kommt das Solarkraftwerk auf 443,07 kWp und durch vier 92 kW-Wechselrichter auf eine Anschlussleistung von 368 kVA. Auf Wunsch des Kunden wurde für die Verpachtung der Dachflächen vorausgesetzt, dass der Bezug vor Ort von der generierten Solarenergie profitieren kann. In der Kommunikation mit den Wuppertaler Stadtwerken bzw. Direktvermarktungsdienstleister wurde zu diesem Projekt das Lieferkettenmodell vorgestellt. So soll dieser Standort als das Pilotprojekt für diese neue Vermarktungsoption dienen.

Die Verschaltung der Generatorfelder wurde so konzipiert, dass die Modulstrings auf dem Anbau unten rechts in Bild 16 von einem 92 kW-Wechselrichter getrennt und ein 20 kW-Wechselrichter für den Parallelbetrieb zweier Anlagen nachgerüstet werden kann. So hält sich die ENTERIA RegioTalstrom GmbH die alternative Option zur solaren Direktbelieferung offen, sollte es in dem Pilotprojekt zu keiner Einigung bzw. gemeinsamer Zusammenarbeit kommen. Demzufolge sieht das Szenario zur Direktbelieferung solarer Energie einen Parallelbetrieb einer 422,01 kWp bzw. 368 kVA und einer 21,06 kWp bzw. 20 kVA großen Photovoltaikanlage vor. In diesem Fall wird die große Anlage als Vollein- speisung betrieben, während die kleinere Anlage lediglich den Überschuss einspeist.

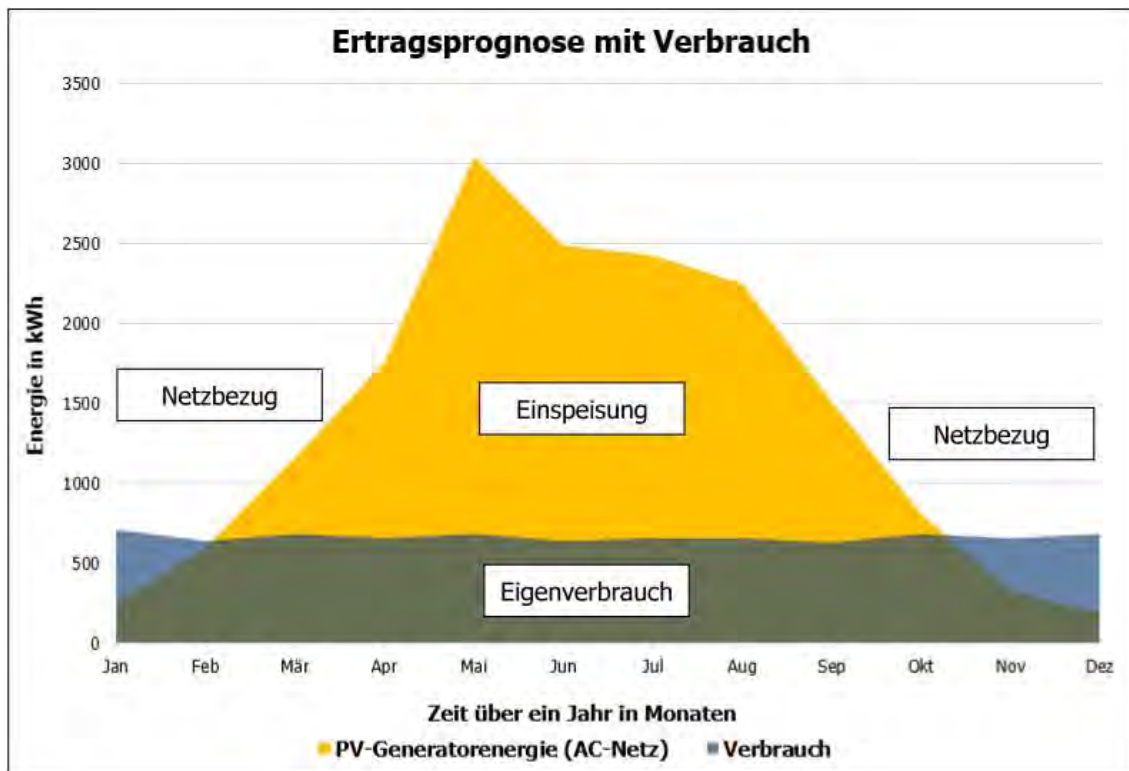
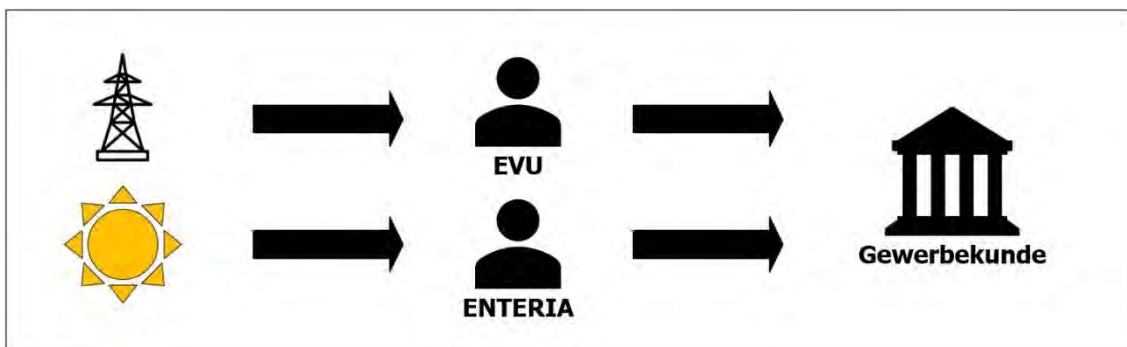


Bild 17: Ertragsprognose - DiGass 20 kVA-Anlage

Das Verhältnis zwischen Erzeugung der 21,06 kWp starken Anlage und dem Verbrauch des Logistikunternehmens zeigt Bild 17. Mit einem durchschnittlichen Jahresverbrauch von ca. 8.000 kWh/a kommt die Teileinspeisungsanlage auf einen Eigenverbrauchsanteil von 25,0 %. Wie aus dem Bild zu entnehmen ist, ist die Anlage leicht überdimensioniert. Dies wurde bewusst und in Rücksprache mit dem Eigentümer und gleichzeitigen Energieabnehmer so gewählt, da der Kunde sein Logistikkager um eine Anfahrtsrampe und elektrischen Hubstaplern erweitern möchte. Dementsprechend wird der jährliche Verbrauch voraussichtlich steigen und damit auch der Eigenverbrauchsanteil.



*Bild 18: Darstellung der Vermarktung von Fallstudie 5*

Bild 18 zeigt die Übersicht der Vermarktung für den Solarenergieverkauf an einen einzelnen Gewerbekunden. In diesem Fall beliefert die ENTERIA den Kunden lediglich mit Solarenergie und der Kunde bezieht die Residualenergie von einem selbst ausgewähltem Energieversorgungsunternehmen. Aufgrund des Flachdaches ist die Montage der Generatorfelder und der Unterkonstruktion vergleichsweise unkompliziert. Allerdings ist der Transformator des Standorts nicht für eine Einspeiseleistung in dieser Größenordnung geeignet. Hierfür wurde seitens ENTERIA ein neuer Hausanschluss gebaut, ein Anschlusskabel verlegt und durch den örtlichen Verteilnetzbetreiber der vorhandene Trafo mit einem für die Einspeiseleistung entsprechenden ausgetauscht.

Da der Eigentümer und Kunde der ENTERIA die gesamte Dachfläche zur Verfügung gestellt hat, entschied sich die ENTERIA diese zu nutzen und die gesamte Dachkapazität mit Modulen zu belegen.

Nach dem EEG 2023 ist es möglich die Betreiberart der Photovoltaikanlage jährlich zwischen Voll- und Teileinspeisung zu wechseln. So hat die ENTERIA die Möglichkeit, die Vermarktungsstrategie auf den direkten Verkauf bzw. der direkten Belieferung der erzeugten Solarenergie zu ändern. Nach der Verabschiedung des EEG 2023 ist es nach §48 nun auch möglich zwei Solarkraftwerke parallel auf einem Netzanschluss zu betreiben. Dies hat den Vorteil, dass die große Anlage durch die Volleinspeisung die höhere und attraktivere EEG-Einspeisevergütung generieren kann, wenn zeitgleich die Teileinspeiseranlage dem Kunden bei der Nutzung von grünem Strom unterstützt.



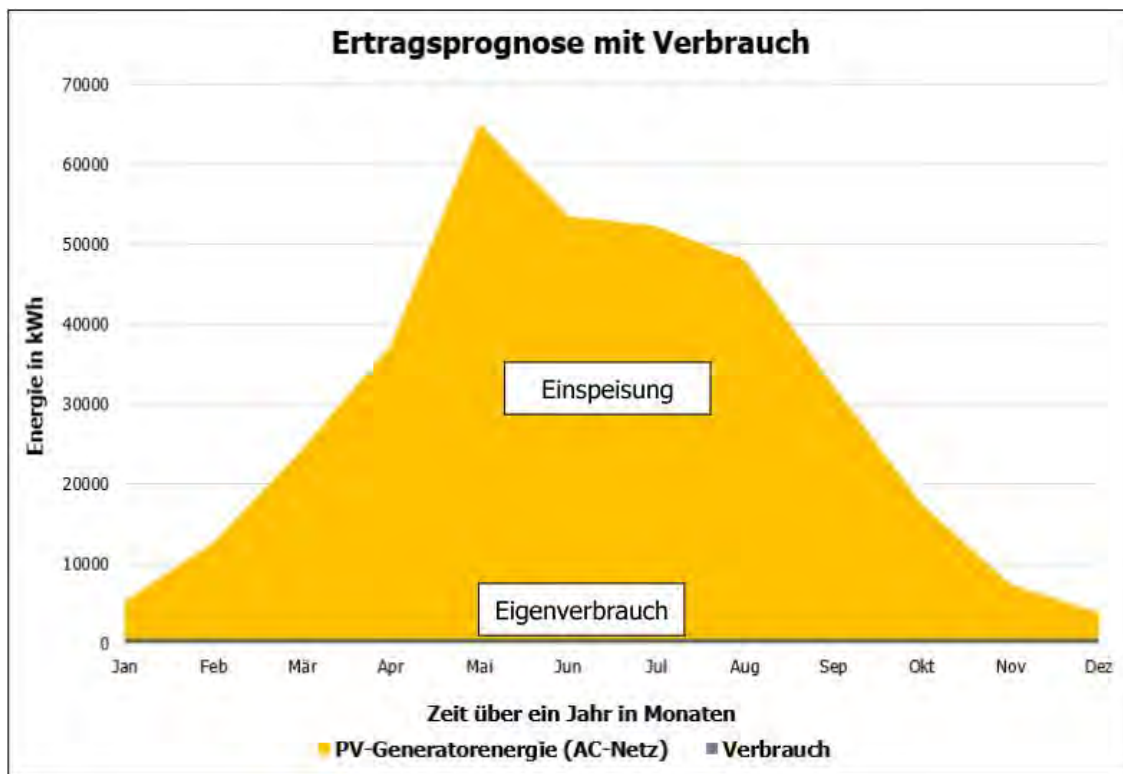


Bild 19: Ertragsprognose - DiGass im Lieferkettenmodell

Auch für das Lieferkettenmodell wurde ein Vergleich der Ertragsprognose und dem Verbrauch vor Ort gezogen (Bild 19). Da im Lieferkettenmodell die kleine und die große Photovoltaikanlage zu einer zusammengefasst wird, ist die Generatorleistung stark überdimensioniert. In diesem Fall hat das Solarkraftwerk einen Eigenverbrauchsanteil von 1,4 % (Anlage 3). Infolgedessen liegt das Hauptaugenmerk der Amortisation der Anlage in den Vergütungserlösen. Insbesondere im Lieferkettenmodell, wo die gesamte erzeugte PV-Nennenergie direkt vermarktet wird unterstützt eine derartige Dimensionierung sowohl den Anlagenbetreiber als auch den Eigentümer. Zusätzlich stellt die ENTE-RIA durch die Einspeisung erneuerbare Energien für weitere Ökostromnutzer zur Verfügung. Dementsprechend steigt auch die erhältliche Energie auf dem WSW Tal.Markt für lokale Interessenten.

