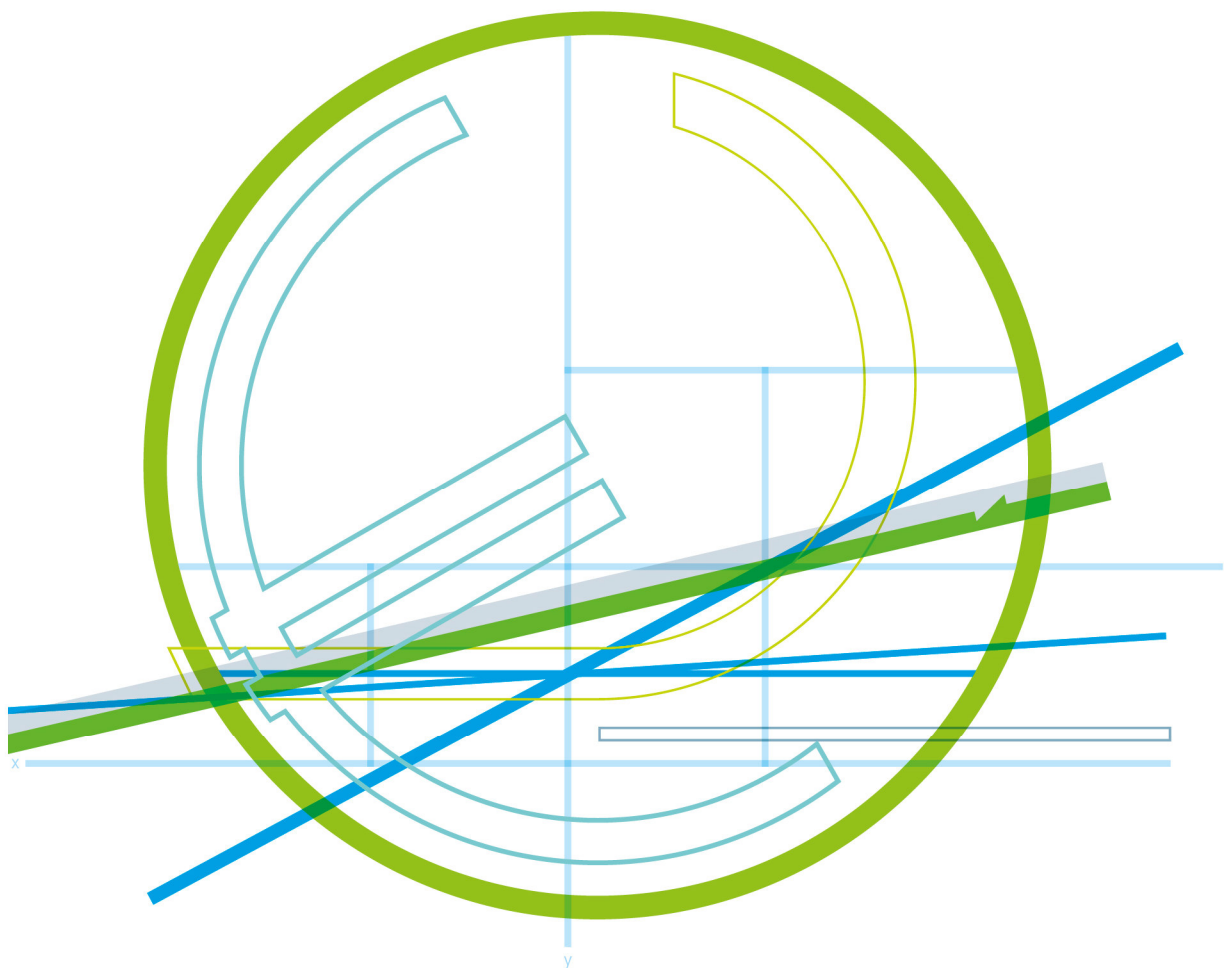


Marktmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien im intelligenten, dezentralen Energiesystem



VORWORT

Die Publikationsreihe **BLUE GLOBE REPORT** macht die Kompetenz und Vielfalt, mit der die österreichische Industrie und Forschung für die Lösung der zentralen Zukunftsaufgaben arbeiten, sichtbar. Strategie des Klima- und Energiefonds ist, mit langfristig ausgerichteten Förderprogrammen gezielt Impulse zu setzen. Impulse, die heimischen Unternehmen und Institutionen im internationalen Wettbewerb eine ausgezeichnete Ausgangsposition verschaffen.

Jährlich stehen dem Klima- und Energiefonds bis zu 150 Mio. Euro für die Förderung von nachhaltigen Energie- und Verkehrsprojekten im Sinne des Klimaschutzes zur Verfügung. Mit diesem Geld unterstützt der Klima- und Energiefonds Ideen, Konzepte und Projekte in den Bereichen Forschung, Mobilität und Marktdurchdringung.

Mit dem **BLUE GLOBE REPORT** informiert der Klima- und Energiefonds über Projektergebnisse und unterstützt so die Anwendungen von Innovation in der Praxis. Neben technologischen Innovationen im Energie- und Verkehrsbereich werden gesellschaftliche Fragestellung und wissenschaftliche Grundlagen für politische Planungsprozesse präsentiert. Der **BLUE GLOBE REPORT** wird der interessierten Öffentlichkeit über die Homepage www.klimafonds.gv.at zugänglich gemacht und lädt zur kritischen Diskussion ein.

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm „Neue Energien 2020“. Mit diesem Programm verfolgt der Klima- und Energiefonds das Ziel, durch Innovationen und technischen Fortschritt den Übergang zu einem nachhaltigen Energiesystem voranzutreiben.

Wer die nachhaltige Zukunft mitgestalten will, ist bei uns richtig: Der Klima- und Energiefonds fördert innovative Lösungen für die Zukunft!

A stylized, handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, connected strokes.

Ingmar Höbarth
Geschäftsführer, Klima- und Energiefonds

A handwritten signature in black ink that reads 'Theresia Vogel' in a cursive script.

Theresia Vogel
Geschäftsführerin, Klima- und Energiefonds

INHALTSVERZEICHNIS

1. EINLEITUNG	4
2. INHALTLICHE DARSTELLUNG	8
2.1. INTERNATIONALE RECHERCHE ZU BEREITS PRAKTIZIERTEN UND MÖGLICHEN ZUKÜNFTIGEN GIPV- GESCHÄFTSMODELLEN	8
2.1.1. Akteure bei PV-Geschäftsmodellen.....	8
2.1.2. Weltweite Analyse von PV-Geschäftsmodellen	9
2.1.3. PV-Geschäftsmodelle in der Zukunft	15
2.2. DETAILENTWICKLUNG EINER BASISTYPOLOGIE VON GIPV-MARKTMODELLEN	20
2.2.1. Grundlegende Faktoren für GIPV-Marktmodelle.....	20
2.2.2. 6 Typen für GIPV-Marktmodelle.....	23
2.3. RECHTLICHE ANALYSE VON GIPV-MARKTMODELLEN	28
2.3.1. Sachenrechtliche Zuordnung von PV-Anlagen	28
2.3.2. Energierechtliche Einstufung von PV-Anlagen und Verteilernetzen	29
2.3.3. Vertragsrechtliche Rahmenbedingungen für Stromlieferverträge.....	44
2.3.4. Mietrechtliche Rahmenbedingungen	49
2.3.5. Abgaben.....	54
2.4. ANALYSE DER MARKTMODELLTYPEN AUS ENERGIEWIRTSCHAFTLICHER SICHT	56
2.4.1. Der Wert der Photovoltaik im Elektrizitätssystem	56
2.4.2. Einfluss von GIPV auf das Stromnetz.....	63
2.4.3. Vertrieb von GIPV-Überschüssen auf Hot Spot- bzw. Ausgleichs- Regelenergiemärkten	68
2.4.4. Möglichkeiten des Energiemanagements vor Ort	71
2.5. HAUSTECHNISCHE ANALYSE – TECHNISCHE MÖGLICHKEITEN VOM MODUL ZUM NETZ	78
2.5.1. Anlagenverschaltung	78
2.5.2. Erfassung und Verrechnung	83
2.5.3. Zusammenführung von Anlagenverschaltung und Verrechnung	85
2.5.4. Investitionsaufwand der Haustechnik	87
2.6. IMMOBILIEN-VERMARKTUNGSANALYSE	93
2.6.1. Marktakzeptanz bzw. Vermarktbarkeit von GIPV-Immobilien	93
2.7. BETRIEBSWIRTSCHAFTLICHE ANALYSE.....	104
2.7.1. Grundlagen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen	104
2.7.2. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen	108
2.8. EFFEKTIVE ÖFFENTLICHE FÖRDERMODELLE ZUR FORCIERUNG VON GIPV-MARKTMODELLEN.....	123
2.8.1. Grundsätzliche Kriterien von Photovoltaik-Förderungen.....	123
2.8.2. Analyse der PV-Fördersituation in Österreich.....	124
2.8.3. PV-Fördermodelle für eine rasche und nachhaltige Entwicklung des Markts (insbesondere hinsichtlich GIPV)	125
2.8.4. Empfehlungen für Fördermodelle mit Fokus auf Forcierung von GIPV- Marktmodellen	130
2.9. DARSTELLUNG UND BEWERTUNG AUSGEWÄHLTER FALLBEISPIELE	132
2.9.1. Darstellung der ausgewählten Bauprojekte	132
2.9.2. Berechnungen und Darstellung der Ergebnisse.....	133
2.9.3. Zusammenfassung und Bewertung der Fallbeispiele	136
3. ERGEBNISSE UND SCHLUSSFOLGERUNGEN	138

3.1. BEWERTUNG DER FESTGELEGTEN SECHS TYPEN FÜR GIPV-MARKTMODELLE AUF BASIS DER EINZELNEN ANALYSEN.....	138
3.1.1. <i>Schlussfolgerungen aus der rechtlichen Analyse</i>.....	138
3.1.2. <i>Schlussfolgerungen aus der energiewirtschaftlichen Analyse</i>	144
3.1.3. <i>Schlussfolgerungen aus der haustechnischen Analyse</i>	145
3.1.4. <i>Schlussfolgerungen aus der Immobilien-Vermarktungsanalyse</i>.....	147
3.1.5. <i>Schlussfolgerungen aus der betriebswirtschaftlichen Analyse</i>.....	148
3.2. ABSCHLIEßENDE GESAMTHEITLICHE BEWERTUNG DER FESTGELEGTEN SECHS TYPEN FÜR GIPV-MARKTMODELLE.....	150
3.3. AUSBLICK UND EMPFEHLUNGEN.....	156
4. LITERATURVERZEICHNIS	158

1. Einleitung

Ausgangslage

Photovoltaik (PV) und insbesondere gebäudeintegrierte Photovoltaik (GIPV) sind ein klarer und oft vermittelter Schwerpunkt in der österreichischen Technologie- und Energiestrategie. Derzeit finden PV und GIPV-Lösungen in Österreich aber hauptsächlich bei Einfamilienhäusern Anwendung. Business-Konzepte für PV- oder GIPV-Anwendungen an großvolumigen Mehrparteien-Gebäuden unter Versorgung der Nutzer existieren praktisch nicht. Damit wuchs PV bis dato nur in einem Minderheiten-Segment im Immobilienbereich. Dies liegt im Wesentlichen an folgenden Gründen:

- Bestehende Einspeiseförderungen schaffen keinen Anreiz für eine wirtschaftlich konzipierte Verwendung von Gebäudeflächen zur Eigenversorgung mit Strom im Gebäude. Da die Einspeisetarife deutlich attraktiver als die Verbrauchertarife sind, ist es ökonomisch interessanter, den am Gebäude gewonnenen PV-Strom zur Gänze ins Netz einzuspeisen und nicht selbst im Gebäude zu nutzen. Volks- und energiewirtschaftlich macht es aber keinen Sinn, Energie dezentral zu produzieren, ohne diese wirtschaftlich vor Ort zu nutzen.
- Betreiber von Mehrparteien-Immobilien haben keinen ökonomischen Nutzen von einer PV-Stromproduktion am bzw. -nutzung im Gebäude. Die Energiekosten werden ausschließlich von den Nutzern im Gebäude (Mieter, Wohnungskäufer) getragen und nicht von den Immobilien-Investoren oder Betreibern. Somit profitieren bei einer gebäudeeigenen PV-Stromversorgung die Mieter von geringeren Stromkosten, nicht aber die Immobilien-Investoren. Den Gebäudebetreibern mangelt es an Konzepten, wie sie den PV-Strom wirtschaftlich im Gebäude absetzen können.
- Die Mieter bzw. Nutzer stehen – was die Stromversorgung betrifft – in keinem Vertragsverhältnis zum Gebäudebetreiber, sondern zu einem frei wählbaren Energieversorgungsunternehmen. Dies erschwert die Stromversorgung der Mieter mit gebäudeeigenem PV-Strom. Zudem haben Nutzer in der Regel wenig direkten Einfluss auf die energetische Gebäudekonzeption und können daher schwer in PV-Lösungen investieren.
- Energieunternehmen bzw. -investoren sind – solange es keine interessanten Absatzmöglichkeiten des PV-Stroms am Ort der Erzeugung gibt – nicht vorrangig an für PV nutzbaren Gebäudeflächen interessiert, da sie andere Flächen zu günstigeren und einfacheren Konditionen erhalten können.

Aufgabenstellung

Um GIPV¹ in Mehrparteien-Immobilien zu forcieren, sind Geschäftsmodelle gefragt, die mit dem Ziel der Eigenversorgung des Gebäudes ein rentables Investment in PV-Anlagen an Gebäuden erlauben.

Ziel der vorliegenden Studie war es, mögliche Geschäftsmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien, in die Gebäudebetreiber, Mieter und Energieunternehmen als die wesentlichen Akteure bzw. potentiellen Investoren eingebunden sind, zu untersuchen. Dabei galt es, bestehende Fördersysteme zu berücksichtigen, aber insbesondere auch eine zukünftige Situation ohne Fördersysteme zu betrachten. Die zentralen Fragestellungen waren:

- Wer kann sinnvoll in GIPV bei Mehrparteien-Immobilien investieren?
- Wie kann das Investment rentabel bzw. gewinnbringend erfolgen?
- Welche ökonomischen Absatzmöglichkeiten für den PV-Strom gibt es und wie sehen die rechtlichen Rahmenbedingungen dafür aus?
- Welchen Einfluss haben GIPV-Mehrparteien-Immobilien auf das Gesamtenergiesystem bzw. wie kann die dezentrale Energieproduktion sinnvoll in das Gesamtenergiesystem integriert werden?
- Welchen Stellenwert haben GIPV-Immobilien am Immobilienmarkt?
- Welche Schritte sind für eine raschere und erfolgreiche Etablierung von GIPV-Mehrparteien-Immobilien zu setzen?

Schwerpunkte des Projekts und Methodik

Die Fragestellungen und Schwerpunktsetzungen des Projekts wurden in 8 Pakete strukturiert:

1.) Internationale Marktrecherche

Es wurde erhoben, ob und inwiefern international bereits Marktmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien existieren oder praktiziert werden bzw. wie international der an Gebäuden produzierte PV-Strom genutzt wird. Weiters wurde der Fragestellung nachgegangen, welche Tendenzen sich international hinsichtlich GIPV-Geschäftsmodellen abzeichnen.

2.) Entwicklung einer Basis-Typologie von Marktmodellen

Es wurden die ausschlaggebenden Einflussfaktoren für die Umsetzung von GIPV-Marktmodellen (wer investiert? an welchem Gebäudetyp? zu welchem Anteil soll der Strombedarf des Gebäudes mit PV gedeckt werden?) ermittelt und unter Berücksichtigung dieser Faktoren sechs verschiedene – unter realen Marktgegebenheiten möglichst multiplizierbare – Modelltypen entwickelt.

3.) Rechtliche Analyse

¹ Wenn von „Gebäudeintegrierter Photovoltaik“ (GIPV) gesprochen wird, ist damit eigentlich die anzustrebende Variante der architektonischen bzw. funktionellen Integration der Photovoltaik zu verstehen. Natürlich gelten alle Überlegungen in diesem Bericht auch für Anlagen, die einfach auf das Dach aufgesetzt sind, d.h. weder architektonisch integriert sind, noch eine Funktionalität des Gebäudes übernehmen. In diesem Bericht wurde daher generell der Begriff GIPV für im Verband mit Gebäuden stehende PV-Anlagen verwendet.

Es wurde die österreichische Rechtslage insbesondere hinsichtlich folgender Fragestellungen analysiert:

- Wie ist die PV-Anlage sachenrechtlich zuzuordnen, wenn eine andere Rechtsperson als der Gebäudeeigentümer Betreiber der Anlage ist?
- Wie ist das Leitungsnetz zum Transport des mit einer GIPV-Anlage erzeugten Stroms (sowie von aus dem öffentlichen Netz geliefertem Strom) an die Endverbraucher im Gebäude energierechtlich einzustufen?
- Welche energierechtlichen Rechte und Pflichten hat der Betreiber einer GIPV-Anlage, insbesondere wenn er Strom an die Mieter im Gebäude liefert?
- Wie können Mieter vertraglich an die Versorgung mit Strom aus der gebäudeeigenen PV-Anlage gebunden werden?
- Welche Vorgaben für Errichtung, Finanzierung, Betrieb und Erhaltung der GIPV-Anlage ergeben sich aus dem Mietrechtsgesetz? (Können Kosten für Errichtung, Betrieb und Erhaltung der Anlage an Mieter weitergegeben werden? Wie kann die Stromlieferung vom Vermieter an Mieter abgerechnet werden?)

4.) Energiewirtschaftliche Analyse

Es wurde generell der Wert von PV für das Elektrizitätssystem erörtert sowie der Einfluss von vermehrten GIPV-Anwendungen auf die Stromnetze analysiert. Besonders berücksichtigt wurden Möglichkeiten des Vertriebs von GIPV-Überschüssen (abgesehen von der Einspeisung ins öffentliche Netz) sowie Möglichkeiten des Energiemanagements bei den Verbrauchern vor Ort. Damit wurden Varianten geprüft, wie die Nutzung der dezentral durch GIPV erzeugten Energie möglichst direkt vor Ort unterstützt werden kann.

5.) Haustechnische Analyse

Es wurden die möglichen Verschaltungs- und Anschlussvarianten von PV-Anlagen im mehrgeschossigen Wohn- bzw. Bürobau beschrieben, mögliche Verrechnungsmethoden dargestellt und die Installationskosten für die einzelnen Verschaltungs- und Verrechnungsvarianten ermittelt.

6.) Immobilien-Vermarktungsanalyse

Es wurden im Rahmen einer Markterhebung (Befragung) die generelle Akzeptanz von GIPV-Immobilien bei potentiellen Mietern bzw. Wohnungseigentümern sowie die für Gebäudenutzer entscheidenden Argumente für GIPV-Immobilien untersucht. Ebenfalls erhoben wurde die Bereitschaft zu gewissen Konditionen wie vorübergehend höhere Stromkosten oder pauschalierte Stromabrechnung.

7.) Betriebswirtschaftliche Analyse

Es wurden Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit bzw. Rentabilität der einzelnen in der Basistypologie entwickelten Modelle durchgeführt und die entscheidenden Einflussfaktoren ermittelt.

8.) Analyse effektiver öffentlicher Fördermodelle zur Forcierung von GIPV-Marktmodellen

Es wurden die wesentlichen Elemente für Fördermodelle, die zur Forcierung von GIPV-Marktmodellen beitragen, erhoben und dargestellt.

Aufbau der Arbeit

Der vorliegende Bericht ist so strukturiert, dass die relevanten Fragestellungen aus den oben angeführten Arbeitspaketen nacheinander beantwortet werden. Aus den gewonnenen Erkenntnissen werden dann konkrete Schlussfolgerungen angestellt und eine Bewertung der entwickelten GIPV-Marktmodelle abgegeben.

2. Inhaltliche Darstellung

2.1. Internationale Recherche zu bereits praktizierten und möglichen zukünftigen GIPV-Geschäftsmodellen

2.1.1. Akteure bei PV-Geschäftsmodellen

Photovoltaik als einer der weltweit größten Wachstumsmärkte im Technologiebereich steht an der Schwelle zum marktfähigen Produkt, das auch ohne Förderungen im Wettbewerb mit den anderen Stromerzeugungstechnologien bestehen kann. Besonders im Verband mit Gebäuden ist die zu substituierende Kilowattstunde diejenige, die Endkonsumenten an den Stromversorger zu zahlen haben, d. h. typischerweise etwa 16-20 €Cent – ein Vielfaches des börsenorientierten Strom-Marktpreises. Dadurch muss auch nicht die Vergleichbarkeit mit den Kosten der Stromproduktion aus (oft abgeschriebenen) Großkraftwerken gesucht werden, vielmehr rückt bei der Photovoltaik die unmittelbare Nutzung am Ort der Gesteherung in den Mittelpunkt. Der Erzeugung von PV-Strom an Gebäuden mit dem Ziel, die erzeugte Energie auch möglichst direkt im Gebäude zu nutzen, kommt ein besonderer Stellenwert zu.

Da in vielen Ländern mit starkem Photovoltaik-Markt derzeit noch die Einspeisetarife („feed-in-tariff“) dominieren, stellen sich hierbei die Fragen der Eigennutzung nicht, was die Thematik wesentlich vereinfacht. Erst wenn – wie in Deutschland – die Eigennutzung finanziell interessant wird (z.B. dadurch, dass – wie derzeit – ein Bonus ausbezahlt wird), nimmt die Komplexität auch bei der Einspeiseförderung zu. Besonders in Zeiten nach einer erhöhten Einspeisevergütung wird die Frage der Eigennutzung eine Wesentliche werden. Diese Studie betrachtet insbesondere auch die Periode nach der Endkunden-Förderung der Technologie.

In den Prozess der Gestaltung von Geschäftsmodellen für GIPV-Mehrparteien-Immobilien können diverse Akteure involviert sein:

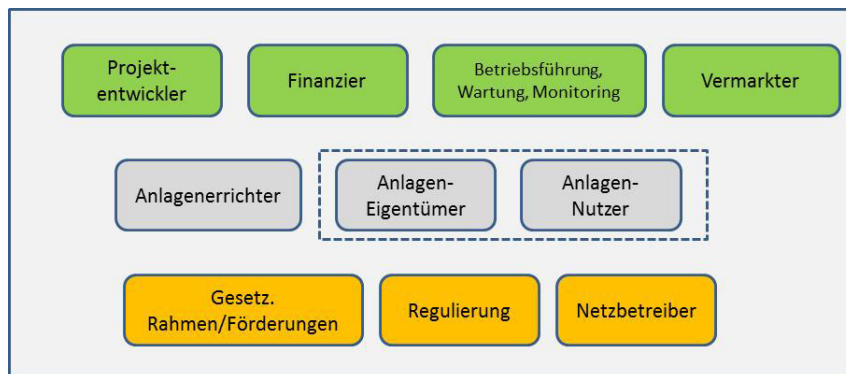


Abbildung 1: Akteure bei GIPV, eigene Darstellung

Neben Faktoren wie Eigentümer- und Nutzerstruktur, rechtlichen und haustechnischen Fragen zu Vertrieb und Abrechnung des PV-Stroms im Gebäude, Möglichkeiten der Verwertung von PV-Überschüssen und vorhandenen Förderungen werden Marktmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien auch von externen Rahmenbedingungen wie der Entwicklung der Stromnetztarife und der Einführung zeit- bzw. lastabhängiger Stromtarife beeinflusst.

Exkurs: Leistungsabhängige Stromnetztarife

Zu den Stromnetztarifen ist anzumerken, dass diese derzeit nach der transportierten kWh bezahlt werden. Wer mehr verbraucht, zahlt auch mehr Netztarife.

Dieses Modell ist nur solange aufrechtzuerhalten, wie der gesamte konsumierte Strom über das Stromnetz geliefert wird. Wenn aber mehr und mehr des Stromes an der eigenen Immobilie erzeugt wird und nur mehr in erzeugungslosen oder erzeugungsarmen Zeiten Strom vom Netz bezogen wird, so funktioniert dieses Prinzip nicht mehr, da alle, die keine eigene Erzeugung haben, weit überproportional das Stromnetz finanzieren würden, obwohl es – in erzeugungsschwacher Zeit – die volle Leistung für alle bereitstellen muss.

Es ist daher vorauszusehen, dass das Stromnetz zukünftig über die maximal zu beziehende Leistung (maximal bereitgestellter Momentanwert) bezahlt werden wird – wie eine Art Versicherung, je nach maximal abrufbarer Leistung wird daher die Netzgebühr bemessen werden. Dieses Modell ist nur für die Endverbraucher ein grundlegend neues, im industriellen Bereich ist es angewandte Praxis, dass der Netztarif über den maximalen Leistungsbezug abgerechnet wird.

2.1.2. Weltweite Analyse von PV-Geschäftsmodellen

Photovoltaik hat nur in sehr wenigen Ländern eine größere Verbreitung. Wie man aus untenstehender Grafik erkennt, sind mit Deutschland, Spanien und Italien Länder in führender Position, in denen es nahezu ausschließlich erhöhte Einspeisetarife als Fördermaßnahme gibt. Für die Entwicklung innovativer GIPV-Geschäftsmodelle ist dies, wie bereits zu Beginn erwähnt, ein Hemmnis.

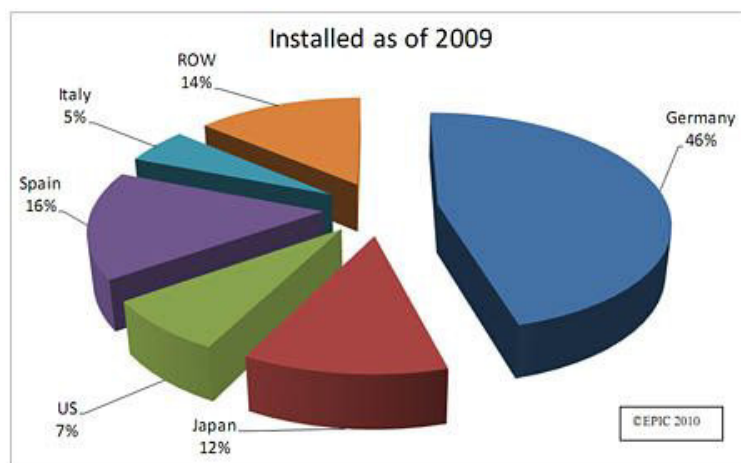


Abbildung 2: Installierte PV-Leistung, Quelle: European Photonics Industry Consortium 2009

Es wurde daher über die bestehenden Kontakte zu Vertretern im weltweit größten Photovoltaik-Programm (PVPS Programm der Internationalen Energieagentur, www.iea-pvps.org) ermittelt, ob es in anderen Ländern bereits Vorbilder für GIPV-Geschäftsmodelle gibt. Unter den Vertretern aus Ländern mit einer respektablen Verbreitung von Photovoltaik waren: Frankreich (Philippe Jacquin, PHK Consultants, Ecully, France), Malaysia (Ahmad Hadri HARIS), Vertreter Kanadas und Australiens (Greg Watt, IEA PVPS, IEA PVPS-Task 1 Vorsitzender) sowie Japans (Keichi Komoto).

Die Ergebnisse zeigten, dass derartige Modelle generell noch nicht existieren. Die übliche Praxis bei größeren Anlagen bei einer Immobilie mit mehreren Eigentümern ist die auch in Österreich derzeit angewandte (z.B. bei der „energybase“ der Wirtschaftsagentur Wien in 1210 Wien), dass der am Gebäude erzeugte Solarstrom dazu eingesetzt wird, die gemeinsamen Strombedürfnisse zu decken und die Erlöse damit über die Betriebskostenabrechnung in gleichen Maßen allen Mietern zu Gute kommen zu lassen.

2.1.2.1. Aktuell eingesetzte Geschäftsmodelle

Wird Photovoltaik auf einem Mehrparteien-Objekt (Wohn- oder Bürobau) heute eingesetzt, so wird, wie zuvor erwähnt, in den überwiegenden Fällen vom Objektbetreiber der PV-Strom dazu genutzt, die gemeinschaftlichen Strombedürfnisse zu decken. Dieser wirkt daher betriebskostenmindernd. Die Refinanzierung der PV-Anlage kann der Vermieter daher nur über die Mietkosten oder über einen ausgewiesenen Anteil in den Betriebskostenabrechnungen erreichen (welche Möglichkeiten im Detail es zur Refinanzierung der PV-Anlage gibt, wird im Rahmen der vorliegenden Studie untersucht werden).

Folgende weitere Möglichkeiten von Geschäftsmodellen für GIPV sind derzeit bereits eingeführt (insbesondere in Deutschland), wobei all diesen die Komplexität der gemeinsamen und damit auch zeitkritischen Nutzung des selbsterzeugten Stromes fehlt. Im Grunde zielen all diese Modelle nicht auf den Absatz von PV-Strom im Gebäude ab und fokussieren rein auf Erträge durch (geförderte) Einspeisetarife. Der Grund dafür liegt in der Dominanz des (deutschen) Einspeisesystems, das durch hohe und für jedermann gewährte Einspeisetarife, die weit über den Strombezugskosten liegen, jegliche Überlegungen betreffend Eigennutzung bislang uninteressant machte.

Die erst vor kurzer Zeit in Deutschland eingeführten Modelle für eine geförderte Eigenbedarfsdeckung zeigen noch keine relevanten Auswirkungen auf derartige Modelle.

Anmietepaxis

Untersucht wurde die derzeitige Anmietepaxis für den Betrieb von Anlagen „komplexerer“ Strukturen, wo also zumindest Eigentümer und Betreiber der Anlage differieren und mehrere Eigentümer involviert sind:

- **Betreiber- und Bürgerbeteiligungsgesellschaften (BB)**

Die Bürgerbeteiligungsgesellschaft übernimmt die Anmietung von Dächern, Planung von Anlagen, Koordination von Partnerfirmen, Versicherung, Betrieb und Wartung.

Besonders gut eignen sich Dächer auf öffentlichen Gebäuden wie auf Schulen, Sport- und Feuerwehrrhallen, Kindergärten und Krankenhäusern sowie Verwaltungsgebäuden. Kommunen, die Dächer zur Verfügung stellen, gehen damit mit gutem Beispiel voran und unterstützen die regionale Wirtschaft.

Den Kommunen entsteht durch die Bereitstellung von Dächern kein zusätzlicher Aufwand und dementsprechend werden diese in Deutschland sehr oft an lokale Bürgerbeteiligungsgesellschaften „mietfrei“ vergeben. Dafür stärken sie den Gemeinsinn und das Umweltbewusstsein in der Gemeinde und profitieren von Imagegewinn und Wirtschaftsförderung.

Im Mehrparteienwohnbau mit Multieigentümerstruktur kann durch die Vermietung der Dachfläche das Geschäftsmodell zweigeteilt werden.

- die Eigentümer bekommen Mieterträge und profitieren somit „entkoppelt“ von der Solarstromerzeugung
- die PV-Anlagenbetreiber wickeln ihr Betriebsmodell unabhängig von den Eigentümern direkt mit EVU und Hausverwaltung ab

Organisatorisch kommt es zur Gründung einer Betreiber- bzw. Projektgesellschaft, die eine reibungslose Verwaltung gewährleisten soll und die juristische Person der Anlagenbetreiber darstellt.

Die Beteiligung wird hier in vielen Varianten durchgeführt. Von vereinsmäßig organisierten lokalen Bürgerbeteiligungsgesellschaften bis hin zu börsennotierten Portfolioorganisationen.