### 3.4 DiGass inklusive Untermieter



*Bild 20: Fallstudie 7 und 8 - DiGass inkl. Untermieter*

Zur Vollständigkeit wurde für Fallstudie 7 und 8 erneut das Solarkraftwerk auf den Dachflächen des Logistiklagers der Firma Dietrich Gass oHG in Bild 20 dargestellt. In diesem Fall wird der Untermieter der DiGass ebenfalls von der ENTERIA mit Solarenergie versorgt. Dieser mietet die Büroräumlichkeiten an diesem Standort. Da nicht offengelegt wurde, wie hoch der durchschnittliche Jahresverbrauch des Untermieters ist, wurde hier die Annahme von 4.000 kWh/a getroffen. Somit steigt der gesamte, durchschnittliche Jahresverbrauch auf 12.000 kWh/a und die Teileinspeisungsanlage auf dem Anbau hat damit einen Eigenverbrauchanteil von 34,7 %. Alle weiteren Angelegenheiten bleiben gegenüber Fallstudie 5 bzw. 6 identisch und können somit bedenkenlos übernommen werden. Für die ENTERIA kommt lediglich ein weiterer Stromlieferungsvertragspartner dazu.

Auch in diesen Fallstudien gilt, dass das Logistikunternehmen DiGass oHG voraussichtlich den Energiebedarf in Zukunft erhöhen möchte. Dass dadurch der Anteil des PV-Eigenverbrauchs steigt, wird in Bild 21 sichtbar.

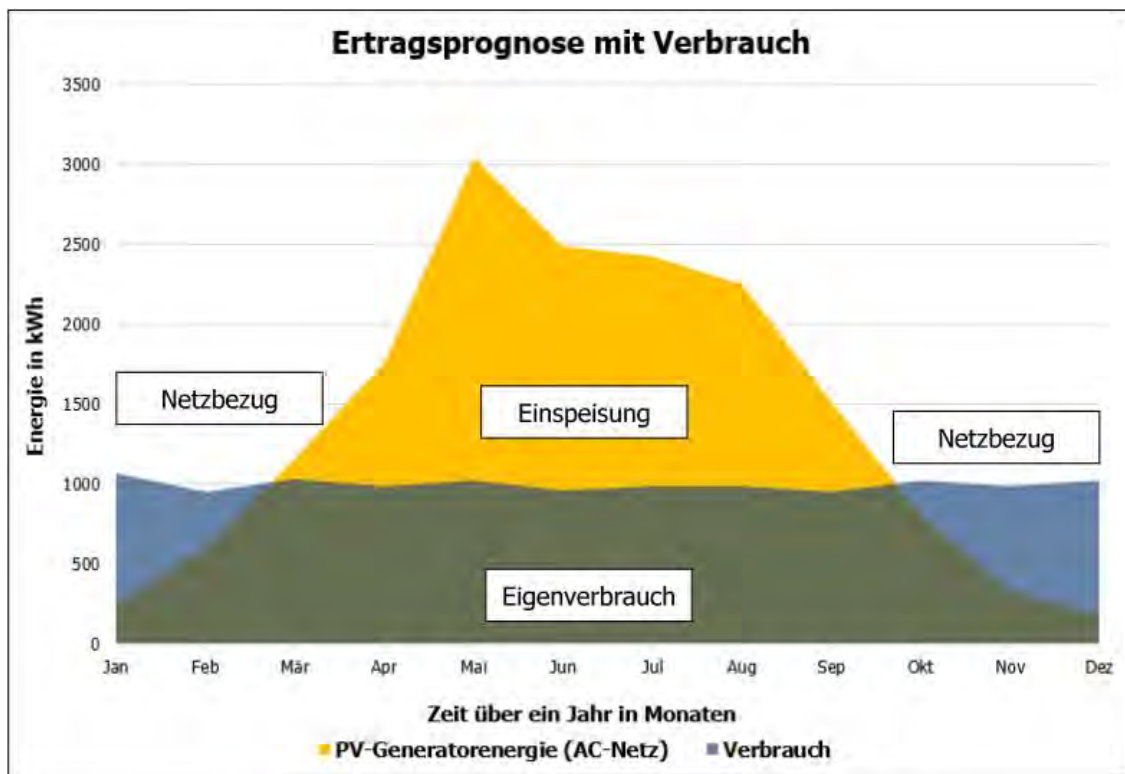


Bild 21: Ertragsprognose - DiGass inkl. Untermieter 20 kVA-Anlage

Durch den Anstieg des durchschnittlichen Jahresverbrauchs, steigt neben dem Eigenverbrauchsanteil auch der Netzbezug. Da hier das Verhältnis ausgeglichen ist wirkt die Dimensionierung der kleineren Anlage auf dem Anbau der Halle nun passend auf den Verbrauch.

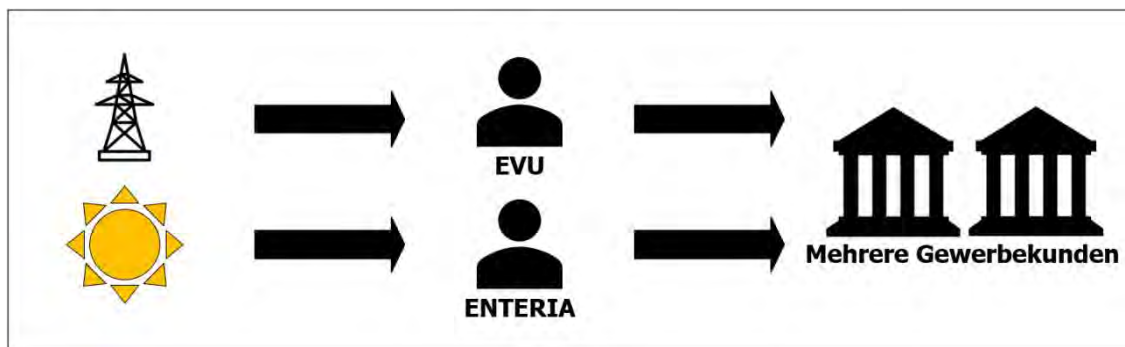
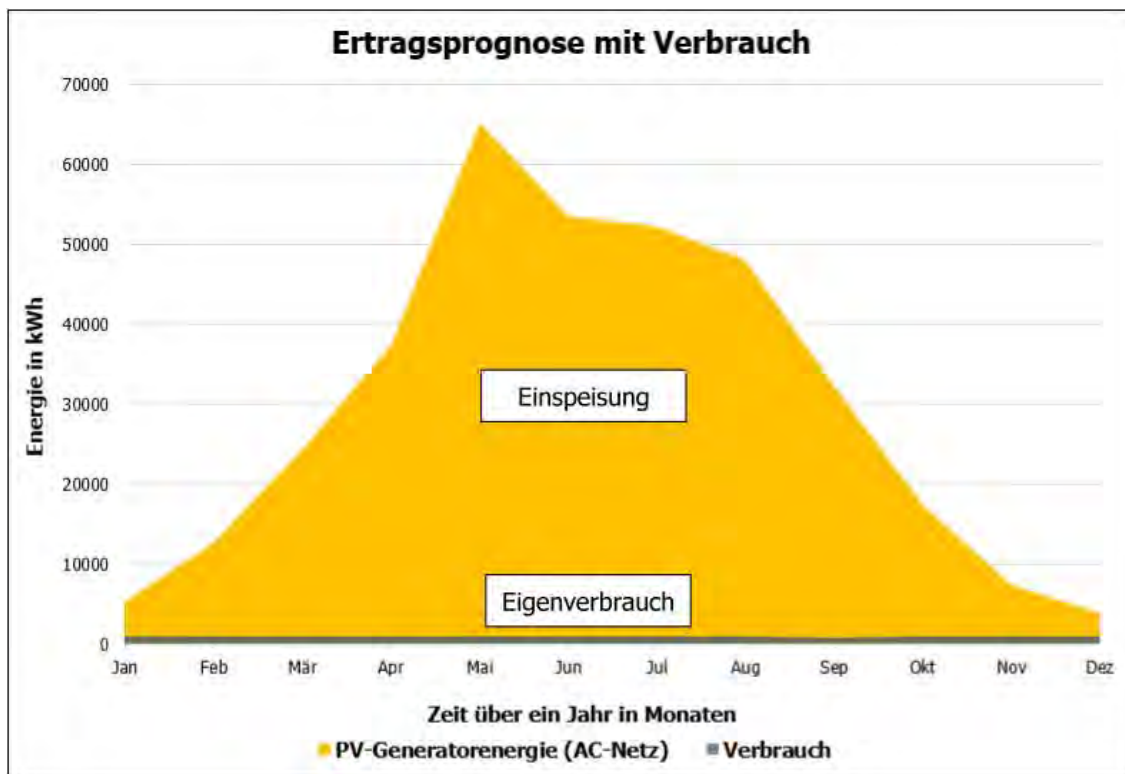


Bild 22: Darstellung der Vermarktung von Fallstudie 7

Die Darstellung der Vermarktung von Fallstudie 7 aus Bild 22 kommt dem für Fallstudie 5 sehr nahe. Der Einzige Unterschied ist, dass die ENTERIA nun einen weiteren Gewerbekunden mit Solarenergie beliefert. Demzufolge hat der Anlagenbetreiber einen weiteren Vertragspartner für die direkt genutzte PV-Energie. Allein dieser Aspekt kann aber bspw. zur Vergrößerung des Risikos von Zahlungsausfällen, der Zunahme von Pflichten und der Anhäufung von Verwaltungsaufwand führen.



*Bild 23: Ertragsprognose - DiGass inkl. Untermieter im Lieferkettenmodell*

Bild 23 zeigt, dass es trotz Anstieg des Bezugs keinen großen Unterschied zum Vergleich der Ertragsprognose und Verbrauch für Fallstudie 6 gibt. Das Solarkraftwerk ist in so einem hohen Maße überdimensioniert, dass dies keine großen Auswirkungen auf den Eigenverbrauchsanteil der Solaranlage hat. Der Anteil des PV-Eigenverbrauchs liegt bei 2,1 % und die grundlegende Lukrativität dieser Fallstudie zeichnet sich durch die Vermarktung der eingespeisten Energie aus. Das hat zur Folge, dass sich diese Fallstudie allein durch die Anzahl der Letztverbraucher zu Fallstudie 6 unterscheidet.

## 4 Vergleichend analytische Betrachtung der Fallstudien

Um eine Entscheidung zu treffen, welches für den Anlagenbetreiber die attraktivste Realisierung eines Mieterstromkonzeptes ist, muss vor der Wirtschaftlichkeit auch der technische und organisatorische Aufwand gegenübergestellt werden. Denn neben der Lukrativität ist ebenfalls abzuwägen, ob ein Solarunternehmen dazu bereit ist die Kapazität für die dahinterstehende Organisation und Begleitung des Projektes bereitzustellen.

Tabelle 3: Übersicht der Pro- und Contra-Argumente der Projekte

Fallstudie Argumente	1	2	3	4	5	6	7	8
	Dasnöckel Teileinspeisung	Dasnöckel Lieferkettenmodell	NeuDing Teileinspeisung	NeuDing Lieferkettenmodell	DiGass Teileinspeisung	DiGass Lieferkettenmodell	DiGass inkl. Untermieter Teileinspeisung	DiGass inkl. Untermieter Lieferkettenmodell
Geringerer Verwaltungsaufwand	●	●	●	●	●	●	●	●
Simplere technische Umsetzung	●	●	●	●	●	●	●	●
Sinnvoll für die Direktvermarktung	●	●	●	●	●	●	●	●
Geringere Anzahl an Verträgen	●	●	●	●	●	●	●	●
Geringere Kommunikation mit Kunden	●	●	●	●	●	●	●	●
Geringeres Risiko von Zahlungsausfällen	●	●	●	●	●	●	●	●
Entfall von Netzentgelten	●	●	●	●	●	●	●	●
Mieterstromzuschlag	●	●	●	●	●	●	●	●
Mögliche Unabhängigkeit von Verbrauch des Kunden	●	●	●	●	●	●	●	●
	● Trifft zu				● Trifft nicht zu			

Tabelle 3 zeigt eine Übersicht von Pro- und Contra-Argumenten der acht Fallstudien. Hier soll einmal vereinfacht bzw. visualisiert dargestellt werden, welche potenziellen Hürden oder Vor- und Nachteile die einzelnen Konzepte mit sich bringen. In diesem Abschnitt soll also einmal hervorgehoben werden, welches Projekt bzw. welches Konzept aus Sicht des Anlagenbetreibers den geringsten Aufwand und die wenigsten Risiken ausweist. Auf den ersten Blick wird deutlich, dass vor allem die Lieferkettenmodelle die meisten Vorteile haben. Durch die Weitergabe der Verantwortung zur Direktbelieferung an den Kunden sind weniger Verträge nötig und die Risiken von Zahlungsausfällen werden weniger. Entsprechend sinkt die Anzahl der Pflichten, die der Anlagenbetreiber eingehen muss. Weiterhin ist die Kommunikation gegenüber dem Endverbraucher geringer, da dieser einig mit dem Direktvermarktungsdienstleister bzw. Vollversorger bezüglich des Stromliefervertrages werden muss. Durch einen Aufschlag auf den Arbeitspreis der solaren Energie für den Kunden, können die Erlöse bei höherem Verbrauch weiter steigen. Vor allem im Mieterstromkonzept bei dem Quartier Dasnöckel kann mit einem Lieferkettenmodell einiges an organisatorischem Aufwand und der Wahrscheinlichkeit von zahlungsunfähigen Endkunden gespart werden.

Die Direktbelieferung des Quartiers Dasnöckel hat ohne Lieferkettenmodell für den Anlagenbetreiber den größten Verwaltungsaufwand. Sowohl mit den Eigentümern als auch mit den Mietern ist aufgrund der Anzahl an Projektteilnehmern ein hohes Maß an Ab- bzw. Rücksprachen gefragt. Bei zehn baugleichen Einheiten, sprich zehn einzelne Anlagen ist dementsprechend auch die technische Umsetzung weit aus umfangreicher als bei den anderen Fallstudien. Sei es bei dem elektrischen Anschluss als auch bei der Errichtung der Generatorflächen inklusive Unterkonstruktionen. Dazu fällt auch unter anderem die Prüfung der Statik, die Ermittlung der Kabelwege, die Kontrolle und Abnahme des Dachzustandes und die Einrüstung der Objekte zehnfach an. Weiterhin kann durch die Vielzahl der Projektteilnehmer, genauer Anlagenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, potenzieller Direktvermarkter, Endverbraucher, Eigentümer und gegebenenfalls Verwaltungsunternehmen die Komplexität und die Belastung der Verwaltung bzw. Begleitung des Projekts steigen. Hinzu kommt, dass das Quartier in der Planung als ein Projekt angesehen werden kann, aber durch die einzelne Betrachtung der Anlagen eine Direktvermarktung nicht als sinnvoll erachtet wird. Grund dafür ist, dass in diesem Falle zehnmal ein Direktvermarktungsvertrag abgeschlossen werden muss und in diesem Zuge zehnmal die Direktvermarktungsgebühren für den Anlagenbetreiber anfallen. Zu dem Mieterstrom nach BMWK, wie in diesem Falle am Standort Dasnöckel, ist der Ausfall bzw. eine fehlende Produktion der Solaranlage ein gravierendes Risiko. Sollte die Photovoltaikanlage aus technischen Gründen keine Sonnenenergie liefern können, so ist der Anlagenbetreiber als Vollversorger dazu verpflichtet die Mieterstromteilnehmer mit 100 % Netzenergie zu beliefern. Da die Rentabilität dieser Projekte hauptsächlich von dem Verkauf der solaren Energie abhängig ist, kann dieses Szenario zu einem großen wirtschaftlichen Schaden führen.

Die anderen Fallstudien, welche nur auf jeweils ein Objekt abzielen, haben dementsprechend eine weniger aufwändigere technische und organisatorische Umsetzung.

Aufgrund der Dimensionierung der Einzelanlagen liegt es nahe, die eingespeiste Energie direkt zu vermarkten. Im Fall der Teileinspeisung bei NeuDing ist der Anlagenbetreiber stark abhängig von der Zahlungsfähigkeit des Kunden, da die Photovoltaikanlage entlang des Bezugs vor Ort dimensioniert wurde, eine geringere EEG-Einspeisevergütung angenommen wird und somit die Erlöse durch die Direktbelieferung einen erheblichen Anteil an der Wirtschaftlichkeit des Projekts haben.

Im Falle DiGass ist das Solarkraftwerk bezogen auf den Verbrauch des Kunden überdimensioniert, da die gesamte Dachfläche zur Errichtung der Anlage ausgenutzt wurde. Eine Teileinspeisung sollte also nur dann stattfinden, wenn die Anlage in zwei Einzelanlagen aufgeteilt werden kann und eine auf den Bezug vor Ort angepasste Anlage zur Direktbelieferung dient, während der Großteil der Anlage als Volleinspeisung in Betrieb ist. Es sei denn der Verbrauch des Kunden ist entsprechend hoch, sodass das die meisten Gewinne der Anlage durch die direkte Belieferung der Solarenergie generiert werden können.

Die Volleinspeisung macht ein überdimensioniertes Solarkraftwerk also wirtschaftlicher, da, selbst in der Direktvermarktung, anhand der Erhöhung der Vergütungssätze nach dem EEG2023 die Einspeisevergütung mithilfe der Marktprämie höher ist.

Auch hier fallen dem Anlagenbetreiber im Lieferkettenmodell einige Lasten und Verpflichtungen ab. So werden hauptsächlich die Erlöse durch die Direktvermarktung eingenommen, während die zusätzliche Marge auf den solaren Arbeitspreis des Direktvermarktungsdienstleisters eine weitere Einnahmequelle sein kann. Dies spiegelt sich aufgrund der von den Rohertträgen der Anlage prozentual anhängigen Dachpacht ebenfalls in den Einsparungen des Eigentümers wider.

Für den Eigenverbrauch fallen in allen Fallstudien die Netzentgelte weg. Grund für die Auflistung in dieser Gegenüberstellung ist, um einmal zu verdeutlichen, dass es sich bei dem Lieferkettenmodell physikalisch um Mieterstrom bzw. Direktbelieferung solarer Energie handelt. Die Photovoltaikanlage ist zwischen Hausanschluss und Ortsnetz angebunden. Die Energie fließt also bei Bezug des Kunden vor Ort dennoch in den Standort. Dementsprechend findet hier technisch eine Direktbelieferung statt. Somit wird für den Eigenverbrauch das Netz nicht genutzt und die Netzentgelte entfallen für den Anlagenbetreiber. [19]

#### 4.1 Vergleichende Darstellung der Wirtschaftlichkeit

Nach Betrachtung der Aspekte, die für die Realisierung als auch für die Verwaltung der Photovoltaikanlagen notwendig sind, muss nun einmal gegenübergestellt werden, welche wirtschaftlichen Vor- und Nachteile die verschiedenen Fallstudien aufweisen. Da alle Projekte mit dem Simulationstool PV\*Sol erstellt und geplant wurden, sind einige Faktoren aus dem Programm übernommen worden. Weiterhin wurden einige Punkte für einen genaueren Vergleich identisch angepasst. Dadurch, dass sich alle Anlagen in der Stadt Wuppertal befinden, wurden die identischen Klimadaten von PVGIS-SARAH/ERA-Interim angenommen. PV\*Sol konnte dann mit der Abschattung von weiteren Objekten, wie

in der Nähe stehenden Bäume oder Fremdobjekte, einen spezifischen Jahresertrag ermitteln. So wurde in diesem Zuge nach Angabe des Lastprofil des Kunden der Eigenverbrauchsanteil aus der Simulation übernommen.

Für einen präzisen Vergleich wurde der Inbetriebnahmezeitpunkt für alle Anlagen auf den 01.01.2023 gesetzt, um einheitlich die aktuellen Vergütungs- und Förderungssätze gegenüberstellen zu können. So wurden ebenfalls alle Verrechnungsätze für die eingesetzten Komponenten, wie Solarmodule, Wechselrichter, Unterkonstruktion, usw. für alle Fallstudien gleich gewählt und aus dem internen Preisblatt der ENTERIA Energietechnik GmbH übernommen.

Die Berücksichtigung der Moduldegradation wurde im Simulationstool PV\*Sol vorgenommen und spielt bei der Ermittlung des spezifischen Jahresertrages und entsprechend des Eigenverbrauchsanteils eine Rolle.

Die Prognose zur Direktvermarktungsvergütung basiert auf der gesetzlichen EEG-Einspeisevergütung der jeweiligen Anlage und der Monatsmarktwerte der vergangenen drei Jahre bezogen auf einer Inbetriebnahme am 01.01.2023. Da die spezifische Vergütung der Direktvermarktung monatlich variiert, hat man durch den Mittelwert, berechnet aus einem Datensatz von drei Jahren, einen Näherungswert zur Ermittlung der jährlichen Direktvermarktungseinnahmen generiert.

Trotz Prognosen zur weiteren Entwicklung des Trends an der Strombörse kann es bedingt durch unvorhersehbaren Einflussfaktoren, wie bspw. Klimakatastrophen oder politischen Konflikten, zu Abweichungen gegenüber den realen Werten führen.