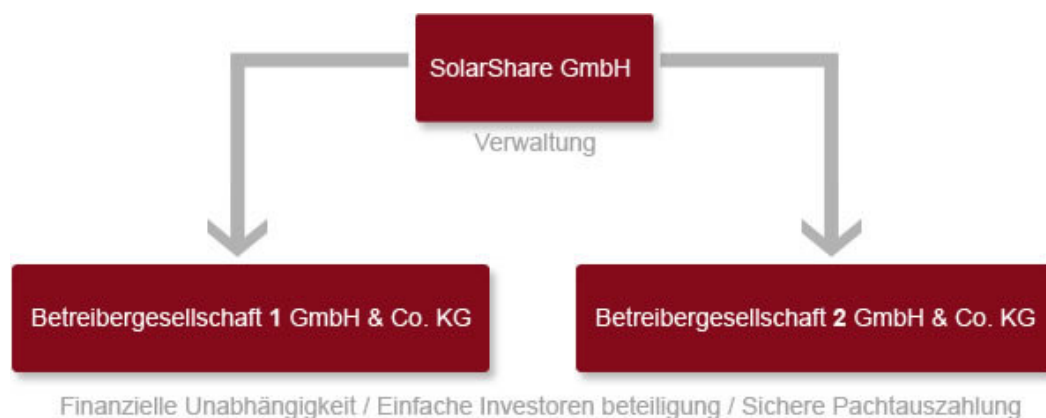


Abbildung 3: Beispiel einer gesellschaftsrechtlichen Struktur, Quelle: eigene Darstellung

In der Betreibergesellschaft laufen alle organisatorischen, finanziellen und rechtlichen Transaktionen zusammen.

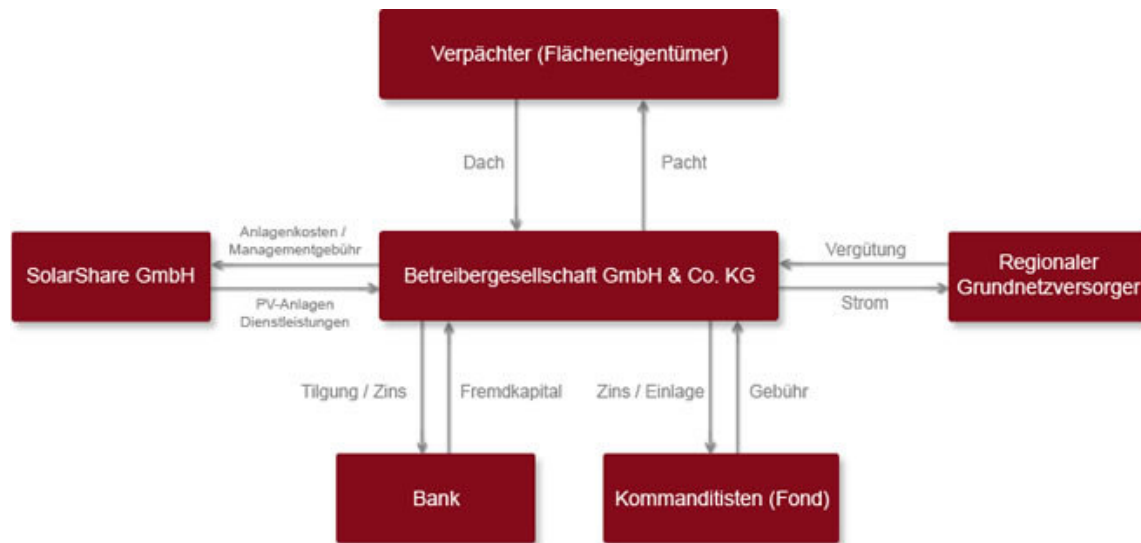


Abbildung 4: Beispiel der Akteure und Interaktionen von Betreibergesellschaften, Quelle: eigene Darstellung

Erfahrungen:

Die Bürgerbeteiligungsgesellschaften für Photovoltaik gibt es seit 2004, ab 2008 entstand in Deutschland förmlich ein Boom, der zu gegenwärtig 180 Beteiligungsgesellschaften geführt hat (Stand Dezember 2010) [HOLSTENKAMP2010].

Als Initiatoren wurden ermittelt:

Kreditinstitute, Energieversorgungsunternehmen, Kommunen und kommunale Verwaltungen, private und kirchliche (Solar-)Initiativen und Privatpersonen, Unternehmen (nicht Energieversorger), Unternehmensverbände oder Angestellte eines Unternehmens. In mehr als zwei Drittel sind Banken mit dabei bzw. sogar die Initiatoren. Eine Mehrheit weist mehr als 100 Mitglieder auf, nur wenige (12,4%) mehr als 200 [HOLSTENKAMP2010].

Investiert wird von den PV-Genossenschaften überwiegend in Aufdachanlagen auf öffentlichen Gebäuden. Gründe hierfür sind zum einen darin zu sehen, dass derartige Projekte ein geringeres Risiko bei kleinerem Kapitaleinsatz aufweisen, zum anderen darin, dass – mit entsprechender politischer Unterstützung – bei öffentlichen Gebäuden oft keine Pachtzahlungen für die Dächer anfallen. Die Investitionsvolumina liegen mehrheitlich unter einer Million Euro [HOLSTENKAMP2010].

Ein transparent kalkuliertes Geschäftsmodell, das alle Nebeneffekte einbezieht, wird als wesentlich für die erfolgreiche Umsetzung des Bürgerbeteiligungsmodells genannt [THEURL2008].

- **Pachtmodelle**

Die Pachtmodelle selbst sind weitgehend unabhängig von der Energieerzeugung und von Energieversorgern, da die Einnahmenseite durch die Einspeisetarife fixiert und klar geregelt ist.

Folgende Modelle der Vergütung existieren: [www.photovoltaik-guide.de] (abgerufen am 01. März 2010)]

- Prozentanteile am Erfolg: Typische Werte liegen zwischen 5 und 14%, je nach Solarstrahlung und damit Anlagenenertrag variiert die üblicherweise am Jahresende ausbezahlte Summe. Systemausfälle wirken sich freilich negativ aus, die Frage des Verschuldens muss klar geregelt sein.
- Pauschale pro installiertem kW: Typische Werte liegen zwischen 11 und 37 € pro kW jährlich. Systemausfälle stellen für den Pächter kein Risiko dar.
- Preis pro belegtem m²: Typische Werte sind 2-4,4 € pro m² jährlich. Das Risiko ist ebenso gering.
- Einmalzahlung bzw. Vorauszahlung: Die Abwicklung ist einfach, das Risiko gering, die Geschäftsbeziehung kurz.

Diverse Muster-Pachtverträge für PV-Anlagen sind im Internet downloadbar.

[<http://www.dachbörse-niedersachsen.de/fileadmin/pdf/musterpachtvertrag.pdf>]

(abgerufen am 01. März 2010)]

Weitere Modelle

- **Sofortzahlung:** Auszahlung einer einmaligen Summe.
- **Beteiligung:** Die Dacheigentümer bringen die Dachnutzung als Kapital in die Betreibergesellschaft ein.
- **Kombinationsmöglichkeiten:** Kombination verschiedener Varianten. Insbesondere kann Dach- und Anlageneigentümerstruktur, ggf. mit zusätzlicher Beteiligung Dritter und/oder unterschiedlicher Gewichtung, identisch sein.

2.1.2.2. Existierende Förderschemen im internationalen Überblick

Die Basis für die Entwicklung innovativer GIPV-Geschäftsmodelle sind auch Fördermechanismen auf Basis nutzungsabhängiger Modelle (im Gegensatz zu Feed-in Tarifen). Der Feed-in Tarif ist somit einerseits sehr zu begrüßen, da er die Entwicklung der Photovoltaik auf Basis sehr einfacher Geschäftsmodelle erlaubt und somit wesentlich zu einer schnellen und effizienten Marktpenetration beitragen kann bzw. dies in vielen Ländern schon hat. Der Einspeisetarif hemmt jedoch auch die Etablierung umfassender Geschäftsmodelle, die die Stärken der dezentralen Energieerzeugung durch Photovoltaik entsprechend nutzen und heben können.

Langfristig ist jedenfalls die Netzparität die Basis innovativer Geschäftsmodelle. Die Stärke des PV-Stroms muss ausgenutzt und vermarktet werden, um die Wettbewerbsfähigkeit des

PV-Stroms zu sichern. Fördermodelle sollten auch diesen Umstieg fördern. Geeignet dazu sind – wenn richtig eingesetzt – Eigennutzungsprämien, Green Certificates und Investitionszuschüsse oder Anreize.

Insbesondere letztere müssen aber anlagen- und nicht eigentümerbezogen aufgebaut sein. Wenn etwa nur private Personen förderwürdig sind, kann im Multieigentümer-, Immobilien- oder Gewerbebereich keine Marktentwicklung stattfinden.

Beispiel Investitionsanreizförderung USA: Tax incentives

Im Oktober 2008 ist in den USA der „Emergency Economic Stabilization Act (EESA)“ in Kraft getreten. Gleichzeitig wurde auch der sogenannte Federal Solar Investment Tax Credit (ITC) bis Ende 2016 verlängert. Der ITC sieht unter anderem 30%ige Steuergutschriften für privat und gewerblich genutzte Solaranlagen vor.

Beispiel Japan:

Japan ist das Land, das bereits am längsten die Photovoltaik unterstützt: 1974 startete das „Sunshine Project“, eingeführt vom Ministry of International Trade and Industry (MITI), in Antwort auf die Ölkrise von 1973. Es war überwiegend auf F&E ausgerichtet. 1993 wurde das „New Sunshine Project“ gestartet, das mit dem Residential PV System Monitor Program erstmals eine Basisförderung für PV einführt. Das Residential PV System Dissemination Program folgte 1997 erstmals mit der Einführung eines Net-Metering Systems, d.h. PV-Erzeuger konnten ihren Strom 1:1 dem Netz verkaufen. Die Subventionen für private Anlagen wurden sukzessive gekürzt, bis sie 2006 völlig abgeschafft wurden. Das führte zu einer Stagnation. Beginnend mit 2009 wurden die „Residential PV system subsidies“ vom Ministry of Economy, Trade and Industry (METI) wiedereingeführt.

Dieser „Act on the Promotion of the Use of Nonfossil Energy Sources and Effective Use of Fossil Energy Source Materials by Energy Suppliers“ verpflichtet die Netzbetreiber, Stromüberschüsse zu fixen Preisen zu kaufen. Alle Anlagen bis zu 500 kW können daran teilnehmen. Im Jahr 2009 lag der Preis bei 48 JPY/kWh (entspricht ca. 0,42 € und ist damit ca. doppelt so hoch wie der Endkonsumentenstrompreis) für Anlagen unter 10 kW. Alle Stromkonsumenten tragen anteilmäßig diese Kosten [LEWIS2009].

Beispiel Australien: Green Certificates

Die Erzeugung von Solarstrom bringt in Australien dem Anlagenbetreiber sogenannte „environmental credits“ - „Renewable Energy Certificates“ - RECs. Diese Credits sind an der australischen Börse handelbar, vergleichbar mit Aktien. Der Preis ist nicht fixiert, sondern ändert sich je nach Angebot und Nachfrage.

1 REC entspricht der Erzeugung von 1MWh aus einer erneuerbaren Stromquelle und ist Teil des verpflichtenden „Renewable Energy Target“, das von der Regierung im Jahr 2011 beschlossen wurde. Wichtiger Teil dabei ist die 20%ige Stromversorgung aus erneuerbarer Energie. Typische Werte liegen im Bereich von 44 AUD pro 1 REC (1 MWh). Das entspricht etwa 30 € für 1000 kWh oder 3 €Cent pro kWh.

Eigennutzungsmodelle

Die Nutzung des vor Ort erzeugten PV-Stroms ist die betriebs-, energie- und volkswirtschaftlich beste Nutzungsform des dezentral erzeugten PV-Stroms. Es existieren bereits einige Förderschemen und damit verbundene Eigennutzungsmodelle, die im Folgenden kurz dargestellt werden.

Beispiel Deutschland:

Seit 2009 wurde in Deutschland bei Anlagen bis 30 kWp (ab 01.07.2010 sogar bis 500 kWp) der erzeugte und teilweise oder vollständig zum Eigenverbrauch herangezogene Strom mit einem speziellen Tarif vergütet.² (Mit der kommenden EEG-Novelle soll diese Regelung aber entfallen.) Voraussetzungen dafür waren:

- Die Photovoltaikanlage hat eine installierte Leistung bis 30 Kilowatt.
- Der Solarstrom wird in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage vom PV-Anlagenbetreiber selbst verbraucht und dieses von ihm durch einen zusätzlichen Stromzähler nachgewiesen.

Der nicht selbst verbrauchte Solarstrom wird wie bisher zum normalen Vergütungssatz in das öffentliche Netz eingespeist. Rechnet man die ersparten Stromkosten und die Vergütung für den zum Eigenbedarf selbst hergestellten Solarstrom zusammen, so ergibt sich in der Summe ein Ertrag, der in der Regel höher war als die Vergütung bei Einspeisung des gesamten Solarstroms ins Netz. Dieser Wert liegt typisch bei 0,08 € pro kWh.

Im ersten Jahr 2009 haben nicht sehr viele Neu-Anlagenbetreiber von der Regelung Gebrauch gemacht. 2010 änderte sich die Situation, da die Energieversorgungsunternehmen die Strompreise nicht unerheblich angehoben hatten und die Regelung durch neue Vergütungssätze wirtschaftlich interessanter wurde. Der neue Vergütungssatz belief sich bei einem Eigenverbrauch von bis zu 30% auf 17,76 €Cent pro Kilowattstunde. Wer mehr verbrauchte als 30% konnte nach der Neuregelung mit 22,05 €Cent pro kWh rechnen (Status 2011). Die aktuelle Gesetzgebung beschränkt jedoch den Eigenverbrauch-Tarif auf Anlagen, die vor dem 01.01.2012 ans Netz gehen.

Die Einspeisevergütungen für Solarstrom liegen (bei Inbetriebnahme ab 1.1. 2011 und vor den deutlichen Absenkung im Zuge der EEG-Novellen 2011 und 2012) bei 28,74 €Cent pro kWh bis 30kWp und gehen bei Anlagen größer 1 MW auf 21,57 €Cent pro kWh zurück. Für private ist je nach Strompreis ein Vorteil bei Eigennutzung von etwa 8 €Cent pro kWh erzielbar.

2.1.3. PV-Geschäftsmodelle in der Zukunft

Grundlegende wissenschaftliche Untersuchungen zu innovativen GIPV-Marktmodellen wurden bislang vor allem in den USA durchgeführt. In einer umfassenden Studie [FRANTZIS2008] wurden Geschäftsmodelle untersucht und neue Ansätze entwickelt. Im

² Diese Regelung galt bis zur deutschen EEG-Novelle 2012 und ist mit dieser – fixiert im Vermittlungsausschuss am 27.06.2012 – entfallen. Anlagen zwischen 10 und 1000 kW Leistung erhalten künftig nur 90 % der produzierten Strommenge vergütet und sind damit angehalten, den Rest selbst zu nutzen.

Folgenden sind die wichtigsten Ergebnisse dargestellt und die Relevanz für bzw. die Verbindung zu diesem Projekt hergestellt.

Derzeitige Situation in den USA

Leading PV Ownership-Application Models Today				
Application		Ownership		
		End-User	3 rd Party	Utility
Residential	Retrofit	●	Minimal activity	Minimal activity
	New Construction	○	Minimal activity	
Commercial	Retrofit	●	⊙	Minimal activity
	New Construction	Minimal activity	Minimal activity	
Grid-sited (utility side of meter)		NA	○	Minimal activity

Emerging ○ Somewhat Established ⊙ Most Established ●

Abbildung 5: Gegenwärtige Situation in Nordamerika, Quelle: [FRANTZIS2008]

Die dargestellte Situation in Nordamerika zeigt übersichtlich die Möglichkeiten der Eigentümerschaften von PV-Systemen. Für Österreich gilt, dass derzeit noch kein Energieversorger als Eigentümer von Anlagen auftritt, die nicht auf seinen eigenen Gebäuden oder Besitzungen installiert sind. Zwar werden schon von ersten EVU, wie den EWW bzw. deren Tochter Mea Solar, Contracting-Varianten angeboten.³ Diese fokussieren jedoch nur auf die Finanzierung von Anlagen mit bewilligten Ökostromtarifen (was in Deutschland längst mit diversen Modellen üblich ist) und nicht auf eine Stromversorgung der Immobilie und eine intelligente Netzintegration solcher Anlagen wie das in Zukunft möglich sein könnte.

³ vlg. www.mea-solar.at „Photovoltaik zum Nulltarif“

Kommerzielle Kleinanlagen im Wohnbereich:

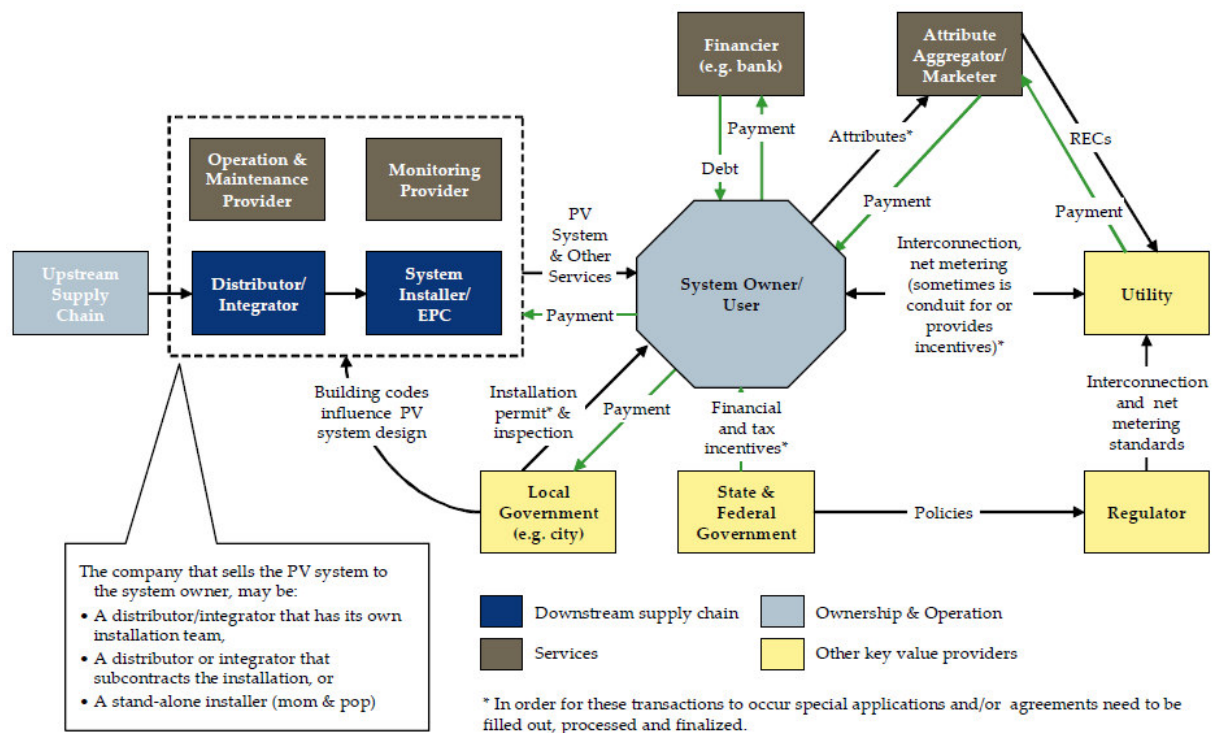


Abbildung 6: Beispiel einer Geschäftsmodellstruktur: Endnutzer ist der Anlageneigentümer „End-user Owned Residential“, Quelle: [FRANTZIS2008]

Bei derzeitigen Modellen in Nordamerika sind die Anlagen wie in Österreich größtenteils im Besitz der Endkunden. Die Abbildung oben verdeutlicht diese Struktur, die im Wesentlichen mit der derzeit üblichen Struktur von Überschuss-Einspeisern in Österreich übereinstimmt: Eigentümer und Betreiber ist der private Endkunde der Anlage, der auch Eigentümer des Anlagengebäudes (Einfamilienhaus) ist.

Ableitung und Entwicklung neuer und innovativer Geschäftsmodelle

Die Autoren der Studie haben basierend auf Geschäftsmodellen in anderen Branchen sowie den erkannten Bedürfnissen und Problemen zukünftiger PV-Anlagen im mehrgeschossigen Multieigentümer- und Multiuserumfeld OHNE Einspeisetarife einen „Evolutionspfad“ von Geschäftsmodellen entwickelt.

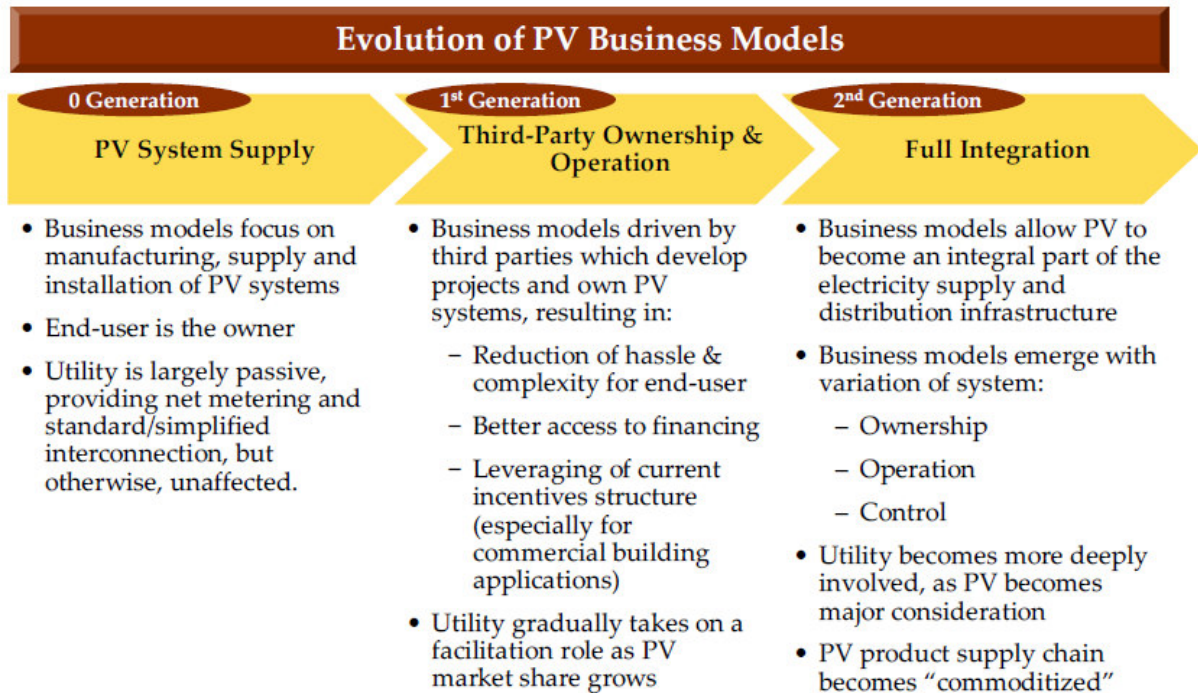


Abbildung 7: Entwicklungspfad innovativer PV-Geschäftsmodelle, Quelle: [FRANTZIS2008]

Für die Autoren der Studie steht insbesondere der Energieversorger im Zentrum innovativer Geschäftsmodelle. Dies hängt unmittelbar damit zusammen, dass der Energieversorger in der Lage ist, dem Endnutzer in Kombination mit der PV-Anlage ein Gesamtenergiepaket zu schnüren sowie mit der Möglichkeit des Energieversorgers, den erzeugten PV-Strom optimal zu nutzen bzw. weiterzuverkaufen.

In innovativeren Modellen rückt ein Dritter als Eigentümer der Anlage auf. Der Endkunde rückt in die Rolle des Empfängers der Energie und dazugehöriger Dienstleistungen. Hier kann dann der Endkunde sehr flexibel wechseln, ohne besondere rechtliche Komplikationen in Zusammenhang mit dem Eigentum an der PV-Anlage. Dies ist für private und gewerbliche Miet- und Leasingverhältnisse eine wichtige Voraussetzung.

Die Rolle des Eigentümers kann von einem Energieversorger übernommen werden (muss aber keinesfalls). So auch die Zusammenfassung der amerikanischen Studie:

“The most significant finding in this study to date is that the full benefits of an extensive distributed PV resource are not likely to be realized without some degree of utility control and ownership. The need to have active management and control of an increasingly large number of distributed PV systems implies that utilities will most likely become more involved in one way or another.”

Die Rolle des Energieversorgers

Warum Energieversorger prädestiniert sind im GIPV-Bereich aktiv zu werden

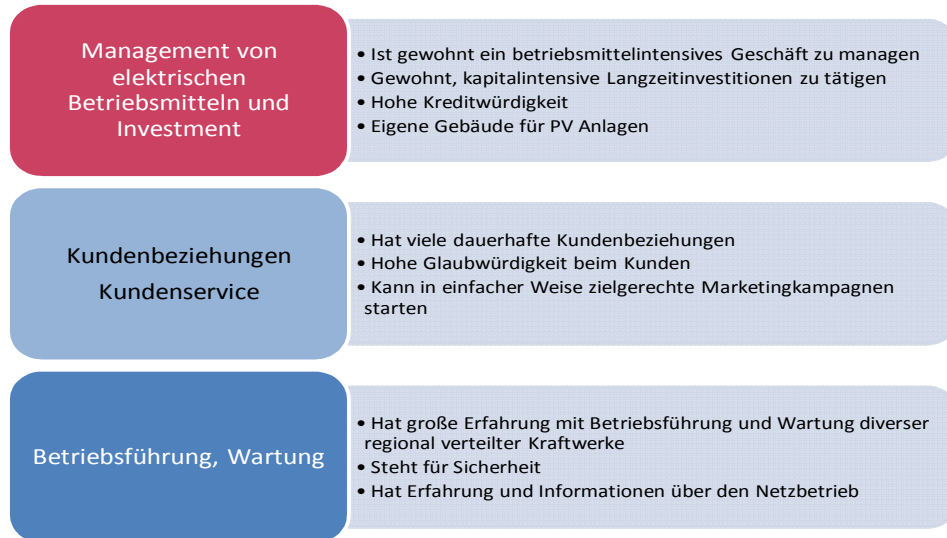


Abbildung 8: Kompetenzen der Energieversorger, Quelle: eigene Darstellung

2.2. Detailentwicklung einer Basistypologie von GIPV-Marktmodellen

2.2.1. Grundlegende Faktoren für GIPV-Marktmodelle

Folgende Faktoren bzw. Fragestellungen wurden als grundlegend für die Entwicklung einer Basistypologie von GIPV-Marktmodellen erachtet:

1.) Wer investiert?

Als potentielle Investoren in eine PV-Anlage an einer Mehrparteien-Immobilie kommen folgende Akteure in Frage:

- **Gebäudeeigentümer bzw. Gebäudebetreiber**

Der Eigentümer bzw. Betreiber einer Mehrparteien-Immobilie liegt als Investor für eine PV-Anlage an seiner Immobilie nahe, da er grundsätzlich der Investor für das ganze Gebäude ist und die Funktionen und baulichen Gegebenheiten des Gebäudes bestimmt. Da der Eigentümer bzw. Betreiber einer Mehrparteien-Immobilie den am Gebäude produzierten Strom nicht oder nur bedingt (sollte er selbst gleichzeitig einer der Nutzer des Gebäudes sein) selbst nutzen kann, stellt sich für ihn jedenfalls die Frage, wie er von seinem Investment in eine PV-Anlage profitieren kann bzw. wie dieses Investment für ihn rentabel erfolgen kann. Damit eng verknüpft ist die Frage, wie der Gebäudebetreiber bzw. -eigentümer Strom im Gebäude absetzen kann und welche Konsequenzen sich daraus für ihn ergeben (wird er zum Stromlieferant bzw. -händler oder -versorger?)

- **Energieversorger**

Wie bereits in Kapitel 2.1.3. dargestellt, können Energieversorger beim Betrieb von PV-Anlagen zunehmend eine wichtige Rolle einnehmen bzw. auch Eigentümer solcher Anlagen werden. Aufgrund verschiedenster Kompetenzen sind sie prädestiniert dazu, im Bereich GIPV aktiv zu werden.

- **Mieter bzw. Wohnungseigentümer**

Auch Mieter bzw. Wohnungseigentümer kommen als potentielle Investoren in eine PV-Anlage am Gebäude in Frage, wobei die Eigenversorgung im Mittelpunkt steht. Hier ist die Gemeinschaft der Mieter problematisch. Als Vertragspartner zum Vermieter als auch zu denjenigen, die mit PV-Strom beliefert werden, ist es notwendig, dass sich die Mieter vergesellschaften. Dieses Erfordernis der Vergesellschaftung von Mietern wird gerade bei größeren Immobilien mit vielen Parteien eine große Hürde darstellen, weshalb diese Variante im Weiteren für die Entwicklung möglichst multiplizierbarer GIPV-Marktmodelle ausgeschlossen wurde. Zudem wären Mieter als Investoren jedenfalls von der Zustimmung des Vermieters abhängig.

Etwas anders verhält es sich bei Wohnungseigentümern. Diese stellen als Wohnungseigentümergeinschaft bereits eine juristische Person mit Rechtsfähigkeit dar, allerdings ist diese auf Angelegenheiten der Verwaltung der Liegenschaft beschränkt. Daher müssten sich auch Wohnungseigentümer für die Errichtung und den Betrieb einer PV-Anlage eigens vergesellschaften. Die Zustimmung der Mehrheit der Wohnungseigentümer nach Anteilen wäre ausreichend, um eine Anlage errichten zu können. Zu beachten ist aber, dass es Wohnungseigentümergeinschaften in der Regel nicht möglich ist, bereits bei der Errichtung einer Mehrparteien-Immobilie als Investor für eine PV-Anlage aufzutreten, da sie zu diesem Zeitpunkt selbst meist noch gar nicht besteht. D.h. lediglich bei Bestandsobjekten könnten Wohnungseigentümergeinschaften faktisch als PV-Investoren auftreten. Eine verbleibende Möglichkeit ist der Verkauf einer PV-Anlage pro Wohneinheit gemeinsam mit der Wohneinheit an den Wohnungskäufer, so dass die PV-Errichtungskosten letztlich vom Wohnungseigentümer getragen werden.

2.) Welcher Strombedarf soll mit der PV-Anlage adressiert werden?

- **Allgemeinstrombedarf des Gebäudes**

Unter Allgemeinstrombedarf des Gebäudes wird der für die gemeinschaftliche Nutzung des Gebäudes benötigte Strom verstanden. Adressiert die Stromerzeugung der PV-Anlage in erster Linie den Allgemeinstrombedarf, ist damit eine konstantere Abnahme und somit eine gewisse Planungssicherheit gegeben.

- **Nutzerstrombedarf**

Unter Nutzerstrombedarf wird der von den Mietern bzw. Wohnungseigentümern im Gebäude benötigte Strom verstanden. Grundsätzlich gilt für den Endkunden die freie Wahl des Energielieferanten, weshalb eine Einbindung der Mieter in die PV-Stromversorgung einen Unsicherheitsfaktor darstellt bzw. Fragen einer möglichen Bindung der Mieter an die PV-Stromversorgung relevant sind.

3.) In welchem Gebäudetyp wird investiert?

- **Bürobau/Wohnbau**

Eine Unterscheidung zwischen Büro- und Wohnbau ist aufgrund mehrerer Aspekte relevant.

Zum Einen ist aufgrund der unterschiedlichen Nutzerstruktur von unterschiedlichen Quoten der Direktnutzung des PV-Stroms im Gebäude auszugehen. Das Profil eines Büros zeigt im Schnitt eine höhere Korrelation zwischen PV-Erzeugung und Bedarf als ein Haushaltsprofil (SUNPOWERCITY2010).