Da Dasnöckel aus zehn einzelnen Objekten besteht wurden über PV\*Sol zehn separate Modelle erstellt und simuliert. Aufgrund dessen wurden die Projektergebnisse zusammengetragen und zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit zusammengefasst. So ist in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung Dasnöckel als ein Solarkraftwerk angesehen.

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit wurde mithilfe einer Tabellenkalkulation erstellt (Anlage 4).



Tabelle 4: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Fallstudien

Fallstudie	1	2	3	4	5	6	7	8
	Dasnöckel	Dasnöckel	NeuDing	NeuDing	DiGass	DiGass	DiGass inkl. Untermieter	DiGass inkl. Untermieter
Kennzahl	Teilein- speisung	Lieferketten- modell	Teilein- speisung	Lieferketten- modell	Teilein- speisung	Lieferketten- modell	Teilein- speisung	Lieferketten- modell
Anlagengröße [kWp]	353,60	353,60	197,02	197,02	442,01 21,06	443,07	442,01 21,06	443,07
d. Jahresverbrauch [kWh/a]	330.000	330.000	119.605	119.605	8.000	8.000	12.000	12.000
Eigenverbrauchs- anteil	44,29 %	44,29 %	32,70 %	32,70 %	25,00 %	1,40 %	34,70 %	2,10 %
Investition [€]	338.889,32	338.889,32	224.328,65	224.328,65	426.453,61	426.453,61	426.453,61	426.453,61
spez. Kosten [€/kWp]	958,40	958,40	1.138,61	1.138,61	962,50	962,50	962,50	962,50
Anlagenspez. Kosten [€]	1.102,00	1.102,00	1.502,00	1.502,00	1.502,00	1.502,00	1.502,00	1.502,00
Jährl. Kosten [€/a]	83.010,03	8.852,95	7.662,25	7.570,60	14.704,37	11.621,68	14.727,02	11.636,82
Dachpacht [€/a]	3.702,62	3.180,35	2.343,80	2.436,39	4.082,56	4.136,72	4.105,22	4.151,86
Vsl. Einspeisever- gütung [ct/kWh]	5,98	10,00	12,38	14,69	14,10	14,29	14,13	14,29
Jährl. Ertrag [€/a]	26.547,14	30.901,42	21.635,23	22.884,25	36.327,67	40.087,27	36.588,21	40.261,41
Interner Zinsfuß	4,68 %	6,51 %	7,19 %	7,93 %	5,67 %	6,90 %	5,76 %	6,96 %
Amortisation	12,81 a	11,00 a	10,44 a	9,87 a	11,78 a	10,68 a	11,70 a	10,63 a

In Tabelle 4 wird die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Fallstudien betrachtet. Da die Generator- und Anschlussleistungen der Fallstudien unterschiedlich sind und die Investition proportional zur Anlagengröße steigt, kann die spezifische Investition in Euro pro Kilowattpeak einen Überblick verschaffen, welches Projekt kostenintensiver bzw. -günstiger ist als die anderen Anlagen. So zeigt sich, dass das Solarkraftwerk der Fallstudien 3 und 4 die teuerste Anlage ist. Ein Grund hierfür ist, dass die bereits bestehende Anlage in mehreren Abschnitten vergrößert wurde. Die unterschiedliche Dimensionierung der Anlagenabschnitte hat zur Folge, dass die Anschlussleistung höher ist als die Generatorleistung, während dies bei den anderen Fallstudien nicht der Fall ist. So kommen im Verhältnis höhere Kosten für die Wechselrichter und die damit verbundenen Garantiezertifikate. Alle weiteren Positionen zur Ermittlung der Investition werden proportional in Abhängigkeit der installierten Generatorleistung berechnet.

Die anlagenspezifischen Kosten setzen sich aus den zusätzlichen Komponenten oder Kundenwünschen zusammen. Bezogen auf die Projekte in dieser Arbeit sind es die Energiemanagementsysteme und die Gebühren für die Direktvermarktung. Da die Anlagenleistungen ausschließlich größer 100 kW betragen, gilt die Direktvermarktung als verpflichtend. Für die Fallstudien 1 und 2, zu dem Standort in Dasnöckel, gilt die verpflichtende Direktvermarktung nicht. Insgesamt kommt die Anlagengröße zwar auf 353,6 kWp, jedoch ist diese aufgeteilt auf zehn Mehrfamilienhäuser mit jeweils einem eigenen Ortsnetzanschluss. So werden die zehn Solarkraftwerke einzeln betrachtet und mit einer durchschnittlichen Leistung von 35 kWp ist die Direktvermarktung freiwillig. Demzufolge hat man sich gegen die Direktvermarktung bei Dasnöckel entschieden, da die entsprechenden Verträge und Gebühren zehnmal abzuschließen bzw. zu bezahlen sind und die Ausgaben gegenüber den Einnahmen somit überwiegen.

Die jährlichen Kosten beinhalten den finanziellen Aufwand, der pro Jahr für den Anlagenbetreiber zu erbringen ist. Hierzu gehört der Verwaltungsaufwand in Form von Personalkosten, die Betriebskosten, bestehend aus Wartung, Versicherung, Monitoring und Direktvermarktungsgebühren, sowie der Dachpacht in Form einer Gutschrift und, falls gegeben, den Zukauf von der zusätzlichen Netzenergie für den Endkunden. Aus interner Vorgabe beträgt diese Gutschrift 8 % des Rohertrags aus der gewöhnlichen Geschäftstätigkeiten des jeweiligen Solarkraftwerks.

Da Fallstudie 1 durch das geförderte Mieterstrommodell nach BMWK den Zukauf der Residualenergie voraussetzt, sind die jährlichen Kosten in diesem Projekt weitaus höher als in den anderen Modellen. Für die Angaben zu dem Grundversorgungstarif an diesem Standort wurde für die Mieter das Preisblatt des WSW Strom Classic im privaten (Anlage 5) und gewerblichen (Anlage 6) Kontext angenommen.

Weiterhin sind die Angaben zu den übrigen Positionen zum jährlichen Aufwand proportional zu der Generatorleistung des jeweiligen Solarkraftwerks.

Der jährliche Ertrag aus Tabelle 4 wird durch die Differenz der Roherträge und den jährlichen Kosten ermittelt. Der Rohertrag setzt sich aus den Einnahmen durch die EEG- und Direktvermarktungsvergütung, der Förderungen wie bspw. dem

Mieterstromzuschlag, die Einnahmen durch den vor Ort verkauften Solarstrom generiert mittels Direktbelieferung oder dem Aufschlag im Lieferkettenmodell sowie der Weiterleitung der Residualenergie. Nach internen Vorgaben ist das Ziel eine spezifische Eigenverbrauchsvergütung von 25 Cent pro Kilowattstunde zu generieren. Dies bedeutet, dass der Solararbeitspreis bzw. der Aufschlag im Lieferkettenmodell aus der Differenz des Zielbetrags und der EEG-Vergütung bzw. prognostizierten Direktvermarktungsvergütung gebildet wird. Da das Projekt DiGass als Pilotprojekt für das Lieferkettenmodell dient und der Vertrag mit den notwendigen Informationen, wie bspw. die Direktvermarktungsgebühren oder die Arbeitspreise der WSW, vorliegt, wurden diese Werte für den Vergleich bei allen Fallstudien als identisch angenommen. Der Arbeitspreis für die Belieferung der Solarenergie liegt bei 17,47 Cent/kWh. Als interne Annahme wurde festgelegt, dass der Arbeitspreis für Solarenergie in Höhe von 25 Cent/kWh auf den Kunden zukommt. Daraus ergibt sich eine Differenz von 7,53 Cent/kWh, die als sogenannter Aufschlag bezeichnet wird bzw. als Anteilnahme der ENTERIA dient. In diesem Zuge liegt ebenfalls der Arbeitspreis für die Direktbelieferung der Solarenergie bei 25 Cent/kWh. Mit diesem Vorhaben besteht für den Letztverbraucher keinen Unterschied, ob dieser die Solarenergie von der WSW oder von der ENTERIA direkt bezieht.

Die Projekte auf den Dachflächen der Dietrich Gass oHG weisen die höchsten Einnahmen während eines Jahres auf. Durch die hohe Anlagenleistung und der entsprechend hohen Energiemengen, die an den Kunden bzw. in die Direktvermarktung gehen, generiert diese Anlage obgleich in welcher Vermarktungsstrategie sie sich befindet die jährlich höchsten Erträge.

Der Quotient aus der Investition und den jährlichen Einnahmen bildet die Amortisation ab. Dies ist die Zeit, in der sich die Investition zum Beginn des Projekts durch den jährlichen Umsatz wieder ausgleicht. Aus Tabelle 4 ist zu entnehmen, dass das geförderte Mieterstrommodell gegenüber den anderen Konzepten, die meiste Zeit in Anspruch nimmt. Bezüglich der Amortisation ist Fallstudie 4 und 8 die wirtschaftlichste Vermarktungsvariante. Diese Erkenntnis bildet sich auch im internen Zinsfuß ab.

Es zeichnet sich aus Tabelle 4 ab, dass das Lieferkettenmodell die wirtschaftlich attraktivere Vermarktungsmethode bietet. Dies ist auf die Eigenverbrauchsquote und der Einspeisungsmenge zurückzuführen. Die Einspeisung ist in jeder dieser Projekte höher als der Eigenverbrauchsanteil. Aufgrund der Volleinspeisung und die dadurch einhergehende höhere EEG-Einspeisevergütung können jährlich höhere Gewinne wahrgenommen werden.

#### **4.1.1 Wirtschaftliche Betrachtung bei Eigenverbrauch von 100 %**

In diesem Abschnitt sollen die Fallstudien nun einmal bei einem angenommenen Eigenverbrauch der Solaranlage von 100 % verglichen werden. In diesem Fall wird angenommen, dass die gesamte Erzeugung der Photovoltaikanlage von dem Verbraucher vor Ort genutzt wird und nichts ins Netz gespeist wird. Grund für diesen Vergleich ist, um zu prüfen welchen Einfluss der Eigenverbrauch auf die Wirtschaftlichkeit der Fallstudien und die einhergehenden Vermarktungsstrategien hat.

Es gibt einen Unterschied zwischen Tabelle 4 und folgender Tabelle 5. Während in Tabelle 4 die Einspeisevergütung dargestellt wird, ist diese Zeile in Tabelle 5 mit der Angabe des Solararbeitspreises bzw. der Summe aus dem Aufschlag für die ENTERIA im Lieferkettenmodell und der Einspeisevergütung ersetzt worden. Durch die Vernachlässigung des durchschnittlichen Jahresverbrauchs und einer Nutzung der Photovoltaikanlage von 100 % ist keine Einspeisung gegeben. Somit verliert die spezifische Einspeisevergütung in dieser Betrachtung an Relevanz. Lediglich für die Fallstudien 5 und 7 ist die Einspeisevergütung mit angegeben. Dies ist der Besonderheit geschuldet, dass in diesen Vermarktungsstrategien zwei Solarkraftwerke parallel betrieben werden. So ist hier die Ausnahme, dass neben der Anlage zur Eigenverbrauchsdeckung eine zweite Anlage installiert ist, die ausschließlich zur Volleinspeisung dient.

In den allen anderen Betrachtungen zur Teileinspeisung bzw. Direktbelieferungen werden die Einnahmen lediglich durch den Verkauf von solarer Energie generiert. Die spezifische Vergütung der Lieferkettenmodelle ergibt sich aus der Summe der prognostizierten Einspeisevergütung und dem Aufschlag auf der vor Ort verkauften Energie von 7,53 ct/kWh.

Tabelle 5: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei 100 % Eigenverbrauch

Fallstudie	1	2	3	4	5	6	7	8
Kennzahl	Dasnöckel	Dasnöckel	NeuDing	NeuDing	DiGass	DiGass	DiGass inkl. Untermieter	DiGass inkl. Untermieter
	Teileinspeisung	Lieferkettenmodell	Teileinspeisung	Lieferkettenmodell	Teileinspeisung	Lieferkettenmodell	Teileinspeisung	Lieferkettenmodell
Anlagengröße [kWp]	353,60	353,60	197,02	197,02	442,01 21,06	443,07	442,01 21,06	443,07
d. Jahresverbrauch [kWh/a]	330.000	330.000	119.605	119.605	8.000	8.000	12.000	12.000
Eigenverbrauchsanteil	100 %							
Investition [€]	338.889,32	338.889,32	224.328,65	224.328,65	426.453,61	426.453,61	426.453,61	426.453,61
spez. Kosten [€/kWp]	958,40	958,40	1.138,61	1.138,61	962,50	962,50	962,50	962,50
Anlagenspez. Kosten [€]	1.102,00	1.102,00	1.502,00	1.502,00	1.502,00	1.502,00	1.502,00	1.502,00
Jährl. Kosten [€/a]	25.803,33	9.853,68	8.868,67	8.290,26	14.879,54	11.639,59	14.879,54	11.663,68
Dachpacht [€/a]	6.566,12	4.181,08	3.550,22	3.156,05	4.257,73	4.154,62	4.257,73	4.178,72
Vergütung [ct/kWh]	25,00	17,53	25,00	22,22	25,00 14,34	21,82	25,00 14,34	21,82
Jährl. Ertrag [€/a]	66.441,21	42.409,77	35.509,10	31.160,31	38.342,14	40.293,18	38.342,14	40.570,29
Interner Zinsfuß	18,92 %	10,89 %	14,71 %	12,49 %	6,34 %	6,97 %	6,34 %	7,06 %
Amortisation	5,12 a	8,02 a	6,36 a	7,25 a	11,16 a	10,62 a	11,16 a	10,55 a

Die Investition und die anlagenspezifischen Kosten bleiben identisch zu dem realnahen Szenario aus Tabelle 4.

Auf den ersten Blick ist sofort erkennbar, dass die Modelle zur Direktbelieferung wirtschaftlich aussichtsreicher sind. Lediglich bei den Vermarktungsstrategien zu DiGass, genauer die Fallstudien 5 bis 7, sind kaum Unterschiede zu erkennen. Der Parallelbetrieb der Anlagen bzw. die massive Überdimensionierung lassen die Abweichung nur marginal ausfallen. Der Einfluss des kleinen Solarkraftwerks für die Eigenverbrauchsdeckung hat geringe Auswirkungen auf die gesamte Wirtschaftlichkeit der Fallstudien.

Für die Fallstudien 1 bis 4 hat der Eigenverbrauchsanteil einen erheblichen Effekt auf die Rentabilität und demzufolge auf die Amortisation der Photovoltaikanlagen. Das liegt daran, dass trotz Summierung von dem Aufschlag auf den Solartarif des Direktvermarktungsdienstleisters und der EEG-Einspeisevergütung für Volleinspeiser, der Arbeitspreis für die solare Direktbelieferung stets höher ist.

## 5 Fazit

Ziel dieser Arbeit war es, anhand des Fallstudienvergleichs verschiedener energiewirtschaftlicher Betreibermodelle im Mieterstrom das Konzept mit der bestmöglichen Vermarktungsstrategie zu ermitteln. Entscheidend für die Wahl sind insbesondere die örtlichen Gegebenheiten, die Beteiligten Parteien des Projekts und die Wirtschaftlichkeit der Solarkraftwerke. Entlang der beschriebenen Eigenschaften aus Kapitel 4 sollen die bewerteten Ergebnisse in einer Handlungsempfehlung für die ENTERIA RegioTalstrom GmbH dargestellt werden. Mithilfe dieser Handlungsempfehlung sollen die Strategien für zukünftige Projekte mit den Erkenntnissen aus dieser Arbeit gewählt und umgesetzt werden.

### 5.1 Handlungsempfehlung für die ENTERIA RegioTalstrom GmbH

Zur Einleitung eines Mieterstromprojekts ist zu begutachten, wie viele Eigentümer ein Teil der zu bebauenden Objekte sind und welches Ausmaß die dadurch resultierende Entscheidungskomplexität hat. Die Erfahrung durch die Vorstellung des Mieterstrommodells auf der Wohnungseigentümerversammlung zu Dasnöckel hat bewiesen, dass eine hohe Anzahl an Eigentümern verschiedene Unstimmigkeiten zur Installation eines Solarkraftwerks bedeuten kann. Insbesondere bezüglich möglicher Schadensfälle des Daches oder der Gewährleistung des Zutrittsrechts führten innerhalb der WEG zu groben Meinungsverschiedenheiten, die die Umsetzung des Mieterstrommodells erschweren.

Die Anzahl der Mieterstromteilnehmer ist ausschlaggebend für das Modell nach dem BMWK. Der Vergleich von Tabelle 4 zu Tabelle 5 beweist, dass in diesem Konzept der Eigenverbrauchsanteil ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit des Projektes ist. In diesem Zusammenhang ist wichtig zu beachten, dass kein Inkasso-Risiko gegenüber den Mieterstromteilnehmern besteht. Sollten die Rechnungen resultierend durch die abgeschlossenen Stromlieferverträge nicht beglichen werden, hat das einen erheblichen Einfluss auf die Rentabilität.

Ebenfalls hat der Eigenverbrauchsanteil, resultierend aus der Anlagendimensionierung und dem durchschnittlichen Jahresverbrauch vor Ort, Einfluss auf die Entscheidung der Vermarktungsstrategie. Aus Tabelle 4 kann man entnehmen, dass das Lieferkettenmodell gegenüber der Direktbelieferung an allen vier Standorten einen leichten wirtschaftlichen Vorteil hat. Grund dafür ist jeweils die höhere spezifische Einspeisevergütung, die durch den Betrieb als Volleinspeisung der vorübergehend gesetzlichen Gegebenheiten resultiert. Tabelle 5 zeigt den Vergleich der Fallstudien mit einem Eigenverbrauch von 100 %. Hier schlägt das Ergebnis eines Vergleichs zwischen Direktbelieferung und Lieferkettenmodell um. Daraus resultiert, dass die Einspeisung in den Lieferkettenmodellen einen großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat. Die Direktbelieferungsmodelle zeigen bei höherem Eigenverbrauch hingegen deutlich positive Entwicklungen. Das spiegelt sich auch in der Gutschrift für die Eigentümer wider.

Für Photovoltaikanlagen, die eine geringe oder mittlere Eigenverbrauchsquote haben, scheint das Lieferkettenmodell nur einen geringen Vorteil zu haben. Weiterhin zeigen die Solarkraftwerke im Modell der Direktbelieferung höhere Aufwands- bzw. Betriebskosten. Ausschlaggebend sind hierfür die maßgeblich höheren Verwaltungskosten, da in der Begleitung und Bearbeitung der Buchhaltung mehr Zeitinvestition und damit mehr Kostenaufwand in dem zuständigen Personal steckt. Dazu kommt, dass, wie in Kapitel 4 bereits aufgezeigt, die Direktbelieferungsmodelle in der Risikobetrachtung deutliche Nachteile mit sich bringen.

Besonders im Hinblick auf die Einspeisung sollten vor allem überdimensionierte Solarkraftwerke mit dem Lieferkettenmodell die effektivere Vermarktungsstrategie bilden.

Für Anlagen mit einem sehr hohen Eigenverbrauch, realisiert durch eine entsprechende Anlagendimensionierung oder bspw. mit Hilfe von Batteriespeichersystemen, ist die Direktbelieferung ohne Zwischenhändler die deutlich wirtschaftlichere Methode. Durch die geringe Einspeisung und dem Mitwirken eines dritten Unternehmens sind die Erträge im Vergleich zu den Einnahmen zu gering.

Das Lieferketten- oder Zwischenhändlermodell ist eine für die ENTERIA neue Vermarktungsoption. Nach Rückfrage mehrerer, bundesweit agierender Direktvermarktungsdienstleister scheint sich lediglich die WSW Energie & Wasser AG mit diesem Konzept zu befassen. Die entscheidende Anforderung seitens der WSW für das Lieferkettenmodell ist die Lage des Standorts. Das Objekt sollte in Wuppertal oder in unmittelbarer Nähe liegen. Das hat zur Folge, dass das Lieferkettenmodell derzeit lokal gebunden ist und nach aktuellem Standpunkt noch keine alternativen Direktvermarktungsdienstleister gefunden wurden.

Durch diesen Erkenntnissen kann gesagt werden, dass für die Wahl des Vermarktungsmodells eines Mieterstromprojektes sechs entscheidende Kriterien zu beachten sind:

- Entscheidungskomplexität, durch Anzahl der Eigentümer/Mieterstromteilnehmer
- Inkasso-Risiko
- Anlagendimensionierung
- Durchschnittlicher Jahresverbrauch vor Ort
- Eigenverbrauchsanteil
- Verfügbarkeit des Lieferkettenmodells