Zum anderen können sich rechtliche Unterschiede ergeben (da zum Beispiel die Mieter im Bürobau keine Konsumenten im Sinne des Konsumentenschutzgesetzes sind).

- **Bestand/Neubau**

Eine Unterscheidung zwischen Bestand und Neubau ist in mehrfacher Hinsicht relevant:

- Im Bestand handelt es sich um bestehende Mieter. Im Gegensatz zum Neubau können sich daher PV-Investitionskosten nicht einfach in höher angesetzten Mietpreisen niederschlagen.
- Die Endenergiebedarfswerte zwischen Neubau und Bestand sind unterschiedlich. Die für die gegenständliche Studie angenommenen Endenergiebedarfswerte entsprechen den Endenergiebedarfs-Kennzahlen aus dem Energiekonzept für den geplanten Wiener Stadtteil Aspern. Für den Neubau entspricht der angenommene Strombedarfswert von 25 kWh/m² Jahr im Wohnbau bzw. 31 kWh/m² Jahr im Bürobau dem Zielszenario für Aspern. Im Bestand entspricht der angenommene Strombedarfswert von 40 kWh/m² Jahr im Wohnbau bzw. 58 kWh/m² Jahr im Bürobau den Mindestanforderungen für Aspern [SUNPOWERCITY2010].
- Das Verhältnis zwischen Allgemeinstrombedarf der Immobilie und Nutzerstrombedarf ist unterschiedlich. In der Regel ist im Neubau mit Passivhausstandard durch die Hausanlagentechnik (Klimatisierung, Lüftung, etc.) der Allgemeinstrombedarf der Immobilie beträchtlich. In Bestandsbauten hingegen fällt der Allgemeinstrombedarf (nur Licht, Lift) in der Regel gering aus. Für die gegenständliche Studie wurde das Verhältnis für den Neubau mit 30% Allgemeinstrombedarf und 70% Nutzerstrombedarf im Wohnbau, 50% Allgemeinstrombedarf und 50% Nutzerstrombedarf im Bürobau, für den Bestand mit 10% Allgemeinstrombedarf und 90% Nutzerstrombedarf im Wohnbau und 30% Allgemeinstrombedarf und 70% Nutzerstrombedarf im Bürobau angenommen.
- Die funktionelle Integration der PV-Anlage in das Gebäude (GIPV) ist im Bestand schwieriger möglich (im Grunde nur im Bestand mit Generalsanierung möglich). Daher fallen im Bestand alle Errichtungskosten zu Lasten der PV-Anlage, wogegen im Neubau Substitutionseffekte (Baumaterialien werden durch GIPV ersetzt und nur die Mehrkosten gehen zu Lasten der PV-Anlage) zum Tragen kommen können.
- Im Bestand fallen Aufwände für eine Sanierung der Elektroinstallationen an, die für den Anschluss einer PV-Anlage erforderlich sind. Diese entfallen bei Neubauten bzw. bei Bestandsbauten mit Generalsanierung (bzw. gehen nicht zu Lasten

der PV-Anlage, da die Sanierung der Elektroinstallationen ohnedies Teil der Generalsanierung ist)

- Bestandsbauten mit Generalsanierung auf Passivhausstandard sind Neubauten im Wesentlichen gleichzustellen.

4.) Welches Ziel der Strombedarfsdeckung in der Jahresbilanz wird angestrebt?

- **Gesamtdeckung des Strombedarfs in der Jahresbilanz**

Voraussetzung für eine Gesamtdeckung des Strombedarfs in der

Jahresbilanz ist eine entsprechende Verfügbarkeit von PV-Flächen.

Tendenziell wird diese nur im Neubau – der entsprechend dieser Anforderung geplant ist und PV-Flächen und deren Ausrichtung so vorsieht, dass die PV-Erträge ausreichend sind – der Fall sein. Dass sich eine Gesamtdeckung darstellen lässt, verlangt außerdem einen insgesamt reduzierten Strombedarf, der auch nur im Neubau mit energiesparender Technik erreicht werden wird. Zu beachten ist, dass bei einer Gesamtdeckung davon auszugehen ist, dass die Direktnutzung des PV-Stroms im Gebäude nur mehr maximal 50% beträgt [vgl. Deckungsgradanalyse SUNPOWERCITY2010]

- **Teildeckung des Strombedarfs in der Jahresbilanz**

In der Regel ist daher von einer Teildeckung des Strombedarfs durch PV in der Jahresbilanz auszugehen. Eine relativ geringe Deckung des Strombedarfs durch PV in der Jahresbilanz hat den Vorteil, dass eine relativ hohe Direktnutzung erreicht werden kann. Bei 20% Gesamtdeckung kann eine Direktnutzung von bis zu 90% erreicht werden [vgl. Deckungsgradanalyse SUNPOWERCITY2010]. Die tatsächliche Direktnutzung hängt stark von Höhe und Zeitlichkeit des Verbrauchs in der Immobilie ab. In der Regel wird die tatsächliche Direktnutzungsquote daher geringer sein und stark variieren. Für die gegenständliche Studie wurde bei einer Strombedarfsdeckung durch PV in der Jahresbilanz von 20% eine Direktnutzung zwischen 50%-80% angenommen bzw. im Wohnbau aufgrund der geringeren Korrelation zwischen PV-Erzeugung und Strombedarf eine etwas niedrigere Direktnutzung von 40%-70%.

2.2.2. 6 Typen für GIPV-Marktmodelle

In Anbetracht des Ziels, möglichst multiplizierbare Marktmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien zu entwickeln, wurden folgende Modelle als Basis für detaillierte Analysen definiert:

	Gebäudeeigentümer bzw. Gebäudebetreiber investiert				EVU investiert	Wohnungs-eigentümer investiert
	Modell 1	Modell 2	Modell 3	Modell 4	Modell 5	Modell 6
<i>Gebäudetyp</i>	Bestand		Neubau		Bestand/Neubau	Neubau
	Bürobau	Wohnbau	Bürobau	Wohnbau	Büro-/Wohnbau	Wohnbau
<i>Adressierter Strombedarf</i>	Allgemein-strom Optional Einbindung Nutzerstrom	Allgemein-strom Optional Einbindung Nutzerstrom	Allgemein-und Nutzerstrom	Allgemein-und Nutzerstrom	Allgemeinstrom Optional Einbindung Nutzerstrom	Nutzerstrom
<i>Strom-bedarfs-deckung</i>	20% in der Jahresbilanz	20% in der Jahresbilanz	100% in der Jahresbilanz	100% in der Jahresbilanz	20% in der Jahresbilanz	100% in der Jahres-bilanz
			Modell 3a	Modell 4a		
			EVU mietet und betreibt PV-Anlage	EVU mietet und betreibt PV-Anlage		

Abbildung 9: Übersicht Basistypologie GIPV-Marktmodelle, Quelle: eigene Darstellung

Beschreibung der Modelle:

Modelle 1+2: Eigentümer Büro- bzw. Wohnbau-Bestandssanierung

Der Gebäudeeigentümer bzw. Gebäudebetreiber investiert im Büro- bzw. Wohnbau-Bestand im Zuge einer Sanierung (keine Generalsanierung auf Passivhaus-Standard, diese wäre mit einem Neubau gleichzusetzen) mit dem primären Ziel, den PV-Strom für den Allgemeinstrombedarf des Gebäudes zu verwenden. Optional könnte der Gebäudeeigentümer interessierten Mietern anbieten, für ihren Strombedarf (Nutzerstrombedarf) ebenfalls PV-Strom zu verwenden.

Die PV-Anlage wird vom Eigentümer finanziert. Sein Ziel ist es, die PV-Anlage möglichst rasch zu refinanzieren. Voraussetzung dafür ist, dass es einen Weg gibt, die Anschaffungskosten wieder einzuspielen. Das kann z.B. über Abbildung der Kosten in den Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten (ohne dabei die Mieter überproportional zu belasten) oder durch die Finanzierung der Anlage über Erhaltungs- und Verbesserungsbeiträge

erfolgen. Ist keine Variante möglich, ist das Vorhaben für den Eigentümer uninteressant – die Mieter profitieren von geringeren Stromkosten in der Betriebskostenabrechnung (Gratis-PV-Strom), der Eigentümer selbst hat aber keinen Ertrag.

Angenommen wird, dass für den im Gebäude zeitlich direkt genutzten PV-Strom keine Netzgebühren anfallen (da es sich nicht um öffentliches Netz handelt), dadurch ergäbe sich eine Ertragsspanne bzw. ein Finanzierungsmodell für den Anlagenbetreiber. Der Stromkunde (in dem Fall die Nutzer im Gebäude bzw. die Empfänger der Betriebskostenabrechnung) erhält den Strom zu einem marktüblichen Endkunden-Bezugspreis (oder leicht darüber, da er ja langfristig – wenn die Anlage über diesen Weg finanziert ist – von geringeren Stromkosten bzw. Gratis-Strom profitiert); der Anlagenbetreiber, der den PV-Strom sonst ins öffentliche Netz einspeisen müsste und dafür – ohne Ökostromtarif – nur eine Vergütung etwa in Höhe des Energiepreisannteils des Strompreises erhalten würde, kann eine höhere Vergütung erwirtschaften.

Die nicht direkt im Gebäude genutzten PV-Überschüsse werden an ein frei zu wählendes Energieunternehmen verkauft, die Deckung des verbleibenden Strombedarfs erfolgt ebenfalls durch ein Energieunternehmen.

Modelle 3+4: Stromautonomer Büro- bzw. Wohn-Neubau

Der Gebäudeeigentümer bzw. Gebäudebetreiber investiert im Büro- bzw. Wohnbau-Neubau mit dem Ziel, die Immobilie mit PV-Kapazitäten entsprechend ihres gesamten Jahresstromverbrauchs auszustatten. Allgemein- und Nutzerstrombedarf werden mit PV-Strom bedient. Angestrebt wird, möglichst alle Mieter in die PV-Stromversorgung einzubinden.

Die PV-Anlage wird vom Eigentümer finanziert. Sein Ziel ist es, durch Stromabsatz im Gebäude die PV-Anlage möglichst rasch zu refinanzieren. Voraussetzung dafür wäre, dass der Allgemeinstromverbrauch aus Eigenerzeugung im Gebäude verrechnet werden kann und die Mieter gegen Entgelt mit PV-Strom beliefert werden können. Die nicht direkt im Gebäude genutzten PV-Überschüsse werden an ein frei zu wählendes Energieunternehmen verkauft, die Deckung des verbleibenden Strombedarfs erfolgt ebenfalls durch ein Energieunternehmen.

Modelle 3a + 4a: Stromautonomer Büro- bzw. Wohn-Neubau mit Contractor, der PV-Anlage mietet und betreibt

Alternativ zu den Modellen 3 + 4 könnte der Gebäudeeigentümer bzw. Gebäudebetreiber die PV-Anlage finanzieren und errichten, diese dann aber nicht selbst betreiben, sondern an ein Energieunternehmen als Contractor vermieten, das die PV-Anlage betreibt und die Stromversorgung der Immobilie managt.

Die Refinanzierung der PV-Anlage für den Gebäudeeigentümer als Investor erfolgt in diesem Fall über die Einnahmen aus der Vermietung der PV-Anlage. Für den Contractor ist

entscheidend, wie viel Ertrag er durch den Absatz von Strom im Gebäude erwirtschaften kann, d.h. für ihn ist die Einbindung möglichst aller Mieter entscheidend bzw. wird die Höhe der bezahlten Miete für die PV-Anlage vom Anteil der eingebundenen Mieter abhängig zu machen sein.

Modell 5: Energieunternehmen Invest-Contracting

Ein Energieunternehmen nutzt als PV-Contractor Gebäudeflächen und finanziert und betreibt eine PV-Anlage mit dem primären Ziel, den PV-Strom im Gebäude zur Verwendung für den Allgemeinstrombedarf abzusetzen. Optional könnte das Energieunternehmen interessierten Mietern anbieten, für ihren Strombedarf (Nutzerstrombedarf) ebenfalls PV-Strom zu verwenden.

Die PV-Anlage wird vom Energieunternehmen als Contractor finanziert. Sein Ziel ist es, durch Stromabsatz im Gebäude die PV-Anlage möglichst rasch zu refinanzieren. Die Nutzung der Gebäudeflächen erfolgt über Pacht oder Fruchtgenussvertrag. Nach Ablauf des Vertrages zwischen Gebäudeeigentümer und Energieunternehmen (nach 15 bzw. 25 Jahren) geht die PV-Anlage in die volle Verfügung des Gebäudeeigentümers über. Ab dann gibt es für den Allgemeinstrombedarf der Immobilie (bzw. für eingebundene Mieter) Gratis-Strom aus der PV-Anlage.

Angenommen wird, dass für den im Gebäude zeitlich direkt genutzten PV-Strom keine Netzgebühren anfallen (da es sich nicht um öffentliches Netz handelt), dadurch ergäbe sich eine Ertragsspanne bzw. das Finanzierungsmodell für den Anlagenbetreiber. Die Frage ist, ob der Absatz von Strom im Gebäude zu marktüblichen Endkunden-Bezugspreisen ausreichend ist, um das Investment für das Energieunternehmen rentabel zu machen bzw. wie hoch der Preis für den im Gebäude genutzten PV-Strom sein müsste, um ein rentables Investment zu erreichen? Dabei wird davon ausgegangen, dass zumindest für den Allgemeinstrom höhere Preise akzeptabel sind, weil der Gebäudeeigentümer, in dessen volle Verfügung die PV-Anlage nach Ablauf des Contracting-Vertrags übergeht, damit die PV-Anlage finanziert bekommt. Weil die Kosten für den Allgemeinstrom allerdings über die Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten an die Mieter weitergegeben werden, stellt sich natürlich die Frage der Zulässigkeit höherer Strompreise.

Das Modell ist in allen Gebäudetyp-Varianten (Bestand/Neubau, Büro- bzw. Wohnbau) anwendbar.

Modell 6: PV-Anlage für Eigentumswohnungen – jeder hat seinen Teil

Der Errichter eines Wohn-Neubaus errichtet dieses mit einer PV-Anlage mit PV-Kapazitäten entsprechend des gesamten Jahresstromverbrauchs der Wohnungen der Immobilie. Die PV-Anlage ist über eigene Wechselrichter auf die Wohnungen aufgeteilt, so dass jede Wohnung ihren eigenen Anteil an der PV-Anlage hat. Die Käufer der Wohnungen verfügen über Wohnungen, die in der Jahresstrombilanz komplett mit PV versorgt werden können.

Jede Wohnung verfügt über eine eigene Kundenanlage, in die die Einspeisung des PV-Stroms erfolgt. Die nicht direkt in der Wohnung genutzten PV-Überschüsse werden an ein vom Wohnungseigentümer frei zu wählendes Energieunternehmen verkauft, die Deckung des verbleibenden Strombedarfs erfolgt ebenfalls durch ein Energieunternehmen.

Die Wartung der PV-Anlage erfolgt kooperativ über die Eigentümergemeinschaft.

Das Konzept kann aus Kapazitätsgründen (verfügbare Flächen für PV) auch nur für einen Teil der Wohnungen angewandt werden. Ein eigener Teil der PV-Anlage für den Allgemeinstrombedarf wird aus Kapazitätsgründen nicht vorrangig berücksichtigt (da es für den Gebäudeerrichter attraktiver ist, PV-Anlagen für die Wohnungseigentümer bereitzustellen), wäre aber ebenfalls möglich.

2.3. Rechtliche Analyse von GIPV-Marktmodellen

2.3.1. Sachenrechtliche Zuordnung von PV-Anlagen

Bei allen Modelltypen, bei denen eine andere Rechtsperson als der Gebäudeeigentümer als Betreiber der PV-Anlage und Stromerzeuger auftreten soll, stellt sich die Frage nach der sachenrechtlichen Zuordnung der PV-Anlage, also dem Eigentum an der Anlage.

Aus dem allgemeinen Zivilrecht (Allgemeines Bürgerliches Gesetzbuch; ABGB) ergibt sich zur Frage der sachenrechtlichen Zuordnung von Gebäudebestandteilen Folgendes:

- Sachen, die eine so enge Verbindung mit dem Gebäude aufweisen, dass sie tatsächlich nicht oder nur durch eine unwirtschaftliche Vorgangsweise abgesondert werden können, sind als unselbständige Bestandteile des Gebäudes zu qualifizieren (z.B. OGH in JBI 1935, 474, zu den in einem Haus verlegten Steigleitungen).

Die Abtrennung ist nach der Rspr regelmäßig dann unwirtschaftlich, wenn Teil und Restsache zusammen wesentlich weniger wert sind als die ungeteilte Sache (z.B. OGH in JBI 1998, 300), wobei auch die Trennungskosten in Anschlag zu bringen sind (OGH in JBI 1991, 376).

Solche unselbständigen Gebäudebestandteile folgen stets dem sachenrechtlichen Schicksal der Hauptsache und sind damit sonderrechtsunfähig. Das Eigentum an der Hauptsache (Gebäude) und am unselbständigen Bestandteil kann nicht verschiedenen Personen zustehen.

- Sachen, die tatsächlich und wirtschaftlich vom Gebäude getrennt werden können, sind selbständige Bestandteile (z.B. OGH in JBI 1999, 100) und selbst dann, wenn sie noch mit dem Gebäude verbunden sind, sonderrechtsfähig. Das Eigentum am Gebäude und das Eigentum am selbständigen Gebäudebestandteil können verschiedenen Personen zustehen.

Dementsprechend ist für die sachenrechtliche Zuordnung einer PV-Anlage wie folgt zu unterscheiden:

- Gebäudeintegrierte PV-Anlagen, die mit dem Gebäude in eine tatsächlich oder zumindest wirtschaftlich nicht trennbare Verbindung gebracht werden, sind unselbständige Bestandteile des Gebäudes und stehen damit zwingend im Eigentum des Gebäudeeigentümers. Dies gilt auch im Fall einer nachträglichen Errichtung einer PV-Anlage in einem bestehenden Gebäude: Mit der Errichtung der Anlage wächst

das Eigentum an der Anlage dem Gebäudeeigentümer zu. Ein solcher Eigentumsübergang kann vertraglich nicht verhindert werden.

Wird eine gebäudeintegrierte Anlage errichtet, so kann der Errichter sein grds durch einen schuldrechtlichen Bestandvertrag begründetes Nutzungsrecht an einer Gebäudefläche (Pachtvertrag) sachenrechtlich durch Vereinbarung einer persönlichen Dienstbarkeit (Fruchtgenussrecht, § 509 ABGB) absichern lassen. Das Eigentum der Anlage bleibt damit zwar beim Bestandgeber (dem Gebäudeeigentümer), das Nutzungsrecht und damit die Einnahmen fallen dem Bestandnehmer bzw. Fruchtgenussberechtigten zu. Durch Einverleibung des Fruchtgenussrechts im Grundbuch wird ein dingliches Recht erworben, sodass das Recht des Fruchtgenusses auch gegen spätere Erwerber der Liegenschaft gelten würde.

- Bei aufgeständerten Auf-Dach-Anlagen ist es sachenrechtlich möglich, dass die PV-Anlage nicht im Eigentum des Gebäudeeigentümers, sondern im Eigentum einer anderen Rechtsperson steht, die die PV-Anlage errichtet und betreibt.

Das Nutzungsrecht an einer Gebäudefläche wird auch im Falle einer aufgeständerten Auf-Dach-Anlage durch schuldrechtliche Vereinbarung (Pachtvertrag) zwischen dem Gebäudeeigentümer und dem Betreiber der PV-Anlage begründet. Veräußert der Gebäudeeigentümer das Gebäude, so geht das Bestandverhältnis zwar auf den Erwerber über; das Bestandverhältnis kann vom Erwerber des Gebäudes jedoch nach dem ABGB ohne Rücksicht auf eine vertragliche zeitliche Bindung innerhalb der gesetzlichen Frist aufgekündigt werden (§ 1120 ABGB). Gemäß § 1095 ABGB und § 9 GBG können Bestandverträge als Belastung der überlassenen Liegenschaft jedoch ebenfalls im Grundbuch einverleibt werden, womit ein neuer Eigentümer der Liegenschaft das Bestandrecht gegen sich gelten lassen muss, also wegen des Eigentümerwechsels kein besonderes Kündigungsrecht erhält. Nach der Rspr ist eine solche Verbücherung des Bestandrechts nur bei befristeten Bestandverhältnissen zulässig; bei unbefristeten Bestandverhältnissen dann, wenn der Vermieter für eine bestimmte Zeit auf die Kündigung verzichtet hat (OGH in SZ 70/193).

2.3.2. Energierechtliche Einstufung von PV-Anlagen und Verteilernetzen

2.3.2.1. Relevante energierechtliche Definitionen

Aus § 7 EIWOG (den Landesgesetzgebern als Ausführungsgesetzgebern wird bei der Umsetzung der Definitionen des EIWOG kein Ermessen eingeräumt) ergeben sich folgende, für die energierechtliche Einstufung von PV-Anlagen und den an einem PV-Projekt beteiligten Personen relevante Definitionen:

Begriff	Definition	Anmerkung
Direktleitung (§ 7 Z 8 EIWOG)	Entweder eine Leitung, die einen einzelnen Produktionsstandort mit einem einzelnen Kunden verbindet oder eine Leitung, die einen Elektrizitätserzeuger und ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Zweck der direkten Versorgung mit ihrer eigenen Betriebsstätte, Tochterunternehmen und zugelassenen Kunden verbindet; Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen gelten nicht als Direktleitungen.	Die Definition unterscheidet zwei Anwendungsfälle: ▪ Nach dem ersten Anwendungsfall ist eine Direktleitung eine Leitung, die ein Kraftwerk mit einem Kunden verbindet. Weder das Kraftwerk noch der über die Direktleitung belieferte Kunde dürfen mit dem öffentlichen Netz verbunden sein. ▪ Im zweiten Anwendungsfall dürfen sämtliche Beteiligte (Erzeuger/ Elektrizitätsversorgungsunternehmen, Kunden) neben dem Anschluss an die Direktleitung auch über einen Anschluss an das öffentliche Netz verfügen. Eine Direktleitung liegt aber nur dann vor, wenn zwischen den betreffenden Leitungen und dem öffentlichen Netz keine direkte Verbindung besteht, es also zu keinem unmittelbaren Stromaustausch zwischen der Leitung und dem öffentlichen Netz kommt. Entscheidendes Charakteristikum der Direktleitung ist die Identität von physikalischem und wirtschaftlich geliefertem Strom. Eine Direktleitung liegt nur dann vor, wenn das Elektrizitätsunternehmen selbst die Direktleitung betreibt (die Leitung also nicht Teil der Anlage des Endverbrauchers ist).
Einspeiser (§ 7 Z 10 EIWOG)	Ein Erzeuger oder ein Elektrizitätsunternehmen, der oder das elektrische Energie in ein Netz abgibt.	

Elektrizitätsunternehmen (§ 7 Z 11 EIWOG)	Eine natürliche oder juristische Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die in Gewinnabsicht von den Funktionen der Erzeugung, der Übertragung, der Verteilung, der Lieferung oder des Kaufs von elektrischer Energie mindestens eine wahrnimmt und die kommerzielle, technische oder wartungsbezogene Aufgaben im Zusammenhang mit diesen Funktionen wahrnimmt, mit Ausnahme der Endverbraucher.	Elektrizitätsunternehmen sind durch ihre Gewinnorientierung bei Wahrnehmung mindestens eines der mehreren taxativ aufgezählten Zwecke definiert. Die Definition stellt nicht auf den Hauptzweck des Unternehmens ab, weshalb ein Elektrizitätsunternehmen schon dann vorliegt, sobald eine der aufgezählten Tätigkeiten – wenn auch nur in untergeordnetem Maß – ausgeübt wird. Ein Elektrizitätsunternehmen liegt auch dann vor, wenn eine juristische oder natürliche Person oder eine Erwerbsgesellschaft, die Elektrizität erzeugt, den erzeugten Strom in Gewinnabsicht an Dritte abgibt. Eigenerzeuger, die Elektrizität nur für den eigenen Bedarf erzeugen und nicht in Gewinnabsicht an Dritte abgeben, sind jedoch Endverbraucher und daher keine Elektrizitätsunternehmen. Auch Stromhändler sind Elektrizitätsunternehmen, weil sie Elektrizität liefern.
Endverbraucher (§ 7 Z 12 EIWOG)	Eine juristische oder natürliche Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität für den Eigenverbrauch kauft.	Der Begriff „Endverbraucher“ ist nicht mit dem Verbraucherbegriff iSd KSchG gleichzusetzen; auch Unternehmen iSd KSchG können Endverbraucher iSd EIWOG sein.
Erzeuger (§ 7 Z 17 EIWOG)	Eine juristische oder natürliche Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität erzeugt.	Für den Erzeugerbegriff ist nicht entscheidend, ob der Erzeuger Eigentümer der Erzeugungsanlage ist oder ob er sie bloß gepachtet hat. Von einem Erzeuger kann allerdings nicht mehr gesprochen werden, wenn der Pächter einer Erzeugungsanlage die Betriebsführung der Verpächterin in der Weise übertragen hat, dass ihm kein Einfluss auf den täglichen Betrieb der Anlage zukommt. Weil die Definition nicht auf Gewinnabsicht abstellt, fallen unter den Erzeugerbegriff auch Personen, die kein Elektrizitätsunternehmen sind.
Haushaltskunden (§ 7 Z 25 EIWOG)	Kunden, die Elektrizität für den Eigenverbrauch im Haushalt kaufen; dies schließt gewerbliche und berufliche Tätigkeiten nicht mit ein.	Der Begriff des Haushaltskunden ist für die Bestimmung des § 44a EIWOG relevant: Nach § 44a EIWOG haben Haushaltskunden einen Anspruch auf Grundversorgung, sodass Stromhändler und sonstige Lieferanten, zu deren

		Tätigkeitsbereich die Versorgung von Haushaltskunden zählt, die Pflicht haben, diese mit elektrischer Energie zu beliefern, wenn sich die Haushaltskunden ihnen gegenüber auf die Grundversorgung berufen.
Kunden (§ 7 Z 40 EIWOG)	Endverbraucher, Stromhändler sowie Elektrizitätsunternehmen, die elektrische Energie kaufen.	Der Begriff des Kunden ist für die Netzzugangsberechtigung von Bedeutung, da nur Kunden und Erzeuger netzzugangsberechtigt sind.
Lieferant (§ 7 Z 45 EIWOG)	Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt.	Nach herrschender Meinung bildet der Begriff „Lieferant“ einen Oberbegriff, der auch den Stromhändler und den Erzeuger umfasst und sämtliche Marktteilnehmer bezeichnet, die – auf Basis welchen Rechtstitels auch immer – Strom wirtschaftlich Dritten zur Verfügung stellen. Der Lieferantenbegriff – im Gegensatz zum Stromhändlerbegriff – nicht auf Gewinnabsicht ab. Lieferant ist also auch, wer Elektrizität mit oder ohne Gewinnabsicht auf anderer Grundlage als eines Kaufvertrags zur Verfügung stellt.
Netzbenutzer (§ 7 Z 49 EIWOG)	Jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einspeist oder aus einem Netz entnimmt.	
Netzbetreiber (§ 7 Z 51 EIWOG)	Betreiber von Übertragungs- oder Verteilernetzen mit einer Nennfrequenz von 50Hz.	Netzbetreiber sind nach herrschender Auffassung nur die Betreiber von elektrischen Leitungen, die zum öffentlichen Netz zählen.
Stromhändler (§ 7 Z 65 EIWOG)	Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in Gewinnabsicht verkauft.	Personen, die Elektrizität ohne Gewinnabsicht verkaufen und zur Verfügung stellen, sind immerhin Lieferanten und Versorger. Elektrizitätserzeuger, die ihre Elektrizität in Gewinnabsicht verkaufen, sind Stromhändler.
Versorger (§ 7 Z 74 EIWOG)	Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die die Versorgung wahrnimmt.	

Versorgung (§ 7 Z 75 EIWOG)	Der Verkauf einschließlich des Weiterverkaufs von Elektrizität an Kunden.	Versorgung ist Elektrizitätsverkauf. Stromhändler und elektrizitätsverkaufende Erzeuger sind daher auch Versorger. Lieferanten sind nur Versorger, wenn sie Elektrizität verkaufen.
Verteilernetzbetreiber (§ 7 Z 76 EIWOG)	Eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb und die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen.	
Verteilung (§ 7 Z 77 EIWOG)	Der Transport von Elektrizität über Hoch-, Mittel- oder Niederspannungsverteilernetze zum Zwecke der Belieferung von Kunden, jedoch mit Ausnahme der Versorgung.	Verteilung ist Elektrizitätstransport. Ausgenommen ist der Transport über Übertragungsnetze. Versorgung ist nicht Transport (Verteilung), sondern Verkauf der Ware Elektrizität.

2.3.2.2. Energierrechtliche Qualifikation eines Objektnetzes

Zu klären ist, wie das Leitungssystem zum Transport des mit der gebäudeintegrierten PV-Anlage erzeugten Stroms sowie des allenfalls von einem weiteren Lieferanten aus dem öffentlichen Netz gelieferten Stroms an die Endverbraucher energierechtlich einzustufen ist.

Im EIWOG und in der rechtswissenschaftlichen Literatur werden folgende Arten von Leitungssystemen unterschieden:

- Öffentliches Netz:
Der Begriff des öffentlichen Netzes ist weder gemeinschaftsrechtlich noch gesetzlich definiert. Aus einer Gesamtschau des EIWOG ergibt sich, dass ein Netz aus einer oder mehreren elektrischen Leitungsanlagen mit einer Nennfrequenz von 50 Hz besteht, die in der Verfügungsbefugnis eines einzigen Betreibers stehen, der über die technisch-organisatorischen Einrichtungen verfügt, um alle zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebs erforderlichen Maßnahmen zu setzen. Als Synonym für den Begriff „Netz“ verwendet der Gesetzgeber auch wiederholt den Begriff „System“. Grundsätzlich lässt sich aber der Begriff des „öffentlichen Netzes“ nur schwer abstrakt definieren, weil es letztlich historisch gewachsen ist und der Gesetzgeber die Existenz des „öffentlichen Netzes“ in Wahrheit voraussetzt.

Das öffentliche Netz beginnt und endet mit dem Netzanschlusspunkt, der die Anlage des Erzeugers oder des Endverbrauchers physisch mit dem Netzsystem verbindet.

Rechtliche Konsequenz der Qualifikation einer elektrischen Leitungsanlage als Teil des öffentlichen Netzes ist, dass diese Leitungsanlagen nicht ohne entsprechende Konzession betrieben werden dürfen (§ 42 EIWOG) und dass diese Konzession nach den elektrizitätsrechtlichen Landesgesetzen für ein bestimmtes, örtlich umschriebenes Gebiet nur an einen Netzbetreiber erteilt werden darf (Gebietsmonopol des Verteilernetzbetreibers). Weitere Rechtsfolge der Eigenschaft einer Leitungsanlage als Teil des öffentlichen Netzes ist das Recht der Kunden auf Anschluss und Netzzugang (§ 16 EIWOG). Schließlich kann das Entgelt für die Netzbenutzung zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer (Einspeiser und Entnehmer) nicht frei vereinbart werden; die Preise für die Nutzung des Stromnetzes werden mit der verordnungsförmigen Festsetzung der Systemnutzungstarife normativ vorgegeben und sind zwingender Bestandteil des Netzzugangsvertrags.