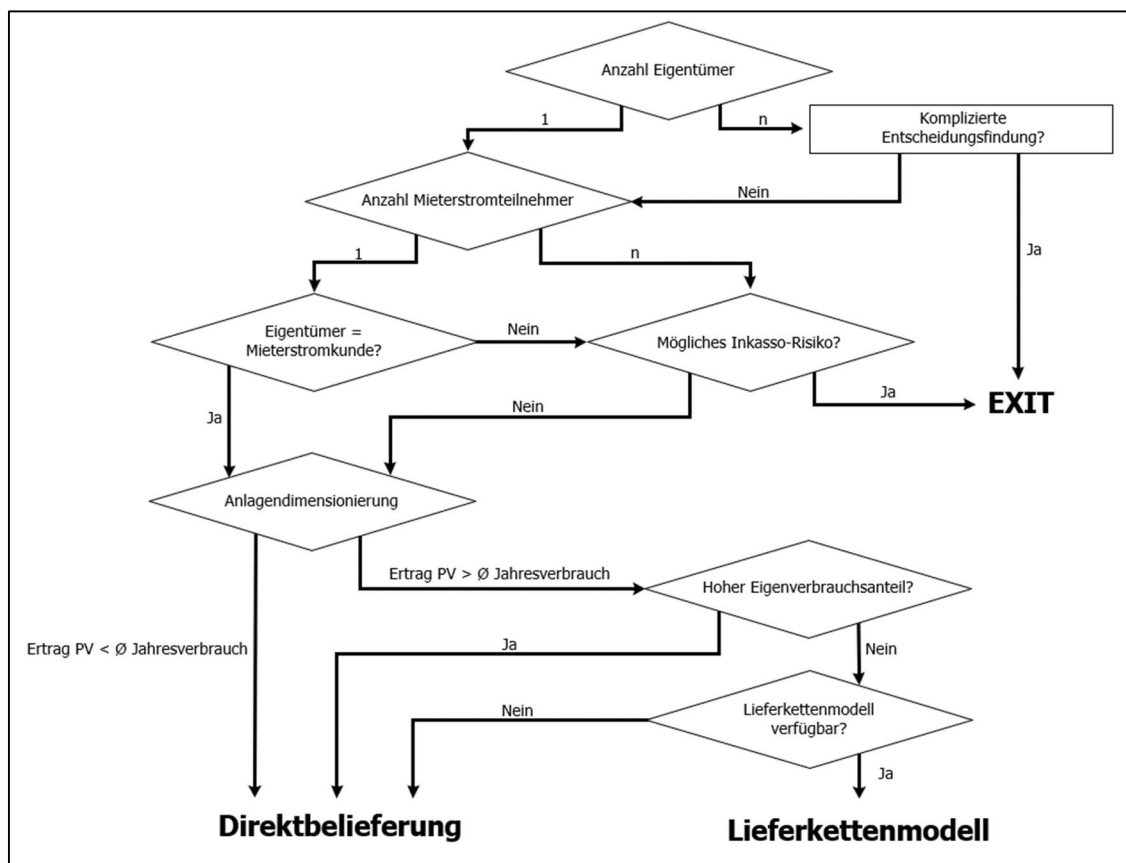


Bild 24: Entscheidungsbaum entlang der Handlungsempfehlung

Der Entscheidungsbaum aus Bild 27 soll der ENTERIA RegioTalstrom GmbH bei der Wahl zur passenden Vermarktungsoption verhelfen. Die bereits festgelegten Kriterien, die es bei der Planung zu beachten gilt, werden in dem Entscheidungsbaum als rautenförmige Knoten dargestellt. So gelangt man entlang der Pfade und der tatsächlichen Gegebenheiten bzw. Möglichkeiten zur der passenden Vermarktungsstrategie. Diese Methode kann auf jede Zusammensetzung von Projektarchetypen und Messkonzept angewendet werden und die pauschale Frage, ob das Unternehmen sich für die Direktbelieferung oder das Lieferkettenmodell entscheiden sollte, beantwortet werden.

Die Handlungsempfehlung sieht vor, dass ein Projektarchetyp inklusive entsprechendes Messkonzept festgelegt wird, mit welchem, sowohl in der Umsetzung als auch durch die Wirtschaftlichkeit, die meisten Vorteile einhergehen.

So zeichnet sich ab, dass sich die ENTERIA RegioTalstrom GmbH bei einer Realisierung von Mieterstrom auf den Verkauf an den Immobilienbetreiber oder einem einzelnen Mieter fokussieren sollte. Grund hierfür ist die positive Auswertung der Gegenüberstellung der Pro- und Contra-Argumente aus Tabelle 3 im Zusammenspiel mit der vielversprechenden Rentabilität aus Tabelle 4. Sollte der Immobilienbetreiber der Begleichung seiner Rechnungen aus dem Stromliefervertrag für die Solarenergie nicht gerecht werden, wirkt sich das auf die seine Gutschrift für die Dachpacht aus. So liegt seine Pflicht zur Zahlung der Stromrechnung in seinem eigenem Interesse. Für den Fall, dass die solare Energie an einen einzelnen Mieter geliefert wird, und dieser Stromkunde der

Zahlung nicht hinterherkommen, besteht die Möglichkeit das Vertragsverhältnis zu beenden und die bereits installierte Photovoltaikanlage für das Folgejahr für die Vollein- speisung zu melden.

Im Zuge dessen kann anhand des Entscheidungsbaums aus Bild 27 identifiziert werden, ob sich das Unternehmen für die Direktbelieferung oder das Lieferkettenmodell entscheiden sollte.

## 6 Exkurs: Digitalisierung der Smart Energy Cloud

Um die Energiewende weiter voranzutreiben, steht die Digitalisierung im Fokus. Neben der Digitalisierung sind Zeitersparnis und das Vereinfachen von komplizierten Prozessen ein nachhaltiger Aspekt, um erneuerbare Energien und deren Verwaltung attraktiver zu gestalten. Aus diesem Grund möchte die ENTERIA RegioTalstrom GmbH eine Online-Plattform für das eigene virtuelle Kraftwerk entwickeln, die das Monitoring der Anlagen und das Begleichen von Rechnungen der verkauften Kilowattstunden der erzeugten Solarenergie beschleunigt. Weiterhin besteht das Interesse die Positionierung der Vermarktungsstrategie mit der Smart Energy Cloud zu verbinden und die Begleitung der von der ENTERIA betriebenen Anlagen inklusive dem Solarstromverkauf zu bündeln.

Nach der erfolgreichen Umsetzung des Online-Bezahlsystems für das Projekt Mati Mati in Mosambik soll darauf aufbauend ein ähnliches Projekt für das virtuelle Kraftwerk entwickelt werden. Nach dem gleichen Prinzip werden nun statt Wassermengen Solarenergiemengen mithilfe der Online-Plattform dargestellt und gehandelt. Sowohl für den Anlagenbetreiber als auch für den Kunden steht ein Monitoring für die Überwachung der Energie- und Zahlungsflüsse zur Verfügung.

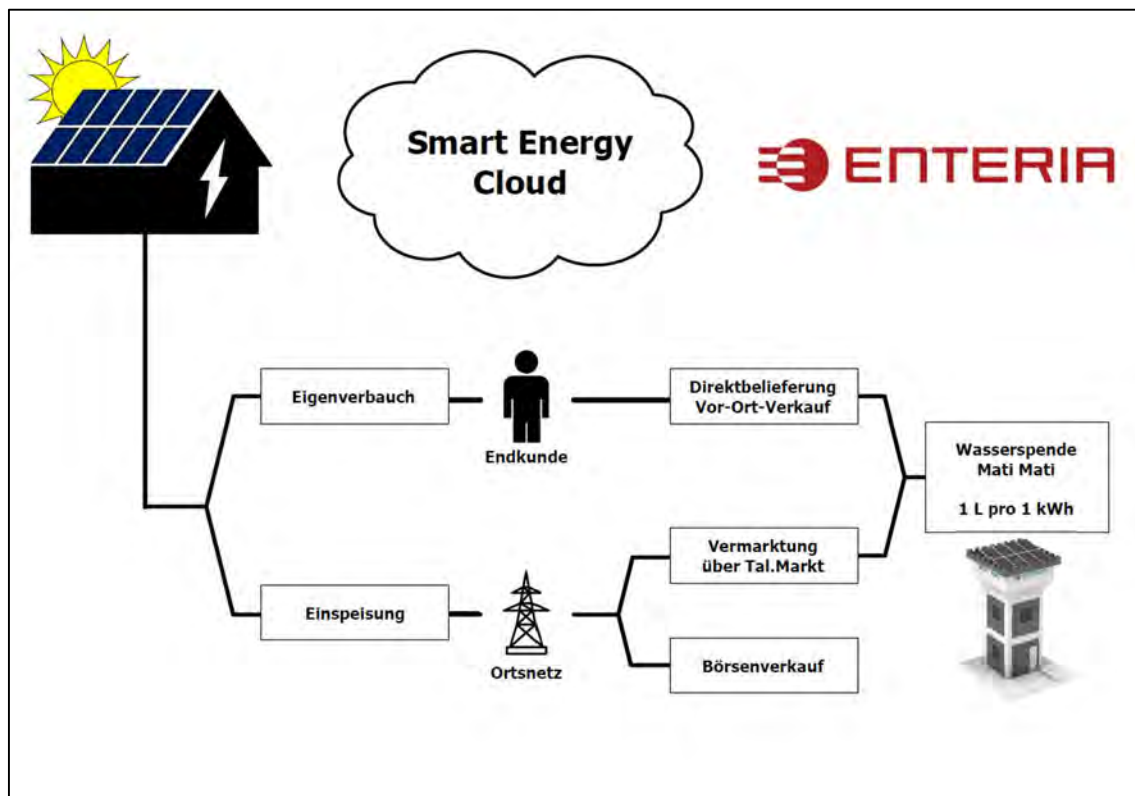
### 6.1 Ziele der Digitalisierung

Die Ziele der Smart Energy Cloud sind klar definiert und werden in Zusammenarbeit mit dem IT-Unternehmen iSAtech water GmbH, welche zur Umsetzung und Programmierung der Webseite verantwortlich ist, realisiert. Für die Vertragspartner werden neben der Energiemengen zur Erzeugung, dem Verbrauch und der Einspeisung auch die Geldflüsse visualisiert in Diagrammen angezeigt. Das zentrale Ziel des Systems ist die Einsparung von Zeit und Verwaltungsaufwand, da in der Vergangenheit für jede einzelne Rechnungserstellung die Zählerstände abgelesen, die Energiemengen berechnet und die Rechnungen manuell erstellt wurden. So soll die Smart Energy Cloud die Möglichkeit haben diese Stromrechnung automatisiert zu erstellen.

Die dazugehörigen Schritte beinhalten die Erfassung der Zählerstände und das Berechnen der Energien inklusive der Rechnungsbeträge. Für ein Projekt, bspw. das Solarkraftwerk auf den Dachflächen von NeuDing, welches eine monatliche Abrechnung vereinbart hat, entsteht ein entsprechender Verwaltungsaufwand. Das Online-Abrechnungssystem dient also der Entlastung der Buchhaltung sowie die Vorbeugung von fehlerhaften Rechnungserstellungen beim manuellen Ermitteln. Das automatisierte Erfassen der notwendigen Daten bietet eine sichere Methode zur korrekten Rechnungserstellung und kann nach Bedarf durch persönliches Ablesen der Zählerstände geprüft werden. Dazu soll für jeden Kunden durch ein Monitoring überprüfbar sein, wieviel Energie die

Photovoltaikanlage produziert hat, wieviel der Kunde davon selbst verbraucht hat und wie groß sein Bedarf an elektrischer Energie generell ist (Anlage 7).

Weiterhin möchte die ENTERIA Unternehmensgruppe das eigene gemeinnützige Wasserprojekt Mati Mati unterstützen. So entstand das in Bild 24 gezeigte Prozessbild zu der ENTERIA Smart Energy Cloud.



*Bild 25: Business Process Management - Smart Energy Cloud*

Um einen gemeinnützigen Anreiz zu schaffen, gehen für jede verkaufte Kilowattstunde Spenden an das Projekt Mati Mati. Die Spende erfolgt in Form des symbolischen Einkaufs eines Liters Wasser von der Stiftung in Euro.

Außerdem möchte die ENTERIA mithilfe des WSW Tal.Markts die Solarenergie weitestgehend regional zur Verfügung stellen und das bergische Land nachhaltig bereichern. Trotz dessen der Smart Energy Cloud keine Grenzen gesetzt und so soll sie in Zukunft ein weltweites Netzwerk bilden.