- **Direktleitung iSd § 7 Z 8 und 70 EIWOG:**
Eine Direktleitung ist ein von einem Elektrizitätsunternehmen betriebenes Leitungssystem, über das ein Elektrizitätsunternehmen Strom an einen oder mehrere Kunden liefert und das nicht direkt bzw. unmittelbar mit dem öffentlichen Netz verbunden ist. Aus § 70 EIWOG ergibt sich, dass stets das Elektrizitätsunternehmen selbst die Direktleitung betreiben muss. Außerdem wird angesichts der Definition des Elektrizitätsunternehmens (§ 7 Z 11 EIWOG) Strom nur dann über eine elektrizitätsrechtlich als „Direktleitung“ zu qualifizierende Leitung geliefert, wenn dies in Gewinnabsicht erfolgt.

Aus § 7 Z 8 letzter Halbsatz EIWOG ergibt sich, dass Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen jedenfalls nicht als Direktleitung zu qualifizieren sind. Hinzuweisen ist aber darauf, dass diese Einschränkung für den Begriff der Direktleitung gemeinschaftsrechtlich nicht vorgegeben ist (siehe Art 34 EBRL 2009/72/EG).

Die Direktleitung ist praktisch durchgehend von sämtlichen, aus dem gesetzlichen Regulierungssystem im Bezug auf das öffentliche Netz erwachsenden, öffentlich-rechtlichen Verpflichtungen ausgenommen. Dadurch ist Strom, der über eine Direktleitung transportiert wird, auch nicht den mit dem Regulierungssystem verbundenen finanziellen Belastungen ausgesetzt. Dem Betreiber der Direktleitung werden weder Verpflichtungen parallel zu den Netzbetreibern auferlegt, noch wird das Rechtsverhältnis zwischen Betreiber und Benutzer der Direktleitung in ähnlicher Weise prädeterniniert wie der Netzzugangsvertrag durch die obligatorische Verschreibung allgemeiner Bedingungen sowie fixer Transportpreise in Form der Systemnutzungstarife. Der Gesetzgeber überlässt die Vereinbarungen über den Bau,

den Betrieb sowie die Nutzung der Direktleitung zur Gänze den beteiligten Marktteilnehmern.

- Kundenanlagen:

In der rechtswissenschaftlichen Literatur bislang anerkannt sind schließlich noch die sogenannten privaten Netze, d.h. jener Teil der Leitungsanlagen, der nicht mehr im Eigentum bzw. der Verfügungsbefugnis des Netzbetreibers, sondern des Endverbrauchers steht. Nach bislang herrschender Auffassung bilden diese Anlagen eine begriffsnotwendig erforderliche dritte Kategorie von Leitungen neben dem öffentlichen Netz und den Direktleitungen.

Diese privaten Netze sind im EIWOG nicht ausdrücklich geregelt. Ein Hinweis ergibt sich einerseits aus § 44 EIWOG, der auf bestehende Netzanschlussverhältnisse verweist. Weiters aus § 7 Z 8 EIWOG, der Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen ausdrücklich vom Begriff der Direktleitungen ausnimmt. § 7 Z 26 EIWOG idF BGBl I 143/1998 kannte noch den Begriff der „Verbrauchstätte“ als ein zusammenhängendes, im Eigentum oder in der Verfügungsgewalt eines Endverbrauchers stehendes Betriebsgelände, für das ein Endverbraucher elektrische Energie bezieht und über ein eigenes Netz zu Selbstkosten verteilt, wobei die Betriebsstätte sowie Einrichtungen, die eine einheitliche Betriebsanlage darstellen, unabhängig vom Vorliegen eines eigenen Netzes Verbrauchstätten sind. Mit dem Inkrafttreten des Energieliberalisierungsgesetzes BGBl I 121/2000 ist der Begriff der Verbrauchstätte aus dem Gesetz jedoch verschwunden.

Leitungen im Rahmen von privaten Netzen werden nach herrschender Meinung von Direktleitungen dadurch abgegrenzt, dass die Leitungen im Rahmen von privaten Netzen von den Endverbrauchern betrieben werden, während Direktleitungen stets von Elektrizitätsunternehmen und daher insbesondere eben auch in Gewinnabsicht betrieben werden.

- Geschlossene Verteilernetze iSd Art 28 EBRL 2009/72/EG:

Die neue EBRL 2009/72/EG kennt außerdem noch die „geschlossenen Verteilernetze“, die von verschiedenen energierechtlichen Verpflichtungen für Netzbetreiber (insbesondere Verpflichtung zur Vorab-Genehmigung von Tarifen, nicht aber von der Verpflichtung zur Gewährleistung des Netzzugangs) freigestellt werden können. Art 28 EBRL 2009/72/EG setzt für die Qualifikation eines geschlossenen Verteilernetzes Folgendes voraus:

- Netz zur Verteilung von Strom in einem geographisch begrenzten Industrie- oder Gewerbegebiet oder Gebiet, in dem Leistungen gemeinsam genutzt werden
- die Tätigkeiten oder Produktionsverfahren der Benutzer dieses Netzes sind aus konkreten technischen oder sicherheitstechnischen Gründen verknüpft oder mit

dem Netz wird in erster Linie Strom an den Netzeigentümer oder -betreiber oder an mit diesen verbundene Unternehmen verteilt

- keine Versorgung von Haushaltskunden (wobei die gelegentliche Nutzung des Verteilernetzes durch eine geringe Anzahl von Haushalten, deren Personen ein Beschäftigungsverhältnis oder vergleichbare Beziehungen zum Eigentümer des Verteilernetzes unterhalten und die sich in dem durch ein geschlossenes Verteilernetz versorgten Gebiet befinden, nicht schadet)
- Einstufung durch die zuständige nationale Behörde als geschlossenes Netz

Eine Umsetzung des Art 28 EBRL 2009/72/EG ist im neuen EIWOG BGBl I 2010/110 nicht erfolgt (anders z.B. in Deutschland, wo der bisherige § 110 EnWG über Objektnetze an die neuen Voraussetzungen gemäß Art 28 EBRL 2009/72/EG angepasst wird).

Aus den Anwendungsvoraussetzungen des Art 28 EBRL 2009/72/EG ergibt sich jedenfalls, dass Netze zur Verteilung von Strom an Haushaltskunden jedenfalls nicht als geschlossenes Netz eingestuft werden dürfen. Zur Einstufung eines Netzes als geschlossenes Netz ist aber außerdem ein gemeinsamer übergeordneter Geschäftszweck erforderlich, der über reine Vermietungs- und Verpachtungsverhältnisse hinausgeht [SCHNEIDER]. Als Anwendungsfälle kommen nach dem 30. Erwägungsgrund der EBRL 2009/72/EG Bahnhofsgebäude, Flughäfen, Krankenhäuser, große Campingplätze und integrierte Anlagen oder Standorte der Chemieindustrie in Betracht.

Für die Qualifikation eines Leitungsnetzes in einer Großimmobilie, mit dem der Immobilieneigentümer seinen Mietern Elektrizität über seine eigenen Leitungen zur Verfügung stellt, ergibt sich daraus Folgendes:

- Ein Leitungsnetz, in das die PV-Anlage eingebunden ist, kann nicht insgesamt als Direktleitung qualifiziert werden, weil es zwischen einer Direktleitung und dem öffentlichen Netz nicht zu einem unmittelbaren Stromaustausch kommen darf [OBERNDORFER2007]. Nach der ausdrücklich in § 7 Z 8 EIWOG enthaltenen Einschränkung gilt ein Leitungssystem in einer Wohnhausanlage außerdem jedenfalls nicht als Direktleitung.
- Ohne Vorliegen eines gemeinsamen übergeordneten Geschäftszwecks, der über bloße Vermietungs- und Verpachtungsverhältnisse hinausgeht, kann das interne Netz einer Großimmobilie auch nicht als geschlossenes Netz iSd Art 28 EBRL 2009/72/EG eingestuft werden. Für Netze zur Versorgung von Haushaltskunden scheidet eine solche Einstufung von vornherein aus.

Das österreichische EIWOG enthält auch keine Umsetzung des Art 28 EBRL 2009/72/EG, so dass eine Einstufung eines Leitungsnetz als geschlossenes Netz vorläufig (ohne Änderung des EIWOG) überhaupt nicht in Betracht kommt.

- Das interne Versorgernetz in einer Großimmobilie ist daher nur dann nicht als Teil des öffentlichen Netzes anzusehen (für den Betrieb eines solchen Netzes wäre eine Konzessionspflicht gegeben, gleichzeitig bestünde aber auch ein Konzessionshindernis aufgrund des Gebietsmonopols des örtlichen Verteilernetzbetreibers), wenn das Leitungsnetz als Kundenanlage qualifiziert werden kann, für die weder nach der EBRL 2009/72/EG, noch nach dem EIWOG besondere Regelungen bestehen.

Die Fragestellung, unter welchen Voraussetzungen ein Leitungsnetz als Kundenanlage, die nicht dem energierechtlichen Regulierungssystem für Netze unterliegt, zu qualifizieren ist, ist weder im EIWOG noch in der EBRL 2009/72/EG geregelt. Es liegt auch keine veröffentlichte österreichische Rspr vor.

Aus der Rspr des EuGH und der deutschen Gerichte sowie aus den Erläuterungen zum neuen dt EnWG ergibt sich Folgendes:

- Seit dem EuGH-Urteil vom 22.5.2008, C-439/06 (Citiworks), war die Zulässigkeit privater Netze generell in Frage zu stellen. Das EuGH-Verfahren betraf die Auslegung des dt Energiewirtschaftsgesetzes (§ 110 alt), wonach Ausnahmeregelungen von Art 20 Abs 1 EBRL 2003/54/EG vorgesehen waren, sofern ein sog „Objektnetz“ vorliegt. Demnach war ein „Objektnetzbetreiber“ nicht verpflichtet, die Nutzung seines Netzes durch Versorgungsunternehmen zu dulden und Dritten daher keinen Netzzugang zu gewähren. Vom EuGH wurde festgestellt, dass eine nationale Bestimmung, nach der bestimmte Betreiber von Energieversorgungsnetzen von der Verpflichtung, Dritten freien Netzzugang zu gewähren, ausgenommen sind, gemeinschaftsrechtswidrig ist. Die Gemeinschaftsrechtswidrigkeit besteht unabhängig von der Größe des Netzes und dem Umfang des Stromverbrauchs. Aus dem EuGH-Urteil kann abgeleitet werden [EGGER2008], dass private Netze, die nicht Direktleitungen sind, nicht vom für Netze geltenden Regulierungssystem ausgenommen werden dürfen und daher unzulässig sind. Gleichwohl beschäftigt sich das EuGH-Urteil aber nur mit der Frage, ob im Falle eines Objektnetzes der Netzbetreiber Dritten Netzzugang gewähren muss und nicht generell mit der Zulässigkeit „privater Netze“.
- Im Beschluss 202 EnWG 1/10 vom 27.5.2010 beurteilt das OLG Stuttgart die Stromversorgung auf einem Campingplatz durch den Campingplatzbetreiber:

Eine Ferienpark GmbH, die den benötigten Strom von einem Energieversorgungsunternehmen bezieht, ihn über eigene technische

Einrichtungen an die jeweiligen Platznutzer (Ferienhäuser und Wohnwagen) verteilt und diesen gegenüber eigenständig und unabhängig von der Platzmiete verbrauchsabhängig nach den Tarifen abrechnet, zu dem sie selbst dem Energieversorgungsunternehmen verpflichtet ist, betreibt ein Energieversorgungsnetz im Sinne der Vorschriften des EnWG.

Eine sog "Kundenanlage" liegt nach Auffassung des OLG Stuttgart nicht vor. Diese wäre davon geprägt, dass die Betreiberin des Ferienparks zwar ein Kabel-/Energieversorgungssystem vorhält, über welches ihre Mieter entsprechend ihrem jeweiligen Strombedarf von einem extern zuleitenden Energieversorgungsunternehmen im Ergebnis Strom beziehen, dass sich diese Versorgung – ähnlich wie in einem Hotel, Motel, Wohnheim oder einer sonstigen räumlich und organisatorisch zusammengefassten Wohnanlage – als unselbstständige Nebenleistung des Vermieters gegenüber seinen Mietern darstellt, er sie auch nicht gesondert nach dem jeweiligen Bedarf und den selbst geschuldeten Tarifen abrechnet, sondern nur als kalkulatorisches Unterelement des Mietzinses mit erhebt. Wenn die Betreiberin des Ferienparks aber den extern von einem Energieversorgungsunternehmen bezogenen Strom über ihre technische Anlage dem jeweiligen Platznutzer zuleitet und diesem gegenüber eigenständig und unabhängig von der Platzmiete den von ihr bezogenen und jeweils weitergeleiteten Strom nach den Tarifen, zu denen sie selbst verpflichtet ist, abrechnet, liegt keine Kundenanlage vor. Vielmehr verkaufe die Betreiberin des Ferienparks selbst Strom, mag sie dabei auch nur Weiterleiterin sein. Die Stromversorgung über sie und durch sie bleibt nicht nur unselbstständiges Element eines übergeordneten Leistungspakets, sondern eigenständige Leistungshandlung.

Die Beschwerdeführerin erfülle schon das Grundmerkmal der Versorgung mit Energie, da sie Elektrizität an Kunden weiterverkaufe. Sie mache auf Grund ihrer auch vertraglichen Versorgungsstrukturen Strom zu einer Handelsware, da sie ihn verkaufe und in der freien Wahl ihres Bezuges zugleich darüber entscheide, von wem und damit auch zu welchen Konditionen sie dieses Versorgungsgut einkauft und weitergibt. Sie ist damit, auch wenn dies nicht ihrem Haupt(erwerbs)zweck dient, der objektiven Funktion nach Stromhändlerin gegenüber den an ihrem Netz angeschlossenen Letztverbrauchern, die zwar in ihrem aktuellen Bestand bestimmbar sein werden, angesichts einer vertraglich möglichen Fluktuation aber bestandsoffen sind. In dem von ihr, wenn auch nur als Pächterin, vorgehaltenen elektrischen Netz versorge sie mit einer selbstständig gehandelten Ware ausschließlich die dort jeweils vorhandenen und dieses Wirtschaftsgutes bedürftigen Letztverbraucher und dies zu ihren Preisen und zugleich unter Ausschluss des freien Wahlrechtes der Energienutzer hinsichtlich ihrer Lieferanten.

Entscheidendes Kriterium für die Qualifikation eines Leitungsnetzes als Kundenanlage ist nach dem Beschluss des OLG Stuttgart daher, dass die Stromversorgung pauschal im Mietzins inkludiert ist (also keine verbrauchsabhängige Abrechnung vorliegt), weil nur dann eine unselbständige Nebenleistung vorliegt, die den Inhaber des Leitungssystems nicht zum Stromhändler und zum Netzbetreiber macht.

- Im neuen dt EnWG (Bundesgesetzblatt Jahrgang 2011 Teil I Nr 41; in Kraft getreten am 4.8.2011) wird der Begriff der Kundenanlage nunmehr wie folgt definiert:

§ 3 Z 24a (Kundenanlagen): Energieanlagen zur Abgabe von Energie, die sich auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden, mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind, für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden.

Aus den Erläuterungen zum neuen § 3 Z 24a dt EnWG ergeben sich folgende Hinweise:

Die neuen Definitionen der Kundenanlage und der Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung ermöglichen die Bestimmung, an welchem Punkt das regulierte Netz beginnt und die unregulierte Kundenanlage endet. Sie sind daher von Bedeutung für die Beantwortung der Frage, welche Betreiber welcher Anlagen sich den Regulierungsanforderungen zu stellen haben.

Bei der Anwendung des unbestimmten Rechtsbegriffs der Kundenanlage kommen im Einzelfall insbesondere folgende Kriterien in Betracht:

Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher: Ausschließlich der Eigenversorgung der Betreiber dienende Energieanlagen sind grundsätzlich als Kundenanlagen anzusehen. Je größer die Anzahl der an eine Energieanlage unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Letztverbraucher ist, desto mehr deutet dieses Merkmal auf das Vorliegen eines Energieversorgungsnetzes hin.

Geografische Ausdehnung: Geografisch eng begrenzte „Hausanlagen“ innerhalb von Gebäuden oder Gebäudekomplexen stellen in der Regel Kundenanlagen dar. Möglich ist im Einzelfall auch, dass sich eine Kundenanlage außerhalb von Gebäuden über ein größeres Grundstück erstreckt.

Menge der durchgeleiteten Energie: Ein weiterer Indikator für die wettbewerbliche Bedeutung einer Energieanlage kann die Menge der über die Anlage an die angeschlossenen Letztverbraucher gelieferten Energie sein. Je kleiner die Energiemenge ist, desto eher kann angenommen werden, dass die Anlage unbedeutend für die Sicherstellung des Wettbewerbs ist. Es gelten aber keine festen Schwellenwerte.

Sonstige Merkmale: Bei der Prüfung des Vorliegens des unbestimmten Rechtsbegriffes „unbedeutend“ können im jeweiligen Einzelfall im Rahmen der durchzuführenden Gesamtschau noch andere Merkmale zu berücksichtigen sein, beispielsweise die zwischen dem Betreiber und den angeschlossenen Letztverbrauchern geschlossenen Verträge oder das Vorhandensein einer größeren Anzahl weiterer angeschlossener Kundenanlagen.

Eine Kundenanlage muss von ihrem Betreiber jedem Netznutzer des vorgelagerten Energieversorgungsnetzes bzw. den an die Anlage angeschlossenen Letztverbrauchern zur Verfügung gestellt werden. Dies bedeutet, dass jeder angeschlossene Letztverbraucher die Möglichkeit haben muss, seinen Energielieferanten frei zu wählen – und umgekehrt. Insbesondere Exklusivitätsvereinbarungen durch den Betreiber der Anlage, also eine Bindung an einen Energielieferanten, sind unzulässig.

Die Betreiber einer Kundenanlage haben jedem Energieanbieter zu gestatten, die an die Kundenanlage angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung mit Energie zu versorgen. Eine Verweisung auf sog. Beistellungsvereinbarungen ist unzulässig. Die Gewährung des Zuganges zu der Kundenanlage und damit die Nutzung im Wege der Durchleitung hat unabhängig von der Wahl des Energielieferanten unentgeltlich und diskriminierungsfrei zu erfolgen. Dies bedeutet insbesondere, dass der Betreiber einer Kundenanlage von Energielieferanten kein Nutzungsentgelt fordern darf. Vielmehr liegt in diesem Fall ein Energieversorgungsnetz vor. Die Voraussetzung der Unentgeltlichkeit ist im Regelfall erfüllt, wenn eine Kundenanlage im Rahmen eines vertraglichen Gesamtpaketes zur Verfügung gestellt wird (beispielsweise im Rahmen eines Miet- oder Pachtvertrages). Das Tatbestandsmerkmal der Unentgeltlichkeit liegt aber nicht vor im Falle einer prohibitiven Preisgestaltung oder eines sonstigen Umgehungstatbestandes.

Zusammenfassend kommt nach den im neuen dt EnWG und seinen Erläuterungen enthaltenen Kriterien die Einstufung eines hausinternen Leitungsnetzes als Kundenanlage dann in Betracht, wenn

- die Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher auf eine geringe Anzahl von Personen beschränkt ist;
- es sich um eine geografisch eng begrenzte Hausanlage handelt;

- die durchgeleitete Energiemenge gering ist;
- das Leitungsnetz jedem Netznutzer des vorgelagerten Energieversorgungsnetzes bzw. den an die Anlage angeschlossenen Letztverbrauchern unentgeltlich und diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt wird und jeder angeschlossene Letztverbraucher die Möglichkeit hat, seinen Energielieferanten frei zu wählen (Exklusivitätsvereinbarungen führen daher dazu, dass keine Kundenanlage gegeben ist).

Da derzeit keine Rspr des EuGH oder österreichischer Behörden zum Begriff der Kundenanlage vorliegt, erfolgt die Beurteilung der Modelltypen in dieser Studie hilfsweise nach den in den Erläuterungen zum dt EnWG enthaltenen Kriterien. Dies erscheint zulässig, da für die Frage der Abgrenzung zwischen Kundenanlage und dem öffentlichen Netz im Hinblick auf die Grundsätze der EBRL keine nationalen Unterschiede bestehen können. Natürlich besteht aber – solange keine Rspr des EuGH vorliegt, das die neuen dt Kriterien bestätigt, und das EIWOG keine ausdrückliche Regelung zur Kundenanlage enthält – das Risiko, dass ein Leitungssystem, das die genannten Kriterien des dt EnWG erfüllt, trotzdem nicht als Kundenanlage einzustufen ist, sondern dem energierechtlichen Regulierungssystem unterliegt.

Zur Erhöhung der Rechtssicherheit wäre eine ausdrückliche gesetzliche Regelung zur Abgrenzung zwischen einer Kundenanlage, auf die das energierechtliche Regulierungssystem für Netze nicht anzuwenden ist, und öffentlichen Netzen vorteilhaft. In Anlehnung an die neue dt Rechtslage könnte die Abgrenzung ebenfalls anhand eines Kriterienkatalogs geregelt werden. Auf nationaler Ebene kann eine solche Regelung entweder im EIWOG (Grundsatzgesetzgebung) oder in den landesrechtlichen Ausführungsgesetzen erfolgen, wenn im EIWOG keine Regelung getroffen wurde. Nach der Rspr des VfGH (zB VfSlg 11856/1988) bedürfen die Länder zur Regelung der in Art 12 B-VG genannten Angelegenheiten (dazu zählt gemäß Art 12 Abs 1 Z 5 B-VG auch das Elektrizitätswesen) nicht einer Ermächtigung durch Aufstellen von Grundsätzen, sondern können sie bei Fehlen von Grundsätzen frei regeln (die Grundsatzgesetzgebung ist nicht Voraussetzung, sondern nur inhaltliche Schranke für die Landesgesetzgebung). Eine auf Bundes- oder Landesebene getroffene Regelung zur Abgrenzung zwischen Kundenanlage und öffentlichem Netz ist aber jedenfalls am Maßstab des Gemeinschaftsrechts (EBRL) zu messen. Ohne eine ausdrückliche Regelung in der EBRL bzw Rspr des EuGH besteht für eine nationale Regelung daher das Risiko der Gemeinschaftsrechtswidrigkeit.

2.3.2.3. Energierrechtliche Rechte und Pflichten des Betreibers der GIPV-Anlage

- als Erzeuger iSd § 7 Z 17 EIWOG
 - Genehmigungspflicht für die Errichtung und den Betrieb der Erzeugungsanlage gemäß § 12 EIWOG und nach Maßgabe der Landes-Ausführungsgesetze;

- im Fall der Einspeisung in das öffentliche Netz: § 66 EIWOG (insb Verpflichtung, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen, zur Verfügungstellung von Daten im erforderlichen Ausmaß an den Netzbetreiber, den Bilanzgruppenkoordinator, den Bilanzgruppenverantwortlichen und anderen betroffenen Marktteilnehmern, Meldung der Erzeugungsfahrpläne vorab an den betroffenen Netzbetreiber, den Regelzonenführer und den Bilanzgruppenverantwortlichen in erforderlichen Ausmaß bei technischer Notwendigkeit, Einhaltung der technischen Vorgaben der Netzbetreiber bei Verwendung eigener Zieleinrichtungen und Einrichtungen für die Datenübertragung, Erhöhung oder Einschränkung der Erzeugung nach Maßgabe vertraglicher Vereinbarungen;
 - Recht zur Errichtung und zum Betrieb von Direktleitungen gemäß § 70 EIWOG und nach Maßgabe der Landes-Ausführungsgesetze.
- als Stromhändler iSd § 7 Z 65 EIWOG (Verkauf von Elektrizität in Gewinnabsicht) oder als sonstiger Lieferant iSd § 7 Z 45 EIWOG (sonstiges Zurverfügungstellen von Elektrizität)
- § 77 EIWOG: Bei Versorgung von Haushaltskunden Veröffentlichung eines allgemeinen Tarifs für die Versorgung in letzter Instanz von Haushaltskunden in geeigneter Weise, Pflicht zur Grundversorgung zu den geltenden AGB und zum allgemeinen Tarif für jene Interessenten, die nach dem standardisierten Hauslastprofil versorgt werden und die sich auf die Grundversorgung berufen;
 - Ausweisung des Versorgermixes auf der Stromrechnung gemäß § 78 Abs 1 EIWOG und zur Ausweisung der Umweltauswirkungen aus der durch den Versorgermix erzeugten Elektrizität auf der Jahresabrechnung gemäß § 78 Abs 2 EIWOG;
 - transparente- und konsumentenfreundliche Gestaltung von Informations- und Werbematerial sowie Rechnungen gemäß § 81 EIWOG; Angabe des Energiepreises jedenfalls in Cent/kWh;
 - Anzeigepflicht für die Aufnahme der Tätigkeit als Stromhändler, wenn Endkunden beliefert werden in den Bundesländern Kärnten, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark, Vorarlberg und Wien nach Maßgabe dieser Landes-Ausführungsgesetze;
 - Verpflichtung zum Kauf der von der Ökostromabwicklungsstelle zugewiesenen elektrischen Energie zur Höhe des Verrechnungspreises (§§ 15 Abs 1 Z 3 und § 19 ÖkostromG); aus einer systematischen Interpretation ergibt sich jedoch, dass Ökostrom an Stromhändler nur dann und insoweit zuzuweisen ist, als diese Stromhändler Strom über das öffentliche Netz an Endverbraucher abgeben; keine Verpflichtung zum Kauf der von der Ökostromabwicklungsstelle zugewiesenen Energie besteht daher, wenn das Leitungsnetz als Direktleitung oder als privates Netz zu qualifizieren ist.

- als Netzbenutzer iSd § 7 Z 49 EIWOG bzw als Einspeiser iSd § 7 Z 10 EIWOG, wenn die erzeugte elektrische Energie auch an das öffentliche Netz abgegeben wird
 - Recht auf Netzzugang gemäß § 16 EIWOG;
 - § 66 EIWOG: Verpflichtung sich einer Bilanzgruppe anzuschließen, Übermittlung von Daten, Zählerwerten und sonstigen Angaben an Netzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche und den Bilanzgruppenkoordinator, Einhaltung der technischen Vorgaben der Netzbetreiber bei Verwendung eigener Zähleinrichtungen, Meldung von Erzeugungsfahrplänen bei technischer Notwendigkeit an den Netzbetreiber und die Regelzonenführer.

- als Elektrizitätsunternehmen iSd § 7 Z 11 EIWOG, wenn elektrische Energie in Gewinnabsicht erzeugt und geliefert wird
 - Bereithalten einer Ausfertigung des Jahresabschlusses zur Verfügung der Öffentlichkeit gemäß § 8 Abs 1 EIWOG;
 - Verpflichtung zur Gewährung von Einsicht in alle Unterlagen und Aufzeichnungen sowie Verpflichtung zur Erteilung von Auskünften an die Behörden gemäß § 10 EIWOG.

- als Verteilernetzbetreiber iSd § 7 Z 76 EIWOG, wenn das Arealnetz als öffentliches Netz zu qualifizieren ist
 - Verpflichtung zur Gewährung des Netzzugangs zu den genehmigten allgemeinen Bedingungen und den festgesetzten Systemnutzungstarifen gemäß § 15 EIWOG;
 - Festlegung von allgemeinen Bedingungen gemäß § 17 EIWOG;
 - Konzessionspflicht gemäß § 42 EIWOG;
 - Recht zum Netzanschluss innerhalb des abgedeckten Gebiets gemäß § 44 EIWOG;
 - diverse Pflichten gemäß § 45 EIWOG.

- als Versorger iSd § 7 Z 74 EIWOG, wenn die Elektrizität an Kunden verkauft wird
 - Erstellung von allgemeinen Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, Anzeige der allgemeinen Geschäftsbedingungen an die Energie-Control Kommission und Veröffentlichung in geeigneter Form (§ 80 EIWOG);
 - Mindestinhalt der AGB gemäß § 80 Abs 3 EIWOG: Name und Anschrift des Versorgers, erbrachte Leistungen und angebotene Qualität, Energiepreis in Cent/kWh inkl. etwaiger Zuschläge und Abgaben, Vertragsdauer, Rücktrittsrecht, Beschwerdemöglichkeiten;

- nachweisliche Information der Kunden vor Abschluss eines Vertrags über die wesentlichen Vertragsinhalte anhand eines Informationsblattes gemäß § 80 Abs 4 EIWOG.

2.3.3. Vertragsrechtliche Rahmenbedingungen für Stromlieferverträge

2.3.3.1. Rechtliche Qualifikation des Stromliefervertrags

Elektrizität gilt als bewegliche Sache. Stromlieferverträge werden seit jeher als Kaufverträge qualifiziert und können Ziel- oder Dauerschuldverhältnisse begründen. Die Belieferung von Kleinverbrauchern erfolgt in der Regel als Dauerschuldverhältnis.

Die Ausgestaltung der Stromlieferverträge ist grundsätzlich der Privatautonomie anheimgestellt. Beschränkungen dieser allgemeinen Vertragsfreiheit ergeben sich jedoch aus dem allgemeinen Zivilrecht (im Fall der Belieferung von Konsumenten insbesondere auch aus dem Konsumentenschutzrecht) und aus dem Elektrizitätsrecht (§ 75 ff EIWOG). Die Nichterbringung der vertraglich zugesicherten Leistung kann schadenersatzpflichtig machen.

Aus § 80 EIWOG bzw. aus den landesrechtlichen Ausführungsgesetzen ergeben sich folgende zwingende Vorgaben für die vertragliche Beziehung zwischen einem Elektrizitätsversorger und einem Kunden, dessen Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird:

- Versorger haben allgemeine Geschäftsbedingungen für die Belieferung mit elektrischer Energie für Kunden, deren Verbrauch nicht über einen Lastprofilzähler gemessen wird, zu erstellen.
- Die allgemeinen Geschäftsbedingungen sowie ihre Änderungen sind der Energie-Control Kommission vor dem Inkrafttreten in elektronischer Form anzuzeigen und in geeigneter Form zu veröffentlichen.
- Änderungen der AGB und der vertraglich vereinbarten Entgelte sind nach Maßgabe des allgemeinen Zivilrechts und des Konsumentenschutzrechts zulässig. Die Änderungen sind dem Kunden schriftlich mitzuteilen. Wird das Vertragsverhältnis für den Fall, dass der Kunde den Änderungen der AGB oder der Entgelte widerspricht, beendet, endet das Vertragsverhältnis mit dem nach einer Frist von drei Monaten folgenden Monatsletzten.
- Mindestinhalt der AGB:
 - Name und Anschrift des Versorgers
 - erbrachte Leistungen und angebotene Qualität sowie voraussichtlicher Zeitpunkt für den Beginn der Belieferung
 - Energiepreis in Cent pro kWh inkl etwaige Zuschläge und Abgaben
 - Vertragsdauer, Bedingungen für die Verlängerung und Beendigung, vorhanden sein eines Rücktrittsrechts

- etwaige Entschädigungs- und Erstattungsregelungen bei Nichteinhaltung der vertraglich vereinbarten Leistungsqualität
 - Hinweis auf die zu Verfügung stehenden Beschwerdemöglichkeiten
 - Bedingungen für die Belieferung zur Erfüllung der Pflichtzugrundversorgung
 - Modalitäten, zu welchen der Kunde verpflichtet ist, Teilbetragszahlungen zu leisten, wobei eine Zahlung zumindest zehn Mal jährlich jedenfalls anzubieten ist.
- Vor Abschluss des Vertrags hat der Versorger den Kunden über die wesentlichen Vertragsinhalte zu informieren; dem Kunden ist ein Informationsblatt auszuhändigen.