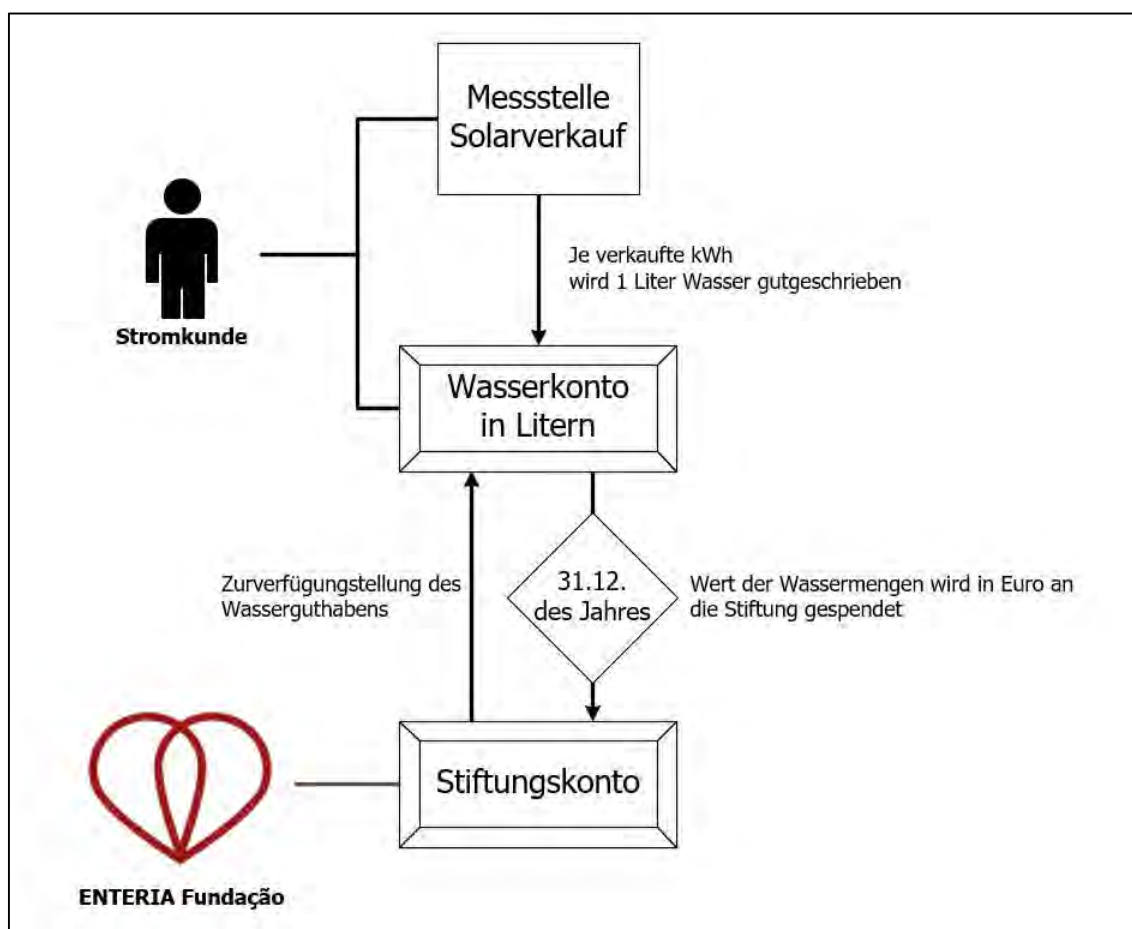
## 6.2 Realisierung der Spenden an Mati Mati in Mosambik

Das Online-Kontensystem ist bereits als Übersicht und Abwicklung der Transaktionen von Wasser- und Zahlungsmengen etabliert. Die Smart Energy Cloud bildet hier lediglich eine weitere Domäne bzw. eine Erweiterung mit den bereits in diesem Kapitel beschriebenen Eigenschaften ab. Die mosambikanische Domäne arbeitet mit den Nutzerkonten, die durch Methoden von post- bzw. pre-paid aufgeladen werden können und an den Wassertürmen in Mosambik für den Erhalt von Wasser zum Einsatz kommen. In diesem

Fall erhält jeder Nutzer eine Karte, um an den zur Verfügung stehenden Wassertürmen der ENTERIA die gewünschten Wassermengen abrufen zu können.

Neben der Nutzung der Photovoltaikanlagen und der damit einhergehenden Teilnahme an der Energiewende soll durch Spenden an das gemeinnützige Projekt Mati Mati eine Motivation geschaffen werden, um weitere Dachflächen pachten zu dürfen und Solarkunden für das virtuelle Kraftwerk zu gewinnen.

Hierfür bekommt jeder Stromkunde automatisch ein Wasserkonto in der Smart Energy Cloud erstellt. Denn für jede gekaufte Kilowattstunde bekommt der Stromkunde einen Liter Wasser auf sein Wasserkonto gutgeschrieben. Weiterhin bekommt der Kunde eine Bezahlkarte zugeschickt und damit die Möglichkeit, mit dieser Karte sein Guthaben zu nutzen und Wasser an den Wassertürmen in Mosambik abholen zu können.



*Bild 26: Prozess zur Wasserspende*

Dieser Prozess wird einmal in Bild 25 dargestellt. Sollte der Stromkunde sein Wasserguthaben nicht verbrauchen, wird der restliche Betrag am letzten Tag eines Kalenderjahres vollständig an die Stiftung in Mosambik gespendet. Statt Naturalien zu spenden, wird der Stiftung der Wert dieser Wassermenge in Euro überwiesen. Hierbei handelt es sich um den Wasserwert in Mosambik.

Bild 26 veranschaulicht die Verteilung der Wasserspenden und die Herkunft zu diesem Prozess. Wie bisher definiert, wird dem Kunde pro gekaufter Kilowattstunde

Solarenergie ein Liter Wasser gutgeschrieben. Diesen Liter Wasser kauft die ENTERIA RegioTalstrom GmbH bei der Stiftung ENTERIA Fundação, welche hinter dem Projekt in Mosambik steht. Für jede Dorfgemeinschaft, welche mit solarbetriebenen Wassertürmen ausgestattet wurde, hat die Stiftung ein Treuhandkonto, um das Kapital in den jeweiligen Orten im Sinne des Projektes verwalten zu können. Die Haupteinnahmequelle dieser Treuhandkonten ist der Wasserverkauf vor Ort. Von den Einnahmen gehen jeweils 25 % an den örtlichen Vertriebsmitarbeiter und Wartungsbeauftragten. 50 % dieser Einnahmen bleiben für das Treuhandkonto und können für Sanierungen oder Ersatzteilbeschaffung genutzt werden.

Da die Spenden an das Flaggschiff, also die Stiftung, des Projektes geht, kann die Stiftung diese Spenden verwalten. Demzufolge kann je nach Bedarf das Spendenkapital an die entsprechenden Treuhandkonten der Dorfgemeinschaften weitergeleitet werden.

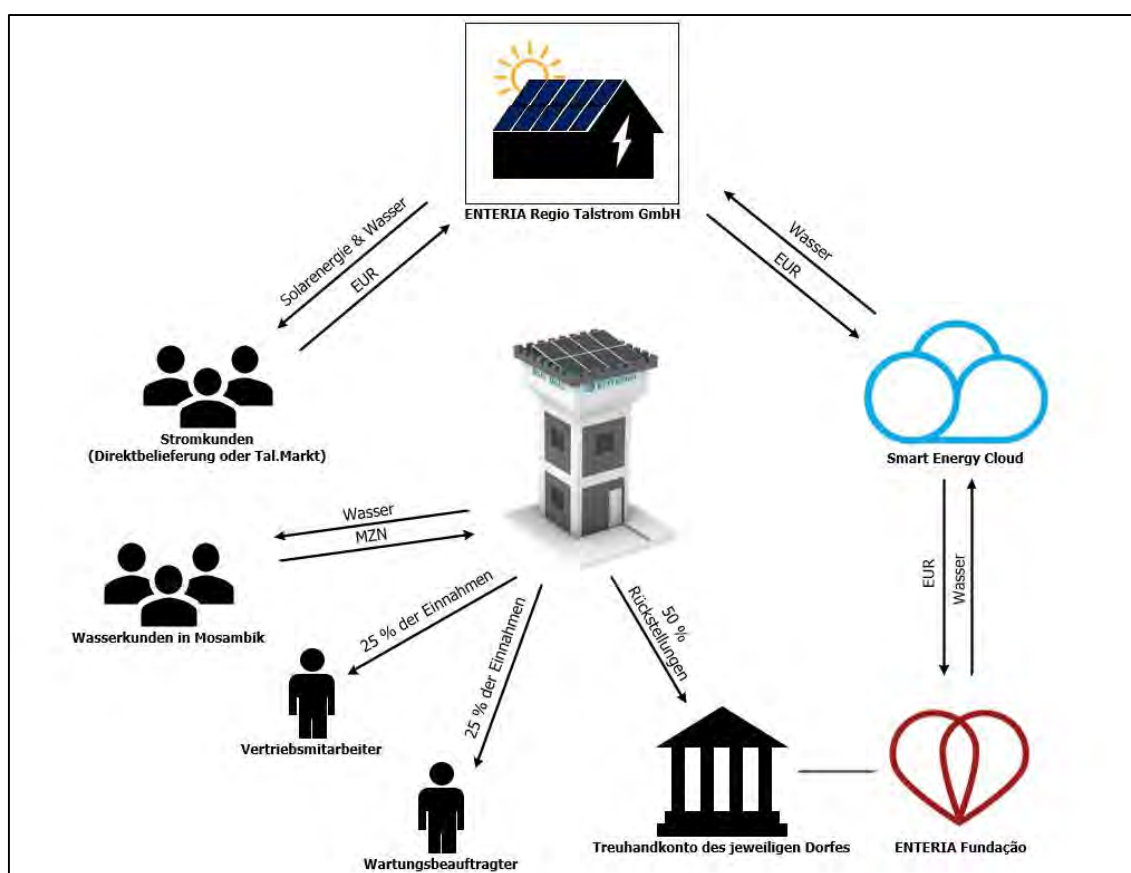


Bild 27: Smart Energy Cloud Spendenverteilung

Das Wasser wird den Menschen günstig zum Verkauf angeboten statt kostenfrei zur Verfügung gestellt. Grund dafür ist, dass das Projekt nicht durch Mangel an Spenden oder Sponsoren zu einem wirtschaftlichen und somit realen Scheitern führen soll. Die Einnahmen zusammen mit den zusätzlichen Spenden bleiben im Kreislauf der Stiftung bzw. der Treuhandkonten und werden entweder durch Personal- oder Instandhaltungskosten eingesetzt. So kann sich das Projekt von selbst tragen und je nach Zustand sogar ausgebaut und weitere Projekte umgesetzt werden.

### 6.3 Systembausteine des Online-Bezahlsystems

Die Systembausteine können in Hard- und Software untergliedert werden. Die elektrischen Komponenten bieten die Schnittstellen für die Kommunikation der Software. So ist der SmartDog der Firma ecodata GmbH das Herzstück, welches mittels der Wechselrichter die Energien der Photovoltaikanlagen erfasst und ebenso die Zählerstände mithilfe eines optischen Lesekopfs kopieren und speichern kann. Weiterhin ist durch eine zusätzliche Lizenz bzw. Software für die entsprechenden SmartDogs der Austausch zwischen Energiemanagementsystem und Portal des Online-Abrechnungssystems gewährleistet. Das von der Firma iSAtech water GmbH programmierte Portal kann anhand der Lizenz von ecodata auf die erfassten Zählerstände zugreifen, welche wesentlich für die Rechnungserstellung sind.