Vom Stromliefervertrag ist der Netzzugangsvertrag zwischen dem Netzbenutzer (Personen, die Strom in das Netz einspeisen oder entnehmen) und dem Netzbetreiber des öffentlichen Netzes zu unterscheiden, mit dem das Recht auf physikalische Inanspruchnahme (Nutzung) des öffentlichen Netzes zum Zweck der Lieferung oder des Bezugs vom Strom vereinbart wird.

2.3.3.2. „Lieferung von Elektrizität“ innerhalb der Kundenanlage?

Sofern davon auszugehen ist, dass ein hauseigenes Netz, mit dem Elektrizität aus dem Betrieb einer PV-Anlage, aber auch aus dem öffentlichen Netz bezogener Strom an die Mieter zur Verfügung gestellt wird, nicht als Teil des öffentlichen Netzes, sondern als Kundenanlage einzustufen ist, stellt sich die Frage, ob der Lieferant überhaupt als „Stromhändler“ bzw „Stromlieferant“ bzw „Versorger“ bzw „Elektrizitätsunternehmen“ zu qualifizieren ist.

Aus den Definitionen in § 7 EIWOG (siehe oben unter Pkt 1.2.1) ergibt sich nicht, dass eine Rechtsperson, die anderen Personen Strom – sei es entgeltlich oder unentgeltlich oder nur als unselbständige Nebenleistung zu einer anderen Hauptleistung – zur Verfügung stellt, nur dann als Lieferant bzw Stromhändler bzw Versorger bzw Elektrizitätsunternehmen zu qualifizieren ist, wenn die Lieferung im Wege des öffentlichen Netzes erfolgt.

Die Bestimmungen des EIWOG über die Pflichten bei der Versorgung von Kunden (insb § 75 EIWOG) setzen jedoch implizit voraus, dass der belieferte Kunde Netzzugang hat, womit – da das EIWOG den Begriff „Netz“ für das öffentliche Netz verwendet – die einschlägigen Verpflichtungen für Stromhändler, Lieferanten und Versorger daher offenbar nicht anwendbar sind, wenn eine Stromversorgung innerhalb einer Kundenanlage erfolgt. Andernfalls wäre ja auch jeder Hotelbetreiber als Elektrizitätsunternehmen zu qualifizieren. Umgekehrt wird die Qualifikation eines Leitungsnetzes als öffentliches Netz aber dazu führen, dass der Betreiber des Netzes, der Strom an Dritte zur Verfügung stellt, auch als Stromhändler bzw Lieferant bzw Elektrizitätsunternehmen anzusehen ist (siehe auch den Beschluss des OLG Stuttgart vom 27.5.2010, 2002 EnWG 1/10).

Dass die Lieferung von Strom innerhalb einer Kundenanlage nicht als elektrizitätsrechtlich relevante Lieferung bzw Versorgung anzusehen ist, ändert jedoch nichts daran, dass die Versorgung der Mieter durch den Vermieter oder einen Dritten innerhalb einer Kundenanlage zivilrechtlich als Stromlieferung anzusehen ist, auf die die einschlägigen zivilrechtlichen Bestimmungen außerhalb des EIWOG (§ 15 KSchG) anzuwenden sind.

2.3.3.3. Kündbarkeit von Stromlieferverträgen

Zwar ergibt sich aus dem allgemeinen Grundsatz der Vertragsfreiheit, dass auch die Vertragsdauer zwischen den Vertragsparteien frei vereinbart werden kann (Beschränkungen ergeben sich nur aus der Sittenwidrigkeitsprüfung gemäß § 879 ABG). Verbraucher werden jedoch durch § 15 KSchG vor schwer auflösbaren, überlangen Vertragsbindungen geschützt.

Nach § 15 Abs 1 KSchG kann der Verbraucher Verträge, durch die sich der Unternehmer zu wiederholten Lieferung beweglicher körperlicher Sachen einschließlich Energie oder zu wiederholten Werkleistungen und der Verbraucher zu wiederholten Geldzahlungen verpflichten und die für eine unbestimmte oder eine ein Jahr übersteigende Zeit geschlossen worden sind, unter Einhaltung einer zweimonatigen Frist zum Ablauf des ersten Jahres, nachher zum Ablauf jeweils eines halben Jahres kündigen. Nach § 15 Abs 3 KSchG können den Umständen angemessene, von § 15 Abs 1 KSchG abweichende Kündigungsstermine und Kündigungsfristen vereinbart werden, wenn die Erfüllung eines bestimmten Vertrags oder von Verträgen mit einer Gruppe von bereits bestimmten einzelnen Verbrauchern erhebliche Aufwendungen eines Unternehmers erfordert und der Unternehmer dies den Verbraucher spätestens bei der Vertragsschließung bekannt gegeben hat.

Zumal Verträge über die Lieferung von Energie ausdrücklich vom § 15 Abs 1 KSchG erfasst sind, gilt die besondere Kündigungsregelung des § 15 KSchG daher auch für Verträge über die Versorgung mit Elektrizität.

Voraussetzung für die Anwendbarkeit ist jedoch, dass es sich um einen zwischen einem Unternehmer iSd KSchG und einem Verbraucher iSd KSchG abgeschlossenen Stromliefervertrag handelt. Nach § 1 Abs 1 Z 1 KSchG ist Unternehmer jemand, für den das Geschäft zum Betrieb seines Unternehmens gehört. Nach § 1 Abs 2 KSchG ist Unternehmen jede auf Dauer angelegte Organisation selbständiger wirtschaftlicher Tätigkeit, mag sie auch nicht auf Gewinn gerichtet sein. Verbraucher ist nach § 1 Abs 1 Z 2 KSchG jemand, für den das Geschäft nicht zum Betrieb eines Unternehmens gehört.

Im Fall des Vermieters von Bestandsobjekten ist der Betrieb eines Unternehmens iSd KSchG von einer fallweisen, beiläufigen wirtschaftlichen Tätigkeit abzugrenzen, die nicht zur Unternehmereigenschaft des Vermieters führt. Der OGH spricht einem Vermieter die Unternehmerqualifikation ab, solange in seinem Haus nicht mehr als etwa fünf Bestandsobjekte vermietet werden, wobei darin aber nur eine ungefähre Richtzahl zu sehen ist. Im Fall einer darüberhinausgehenden Anzahl von zu verwaltenden Objekten bedarf die

wirtschaftliche Tätigkeit einer solchen dauernden Organisation, die zur Unternehmereigenschaft des Bestandgebers führt. Nach Ansicht des OGH ist die Eigentümergeinschaft idR Verbraucher; Gegenteiliges trifft dann zu, wenn sie eine wirtschaftliche Tätigkeit ausübt und dafür eine Organisation erforderlich ist (z.B. OGH 5.8.2003, 7 Ob 155/03z).

§ 15 räumt zugunsten des Verbrauchers relativ zwingende gesetzliche Kündigungsmöglichkeiten ein, sodass davon abweichende vertragliche Bestimmungen nicht wirksam sind.

Ob im Fall einer gebäudeintegrierten PV-Anlage auf Grund von §15 Abs 3 KSchG von § 15 Abs 1 KSchG abweichende Kündigungsfristen und Kündigungsfristen und daher eine längere Bindungsdauer vereinbart werden kann, ist aus zwei Gründen zweifelhaft:

- Nur erhebliche Aufwendungen zur Erfüllung eines bestimmten Vertrages oder von Verträgen mit einer Gruppe von bestimmten einzelnen Verbrauchern berechtigen zur Vereinbarung abweichender Kündigungsfristen und -termine. Die Aufwendungen müssen daher einem einzelnen Vertrag oder einer bestimmten Gruppe von Verträgen zugeordnet werden können. Der sonstige Aufwand zur Erfüllung des Liefervertrags wird dem allgemeinen Unternehmerrisiko zugeordnet. Dementsprechend wird die Meinung vertreten, dass erhebliche Aufwendungen, die dem gesamten Versorgungsnetz dienen, bei der Vereinbarung abweichender Kündigungsfristen und -termine gemäß § 15 Abs 3 KSchG gerade nicht relevant sind. Nur die Aufwendungen zur Versorgung einer ganz bestimmten „wirtschaftlichen Einheit“ ermöglichen die Vereinbarung abweichender Termine und Fristen.
- Seit Wirksamwerden der Energiemarktliberalisierung wird die Auffassung vertreten, dass die in § 15 Abs 3 KSchG angesprochenen Aufwendungen nur mehr den Netzanschluss, nicht die eigentliche Energielieferung betreffen können. Dementsprechend sei davon auszugehen, dass Stromlieferverträge von Verbrauchern zwingend zu den in § 15 Abs 1 KSchG genannten Fristen und Terminen gekündigt werden können.

Umgekehrt könnte aber eine die besonderen Umstände des Einzelfalls berücksichtigende Interessenabwägung und die Qualifikation des Hausnetzes nicht als Teil des öffentlichen Verteilernetzes dazu führen, dass eine vertragliche Vereinbarung von abweichenden Kündigungsfristen und -terminen im Stromliefervertrag unter Berufung auf § 15 Abs 3 KSchG zulässig erscheint. Einschlägige Rechtsprechung liegt jedoch bislang nicht vor.

2.3.3.4. Langfristige Bindung im Weg des Mietvertrags/Kaufvertrags?

Mit der Entscheidung OGH 29.04.2004, 8 Ob 130/03f, hat der OGH Klauseln in den Vertragsformblättern eines Energieversorgungsunternehmens für unwirksam erklärt, die einen Verbraucher während aufrechten Mietverhältnisses bzw. während der Dauer seines Wohnungseigentumsrechts bezüglich des Bezugs von Fernwärme an dieses Energieversorgungsunternehmen binden sollten. Unbeantwortet blieb jedoch die Frage, ob sich eine derartige Bindung aus dem Rechtsverhältnis des Verbrauchers als Mieter bzw. Wohnungseigentümer gegenüber seinem Vermieter bzw. gegenüber der Eigentümergemeinschaft ergeben kann. Zu dieser Frage, ob der Verbraucher uU aufgrund des bezüglich der Nutzung des Wohnung bestehenden Rechtsverhältnisses verpflichtet sein könnte, während der Dauer seiner Nutzung einen bestimmten Stromliefervertrag abzuschließen bzw. aufrecht zu erhalten, liegt nach wie vor keine Rechtssprechung vor. In der rechtswissenschaftlichen Literatur werden folgende divergierende Meinungen vertreten:

Mietrecht

- *Vonkilch* [VONKILCH2005] vertritt die Auffassung, dass mietvertragliche Verpflichtungen, die den Mieter während der Dauer seines Mietverhältnisses zum Abschluss eines Energieliefervertrags verpflichten, grds weder nach § 879 Abs 3 ABGB gröblich benachteiligend noch nach § 15 KSchG per analogiam oder § 6 Abs 2 Z 2 KSchG per analogiam unwirksam sind. Eine gröbliche Benachteiligung iSv § 879 Abs 3 ABGB durch derartige Mietvertragsbestimmungen kann lediglich dann ausnahmsweise angenommen werden, wenn der fragliche Energieliefervertrag im Einzelfall ein unangemessenes Entgelt vorsieht oder den Mieter gröblich benachteiligende bzw. gesetzwidrige Vertragsbestimmungen beinhalten sollte.

Eine rechtswidrige Aufkündigung des Energieliefervertrags durch einen Mieter macht diesen nach allgemeinen Grundsätzen schadenersatzpflichtig. Weiters kann vom Vermieter der (neuerliche) Abschluss eines Energieliefervertrags begehrt werden. Schließlich kann eine rechtswidrige Aufkündigung eines Energieliefervertrags einen Kündigungsgrund iSv § 30 Abs 2 Z 1 und Z 3, 1. Fall MRG darstellen, sowie eine vorzeitige Vertragsaufhebung durch den Vermieter gem § 1118 ABGB 1. und 2. Fall rechtfertigen.

- Schauer und Beig [SCHAUER/BEIG2004] vertreten die Auffassung, dass Verpflichtungen in Mietverträgen, wonach der Mieter für die Vertragsdauer des Mietvertrags an einen Energieliefervertrag gebunden ist, in analoger Anwendung des § 15 KSchG unwirksam sind.

Wohnungseigentumsrecht

- *Vonkilch* vertritt die Auffassung, dass in Wohnungseigentumsanwartschafts- und Wohnungseigentumsverträgen enthaltene Verpflichtungen des

Wohnungseigentumsbewerbers bzw Wohnungseigentümers, einen Energieliefervertrag abzuschließen und für die Dauer seiner Mitgliedschaft in der Eigentümergeinschaft aufrecht zu erhalten, grundsätzlich rechtswirksam sind. Eine Unwirksamkeit derartiger Verpflichtungen in Wohnungseigentums-Anwartschaftsverträgen gem § 38 Abs 1 WEG 2002 kann lediglich dann im Einzelfall vorliegen, wenn der fragliche Vertrag ein unangemessenes Entgelt vorsehen oder den Wohnungseigentumsbewerber gröblich benachteiligende bzw sonst wie gesetzwidrige Vertragsbestimmungen beinhalten sollte.

Eine rechtswidrige Aufkündigung eines Energieliefervertrags durch einen Wohnungseigentümer macht diesen nach allgemeinen Grundsätzen schadenersatzpflichtig. Weiters kann von der Eigentümergeinschaft der (neuerliche) Abschluss eines Energieliefervertrags begehrt werden. Schließlich kann ein derartiges Verhalten eines Wohnungseigentümers im Einzelfall auch die Ausschließungsgründe der Z 1 und Z 2 vom § 36 Abs 1 WEG 2002 verwirklichen.

- *Schauer/Beig* [SCHAUER/BEIG2005] vertreten die Auffassung, dass Bestimmungen in Kaufverträgen über Wohnungseigentumsobjekte, die den Käufer verpflichten, einen Energieliefervertrag mit einem bestimmten Anbieter abzuschließen, regelmäßig wirksam sind, sofern sie keine über § 15 Abs 3 KSchG (angemessene Kündigungstermine und Kündigungsfristen) hinausgehende Vertragsbindung des Käufers vorsehen.

2.3.4. Mietrechtliche Rahmenbedingungen

Im Fall einer Immobilie, die dem Anwendungsbereich des MRG unterliegt, stellt sich die Frage, welche rechtlichen Vorgaben für die Finanzierung der Errichtung, der Erhaltung und des Betriebs sich aus dem MRG ergeben und wie das Entgelt für die Stromlieferung an die einzelnen Mieter mietrechtlich einzustufen ist. Dabei ist es für die Finanzierung der Erhaltung und für die Finanzierung der Kosten des Betriebs der Anlage maßgeblich, ob es sich bei der Anlage um eine Gemeinschaftsanlage iSd § 24 MRG handelt.

2.3.4.1. Gemeinschaftsanlage

Nach § 24 Abs 1 MRG ist eine Gemeinschaftsanlage eine der gemeinsamen Benützung der Bewohner dienende Anlage des Hauses, zu deren Benützung ein Mieter aufgrund des Mietvertrags oder einer anderen Vereinbarung berechtigt ist. Nach der Rechtsprechung ist es für die Qualifikation einer Anlage als Gemeinschaftsanlage maßgeblich, dass es jedem Mieter rechtlich freisteht, sie – gegen Beteiligung an den Kosten des Betriebs – zu benützen (MietSlg 56.329; immolex 2008/133), also kein Mieter rechtlich von der Benützung ausgeschlossen ist (MietSlg 55.320; wobl 2009/2). Nach der rechtswissenschaftlichen Literatur ([WÜRTH/ZINGER/KOVANYI2009] Rz 2 zu § 24 MRG) kommt es für die Qualifikation einer Anlage als Gemeinschaftsanlage darauf an, dass diese geeignet ist,

mehreren (nicht notwendig allen) Mietgegenständen im Haus zu dienen und deren Benützung Mietern mietvertraglich eingeräumt wurde, jedoch ohne deren Recht, die Benützung anderer von ihrer Zustimmung abhängig zu machen. Insbesondere in dem Fall, dass eine Gruppe von Mietern zu den Errichtungskosten beigetragen hat und sich damit das Recht vorbehalten hat, die Benützung durch andere Mieter von ihrer Zustimmung abhängig zu machen, liegt keine Gemeinschaftsanlage, sondern eine Sondernutzung vor.

2.3.4.2. Kosten der Errichtung der Anlage

Die nachträgliche Errichtung einer PV-Anlage in einem Gebäude, die der Stromversorgung der allgemeinen Teile des Hauses und allenfalls auch der Versorgung der einzelnen Mieter dienen soll, ist mietrechtlich als Verbesserungsmaßnahme einzustufen, deren Kosten der Vermieter zu bestreiten hat.

Die für die Errichtung der Anlage vom Vermieter aufgewendeten Kosten können daher jedenfalls nicht im Wege der Betriebskosten an die Mieter weiterverrechnet werden. § 21 Abs 1 MRG enthält einen taxativen Katalog der zulässigen Betriebskostenbestandteile. Aufwendungen des Vermieters für die Errichtung von Gemeinschaftsanlagen sind darin nicht angeführt. Zulasten des Mieters abweichende Vereinbarungen können nicht getroffen werden (MietSlg 28.210).

Auch eine Konstruktion, in der die Kosten für die Errichtung der Anlage im Rahmen eines Contractingmodells von einem Dritten aufgewendet werden und eine Abgeltung dadurch erfolgt, dass vom Vermieter über einen beschränkten Zeitraum höhere Strompreise als ortsüblich an den Contractor bezahlt werden, führt nicht Betriebskostenfähigkeit. Dies aus zwei Gründen:

- Betriebskostenfähig sind nach § 21 Abs 1 Z 3 MRG nur die Kosten für die Beleuchtung der allgemein zugänglichen Teile des Hauses, erforderlichenfalls auch des Hofraumes und des Durchgangs zu einem Hinterhaus. Die Stromkosten für andere stromverbrauchende Anlagen können daher nicht als Betriebskosten an die Mieter weiterverrechnet werden.
- Den Mietern dürfen vom Vermieter keine Kosten als Betriebskosten verrechnet werden, die bei vernünftiger Wirtschaftsführung üblicherweise nicht aufgewendet werden. Im Rahmen eines Außerstreitverfahrens ist zu prüfen, ob sich die verrechneten Kosten im Rahmen ortsüblicher Verhältnisse bewegen (zB OGH SZ 62/119).

Gleiches gilt auch für Bewirtschaftungskosten iSd § 24 MRG (Kosten für den Betrieb einer Gemeinschaftsanlage, zB Stromkosten für Stromverbrauchsanlagen der allgemeinen Teile des Hauses). Auch für den Betrieb einer Gemeinschaftsanlage dürfen den Mietern vom Vermieter keine Kosten verrechnet werden, die bei üblicher Wirtschaftsführung üblicherweise nicht aufgewendet werden. Auch die Bewirtschaftungskosten iSd § 24 MRG sind am Maßstab der ortsüblichen Verhältnisse zu messen.

Wenn ein Vermieter die Investitionskosten für die Errichtung einer PV-Anlage (auch im Fall einer Contracting-Lösung) an die Mieter weiterreichen will, dann muss dies daher von vornherein in den Mietzins einkalkuliert werden (nachträglichen Mietzinserhöhungen zur Errichtung einer PV-Anlage werden die Mieter ja vermutlich nicht zustimmen). Bei Häusern, die unter den Vollarwendungsbereich des MRG fallen, ist aber dabei zu berücksichtigen, dass der Mietzins nach Richtwert begrenzt ist. Kosten für die Errichtung und die Instandhaltung einer Gemeinschaftsanlage sind – auch wenn dies über eine Contracting-Lösung zwischen dem Vermieter und dem Contractor in Form von laufenden Zahlungen abgerechnet wird – keine Kosten für den laufenden Betrieb und dürfen daher nicht als Betriebskosten an die Mieter weiterverrechnet werden.

Das MRG regelt, unter welchen Voraussetzungen ein Vermieter nützliche Verbesserungen des Hauses oder einzelner Mietgegenstände durchzuführen hat (Verbesserungspflicht des Vermieters).

Eine Pflicht des Vermieters zur Durchführung von Verbesserungsarbeiten setzt voraus:

- einen Verbesserungszweck, wodurch aus dem bestehenden Zustand ein besserer, vorteilhafterer, aus verschiedenen Gründen positiver bewerteter gemacht werden soll, was nur unter Berücksichtigung aller Umstände im Einzelfall beurteilt werden kann;
- die Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung des allgemeinen Erhaltungszustand des Hauses (sodass in schlecht erhaltenen Häusern Verbesserungen iSd § 4 MRG nur in beschränktem Ausmaß zulässig sind);
- die Nennung der Maßnahme in dem taxativen Katalog des § 4 Abs 2 MRG, worunter auch die Errichtung von Gemeinschaftsanlagen im Sinn des § 24 MRG genannt ist;
- die Mittel aus noch verrechenbaren Mietzinsreserven einschließlich noch nicht verwendeter Erhaltungs- und Verbesserungsbeiträge und dem laufenden Hauptmietzins reicht auch nach Abzug des in absehbarer Zeit anfallenden Erhaltungsaufwandes aus, um die Kosten der nützlichen Verbesserungen zu decken (§ 4 Abs 3 Z 1 MRG).

Für nützliche Verbesserungen, die der Vermieter durchführen will, ohne dass dies von den Mietern (siehe § 6 MRG) gefordert wird, ist Folgendes zu beachten:

Eine Finanzierung von Verbesserungen zulasten der Mietzinse ist nach dem MRG nur wie folgt möglich:

- Deckung in Mietzinsreserven, laufenden Mietzinsen und noch nicht verwendeten Erhaltungs- und Verbesserungsbeiträgen (§ 45 MRG), nach Abzug der Kosten von in absehbarer Zeit anfallenden Erhaltungsarbeiten (§ 4 Abs 3 Z 1 MRG);
- schriftliche Vereinbarung zwischen dem Vermieter und der Mehrheit der Mieter über die Aufbringung des Fehlbetrags (§ 4 Abs 3 Z 2 MRG; nicht gegen den Willen der Mieter durchsetzbar);

- Vereinbarung nach § 16 Abs 10 MRG (schriftliche Vereinbarung zur zeitlich begrenzten Erhöhung des Hauptmietzinses, frühestens nach 6 Monaten nach Abschluss des Mietvertrags zulässig, ausdrückliche Festlegung der Erhöhung und des Erhöhungszeitraums erforderlich).

Die Mietzinsreserve ist eine reine Rechnungsgröße, die bestimmt, wie weit der jeweilige Vermieter Erhaltungs- oder Verbesserungsarbeiten durchzuführen hat oder wann er eine Mietzinserhöhung begehren kann, nicht aber etwa ein zinsbringend anzulegendes, gesondert zu verwahrendes, an das Eigentum am Haus gebundene Sondervermögen. Dementsprechend kann der Vermieter die Kosten der Errichtung einer neuen Gemeinschaftsanlage aus der Mietzinsreserve bestreiten; wenn die Voraussetzungen des § 4 MRG aber nicht vorliegen und die neue Anlage daher nicht als nützliche Verbesserung im Sinne des § 4 Abs 2 Z 2 MRG einzustufen ist, riskiert der Vermieter die Kosten auch später nicht verrechnen zu können; insbesondere kann er in einem Verfahren nach § 6 MRG (gerichtlicher Auftrag zur Durchführung von Erhaltungs- oder Verbesserungsarbeiten) oder nach §§ 18, 19 MRG (Erhöhung des Hauptmietzinses) nicht einwenden, die Mietzinsreserven für Verbesserungen bereits verbraucht zu haben.

Im Regelfall wird auch der sog Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag gemäß § 45 MRG kein geeignetes Instrument zur Finanzierung einer PV-Anlage sein: Bei Mietverträgen, welche vor dem 1.3.1994 abgeschlossen wurden, kein Abbruchsauftrag oder -bewilligung von der Behörde für das Gebäude vorliegt, und der Mietzins die in § 45 MRG genannten Beträge unterschreitet, kann der Mietzins auf diesen Mindestbetrag angehoben werden. Die Erhöhung des Mietzinses erfolgt durch schriftliche Bekanntgabe einen Monat vor dem Mietzinstermin. Der Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag gemäß § 45 MRG dient somit nur dazu, extrem niedrige Mietzinsvereinbarungen zumindest geringfügig anzuheben.

2.3.4.3. Kosten des Betriebs der Anlage

Handelt es sich um eine Gemeinschaftsanlage iSd § 24 MRG, so bestimmt sich der Anteil des einzelnen Mieters an den Gesamtkosten des Betriebs der Anlage nach den Grundsätzen des § 17 MRG. Demnach werden die Kosten des Betriebs einer Gemeinschaftsanlage – wenn nicht zwischen dem Vermieter und allen Mietern des Hauses schriftlich ein anderer Verteilschlüssel vereinbart worden ist – die Gesamtkosten nach dem Verhältnis der Nutzfläche des Mietgegenstands zur Nutzfläche aller vermieteten, vom Vermieter benützten oder trotz ihrer Vermietbarkeit nicht vermieteten Wohnungen oder sonstigen Mietgegenständen des Hauses aufgeteilt. Die Aufteilung erfolgt auf die zur Benützung Berechtigten. Die „Berechtigten“ sind alle Mieter, die durch Vereinbarung, sei es im Mietvertrag oder gesondert, ausdrücklich oder konkludent zur Benützung der konkreten Anlage berechtigt sind. Dementsprechend kann der Mieter aber auch nicht einseitig auf sein Recht verzichten; auch nicht, indem er die tatsächliche Benützung beendet. Vielmehr bedarf es eines Dissolutionsvertrages zwischen Mieter und Vermieter, der mangels besonderer

Vereinbarungen nicht die Zustimmung der übrigen Beteiligten (obwohl deren Anteilschlüssel sich dadurch verschlechtert) einholen muss.

Der auf den Mietgegenstand entfallende Anteil an den Betriebskosten für die Gemeinschaftsanlage ist nach § 15 Abs 1 Z 3 MRG Mietzinsbestandteil, nicht aber Betriebskostenbestandteil nach § 21 MRG.

2.3.4.4. Kosten der Erhaltung der Anlage

Handelt es sich um eine Gemeinschaftsanlage iSd § 24 MRG, so hat der Vermieter gemäß § 3 Abs 1 MRG nach Maßgabe der rechtlichen, wirtschaftlichen und technischen Gegebenheiten und Möglichkeiten dafür zu sorgen, dass die der gemeinsamen Benützung der Bewohner des Hauses dienenden Anlagen im jeweils ortsüblichen Standard erhalten wird und erhebliche Gefahren für die Gesundheit der Bewohner beseitigt werden. Im Speziellen umfasst die Erhaltungspflicht des Mieters in Bezug auf eine Gemeinschaftsanlage nach § 3 Abs 2 Z 3 MRG die Arbeiten, die zur Aufrechterhaltung des Betriebs einer bestehenden, der gemeinsamen Benützung der Bewohner dienenden Anlage erforderlich sind.

Für die Finanzierung der Erhaltungskosten ergibt sich aus § 3 Abs 3 MRG nachstehende Reihenfolge:

- noch nicht verbrauchte Mietzinsreserven der letzten zehn Kalenderjahre und die Hauptmietzinse des laufenden Jahres;
- Vorfinanzierung durch Verwendung eigenen oder fremden Kapitals, soweit dessen Tilgung und Verzinsung aus den während der voraussichtlichen technischen Lebensdauer der Arbeiten zu erwartenden Hauptmietzinseingängen anzunehmen ist;
- Erhöhung der Hauptmietzinse nach §§ 18, 19 MRG durch das Gericht.

Handelt es sich um keine Gemeinschaftsanlage iSd § 24 MRG, sondern um eine Sondernutzung, besteht auch keine Erhaltungspflicht des Vermieters nach § 3 Abs 2 Z 3 MRG. Die Kosten der Instandhaltung sind entsprechend der Vereinbarung zwischen dem Vermieter und den Sondernutzungsberechtigten Mietern zu tragen.

2.3.4.5. Entgelt für die Stromlieferung

Ist zwischen dem Vermieter als Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Mieter die Stromlieferung vereinbart, so richtet sich das Entgelt mietrechtlich nach § 25 MRG: Demnach darf hierfür nur ein angemessenes Entgelt vereinbart werden, wenn sich der Vermieter gegenüber dem Mieter auch zu anderen Leistungen verpflichtet hat.

Nach der Rechtsprechung des OGH (OGH 15.4.1998, 2 Ob 367/97k) ist das Entgelt für die Stromlieferung vom Vermieter an den Mieter ein Entgelt für sonstige Leistungen nach § 25 MRG. Daraus ergibt sich wiederum, dass das Entgelt für den Bezug des elektrischen Stroms

Teil des Mietzinses im Sinn des § 15 MRG ist (§ 15 Abs 1 Z 4 MRG: angemessenes Entgelt für mitvermietete Einrichtungsgegenstände und sonstige Leistungen, die der Vermieter über die Überlassung des Mietgegenstandes hinaus erbringt). Das Entgelt für Stromlieferungen ist damit aber nicht Teil des Hauptmietzinses für die Überlassung des Mietgegenstands zur Benutzung, sondern ein besonderer Mietzinsbestandteil, der nach dem Maßstab der Angemessenheit zu beurteilen ist. Die Eigenschaft des Entgelts für den Bezug des elektrischen Stroms als Teil des Mietzinses bedeutet gleich die Möglichkeit zur vorzeitigen Auflösung des Mietvertrags, wenn dieser Teil des Zinses nicht vollständig vom Mieter bezahlt wird.

Eine Abrechnung des Entgelts für die Stromlieferung im Wege der Betriebskosten ist jedenfalls unzulässig. § 21 Abs 1 MRG enthält einen taxativen Katalog der zulässigen Betriebskostenbestandteile. Die Kosten des eigenen Stromverbrauchs des Mieters im Mietobjekt fallen unter keiner der Bestimmungen, auch wenn er den Strom über einen Subzähler vom Vermieter bezieht (LGZ Graz 6.5.1988, 3 R 162/88).

Sofern das hausinterne Leitungsnetz energierechtlich nicht als Kundenanlage eingestuft werden kann, gelten für den Vermieter außerdem die energierechtlichen Verpflichtungen als Stromhändler bzw als sonstiger Lieferant: Die Abrechnung des Entgelts für die Stromlieferung hat nach § 80 EIWOG in Cent/kWh unter Anführung eines allfälligen Grundpreises zu erfolgen.

2.3.5. Abgaben

2.3.5.1. Elektrizitätsabgabe

Nach dem Elektrizitätsabgabegesetz (BGBl 201/1996 idF BGBl I 161/2005) unterliegt die Lieferung von elektrischer Energie (§ 1 Abs 1 Z 1 Elektrizitätsabgabegesetz) sowie der Verbrauch von selbst hergestellter elektrischer Energie (§ 1 Abs 1 Z 2 Elektrizitätsabgabegesetz) der Elektrizitätsabgabe. Von der Abgabe befreit sind unter anderem gemäß § 2 Z 1 Elektrizitätserzeuger, die die elektrische Energie für den Eigenbedarf erzeugen, wenn die Erzeugung pro Jahr nicht größer als 5.000 kWh ist (die sonstigen Befreiungstatbestände sind im gegebenen Zusammenhang nicht relevant).

Abgabenschuldner ist der Lieferer der elektrischen Energie bzw derjenige, der die selbst hergestellte elektrische Energie verbraucht. Wird bei der Lieferung bzw beim Verbrauch das Leitungsnetz eines Netzbetreibers im Sinne des EIWOG gegen Entgelt verwendet, so hat jeder Netzbetreiber, aus dessen Leitungsnetz die elektrische Energie vom Empfänger der Lieferung oder vom Verbraucher entnommen wird, die auf diese Lieferung bzw den Verbrauch entfallende Elektrizitätsabgabe als Haftender für Rechnung des Abgabenschuldners zu entrichten.

Bemessungsgrundlage der Elektrizitätsabgabe ist gemäß § 4 Abs 1 die gelieferte elektrische Energie bzw die verbrauchte elektrische Energie in kWh. Gemäß § 4 Abs 2 Elektrizitätsabgabegesetz beträgt die Abgabe 0,015 EUR je kWh.

Dementsprechend unterliegt auch die Lieferung von in einer gebäudeintegrierten PV-Anlage erzeugtem Strom an die Mieter bzw Wohnungseigentümer der Elektrizitätsabgabe. Weiters unterliegt auch der Eigenverbrauch, der vom Betreiber der Anlage hergestellten Energie der Elektrizitätsabgabe; eine Befreiung besteht in diesem Fall nur dann, wenn die Erzeugung pro Jahr nicht größer als 5.000 kWh ist.

2.3.5.2. Weitere Abgaben und Gebühren

Eine Gebrauchsabgabe nach dem jeweiligen landesrechtlichen Gebrauchsabgabegesetz ist nur für den Gebrauch von öffentlichem Grund in der Gemeinde zu entrichten.

Dementsprechend ist für eine PV-Anlage inklusive Leitungsnetz, für die öffentlicher Grund der Gemeinde nicht in Anspruch genommen wird, keine Gebrauchsabgabe zu entrichten.

Als Beitrag zur Aufbringung der Fördermitteln nach dem Ökostromgesetz ist nach § 22 Ökostromgesetz von allen an das öffentliche Netz angeschlossenen Endverbrauchern eine Zählpunktpauschale in EUR pro Zählpunkt zu leisten, das von den Netzbetreibern in Rechnung zu stellen und gemeinsam mit dem jeweiligen Netznutzungsentgelt von denen ihren Netzen angeschlossenen Endverbrauchern einzuheben ist. Dementsprechend ist für in einer gebäudeintegrierten PV-Anlage erzeugten Strom, der nicht über das öffentliche Netz, sondern über eine Direktleitung bzw die Kundenanlage an die Endverbraucher abgegeben wird, keine Zählpunktpauschale zu leisten. Alle Endverbraucher, die zusätzlich auch einen Anschluss an das öffentliche Netz verfügen, haben für diesen Zählpunkt die Zählpunktpauschale an den Netzbetreiber zu bezahlen.

2.4. Analyse der Marktmodelltypen aus energiewirtschaftlicher Sicht

2.4.1. Der Wert der Photovoltaik im Elektrizitätssystem

2.4.1.1. Mögliche Anteile der Photovoltaik an der Gesamtstromerzeugung

Photovoltaik bietet für Österreich das größte noch erschließbare Potenzial im Bereich erneuerbarer Energieträger (Green-X Datenbank, TU Wien, 2004). Nimmt man für das Jahr 2050 einen Gesamtstrombedarf von zirka 100 Terrawattstunden (TWh) an (dies entspricht 100.000 Gigawattstunden; 2009 betrug der Gesamtstrombedarf etwa 65.000 GWh oder 65 TWh) und setzt man weiters das durchaus realistisch erscheinende Ziel, bis dahin 20 Prozent des heimischen Strombedarfes mittels Photovoltaik zu decken, so müssten – heutige Wirkungsgrade vorausgesetzt – etwa 30 Prozent der dafür vorhandenen Flächenpotenziale genutzt werden⁴. Insgesamt umfassen diese in Österreich ungefähr 140 Quadratkilometer Dachfläche und etwa 50 Quadratkilometer Fassadenfläche [FECHNER2007].

Derart hohe Ziele für den Beitrag der Photovoltaik zum Gesamtstromaufkommen und damit eine bedeutende Verringerung der Auslandsabhängigkeit in der Energieversorgung scheinen auf den ersten Blick überambitioniert zu sein. Wenn man aber die Entwicklungen der letzten Jahre intensiv verfolgt, so wird deutlich, dass unter guten Rahmenbedingungen relativ rasch eine signifikante Jahres-Strommenge aus Photovoltaik erreicht werden kann. Bayern, das seit etwa einem Jahrzehnt die Photovoltaik massiv unterstützt, hat mit Jahresende 2010 etwa 6% Photovoltaik im Gesamtstrommix erreicht. Spanien, das nur wenige Jahre eine starke Photovoltaik-Förderung hatte, bringt nun etwa 2,6% seines Stroms mittels Photovoltaik auf [REDELECTRICA2009]. Die europäische Photovoltaik-Industrievereinigung EPIA (European Photovoltaic Industry Association) hält 12% des gesamten EU 27-Stromes bereits bis 2020 für machbar, spricht allerdings dabei von einem „Paradigmashift“, das vor allem politisch eingeleitet werden müsste (SET for 2020, European Photovoltaic Industry Association, 2009).

Österreich liegt mit Jahresende 2010 bei etwa 95MWp installierter Photovoltaikleistung, was etwa 0,1% des Gesamtstrombedarfes entspricht [PRUEGGLER].

2.4.1.2. Die systemischen Herausforderungen bei hohen PV-Anteilen

Hohe Anteile von Photovoltaik und die Verträglichkeit in den Stromnetzen

⁴Lt. Internationaler Energieagentur (IEA) werden die Modulwirkungsgrade von derzeit typisch 16% bis 2050 auf etwa 40% steigen (Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy, IEA 2010)

Wie andere erneuerbare Energieträger auch wirft Photovoltaik grundsätzliche Fragen zu den Stromnetzen der Zukunft auf. Bisher waren Stromversorgungsnetze auf eine zentrale Erzeugungsstruktur, also auf relativ wenige und große Kraftwerke, ausgerichtet. Der Strom floss von hohen zu niedrigen Spannungsebenen, wurde von der Hochspannungsebene in Mittel- und Niederspannung transformiert. Doch nun steht ein fundamentaler Wandel der Stromversorgungsstruktur bevor. Die größte Herausforderung ist zweifellos die Aufnahme von Windenergie in den Stromnetzen, die im Allgemeinen keine typischen zeitlichen Momente des Auftretens von Maximalwerten erkennen lässt.

Etwas anders liegt es da bei der Photovoltaik: Aufgrund des Charakters der Stromerzeugung um die Mittagszeit sind die Strommengen aus Photovoltaik im Stromnetz vergleichsweise einfach unterzubringen, da sie zu Zeiten einer mehr oder weniger ausgeprägten Lastspitze auftreten. In Deutschland zeigt sich durch die enormen Mengen an photovoltaischer Stromeinspeisung an sonnigen Tagen auch bereits im Jahresmittel eine deutliche Reduktion der mittleren Preise um die Mittagszeit (vgl. Kapitel 2.4.3.). Da in den letzten Jahren vor allem auch Lastspitzen im Sommerhalbjahr zunehmen, die überwiegend durch den vermehrten Bedarf an Kühlleistung hervorgerufen werden, adressiert die Photovoltaik damit ein netztechnisches Problem in nahezu idealer Weise. Andere Stromspitzen (Winter, Abendstromspitzen, etc.) können hingegen von der Photovoltaik kaum positiv beeinflusst werden. Intelligente, smarte Stromlösungen werden als die Lösung dieser Herausforderungen angesehen.

Die Thematik „Smart Grids“ – in Österreich koordiniert über die diversen Aktivitäten des BMVIT (Smart Grids Schwerpunkt bei den Ausschreibungen zu den Forschungsprogrammen, die Unterstützung von Smart Grids Modellregionen, Veranstaltung der jährlichen „Smart GridsWeek“ etc.) – zielt auf ein neues Energiesystem ab, das Elektrizitäts-Infrastrukturen unbestritten als DIE wichtige technologische Basis zur Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele sieht: Auf dem Weg dahin sind allerdings noch einige Herausforderungen zu bewältigen. Die Integration erneuerbarer und verteilter Erzeugung wird dabei noch verstärkt an Bedeutung gewinnen, wobei Effizienz in allen Teilbereichen der Energieübertragung, -verteilung und -nutzung eine wesentliche Voraussetzung darstellt. Flexibilisierung und Angebotsorientierung der Nachfrage sind Aspekte, die technologische Lösungen, vor allem aber auch die aktive Mitwirkung aller Netzteilnehmer bis hin zum Endkunden und die Weiterentwicklung von gesetzlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen erfordern. Die Stromnetze sollen so zu „Enablern“ für neue Technologien, wie beispielsweise die Elektro-Mobilität, werden.

Bei steigenden Anteilen von diskontinuierlich auftretenden Stromlasten durch Windkraft, von Kraft-Wärme-Kopplungen oder von Photovoltaik-Anlagen, die Strom ins öffentliche Netz einspeisen, stößt dieses, wie man nun auch bereits in Österreich feststellen kann, an seine Grenzen. Im Fall von Großkraftwerken wurden bislang Lastschwankungen im Netz durch zentrale Kraftwerksregelungen relativ einfach ausgeglichen.

Kleine Stromerzeuger wurden bislang in Netzregelstrategien nicht einbezogen. Die Devise lautete: „fit and forget“, was in der Praxis bedeutete, die Kleinerzeuger bei den geringsten

Störungen vom Netz zu nehmen. Sie wurden also nicht aktiv ins Gesamtsystem „integriert“, sondern bloß angeschlossen.

Wenn diese Erzeuger jedoch nun vermehrt in großen Mengen in das Niederspannungsnetz einspeisen, ließe die Praxis des Abschaltens das Netz augenblicklich zusammenbrechen. Neue, „multifunktionale Umrichter“ kommen auf den Markt, die mittlerweile die Stabilität und Spannungsqualität des Netzes sogar erhöhen können, indem sie etwa zum „Blindleistungshaushalt“ des Netzes beitragen, störende Oberwellen aus dem Netz herausfiltern oder auch Spannungs-Asymmetrien im 3-Phasen-Netz oder Spannungsschwankungen entgegenwirken. Die fortgeschrittene Leistungselektronik ermöglicht dies heute bereits grundsätzlich. Gesamthaft spricht man nun auch bereits davon, die Stromverteilnetze zu „aktivieren“ („Aktives Verteilnetz“).

Im 7. Forschungsrahmenprogramm der EU (2007-2013) widmet man sich erstmals dem Thema Smart Grids und bereits 2006 wurde eine eigene EU-Technologieplattform unter diesem Titel gegründet. Intelligente Netzwerke setzen auf moderne Kommunikationstechnologien, die es ermöglichen, dass Stromeinspeiser mit dem Netzkoordinator kommunizieren. Werden viele kleine dezentrale Erzeuger kommunikativ vernetzt, bilden sie zusammen eine Art „virtuelles Kraftwerk“, das die Stromerzeugung mit den Lastflüssen austariert, wie dies im Stromnetz zu jedem Zeitpunkt erforderlich ist. Anreize für Konsumenten, den Stromverbrauch dem Angebot anzupassen, sowie Speichertechnologien sind weiterer Gegenstand von Forschung und Entwicklung, um die verstärkt fluktuierende Einspeisung aus Wind und Solarenergie entsprechend nutzen zu können. Wie der österreichische Weg aussehen könnte, wurde in der von allen relevanten Akteuren gemeinsam erarbeiteten „Smart Grids Roadmap Austria“ ausführlich dargestellt.⁵ Es fehlt daher nicht so sehr an technologischen Lösungen, vielmehr sind die Rahmenbedingungen entsprechend zu gestalten und aus diversen Pilotaktivitäten Erfahrungen zu sammeln, die die Phase der Markteinführung effizient begleiten. Die Variabilität der photovoltaischen Erzeugung ist eine Herausforderung für jedes Stromnetz; dennoch können keine allgemein gültigen Maßnahmen empfohlen werden, da jedes Gebiet, in dem der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage hergestellt werden muss (im Allgemeinen sind das die Regelzonen) unterschiedliche und einzigartige Eigenschaften aufweist:

- Die Systemflexibilität ist unterschiedlich (Erzeugung und Markt); die Größe und die Aufnahmegrenze, die von höheren Netzebenen herrühren, sind unterschiedlich
- Von Land zu Land bzw. abhängig von den lokalen „Grid-Codes“ sind die Mechanismen unterschiedlich, wie die Netze geregelt werden (z.B. Frequenz-Toleranz)

Eine größere Anzahl von Anlagen bringt eine Vergleichmäßigung der Netzbelastung.

⁵ Österreichische Technologieplattform Smart Grids, www.smartgrids.at

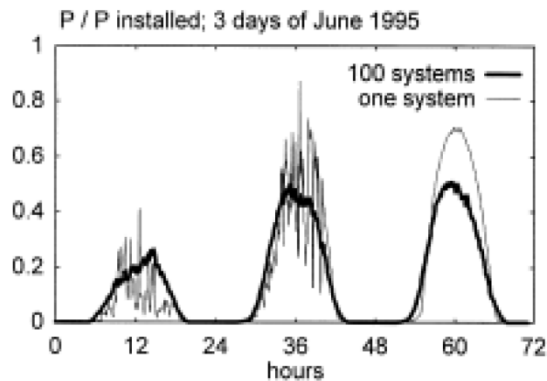
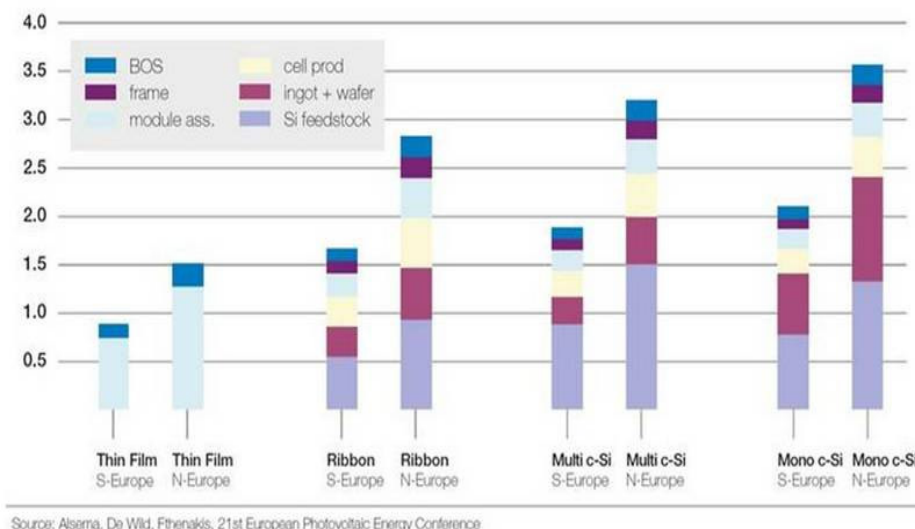


Abbildung 10: Vergleichmäßigung der Netzbelastung, Quelle: [WIEMKEN2001]

Die Abschätzung bzw. Prognose von photovoltaischen Erträgen (Anlagenmessungen, Satellitendaten, Wetterprognose-Modelle etc.) wird jedenfalls bedeutender. Dies sind die Werkzeuge um abzuschätzen, wie ein möglichst hoher Anteil von PV Strom effizient von den Strominfrastrukturen aufgenommen werden kann.

2.4.1.3. Der ökologische Wert der Photovoltaik

Die Umweltbilanz der Photovoltaik ist aus mehreren Gründen positiv, denn die Anlagen sparen nicht nur fossile Brennstoffe ein und reduzieren so die Kohlendioxidemissionen; über ihre Lebensdauer erzeugen Photovoltaik-Anlagen auch insgesamt deutlich mehr Energie als zu ihrer Herstellung benötigt worden ist. Bilanziert man Rohstoffabbau, Herstellung, Montage, Rückbau und Entsorgung von Solaranlagen so gelten für gegenwärtige kristalline Anlagen in Mitteleuropa Energierückzahldauern im Bereich von 2 bis 3 Jahren. In Südeuropa liegen die Werte noch tiefer. Weitere Produktionsverbesserungen von ca. 50% sind bereits absehbar und die Energierückzahldauern werden deshalb weiter sinken [WILD-SCHOLTEN2006].



Source: Alsema, De Wild, Fthenakis, 21st European Photovoltaic Energy Conference

Abbildung 11: Energierückzahldauern, Quelle: [ALSEMA2006]

Während der Betriebsphase gibt eine Solarstromanlage keine Schadstoffe an die Umwelt ab.

Wird der Blickwinkel erweitert und der gesamte Lebenszyklus der Solaranlage berücksichtigt, finden sich durchaus Emissionen. Diese entstehen einerseits direkt in der Solarzellenfabrik, aber auch indirekt durch den Stromkonsum während der Fabrikation [DONES2007].

Die wichtigsten Schadstoffbelastungen der Fabrikation von Photovoltaik-Zellen stammen bei einer Gesamtbilanz aus dem dabei konsumierten Strom (d.h. aus dem konventionellen Stromnetz) und nicht aus direkten Schadstoff-Belastungen der PV-Fertigung. Die PV-Fabrikation selbst kann daher nicht als alleiniger und direkter Verursacher der Schadstoffbelastungen verstanden werden. Vielmehr "erbt" sie den wichtigsten Teil der Belastungen aus dem konventionellen Stromnetz. Moderne Zellenfertigungen werden aber laufend weniger energieintensiv, Umweltbelastung und Energierückzahldauer sinken somit.

Ein spezielles Augenmerk verdient der Fluorwasserstoff, der in der Zellenproduktion eingesetzt wird. Neben der direkten Toxizität kann diese Substanz zur Versauerung ("saurer Regen") beitragen. Zusätzlich kommen flüchtige organische Substanzen zum Einsatz, die bodennahes Ozon (Sommersmog) erzeugen. Die beiden Umweltschadenskategorien "Sommersmog" und "Versauerung" werden hier für einen Vergleich beigezogen. Es werden alle Emissionsquellen im Lebenszyklus betrachtet, also neben Fabrikation auch Bau, Betrieb und Entsorgung.

Eine Solarstromanlage in der Schweiz stößt demnach indirekt pro Kilowattstunde insgesamt 18 Milligramm (mg) Sommersmog-aktive Substanzen aus. Eine Kilowattstunde aus dem Europäischen Elektrizitätsmix UCTE belastet die Umwelt dagegen mit 114 mg Sommersmog-aktiven Substanzen – rund die sechsfache Menge.

2.4.1.4. Der ökonomische Wert der Photovoltaik

Der ökonomische Wert der Photovoltaik im Gesamtenergiesystem ergibt sich aus folgenden Effekten [ISET2009]:

- **Effekte für den Kraftwerkspark:**
 - Eingesparte Stromerzeugung:
 - Potenzial der Photovoltaik, die konventionelle Stromerzeugung und Kraftwerksleistung zu substituieren, wobei durch die Korrelation mit dem Lastverlauf nicht nur Grundlast⁶ (7%), sondern vor allem Mittel- und Spitzenlast (zu 93%) versorgt wird
 - Potenzial der verbrauchsnahe Erzeugung und damit geringerer Übertragungsnotwendigkeiten und Leitungsverluste
- **Effekte für die Erzeugungskapazitäten:**

Bislang wurde oft folgende Vorgehensweise gewählt: Zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast wurde der PV-Anteil bzw. PV-Beitrag ermittelt. Wenn dieser Zeitpunkt im Winter ist, kann der PV-Beitrag daher auch Null sein. Eine neue Bewertungsmethode, die „EffectiveLoadCarryingCapability“ [PEREZ2006] soll nun

⁶ Grundlast bezeichnet die Netzbelastung, die während eines Tages in einem Stromnetz nicht unterschritten wird

eine realitätsnähere Bewertung der Kapazitätseffekte ermöglichen: Sie ist definiert als die Lasterhöhung, die durch die neue Anlage ermöglicht wird, ohne die Versorgungssicherheit (hier mit 99% angenommen) stärker zu gefährden. Für Deutschland wurden mittels dieser Methode bereits Ergebnisse ermittelt, denen zufolge bei 12 GW PV-Leistung in den deutschen Stromnetzen (angenommen für 2015) der Kapazitätseffekt bei 30% liegt. D.h. 30% der PV-Leistung tragen dazu bei, die gesamtinstallierten Kraftwerkskapazitäten zu verringern. (Auf die restlichen 70% ist in Spitzenzeiten im Mittel kein Verlass). Vergleich: Windkraft wird 2015 in Deutschland einen Kapazitätseffekt von 11% haben.

EffectiveLoadCarryingCapability (ELCC):

Die ELCC eines Stromgenerators ist seine Fähigkeit, die verfügbaren Generatorkapazitäten eines Energieversorgers zu vergrößern, ohne sein Risiko eines Lastabwurfes zu vergrößern (GARVER1966).

Wäre die ELCC von Photovoltaik 30%, so würden 100 MW Photovoltaik die Generatorkapazität des Energieunternehmens um 30 MW vergrößern. Grundsätzlich hat man der Photovoltaik keine ELCC zugeschrieben, da sie als fluktuierende Stromquelle nicht verlässlich ist. Da PV aber bei kritischen Zeiten im Stromnetz grundsätzlich verfügbar ist – z.B. bei großen Lasten in sonnigen Zeiten, die durch den erhöhten Kühlungsbedarf entstehen – kann der Photovoltaik ein ELCC zugeordnet werden.

Wesentliche Einfluss-Faktoren für den ELCC sind:

- Gesamtdurchdringungsrate der PV (im Allgemeinen gilt, je geringer desto höher der ELCC)
- Lastprofil – welche Lasten herrschen vor (hoher ELCC bei hohen Klimatisierungslasten)
- Speichermöglichkeiten – schon geringe Speicher können den ELCC signifikant erhöhen
- Nachführung der PV oder nicht (je nach geographischer Breite und meteorologischen Bedingungen kann eine Nachführung bei gleicher installierter Leistung bis zu etwa 40% Mehrertrag ergeben)

- **Zusätzlicher Regelleistungsbedarf**

Aufgrund der verstärkt fluktuierenden Stromgestehung (neben Photovoltaik noch Wind, dezentrale wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen) wird der Regelleistungsbedarf mit Sicherheit größer werden. Heute werden im Allgemeinen drei Fehlerquellen für die Abweichung des tatsächlichen Bedarfs an Strom vom Fahrplan genannt. Diese sind:

- Lastprognosefehler
- der ungeplante Kraftwerksausfall
- der Prognosefehler der Windstromeinspeisung

Die Prognose der photovoltaischen Stromerzeugung wird daher einen großen Stellenwert bekommen.

- **Vermiedene Netzkosten**

Diese ergeben sich vor allem durch verstärkt dezentrale photovoltaische Erzeugung und gliedern sich in:

- Reduktion der Netzverluste aufgrund verstärkt verbrauchsnahe Erzeugung und damit geringerer Übertragungsnotwendigkeiten und damit geringerer Leitungsverluste
- Erhöhung der Netzkapazität: Neue freie Kapazitäten für Übertragung und damit wirtschaftlich interessante Perspektiven
- Neue Netzdienstleistungen wie z.B. die Möglichkeiten moderner Wechselrichter, aktiv zu Spannungshaltung, Blindleistungshaushalt, Vermeidung von Asymmetrien, Filterung von harmonischen Oberschwingungen etc. beizutragen

Die Studie „Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen – Welche Wertigkeit hat Solarstrom?“ [ISET2009] kommt für Deutschland zu folgendem Schluss: Je nach Kosten der photovoltaischen Erzeugung wird der Schnittpunkt mit dem gesamthaften Wert für die Energieversorgung noch vor dem Jahr 2020 erreicht. Dies ist speziell für volkswirtschaftliche Überlegungen betreffend die Förderung von Solarstrom bedeutend.

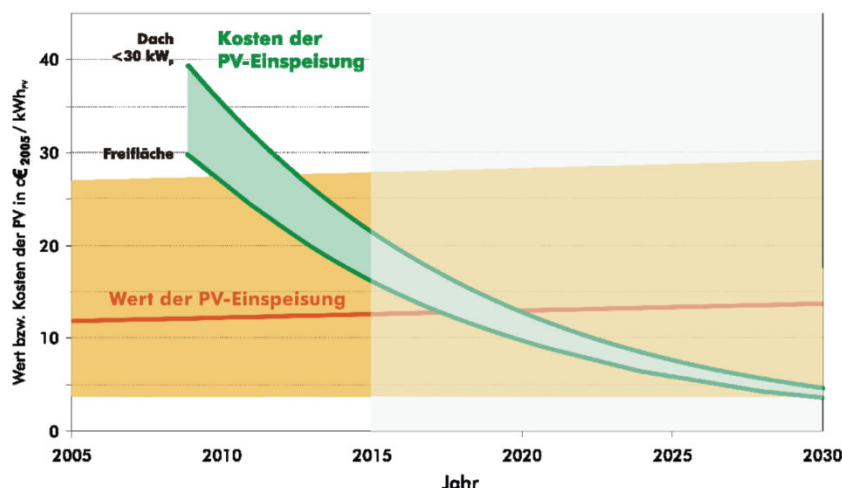


Abbildung 12: Vergleich der Kosten (Vergütung nach deutschem Einspeisegesetz 2009 inkl. 2% Inflation) mit dem ermittelten Wert für Photovoltaik (auf Basis der Preise von 2005)⁷

Für Österreich liegen derartig detaillierte Untersuchungen bislang noch nicht vor, aufgrund der stark unterschiedlichen Stromerzeugungsstruktur kann eine direkte Übertragung der deutschen Werte nicht angenommen werden.

⁷ Dazu ist anzufügen, dass die Kostendegression gerade nach 2005 weit stärker ausgefallen ist als damals angenommen, was eine noch frühere Wirtschaftlichkeit der Photovoltaik zur Folge hat.

2.4.1.5. Ausblick zum Wert der Photovoltaik für das Elektrizitätssystem

Um den gesamten Wert der Photovoltaik für das Energiesystem auch möglichst gut nutzen zu können, muss jedoch – neben weiterhin zu adressierenden Kostensenkungspotentialen – auch noch bei den Wirkungsgraden optimiert werden, die noch weit vom physikalischen Optimum entfernt sind. Der Materialeinsatz muss reduziert, die Zellfertigung optimiert werden. Die Integration ins Stromnetz wird durch aktive Verteilnetze, „Smart Grids“, unter wesentlichem Anteil kommunikationstechnischer Lösungen und neuer Geschäfts- und Betreibermodelle für das Niederspannungsnetz möglich werden. Hinsichtlich des Recyclings besteht trotz erster Wiederverwertungsanlagen nach wie vor großer Forschungs- und Entwicklungsbedarf. Eine spezielle Herausforderung bedeutet es auch, die Akzeptanz bei Architekten zu verstärken und Photovoltaik-Elemente als funktionale und optisch ansprechende Teile von Gebäudehüllen zu konzipieren.

2.4.2. Einfluss von GIPV auf das Stromnetz

Die energiewirtschaftliche Bedeutung der in der gegenständlichen Studie behandelten GIPV-Marktmodelle ist vor allem als eine Frage des Einflusses der Modelle auf die Netzverträglichkeit zu sehen.

Im derzeitigen Stromsystem ist es für den Netzbetreiber nicht möglich, Echtzeitinformationen über den Strombezug von Verbrauchern auf der untersten Spannungsebene des Stromnetzes zu bekommen, da die notwendige Dateninfrastruktur fehlt. Bei diesen Verbrauchern mit weniger als 50kW Anschlussleistung und einem Jahresstromverbrauch von unter 100.000 kWh werden auch keine Lastkurven aufgezeichnet, sondern lediglich die Summen des Stromverbrauchs abgelesen.

Um den Lastverlauf vorherzusagen und das Stromnetz trotzdem kontrollieren zu können, werden diese Verbraucher mit standardisierten Lastprofilen beschrieben. Jeder Verbraucher wird, in Abhängigkeit seiner Tätigkeit, einer bestimmten Gruppe zugeordnet und bekommt dadurch ein Lastprofil hinterlegt. Dieses besteht aus 15-minütigen Leistungswerten, welche zur einfachen Skalierbarkeit auf einen Jahresverbrauch von 1000 kWh bezogen sind. Es gibt eigene Profile für Werktage, Samstage und Sonntage und diese jeweils für den Winter, den Sommer und die Übergangszeit.

Nachfolgend nun das Standard-Lastprofil für einen Haushalt laut Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW):

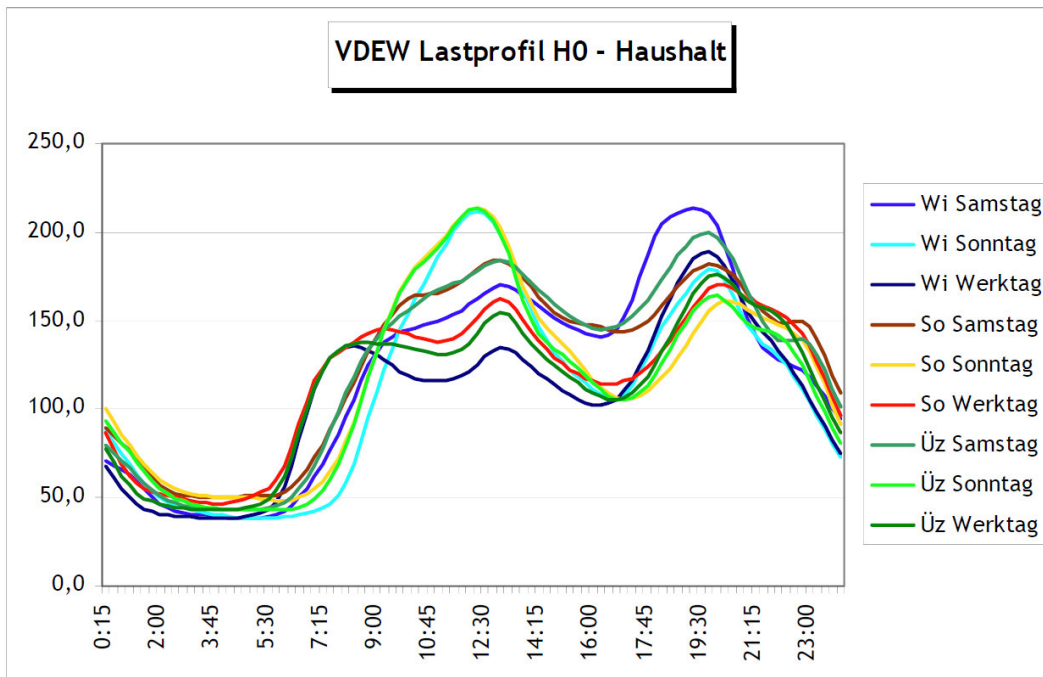


Abbildung 13: Standard-Lastprofil Haushalt, Quelle: VDEW

Während die Abendspitze zeitlich überwiegend unverändert bleibt, ist deutlich zu erkennen, dass die Mittagsspitze am Sonntag stark ausgeprägt ist. Der erhöhte Bedarf am Werktag zwischen 6:00 Uhr und 9:00 Uhr fehlt am Sonntag, beziehungsweise tritt später ein. Die geringste Last tritt zwischen 2:00 Uhr und 5:30 Uhr auf, wobei auch hier die Last nicht gegen Null geht, vermutlich aufgrund von Standby-Verbräuchen.