Das Online-Bezahlsystem soll weiterhin die Möglichkeit bieten auf den WSW Tal.Markt zuzugreifen und zu beobachten wieviel der eingespeisten Energien an die Letztverbraucher in der Region gehen. Für die direkte Vermarktung durch den WSW Tal.Markt sollen ebenfalls je regional verkaufte Kilowattstunde Spenden an das Projekt Mati Mati gehen. Auch hierfür stellt das Portal ein Monitoring zur Verfügung und zeigt unter anderem das Ausmaß an Spenden des jeweiligen Kunden an.

### 6.4 Wertschöpfung und Abrechnung

Die Abrechnungen erfolgen nach den Formeln aus Kapitel 2.2. In Excel-Tabellen Anlage 8 und 9) wurden die Rechnungen inklusive Bezeichnungen für die Energie- und Zahlungsflüsse zur Verfügung gestellt. Die iSAtech water GmbH hat die Berechnungen in den Quelltext zur Programmierung des Portals eingebunden und können nach Einordnung bzw. Tagging der Messkonzepte entsprechend zugeteilt werden (Anlage 10).

So wird nach dem Tagging die zutreffende Berechnung durchgeführt und die korrekten Energien zur Rechnungserstellung ermittelt. Das Tagging hat also eine ausschlaggebende Wirkung auf die Ermittlung der Zählerstände im betreffenden Abrechnungszeitraum (Anlage 11).

Die Formeln zur Berechnung wurden aus eigener Planung und sinnvoller Strukturierung der Messkonzepte entwickelt. Außerdem wurde insbesondere für das komplizierte Abrechnungsverfahren im Bereich des geförderten Mieterstroms eine Recherche bei Deutschlands führendem Messstellenbetreiber Discovergy GmbH durchgeführt, der selbst schon ein Portal zum Monitoring aufgestellt und ausgerollt haben.

Lediglich die Ausstellung der Gutschriften bzw. Dachpachten erfolgt noch manuell. Die entsprechenden Energiemengen können aus dem Online-Portal entnommen werden. Allerdings ist die Dachpacht ebenfalls abhängig von dem Umsatz durch die Direktvermarktung. Die Vergütung der Direktvermarktung durch die WSW wird derzeit postalisch übermittelt und muss somit manuell mit einberechnet werden.

## Literaturverzeichnis

- [1] J. Sutter, „Das EEG 2023 – Der Kabinettsbeschluss vom 6.4.2022“, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V., 29. Juni 2022.
- [2] C. Karp, „Mikro-Mieterstrom: eine Alternative zum neuen Mieterstromgesetz“, 2019.
- [3] A. Oliva, F. Bockelmann, M. Peter, D. Bestenlehner, und H. Drück, „SolSys Analyse und Optimierung solarer Energieversorgungssysteme (Wärme/Strom) für Gebäude“, Juli 2019.
- [4] Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages, „Zur Abnahmepflicht von Mieterstrom und der Wahlfreiheit des Energieversorgers“, Jan. 2021.
- [5] BMWK, „Häufig gestellte Fragen zum Mieterstrom“. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Mieterstrom/faq-mieterstrom.html>
- [6] Bundesministerium der Justiz, „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“, Mai 2023.
- [7] BMWK, „Mieterstromzuschlag“. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEGAufsicht/Mieterstrom/start.html>
- [8] Bundesnetzagentur, „Rechnungen und Sperrungen“. <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/RechnungenSperrungen/start.html>
- [9] P. Würth, „Stromlieferverträge (PPAs) für Mieterstrom richtig aufsetzen“, *node.energy*, 11. April 2023. <https://www.node.energy/blog/stromliefervertrage-ppas-fur-mieterstrom-richtig-aufsetzen>
- [10] P. Würth, „6 Tipps für den erfolgreichen Verkauf von Solarstrom an Ihre Mieter“, 11. April 2023. <https://www.node.energy/blog/6-tipps-fur-eine-erfolgreiche-pv-direktlieferung>
- [11] node.energy, „Gewerblicher Mieterstrom Praxiswissen zu Lieferverträgen und Abrechnungen“, Juni 2022.
- [12] T. Frahm, „Einspeisevergütung für Photovoltaik nach EEG 2023“, *www.solaranlagen-portal.de*, Feb. 2023, [Online]. Verfügbar unter: <https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/wirtschaftlichkeit/einspeiseverguetung>
- [13] RELAW GmbH – Gesellschaft für angewandtes Recht der Erneuerbaren Energien, „Wann und wie ändern sich die Vergütungssätze für PV-Strom?“, *Clearingstelle EEG|KWKG*, 8. Februar 2023. <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/haeufige-rechtsfrage/73>
- [14] Next Kraftwerke GmbH, „Was ist die Marktprämie?“ <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/marktpraemie>



- [15] „Spotmarktpreis nach § 3 Nr. 42a EEG“, *Netztransparenz*, 2023. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie-Marktwerte/Spotmarktpreis>
- [16] „Marktwertübersicht“, *Netztransparenz*, 2023. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie-Marktwerte/Marktwerte>
- [17] BMWK, „Photovoltaik-Strategie“, 2023. [Online]. Verfügbar unter: [www.bmwk.de](http://www.bmwk.de)
- [18] Deutsche Energie-Agentur, „DENA-GEBÄUDEREPORT 2023. Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand.“, Oktober 2022.
- [19] S. Dr. Bolay und DIHK, „Eigenerzeugung, Eigenversorgung, Mieterstrom und Stromdirektlieferung“, Mai 2018. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.solarwirtschaft.de/>

## Abbildungsverzeichnis

<i>Bild 1: Struktur der ENTERIA Unternehmensgruppe</i> .....	2
<i>Bild 2: Mitwirkende Unternehmen und Partner</i> .....	3
<i>Bild 3: ENTERIA Smart Energy Cloud</i> .....	4
<i>Bild 4: Anteil von Mieterstrom am Gesamt-PV-Zubau 2021 [1]</i> .....	6
<i>Bild 5: Struktur und Beziehungen unter den Rollen im Mieterstrom</i> .....	7
<i>Bild 6: Messkonzept 1 – Eine Schar von Unterzählern</i> .....	9
<i>Bild 7: Messkonzept 2 – Solarverkauf am Übergabezähler</i> .....	12
<i>Bild 8: Messkonzept 3 - Lieferkettenmodell</i> .....	14
<i>Bild 9: Darstellung der Vermarktung im Lieferkettenmodell</i> .....	20
<i>Bild 10: Fallstudie 1 und 2 - Dasnöckel</i> .....	21
<i>Bild 11: Ertragsprognose - Dasnöckel anhand Beispiel Hausnummer 83</i> .....	22
<i>Bild 12: Darstellung der Vermarktung von Fallstudie 1 (Klassisches Mieterstrommodell)</i> .....	22
<i>Bild 13: Fallstudie 3 und 4 - NeuDing</i> .....	24
<i>Bild 14: Ertragsprognose - NeuDing</i> .....	25
<i>Bild 15: Darstellung der Vermarktung von Fallstudie 3 (Verkauf an einen einzelnen Kunden)</i> .....	25
<i>Bild 16: Fallstudie 5 und 6 - DiGass</i> .....	26
<i>Bild 17: Ertragsprognose - DiGass 20 kVA-Anlage</i> .....	27
<i>Bild 18: Darstellung der Vermarktung von Fallstudie 5</i> .....	28
<i>Bild 19: Ertragsprognose - DiGass im Lieferkettenmodell</i> .....	29
<i>Bild 20: Fallstudie 7 und 8 - DiGass inkl. Untermieter</i> .....	30
<i>Bild 21: Ertragsprognose - DiGass inkl. Untermieter 20 kVA-Anlage</i> .....	31
<i>Bild 22: Darstellung der Vermarktung von Fallstudie 7</i> .....	31
<i>Bild 23: Ertragsprognose - DiGass inkl. Untermieter im Lieferkettenmodell</i> .....	32
<i>Bild 27: Entscheidungsbaum entlang der Handlungsempfehlung</i> .....	45
<i>Bild 24: Business Process Management - Smart Energy Cloud</i> .....	48
<i>Bild 25: Prozess zur Wasserspende</i> .....	49
<i>Bild 26: Smart Energy Cloud Spendenverteilung</i> .....	50

## Tabellenverzeichnis

<i>Tabelle 1: Einspeisevergütung nach EEG 2023 .....</i>	16
<i>Tabelle 2: Matrix zur Realisierung der Projekte und den möglichen Vermarktungsstrategien .....</i>	18
<i>Tabelle 3: Übersicht der Pro- und Contra-Argumente der Projekte .....</i>	33
<i>Tabelle 4: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Fallstudien .....</i>	37
<i>Tabelle 5: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei 100 % Eigenverbrauch .....</i>	41

## Verwendete Abkürzungen

EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
WSW	Wuppertaler Stadtwerke (hier: WSW Energie & Wasser AG)
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
PPA	Power Purchase Agreement
WEG	Wohnungseigentümergeinschaft
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowattpeak
kVA	Kilovoltampere

## Anhang

1. Ertragsprognose Projekt Dasnöckel (Beispiel an Hausnummer 83)  
(PDF-Datei, „Ertragsprognose\_Dasnoeckel\_Bsp\_Hausnr\_83“)
2. Ertragsprognose Projekt NeuDing  
(PDF-Datei, „Ertragsprognose\_NeuDing“)
3. Ertragsprognose Projekt DiGass  
(PDF-Datei „Ertragsprognose\_DiGass“)
4. Berechnung der Wirtschaftlichkeit aller Fallstudien  
(Excel-Datei, „Wirtschaftlichkeit\_Fallstudien“)
5. Preisblatt für den Stromtarif bei der WSW Netz GmbH für private Kunden  
(PDF-Datei, „Preise-Strom-Classic-2309\_Privat“)
6. Preisblatt für den Stromtarif bei der WSW Netz GmbH für Gewerbekunden  
(PDF-Datei, „Preise-Strom-Eco-Classic-2309\_Gewerbe“)
7. PowerPointPräsentation zur Vorstellung der Smart Energy Cloud  
(PDF-Datei, „SmartEnergyCloud\_20230315“)
8. Vorlage zur Berechnung von Energie- und Zahlungsflüssen von Mieterstrom nach BMWK  
(PDF-Datei, „Berechnung\_Mieterstrom\_BMWK“)
9. Vorlage zur Berechnung von Energie- und Zahlungsflüssen von Mieterstrom mit einem einzelnen Stromkunden  
(PDF-Datei, „Berechnung\_Mieterstrom\_Verkauf\_an\_Übergabezähler“)
10. Übersicht der Systemarchitektur der Smart Energy Cloud  
(PDF-Datei, „PayU-Diagramm“)
11. Übersicht des Systemabgabeprozesses der Smart Energy Cloud  
(PDF-Datei, „PayU-Diagramm-Abgabe“)
12. Anleitung zur Konfiguration des Energiemanagementsystems für die Smart Energy Cloud  
(PDF-Datei, „Anleitung\_Online-Portal\_iSAtech“)
13. Anleitung zur Einbindung der Photovoltaikanlagen in der Smart Energy Cloud  
(PDF-Datei, „Prozessbild\_Digitalisierung\_Portal\_20230829“)