Zum Vergleich nun ein Lastprofil für eines Gewerbebetriebs, welcher zwischen 8:00 Uhr und 18:00 Uhr aktiv ist (z.B. Büro):

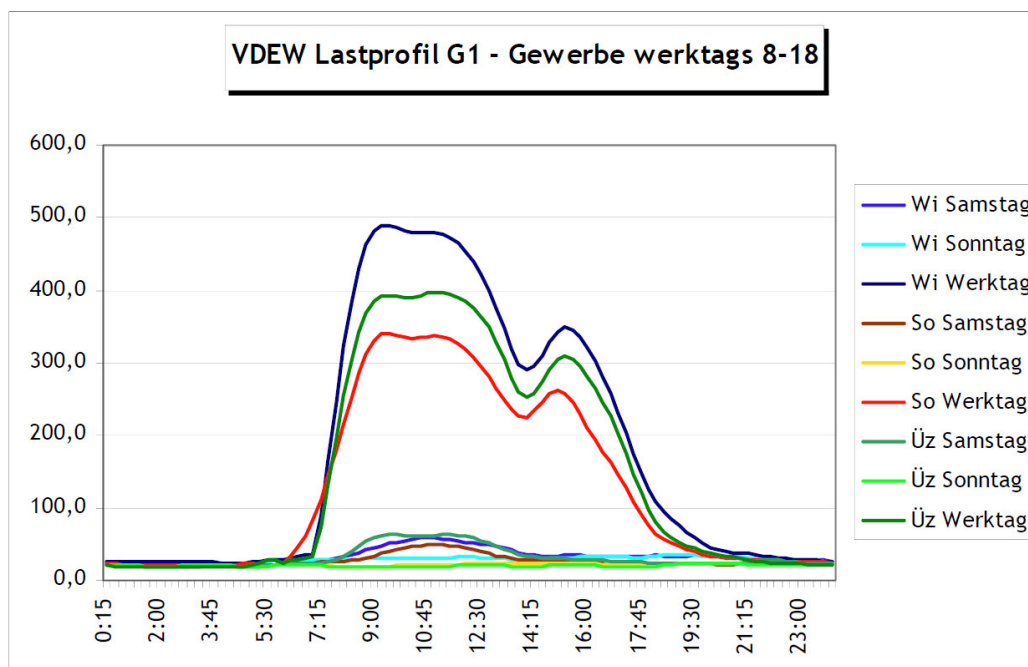


Abbildung 14: Lastprofil Gewerbebetrieb, Quelle: VDEW

Es ist deutlich zu erkennen, dass der Stromverbrauch fast ausschließlich werktags auftritt. Die Kurve für den Winter-Werktag ist dabei am höchsten, vermutlich durch den Einsatz von Stromheizungen und den erhöhten Beleuchtungsbedarf.

Auf Basis der 15-Minuten Jahresprofile des Bedarfs lassen sich die elektrischen Leistungen berechnen, die im Stromnetz, das das Gebäude versorgt, auftreten. Sie sind somit die Referenz für auftretende Netzbelastung – ohne zusätzliche dezentrale Erzeugung durch PV-Anlagen. Wird nun lokal – z.B. durch eine PV-Anlage – Energie erzeugt, verringert sich die Leistung, mit der das Netz aufgrund des Bedarfs belastet wird, um die momentane Erzeugungsleistung. D.h. das Netz wird entlastet. Ist diese Einspeisung aus der PV-Anlage zu bestimmten Randzeiten größer als der Bedarf (z.B. ein Sonntagnachmittag im Sommer), so kehrt sich die physikalische Flussrichtung der Energie um. Ist die Leistung doppelt so groß wie der Bedarf, dann ist die "relative" Netzbelastung immer noch in der gleichen Größenordnung wie ohne Erzeugung, nur eben mit anderem Vorzeichen. Ab der doppelten Leistung ist die Netzbelastung höher als ohne Erzeuger und das Netz wird durch die lokale Erzeugung mehr belastet als durch den Bedarf. Werden keine zusätzlichen Maßnahmen zur Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung oder Speicherung gesetzt, müssten die Betriebsmittel (Leitungsquerschnitte, etc.) entsprechend höher dimensioniert werden. Da dies, wenn überhaupt, nur für wenige Stunden im Jahr auftritt, wäre es nicht zu rechtfertigen, das Stromnetz derart auszubauen, dass diese geringen Einspeisespitzen aufgenommen werden können. Wenngleich die Leistung in diesem Zeitraum hoch sein mag, ist aufgrund der beschränkten Zeitdauer die dahinterliegende Energie (und damit die Rechtfertigung für Kosten) keinesfalls gegeben.

Die maximale Last, die beim Betrieb des Gebäudes zu erwarten ist, ist die bestimmende Größe für die Netzkapazität und damit auch für die maximale photovoltaische Einspeiseleistung.

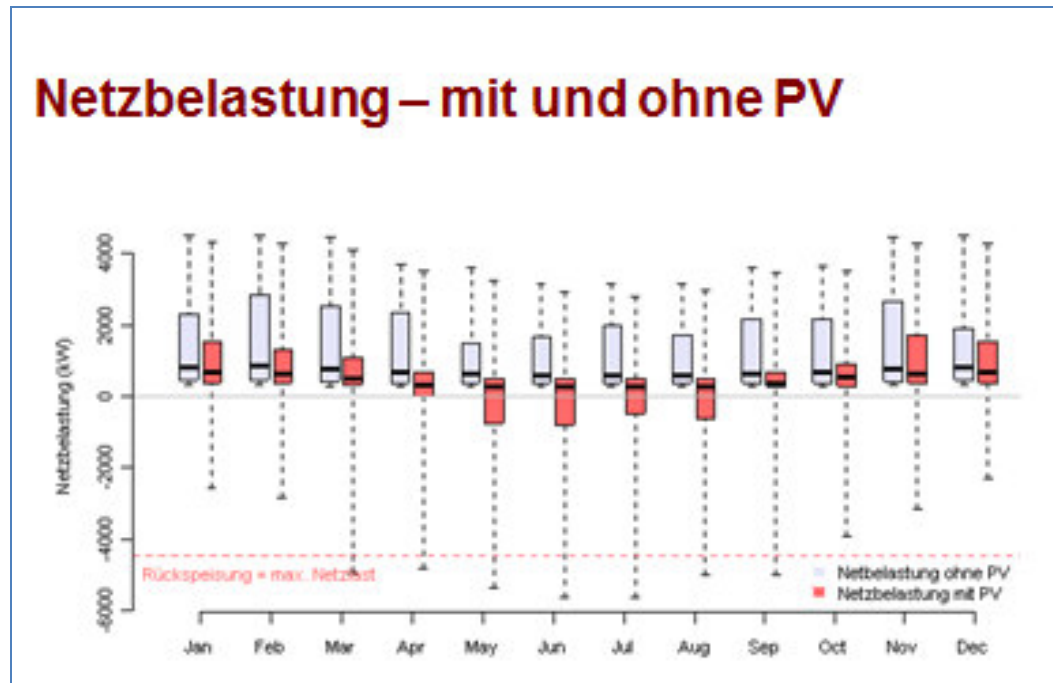


Abbildung 15: Simulation der Netzbelastung am Flugfeld Aspern mit 2/3 Büro und 1/3 Wohnbau und Gesamtdeckung des Stromverbrauchs in der Jahresbilanz von 44%, Quelle: [SUNPOWERCITY2010]

In obiger Darstellung erkennt man die Netzbelastung, die typischerweise entsteht (graue Rechtecke). Die maximal auftretenden 15 Minuten Spitzenwerte sind strichliert eingezeichnet. Die roten Rechtecke zeigen die Netzbelastung mit Photovoltaik-Einspeisung, die in den Sommermonaten dazu führt, dass zeitweise auch rückgespeist wird (negative Werte). Dabei ist zu erkennen, dass diese Rückspeisung bereits ab März – zumindest bei einzelnen 15 Minuten Werten (strichliert) – größer ist als die maximale Netzlast. D.h. wegen der zeitweise auftretenden Rückspeisung ins Netz durch die Photovoltaik müsste das Netz stärker dimensioniert werden als ohne Photovoltaik. Dies scheint fürs erste eine Grenze für die maximal zu installierende Photovoltaik zu sein, da man nicht wegen nur wenigen Zeiten mit maximaler Photovoltaik-Einspeisung (d.h. hohe Momentanleistung, aber aufgrund der kurzen Dauer nur geringe Energie) das gesamte Netz stärker dimensionieren wird.

Bei Modellen für GIPV-Mehrparteien-Immobilien, die von einer 20% Deckung des Gesamtstrombedarfs der Immobilie in der Jahresbilanz ausgehen, wird es aber nicht der Fall sein, dass die Stromproduktion in Extremzeiten höhere Leistungswerte aufweisen könnte als die maximal auftretenden Lastspitzen der Verbraucher.

Beispiel: Wohnhaus mit 50 Wohnungen à 2 Personen, pro Wohneinheit Jahresstromverbrauch von 1500 kWh/Person, ergibt gesamt 150 MWh. Eine Anlage, die 20% (30 MWh) davon deckt, hat in Österreich eine typische Nennleistung von 30 kW.

Entsprechend NormDIN 18015 Teil 2: „Dimensionierung der Hauptstromversorgung in Wohngebäuden“ sind Gebäude mit 38-100 Wohnungen ohne elektrische Warmwasserversorgung mit 160 A abzusichern. D.h. $160\text{A} \cdot 230\text{V} = 36,8\text{ kW}$, d.h. die 30 kW PV-Anlage würde auch im Extremfall (kein Verbrauch) keine Probleme im Stromnetz verursachen.

Anders sieht es bei einer 100% Deckung des Gesamtstrombedarfs der Immobilie in der Jahresbilanz aus. Diese würde bei obigem Beispiel eine etwa 150 kW-Anlage erforderlich machen.

Anzudenken wäre, eine Optimierung des Bedarfes auf Basis der erzeugten Strommengen vorzunehmen (d.h. Geräte einzuschalten bei starker Stromproduktion) bzw. lokale Energiespeicher vorzusehen, die in Zeiten der Spitzenerzeugung (und auch nur dann, wenn gleichzeitig der Bedarf minimal ist) diese erzeugte Energie in einem Zwischenspeicher leiten und diesen wiederum entladen, sobald die Erzeugung zurückgeht oder die Last wiederum ansteigt, d.h. Netzkapazitäten wiederum frei werden.

Eine weitere verbleibende Möglichkeit ist freilich, die Einspeisung in derartigen Spitzenzeiten zu reduzieren. Neue Wechselrichter sind in der Lage, die Spannung des Netzes zu messen und bei Anstieg auf einen festgelegten Grenzwert die Anlage abzuregeln. Auf Basis der derzeitigen gesetzlichen Grundlagen (Anrecht auf Einspeisung) wäre dies in Österreich aber nicht in einfacher Weise möglich und daher neu zu regeln. Die neue deutsche Niederspannungsrichtlinie (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb – VDE-AR 4105), die am 1.7.2011 veröffentlicht wurde, sieht genau dies vor [WACHENFELD2008].

Die Kernpunkte der neuen deutschen Niederspannungsrichtlinie (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb – VDE-AR 4105 ab 1.7.2011 (VDE Berlin) sind:

- PV muss sich stärker an Netz- und Systemdienstleistungen beteiligen
- Frequenz- und Spannungsmessung (z.B. Abschalten erst ab $> 51,5\text{ Hz}$, davor Wirkleistungsreduzierung)
- Beteiligung am Blindleistungsmanagement (für $\text{WR} > 3,7\text{ kVA}$)
- 3-phasiger Anschluss ab 13 kVA

Tatsache ist jedenfalls, dass bei einer möglichen Begrenzung in Spitzenzeiten gesamt wesentlich mehr Energie aus dezentralen PV-Anlagen im Netz ermöglicht wird. Dies deshalb, da die Leistungsbegrenzung zu den im Allgemeinen sehr kurzen Spitzenzeiten auf die gesamte Energieaufbringung kaum Auswirkungen hat, hingegen durch die dann mögliche größere Anzahl von PV-Anlagen übers Jahr gesehen wesentlich mehr Solarstrom erzeugt werden kann. Neue Studien von FhG IWES in Kassel ergaben, dass, wenn ein Wechselrichter pauschal auf 70% der Modul-Nennleistung abgeregelt wird, der Anlagenbetreiber nur 2% der eingespeisten Energie verliert. Im Gegenzug kann man jedoch 42% mehr Solarmodulleistung in das gleiche Netz integrieren [STRAUSS2011]. Eine

Abregelung in Abhängigkeit der Spannungsmessung moderner Wechselrichter (wie oben erwähnt) würde diese Tatsache jedenfalls weiter verbessern.

Netzdienstleistungen (vorrangig Dienstleistungen für den Betrieb und die Qualitätserhaltung des Stromnetzbetriebes) werden mehr und mehr auch von dezentralen Erzeugern zu erbringen sein. Darunter fallen:

- Spannungs- bzw. Frequenzkontrolle (z.B. durch Rücknahme der Einspeiseleistung bei Überspannung bzw. Überfrequenz)
- Blindleistungseinspeisung
- Schieflastkorrekturen im 3-Phasennetz
- Filterung von harmonischen Überspannungen
- Reaktion auf kurzzeitige Spannungsschwankungen („Ride through Kapazität“)

2.4.3. Vertrieb von GIPV-Überschüssen auf Hot Spot- bzw. Ausgleichs-Regelenergiemärkten

Grundsätzlich ist ein möglichst lokaler Verbrauch des an Gebäuden produzierten PV-Stroms anzustreben, da damit die Belastung des Stromnetzes gering gehalten wird. Sofern der Betreiber einer GIPV-Anlage am Standort der Anlage einen geringen Eigenverbrauch hat (zum Beispiel wenn er das Gebäude nicht selbst benutzt), sind die Mieter bzw. Nutzer im Gebäude die naheliegenden Verbraucher. Sollte der GIPV-Strom aber nicht oder nur teilweise an die Nutzer im Gebäude abgegeben werden können, kann alternativ zur Einspeisung der GIPV-Überschüsse ins öffentliche Stromnetz auch noch der Vertrieb von GIPV-Überschüssen auf Hot Spot- bzw. Ausgleichs-Regelenergiemärkten angedacht werden.

Der Begriff „Ausgleichsenergie“ wird in Österreich im Gesetz mehrdeutig verwendet. Im eigentlichen Sinn handelt sich bei dem Begriff „Ausgleichsenergie“ um einen energiewirtschaftlichen Begriff, der die Fehlmenge zwischen geplantem Bedarf und der Aufbringung bzw. tatsächlichem Verbrauch und der Erzeugung bezeichnet. Physikalisch wird die Ausgleichsenergie aus der eingesetzten Sekundärregelung und der Minutenreserve aufgebracht.

Nun stellt sich die Frage, wie man als Betreiber einer Photovoltaik-Anlage Teilnehmer bzw. Lieferant für Regelenergien insbesondere für den Minutenreservemarkt werden kann. Die Bedingungen für die Teilnahme an den Regelenergiemärkten werden in Europa national geregelt. Für die Teilnahme am Primär- und zukünftig am Sekundärregelmarkt sind in Österreich technische Nachweise beim Regelzonenführer (Austrian Power Grid, APG) – das so genannte Präqualifikationsverfahren – notwendig. Für die Teilnahme am Minutenreservemarkt ist aktuell nur eine Meldung an den Bilanzgruppenkoordinator (BKO) bzw. an Austrian Power Clearing and Settlement (APCS) notwendig. Man kann dies auch in der Rolle eines Lieferanten durchführen (Mitglied einer Bilanzgruppe). Die Modalitäten der Angebotslegung sind in einem Anhang der aktuellen Allgemeinen Bedingungen des BKO (AB-BKO) beschrieben. Diesen Anhang

(Ausgleichsenergiebewirtschaftung) findet man wie die AB-BKO auf der Homepage der APCS (=> Regelwerk). Aktuell werden zwei Arten von Minutenreserveangeboten unterschieden: Day-ahead Angebote und Market-Maker-Angebote. Market-Maker-Angebote müssen garantiert geliefert werden und werden im Falle einer Nichterfüllung mit einer Geldbuße für den Lieferanten bestraft. Im Gegenzug erhält der Anbieter einen Leistungspreis und im Falle einer Nutzung des Angebotes den Arbeitspreis. Bei der zweiten Art des Minutenreserve-Angebots erhält man nur im Falle der Nutzung des Angebots den Arbeitspreis. Im Falle der wiederholten Nichtbereitstellung von Minutenreserveangeboten kann der Lieferant als Anbieter ausgeschlossen werden.

Die aktuell kleinste Losgröße für Angebote liegt bei 10 MW. Die Angebotsblöcke umfassen zurzeit 4 Stunden. Somit ist die maximale Lieferdauer 4 Stunden, die minimale Nutzungsdauer 15 Minuten. Die aktuellen durchschnittlichen Leistungsprämien (getrennt nach Lieferung und Bezug) für die Ausschreibungszeiträume (Wochenende bzw. Werktag) findet man ebenfalls auf der Homepage der APCS. In Deutschland, wo es ein vergleichbares System für Minutenreserveangebote mit Leistungspreis und Arbeitspreis gibt, sind die Angebotspreise aller Angebote anonymisiert veröffentlicht (siehe www.regelleistung.net, Quelle: Kommunikation mit Martin Rohrböck, Energie-Manager VERBUND AG, im Rahmen der gegenständlichen Studie).

Pooling von Anlagen

Für Photovoltaik bedeutet dies, dass nur ein Pooling von diversen Anlagen, die zusammen deutlich größer als 10 MW sein müssten, die Voraussetzung für den Markteintritt erfüllen würde. In Abhängigkeit der Prognosegenauigkeit könnte dann, z.B. aus Anlagen mit einer maximalen Gesamtleistung von 20 MWp, ein Angebot über die Lieferung von 10 MW gegeben werden. Dabei ist zu beachten, dass auch um die Mittagszeit die PV Einstrahlung – selbst bei klarem wolkenlosem Himmel – nicht konstant ist. Wie groß das Risiko der Nichterfüllung ist, hängt vor allem mit der Genauigkeit der Prognosen zusammen.

Solarstromprognosen sind erst seit etwa zwei Jahren ein Thema. Wesentlich dabei ist das analysierte Gebiet – je größer das Gebiet, desto einfacher und genauer die Prognose. Tools für die Prognose existieren (Suncast und Enercast), für ganz Deutschland liegt die „dayahead Prognosegenauigkeit“ – d.h. die Vorhersagegenauigkeit für die kommenden 24 Stunden – derzeit bei etwa 3,5% [RIEDEL2011]. Photovoltaik alleine anzubieten ist also möglich, wird aus Risikogründen aber voraussichtlich wenig Attraktivität am Markt bieten.

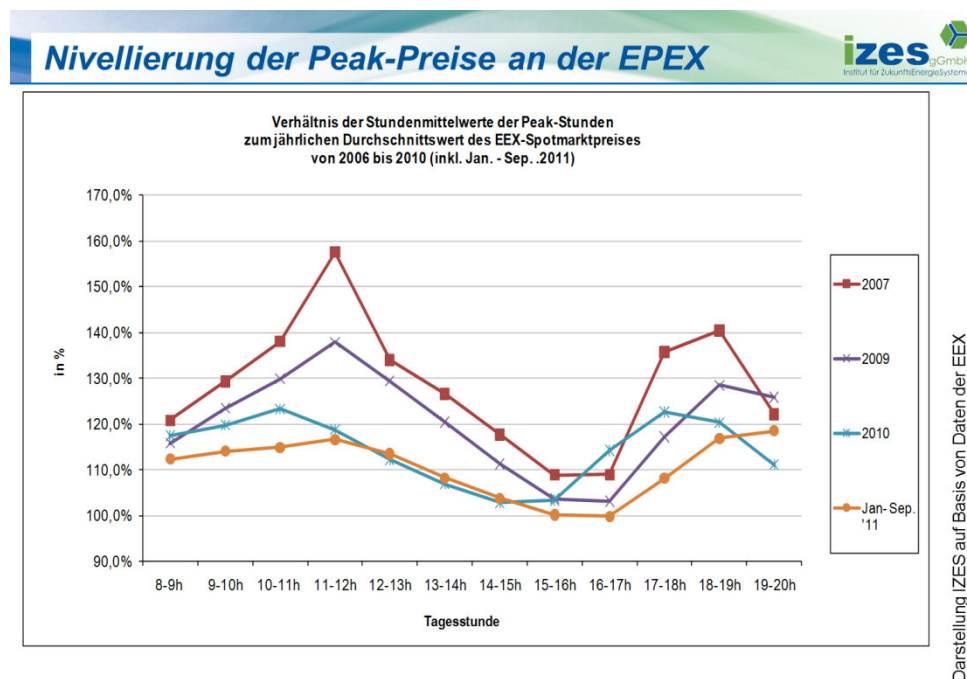
Die Strategie des Poolings diverser Anlagen wird derzeit in einem anderen Projekt im Rahmen von „Neue Energien 2020“ untersucht (MBS – Multifunktioneller Batteriespeicher, Projektleitung FH Technikum Wien, Partner: EVN, TU Wien, KEBA, ATB Becker, Cellstrom). Diese Strategie scheint insofern risikoärmer zu sein, da jegliches Aggregieren von mehreren Erzeugern unterschiedlicher Art (Wind, PV, BHKWs, ...) und von Speichern die Liefersicherheit entsprechend erhöht. Das deutsche Forschungsprogramm E-Energy definiert Aggregatoren folgendermaßen: Rolle, die Dienste zur Aggregation von Energieangeboten verschiedener Quellen (Erzeuger) anbietet und gegenüber dem Netz als eine Gesamtheit wirkt (E-Energy Glossar). Die Teilnahme an unterschiedlichen Märkten

(OTC, Minutenreserve, etc.) führt zur Risikostreuung und zur optimierten Ausnutzung von spezifischen Erzeugungsportfolien [E-DEMA2011].

Ein weiterer Weg wäre die generelle Kopplung mit Batteriesystemen, um durch Speicherung der photovoltaischen Energie die Sicherheit der Lieferung drastisch zu erhöhen.

Nivellierung von Spitzenzeiten

Grundsätzlich gibt es derzeit eine Entwicklung, dass aufgrund der größer werdenden PV-Erzeugungen die Spitzenzeiten mehr und mehr nivelliert werden:



10 [Eva Hauser]

Abbildung 16: Nivellierung der Peak-Preise an der EPEX, Quelle: Eva Hauser, Institut für Zukunftsenergiesysteme, Saarbrücken, 9. Österreichische Photovoltaik-Fachtagung 21. Oktober 2011

Man erkennt, dass mit wachsendem Anteil der Photovoltaik (typische Werte für sonnige Tage sind derzeit etwa 12 GW im deutschen Netz bei einer typischen Mittagslast von etwa 50 GW) das Verhältnis der Stundenmittelwerte der Peak-Stunden zum jährlichen Durchschnittswert des EEX-Spotmarktpreises deutlich zurückgeht, d.h. auch im Jahresmittel der Spitzenstrom um die Mittagszeit nur etwa 115% des Basisstrompreises ausmacht – verglichen mit etwa 160% im Jahr 2007.

Sinkende Spotmarktpreise und damit einhergehende generelle preisdämpfende Effekte auf den Strommarkt durch die Photovoltaik wirken freilich der Einführung der Erneuerbaren entgegen und relativieren die Möglichkeit eines erhöhten Erlöses und damit einer besseren Finanzierung über die Ausgleichsenergie – speziell in der für die PV relevanten Mittagszeit. Stromspitzen sind umso mehr in den (frühen) Abendstunden zu erwarten, was in technischer Hinsicht bedeuten könnte, dass PV-Anlagen, die in Westrichtung ausgerichtet sind, verstärkte Beiträge zu diesem neuen Angebotshoch bringen könnten – freilich nur so lange

bis auch die Anzahl der derart installierten Systeme den Strompreis auch zu diesen Zeiten wiederum nach unten drückt.

Es kann erwartet werden, dass die Preisbildung an der Börse generell überdacht wird – da die neuen erneuerbaren Energieträger mit ihrer spezifischen Charakteristik mit der Grundidee der Preisbildung an der Börse wenig kompatibel sein dürften und vor allem auch die Phase bis zur Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren durch ihren eigenen Markteintritt bedeutend verzögert wird. Es wäre daher umso mehr angebracht, externe Kosten anderer Energieträger zu internalisieren, um so die Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren rascher zu erreichen.

2.4.4. Möglichkeiten des Energiemanagements vor Ort

Viele erneuerbare Energietechnologien wie Windkraft oder Photovoltaik haben eine Eigenschaft gemeinsam: Sie geben ihre Energie ungleichmäßig ab, da ihnen natürliche Kreisläufe wie Wetter oder Tageszeiten zugrunde liegen. Da die gesamte installierte Leistung von ungleichmäßig einspeisenden Kraftwerken rasch wächst, wird der effiziente Betrieb des Stromnetzes zunehmend erschwert. Um das Netz zu kontrollieren und weiterhin eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, kann der Netzbetreiber an zwei Stellen eingreifen: Einerseits auf der Seite der Energiebereitstellung, andererseits direkt beim Verbraucher. Auf Seite der Energiebereitstellung können entweder neue Kraftwerke oder Energiespeicher errichtet werden, um das unregelmäßige Energieangebot auszugleichen. Vor allem die Errichtung neuer Kraftwerke würde aber zu einem ineffizienten Gesamtenergiesystem führen, da eine bestimmte Anzahl dieser Kraftwerke immer in Teillast und damit mit niedrigem Wirkungsgrad betrieben werden müsste. Ein effizienterer Weg wäre, die Verbraucherseite zu modifizieren, indem man den Energieverbrauch zeitlich auf die verfügbare Energie abstimmt.

Grundlage für die Beeinflussung der Verbraucherseite ist die Implementierung einer Dateninfrastruktur. Ein wichtiger Teil dieses neuen Daten-Netzwerks ist die Installation von Smart Meters, die die Lastkurven der Verbraucher aufzeichnen und Daten an den Netzbetreiber senden können. Nach der Installation einer hohen Anzahl von Smart Metern werden die Energieversorger in der Lage sein, die Energieverbräuche ihrer Kunden abzuschätzen und zu verändern. Zum Beispiel könnten sie ihre Energiepreise an die Preise der Strombörse anpassen. Die Kunden können dann Strom zu Zeiten mit niedrigen Preisen verbrauchen und zu Zeiten mit hohen Tarifen können sie ihren erzeugten Strom einspeisen. Neben einer Steigerung der Effizienz könnte dies zu einer Stabilisierung des Stromnetzes führen, weil die Verbraucher auf die Höhe der verfügbaren Energie reagieren würden.

Die Anpassung von Strombezug und Verbrauch an die Höhe der momentanen Tarife ermöglicht den Kunden, Energiekosten zu sparen. Um den Verbrauchern dabei zu helfen ihre Energiekosten zu senken, können Energy Management Companies, kurz EMC, gegründet werden. Diese Unternehmen helfen den Kunden, ihre Lastkurve und ihre Einspeisekurve unter Berücksichtigung der zeitvariablen Tarife zu optimieren. Die

Einsparungen, die sich daraus ergeben, müssen das EMC finanzieren und einen Nutzen für den Kunden bringen.

Im Folgenden werden die Aufgaben beschrieben, die ein EMC erfüllen muss, um die Energieverläufe des Kunden an die Wünsche und Vorgaben des Energieversorgers anzupassen.

Analyse der Last-Kurve

Zuerst muss das EMC herausfinden, wie viel Strom zu welchem Zeitpunkt verbraucht wird. Im Idealfall kann auf den Smart Meter zugegriffen werden, dann ist die Ermittlung der Lastkurve einfach möglich. Sollte ein Zugriff nicht möglich sein, müssen andere Wege zur Datenerfassung beschritten werden. Eine Möglichkeit wäre die Installation einer eigenen Energiemessung, die die Lastkurve für einen bestimmten Zeitraum aufzeichnet. Diese Zeitspanne sollte nicht kürzer als eine Woche sein. In einem Haushalt kann in diesem Zeitraum die Benutzung aller großen Verbraucher wie Waschmaschinen usw. aufgezeichnet werden. Auch der Verbrauchsunterschied zwischen Wochenende und Wochentagen wird dokumentiert. In einem Büro genügt eine Woche, um den Unterschied zwischen Arbeits- und Nachtstunden sowie zwischen Werktagen und Wochenenden zu dokumentieren. Die Frist von einer Woche erkennt allerdings keine saisonalen Schwankungen, z.B. den Betrieb von Klimaanlage im Sommer oder erhöhten Beleuchtungsbedarf im Winter. Mit der Zeit kann ein EMC aber Abschätzungen oder Rechenmodelle für jahreszeitliche Schwankungen im Stromverbrauch entwickeln. In jedem Fall gilt von Seiten der Informationsbeschaffung: Je länger die Zeit der Messung, umso mehr Informationen können gewonnen werden. Aus wirtschaftlichen Gründen wird das EMC aber versuchen, die Zeitspanne der Messung möglichst kurz zu halten, um den Auftrag rasch abzuwickeln und die Ressourcen nicht unnötig lang zu binden.

Analyse der Einspeise-Kurve

Nachdem der Verbrauch analysiert wurde, muss nun die Einspeisung durch die in das Haus integrierte Photovoltaik-Anlage untersucht werden. Üblicherweise sind die benötigten Daten im Wechselrichter oder in Datenloggern der Anlagenüberwachung gespeichert, da diese Informationen meist auch für die Funktionsüberprüfung der Photovoltaik-Anlage verwendet werden. Sollte ein Smart Meter installiert und der Zugriff darauf möglich sein, können die entsprechenden Daten auf diesem Weg bezogen werden. Notlösung bleibt auch hier das Installieren einer eigenen Energiemessung und die Datenerfassung für einen bestimmten Zeitraum.

Analyse der Eingriffsmöglichkeiten in die Lastkurven durch das EVU

Das Energieversorgungsunternehmen hat nun einige Möglichkeiten, wie es die Energienachfrage steuern kann. Die Entscheidung des EVUs für ein bestimmtes Konzept ist auch die Voraussetzung für die Arbeit des EMCs. Daher werden nun zwei Möglichkeiten beschrieben, die aus heutiger Sicht realisierbar erscheinen.

- Zeitabhängige Energietarife

Die erste Möglichkeit ist die Implementierung von zeitabhängigen Tarifen, sowohl für die Einspeisung, als auch für den Strombezug. Damit kann der Energieversorger seine Kunden durch finanzielle Anreize dazu bewegen, ihre Lastkurven zu verändern.

Um ihre Einspeisung zu verändern, müssen die Kunden Speicher installiert haben oder ihren Eigenverbrauch so variieren, dass sich der ans Netz abgegebene Energieverlauf ändert. Den eigenen Verbrauch können sie durch zeitlich versetzte Schaltung von großen Verbrauchern wie Waschmaschinen beeinflussen. Auch hier kann natürlich eine intelligente Eigennutzung der Energie aus der Photovoltaik-Anlage helfen.

Je nach Funktion der Datenstruktur und Wünschen des EVUs können sich die Tarife über den Tag verteilt ändern. Der Energieversorger hat die Aufgabe, die Kunden über die Tarife, am besten mindestens einen Tag voraus, zu informieren. So können die Kunden noch rechtzeitig darauf reagieren.

Die Studie „Waschen mit der Sonne“ [GÖLZ2005] hatte zum Ziel, das Potential der Lastverschiebung von Haushalten durch finanzielle Anreize zu ermitteln. Es wurden 100 Haushalte betrachtet, die mit einem Mini-Blockheizkraftwerk, einer Photovoltaik-Anlage und einem Batteriespeicher versorgt werden. Den Bewohnern wurde per SMS oder Email mitgeteilt, wann sie Strom verbrauchen sollen. Für jedes Mal, an dem die Haushalte zu dem gewünschten Zeitpunkt eine Waschmaschine oder einen Geschirrspüler einschalteten, bekamen sie 50 Cent gutgeschrieben, die am Ende der Studie ausgezahlt wurden.

Die nachfolgende Graphik zeigt die Veränderung in der Schaltung von Geschirrspüler und Waschmaschine:

Grafik 1: Vergleich Juni (kein Signal) mit Juli ('Waschen mit der Sonne' - Tage)

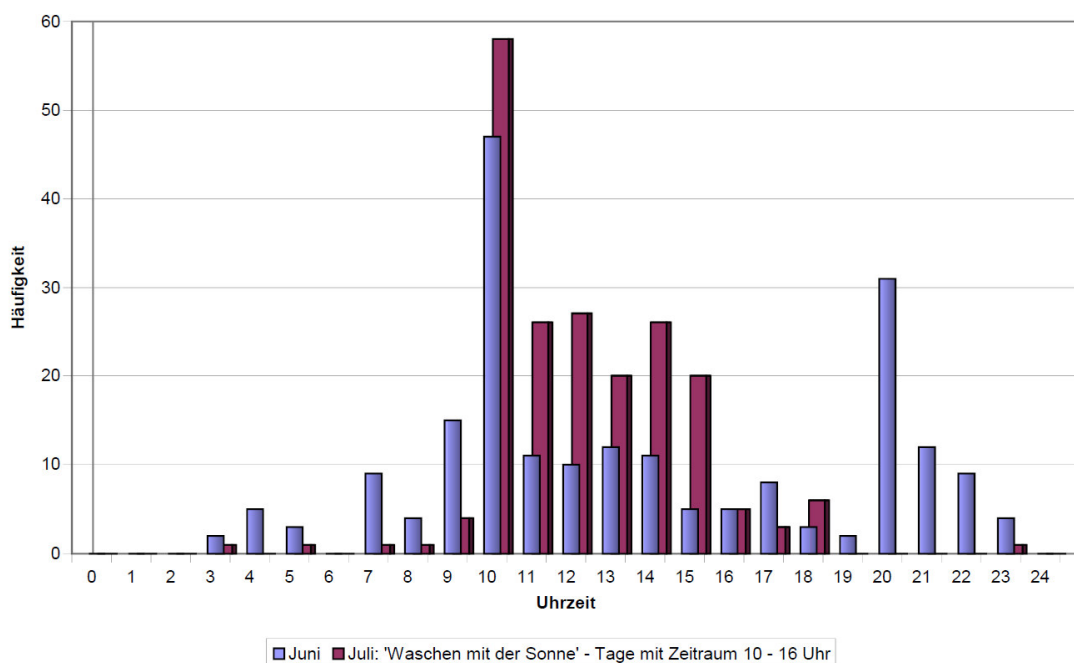


Abbildung 17: Vergleich Schaltung von Geschirrspüler und Waschmaschine ohne Signal und mit der Sonne, Quelle: [GÖLZ2005]

Es ist deutlich ersichtlich, dass es durch die beschriebenen Maßnahmen gelungen ist, den Großteil der Waschgänge in die Mittagszeit zu verlagern, also in eine Zeit wo ein hoher Ertrag der Photovoltaik-Anlage gegeben ist. Auch wenn hier keine langfristigen Veränderungen berücksichtigt werden, zeigt die Studie, dass eine deutliche Verschiebung des Stromverbrauchs durch finanzielle Anreize grundsätzlich möglich ist.

- Vier Stunden Tarif [BÄRWALDT2008]

Ein Beispiel für einen Tarif, der auf den Kosten der momentanen Stromerzeugung beruht, ist der Vier-Stufen-Tarif. Dieser Tarif teilt den Tag in vier Teile mit unterschiedlichen Strompreisen.

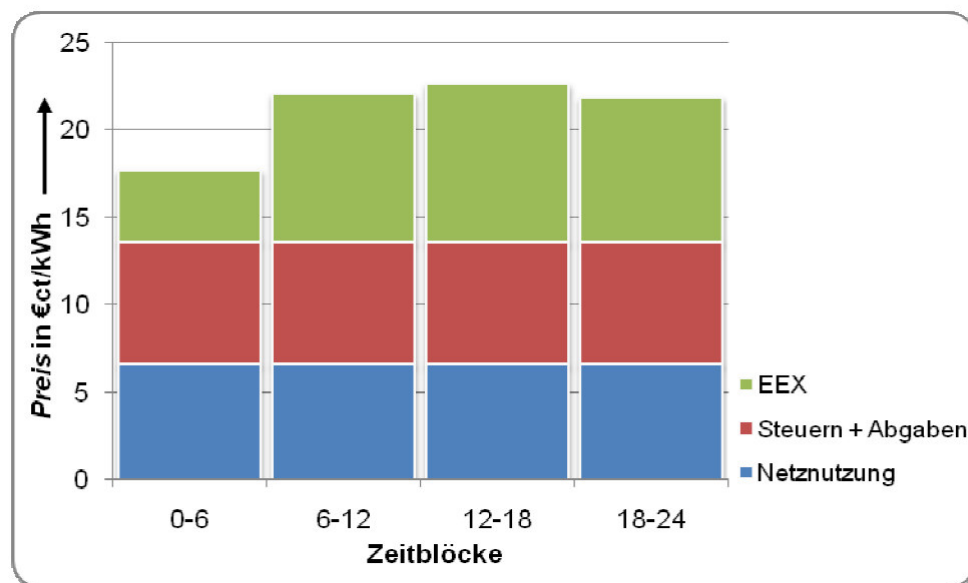


Abbildung 18: Kostenveränderung bei Tarifvariation, Quelle: [BÄRWALDT2008]

Der blaue Balken steht für die Kosten der Netznutzung. Dieser Teil der Stromkosten ändert sich im Lauf des Tages nicht, da die Kosten für die Netznutzung nicht durch den Energieversorger, sondern durch den Netzbetreiber und die Regulierungsbehörde definiert werden. Die Energieversorger müssen für die Nutzung des Stromnetzes bezahlen.

Der rote Balken beschreibt alle Steuern und Gebühren. Auch dies ist ein Teil des Strompreises, den der Energieversorger zahlen muss und auf den er keinen Einfluss hat.

Der grüne Balken steht für den Preis an der European Energy Exchange. Dieser Balken steht für den tatsächlichen Wert der elektrischen Energie. Nur durch die Einführung dieses Vier-Stufen-Tarifs, der ein ziemlich simpler zeitabhängiger Tarif ist, könnten sich Kunden bis zu 13,5% ihrer Stromkosten sparen.

Dieses Konzept bezieht sich vorerst nur auf den Strombezug, ähnliche Modelle für Einspeisetarife gilt es noch zu entwickeln.

Aufgaben für EMC

Da die Entscheidung, wann welche Verbraucher geschaltet werden, mit zunehmender Anzahl an Geräten und Tarifstufen immer komplexer wird, werden die Endkunden die Hilfe eines EMCs brauchen. Das EMC wird ihnen helfen, die wichtigsten Energieverbraucher zu erkennen und einen Tagesplan für das Ein- und Ausschalten bestimmter Geräte zu erstellen. Die Berechnung dieses Plans muss die prognostizierte Photovoltaik-Produktion und die eventuell in einem Akku gespeicherte Energie berücksichtigen. In komplexen Fällen kann eine automatische Steuerung angeboten werden, die Geräte direkt schalten kann und auch über Zugriff auf PV und Akku verfügt. Die Steuerung würde unter Bezugnahme auf die Strompreise programmiert, der Kunde muss aber die Möglichkeit bekommen, gewisse Bedingungen einfließen zu lassen wie z.B.: „Keine Waschmaschine in der Nacht“ oder „Webserver niemals abschalten“.

- Lastverschiebung durch den Energieversorger

Ein anderer Weg der Beeinflussung der Lastkurven wäre das Schalten von bestimmten Lasten im Haushalt oder im Büro durch den Energieversorger selbst. Voraussetzung dafür ist die Ausstattung der Geräte mit Schnittstellen, die eine Einbindung in die Datenstruktur des EVUs erlauben. Sollten diese Schnittstellen nicht serienmäßig in den Geräten eingebaut sein, könnten auch sie vom EMC angeboten werden. In diesem Szenario werden keine zeitabhängigen Tarife implementiert, die Kunden werden stattdessen dafür bezahlt, dass sie dem EVU bestimmte Freiheiten beim Steuern ihrer Geräte einräumen. Der Kunde stellt also Regeln für den Energieversorger auf z.B.: "Ich möchte, dass die Waschmaschine um 11:00 fertig ist und nicht zwischen 22:00 und 07:00 läuft." oder "Mein Kühlschrank muss immer zwischen 4 und 7 °C haben." Die eingeräumten Freiheiten kann der Energieversorger dazu verwenden, auf die Gesamteinspeisung im Netz zu reagieren. Jeder Kunde stellt also ein Energiespeicherpotential zur Verfügung, welches in Summe das Hochfahren von Spitzenlastkraftwerken verhindern kann und zur Effizienz des Energiesystems beiträgt. Zum Beispiel: Der Energieversorger weiß, dass es in der nächsten Stunde eine erhöhte Nachfrage geben wird. Also kühlt er sofort alle Kühlschränke auf 4 °C statt der regulären 6 °C. Dadurch müssen sich die Kühlaggregate erst später wieder aktivieren und die Verbrauchsspitze kann reduziert werden.

Die Höhe der Vergütung hängt nun davon ab, wie viel Energie das EVU über welchen Zeitraum verschieben darf. Je höher die Energiemenge und je länger der Zeitraum der Verschiebung ist, umso mehr Geld wird der Kunde bekommen.

Die folgende Tabelle zeigt das Energiespeicherpotential aus der Lastverschiebung für Deutschland:

Speicher	Abschaltbare Leistung	Speicherzeit t_{store} (min)	Gespeicherte Energie
Lebensmittelhandel	1,14 GW	256	4,86 GWh
Druckluft	3,72 GW	15	0,93 GWh
Wärme- und Kältespeicher in Haushalten	3,17 GW	120	6,34 GWh
Kreislaufpumpen in Gebäuden	2,5 GW	120	5 GWh
Ventilationen in Gebäuden	8 GW	90	21,3 GWh

Abbildung 19: Potential der virtuellen Energiespeicher in Deutschland, Quelle: [STADLER2004]

Neben der Verschiebung von Lasten könnte der Kunde dem EVU auch den Zugriff auf den Batteriespeicher erlauben. Er könnte z.B. erlauben, dass das EVU untertags immer auf 20% der Speicherkapazität zugreifen kann.

Aufgaben für EMC

Da das EMC in diesem Fall nicht selbst für die Beeinflussung der Lasten zuständig ist, hilft es dem Kunden, die maximal möglichen Lastverschiebungen zu ermitteln. Natürlich darf trotz der möglichen Verschiebungen das Leben des Kunden nicht gestört werden. Im Idealfall merkt der Kunde keinerlei Änderung seiner Lebensqualität. Das EMC kann außerdem die Schnittstelle zum EVU bilden. Es übermittelt dem EVU die Möglichkeiten der Lastverschiebung und verwaltet die Abrechnung.

Überwachung, Anpassung und Verbesserung

Aufgrund der Tatsache, dass sich die Tarife ändern könnten oder dass sich die verschiebbaren Lasten verlagern, muss das EMC in Kontakt mit seinen Kunden bleiben. Im Fall der zeitvariablen Tarife wird das EMC überprüfen, ob der Kunde den Zeitplan einhalten kann, und wenn nicht, wird es ihn optimieren. Sollte eine automatische Steuerung installiert sein, muss sich das EMC um Softwareupdates und generelle Serviceleistungen kümmern.

Bei der Verschiebung der Lasten durch das EVU muss das EMC den Kontakt zwischen Energieversorger und Kunden gewährleisten. Es muss dem Kunden Unterstützung bei der Vertragsabwicklung und eventuell auch bei technischen Problemen bieten.

Fazit

Je nachdem, wie genau die Richtlinien der Energieversorger in einer Smart Grid-Umgebung aussehen werden, kann es schnell kompliziert sein, ihre Anforderungen zu erfüllen. Die Kunden können durch die Beauftragung eines EMC die gesamte Abwicklung der Lastenoptimierung abgeben und werden trotzdem von einer Senkung der Energiekosten profitieren, die durch die Erfüllung der Anforderungen des EVUs entsteht.

Die Zukunft wird zeigen, ob die notwendigen Aktivitäten ausreichen, um EMCs als unabhängige Unternehmen zu führen. Vielleicht werden sie Teil der Energieversorger oder

von Energieberatungsunternehmen sein. Ersteres würde vor allem die vertragliche Abwicklung sehr stark vereinfachen.

2.5. Haustechnische Analyse – technische Möglichkeiten vom Modul zum Netz

Im Folgenden werden die möglichen Verschaltungs- und Anschlussvarianten von Photovoltaikanlagen im mehrgeschossigen Wohn- bzw. Bürobau beschrieben und systematisiert. Dazu werden mögliche und sinnvolle Verrechnungsmethoden und deren Systemaufbau dargestellt und die Kosten verglichen.

Unter Haustechnik wird die Verschaltung der PV-Anlage(n) mit dem Netz bzw. den Haushalten, der notwendigen Erzeugungs- und Verbrauchsverrechnung sowie den damit verbundenen Elektro-, Messtechnik- und Datenübermittlungsinstallationen verstanden.

Betrachtet werden nur Modelle der Überschusseinspeisung.

2.5.1. Anlagenverschaltung

Grundsätzlich können Photovoltaikanlagen auf 2 Arten den Nutzern zugeordnet werden.

- 1) **PV-Einzelanlage:** In kleine Einheiten aufgeteilt errichtete Anlagen werden individuell einzelnen Verbrauchern zugeordnet.
- 2) **PV-Gemeinschaftsanlage:** Eine Gesamtanlage wird mehreren Nutzern zugeordnet.

Dabei entstehen folgende Einschränkungen technischer oder rechtlicher Natur:

- a) Eine Photovoltaikanlage kann auf Verbrauchsebene (also aus Netzsicht hinter dem Zähler) nicht mehreren Verbrauchern zugeordnet werden. Da über die Zuleitungen vom Wechselrichter zu den Haushalten Querströme zwischen den Haushalten nicht verhindert werden können, kann der Stromfluss zwischen den Haushalten und deren Zählern nicht gesteuert werden. Strom fließt spannungsgesteuert und die Spannung wiederum hängt vom jeweiligen Verbrauch ab. Daraus folgt, dass eine PV-Einzelanlage nur an einen Verbraucher angeschlossen werden kann.

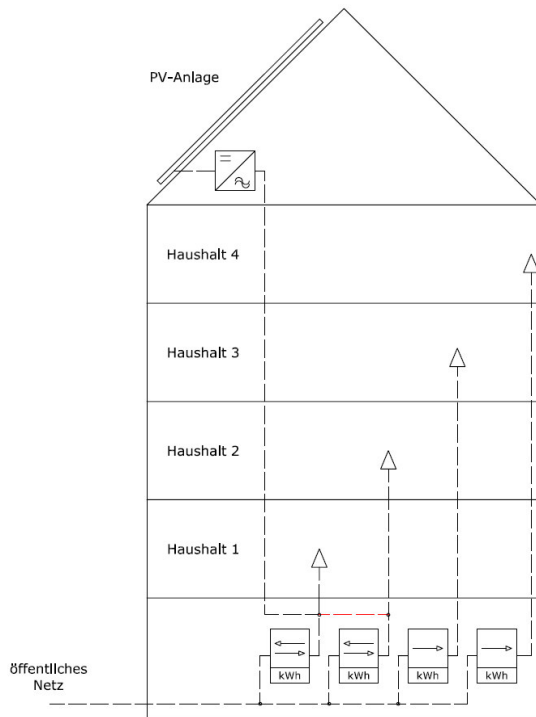


Abbildung 20: Darstellung einer Verbindung, die Querströme verursachen würde,
Quelle: eigene Darstellung

- b) Eine PV-Gemeinschaftsanlage kann nur einen Netzzähler besitzen. Alle an der PV-Gemeinschaftsanlage angeschlossenen Verbraucher besitzen daher den gleichen Zähler und somit auch Energieversorger. Dann erfolgt der Anschluss der PV-Gemeinschaftsanlage und danach kommen die Subzähler zu den einzelnen Verbrauchern.
- c) Jeder Stromkunde muss eine einzelne technische Anschlussmöglichkeit an das öffentliche Netz haben. Das ergibt sich aus dem freien Wahlrecht der Energienutzer hinsichtlich ihrer Lieferanten bzw. aus den Kriterien für eine Kundenanlage nach dem dt EnWG (vgl. Kapitel 2.3.2.2.) Daraus folgt, dass PV-Gemeinschaftsanlagen nur so angeschlossen werden, dass jedem Verbraucher nach Wunsch der direkte Zugang zum Netz erhalten bleibt bzw. hergestellt werden kann.
- d) Aus b) und c) folgt, dass eine PV-Gemeinschaftsanlage nur so mit einem Zähleranschluss verbunden werden darf, dass jeder Verbraucher jederzeit aus dieser Gemeinschaft austreten kann. Daraus resultieren Einschränkungen in Bezug auf die haustechnische Durchführung der Installationen.

2.5.1.1. PV-Einzelanlagen

Am Gebäude werden mehrere Teilanlagen errichtet. Architektonisch und in der technischen Erscheinung kann der Gesamtanlagencharakter problemlos erhalten bleiben. Es muss

lediglich die Modulverschaltung an mehrere Wechselrichter durchgeführt werden. Jede Teilanlage besitzt vom Wechselrichter eine eigene AC-seitige Verbindung zu den Zählern. Idealfall: Alle Zähleranschlüsse sind zentral ausgeführt. Die Zuordnung der PV-Einzelanlagen an die Verbraucher kann an dieser zentralen Anschlussstelle jeweils individuell hinter den Zählern erfolgen.

Es ist haustechnisch jederzeit möglich, ohne hohen Aufwand die PV-Einzelanlagen an andere Verbraucher anzuschließen, ggf. auch mehrere Einzelanlagen an einen Verbraucher. Sollten die Zähleranschlüsse dezentral ausgeführt sein, kann es zu aufwändigem Verkabelungsaufwand kommen.

Vorteile:

- Kein Bedarf an Abstimmung
- Keine Subzähler oder Smart Meter
- Geringer/kein Verrechnungsaufwand
- Flexible Zuordnung

Nachteile:

- Erhöhter Verkabelungsaufwand
- Kostennachteile durch den Einsatz mehrerer kleiner Wechselrichter
- Eigennutzung des PV-Stroms kann nur individuell erfolgen und ist somit geringer

Es ist bei PV-Einzelanlagen insbesondere nicht möglich, die PV-Erzeugung optimal auf den Eigenverbrauch aller Verbraucher aufzuteilen. Siehe dazu das Fallbeispiel weiter unten.

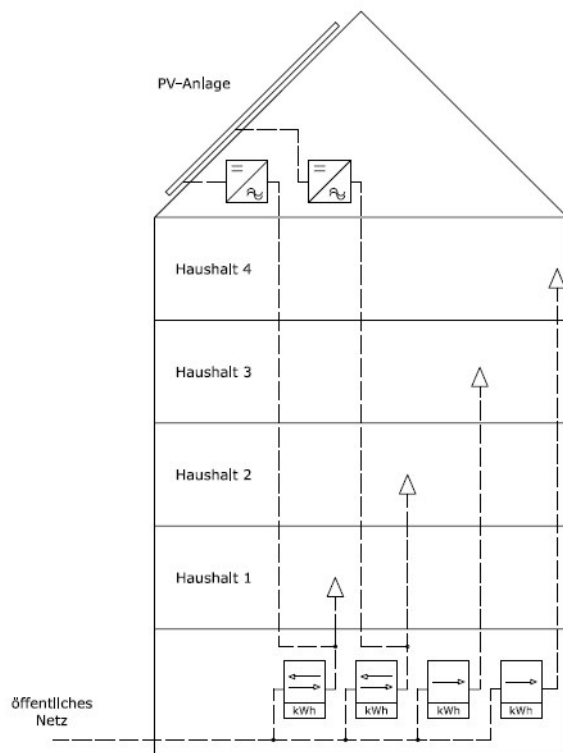


Abbildung 21: Schema einer PV-Einzelanlage (jede PV-Anlage ist einem einzelnen Verbraucher zugeordnet), Quelle: eigene Darstellung

Eine Sonderform der Einzelanlage stellt die Anbindung der PV-Anlage an den Gemeinschaftsstromverbrauch dar (Lift, allgemeine Beleuchtung, kontrollierte Wohnraumlüftung, Wärmepumpe, etc.). Der Gemeinschaftsstromverbrauch ist durch Subzähler zu erfassen, da bei der hausinternen Verrechnung zwischen Betriebskosten und Bewirtschaftungskosten unterschieden wird (vgl. 2.3.)

Interessant in diesem Zusammenhang kann auch der Betrieb von Anschlussstellen für E-Mobilität im gemeinschaftlichen Bereich des Objektes sein.

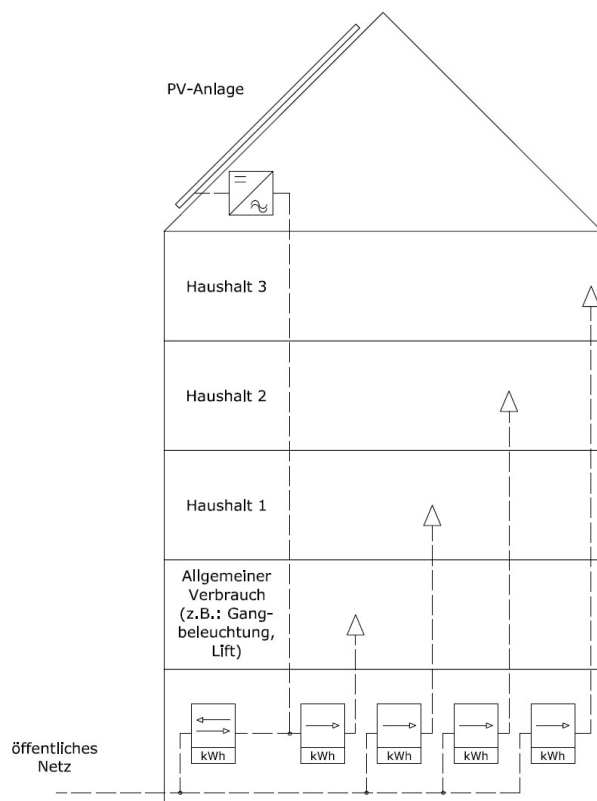


Abbildung 22: Schema einer PV-Einzelanlage mit Anbindung an den Gemeinschaftsstromverbrauch, Quelle: eigene Darstellung

2.5.1.2. PV-Gemeinschaftsanlagen

Am Gebäude wird eine einzige PV-Anlage errichtet. Die Anzahl der Wechselrichter ist von der Anzahl der Nutzer unabhängig und kann technisch optimiert erfolgen. Vom Wechselrichter/den Wechselrichtern geht eine einzige Zuleitung zu den Zählern bzw. Netzanschlüssen der Verbraucher.

Idealfall: Alle Zähleranschlüsse sind zentral ausgeführt. Alle Nutzer der PV-Gemeinschaftsanlage werden auf einen Zähler angeschlossen. Die bisherigen direkten Anschlusszähler ruhen oder werden abgemeldet. Zur Verrechnung erhält jeder dieser Verbraucher einen Subzähler. Die PV-Gemeinschaftsanlage wird zwischen den Netz- und

die Subzähler geschaltet. Da alle Anschlüsse zentral angeordnet sind, entsteht nur ein geringer Verkabelungsaufwand.

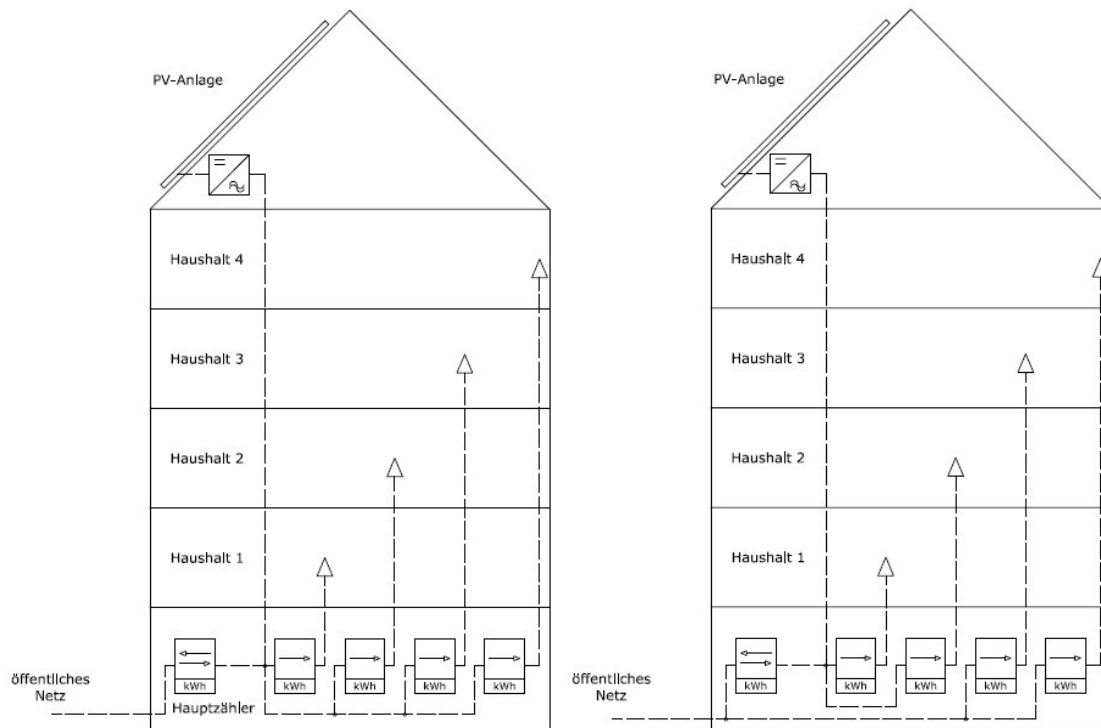


Abbildung 23: Schema einer PV-Gemeinschaftsanlage, Quelle: eigene Darstellung

Abbildung links: Alle Verbraucher sind an die Anlage und über den gleichen Hauptzähler an das öffentliche Netz angeschlossen.

Abbildung rechts: Zwei Verbraucher sind nicht an der PV-Gemeinschaftsanlage beteiligt und besitzen direkten Netzzugang.

Die PV-Erzeugung wird zunächst an alle an der PV-Gemeinschaftsanlage beteiligten Verbraucher verteilt, etwaige Überschüsse gehen über den bidirektionalen Hauptzähler ins Netz. Die Zuordnung des PV-Stroms an die Verbraucher hängt von den Zähl- und Messeinrichtungen ab (vgl. Kapitel 2.5.2.). Sind die Zähleranschlüsse der einzelnen Verbraucher *dezentral* ausgeführt (beispielsweise je Stiege, Stock oder unmittelbar je Verbraucher), entsteht Aufwand für die Zuleitung zu den einzelnen Hausanschlüssen. Die Komplexität hängt sehr stark von der Situation ab.

Verbraucher, die nicht an der PV-Gemeinschaftsanlage beteiligt sind, verfügen über Wahlfreiheit bezüglich ihres Energielieferanten. Für angeschlossene Verbraucher ist es leicht möglich, wieder einen Einzelanschluss herzustellen. Sie werden dann von der PV-Gemeinschaftsanlage weggeschaltet und direkt ans öffentliche Netz angeschlossen. Durch die Möglichkeit des jederzeitigen direkten Anschlusses an das öffentliche Netz ist theoretisch die Wahlfreiheit des Endverbrauchers bezüglich seines Energielieferanten gegeben. Ob eine solche Lösung den rechtlichen Anforderungen tatsächlich genügt, ist offen.

Vorteile der PV-Gemeinschaftsanlage:

- Geringerer Verkabelungsaufwand
- Optimale Anlagenplanung und geringere Anlagenkosten
- Eigennutzung des PV-Stroms kann mit allen Nutzern optimiert werden

Nachteile:

- Subzähler und Auslesestruktur
- Verrechnungsaufwand

2.5.2. Erfassung und Verrechnung

Der Zähler zum Netzanschluss und der Erfassung des Energiebedarfs und damit auch der Netz- und sonstiger Gebühren ist Teil des öffentlichen Netzes und Eigentum des Netzbetreibers.

Es können daher diese Zähler und Zählerplätze nicht für die Verschaltung zu Gemeinschaftsanlagen genutzt werden. Für die Verschaltung dieser Haushalte und die Montage der jeweiligen Subzähler wird daher eine eigene räumliche Elektroeinrichtung notwendig werden. Diese wird in der folgenden Abbildung als Anschlusskasten PV bezeichnet.

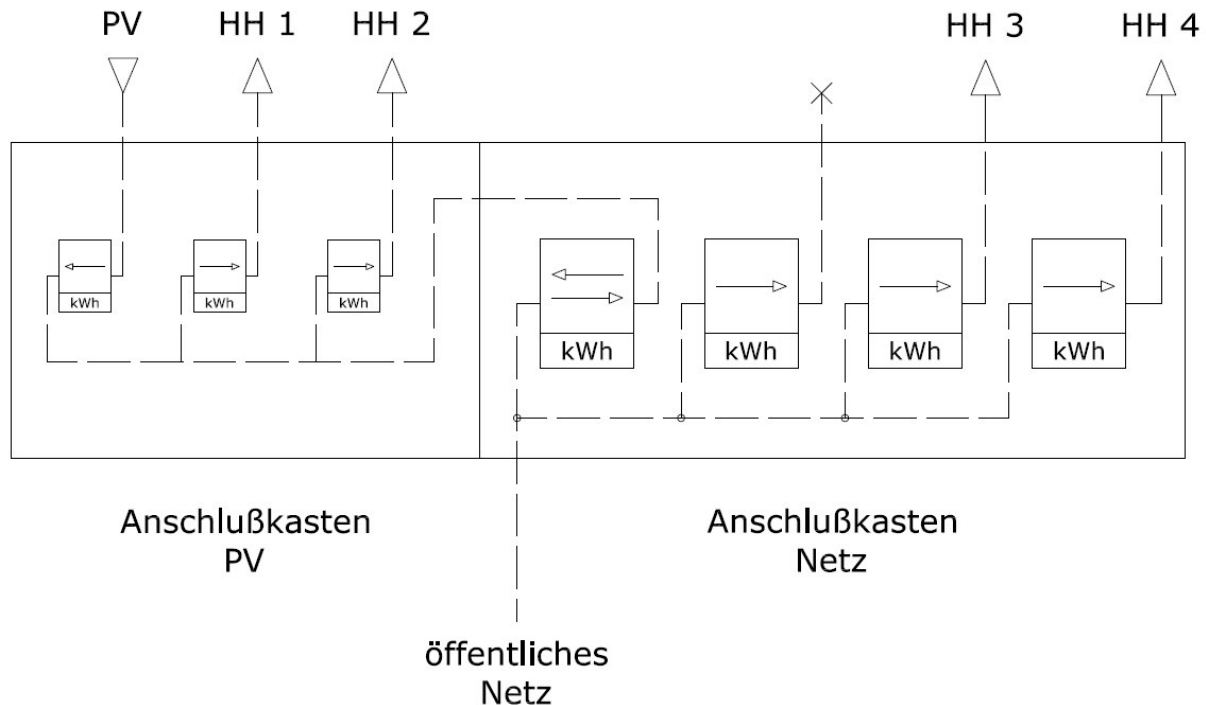


Abbildung 24: Schema der Ausführung einer PV-Gemeinschaftsanlage, Quelle: eigene Darstellung

Der Bereich „Anschlusskasten PV“ ist nicht mehr Teil des öffentlichen Netzes. Die Zähler sind nicht im Eigentum des Netzbetreibers und können nach den Bedürfnissen der PV-Gemeinschaftsanlage gestaltet werden. Die Gestaltung der Messung und Verrechnung ist

somit auch frei gestaltbar. Es sind zwei Grundkonzepte denkbar. In Anlehnung an die Möglichkeiten der Zähler beim Netzanschluss werden die beiden Konzepte „herkömmliche Zählererfassung“ und „Smart-Metering“ benannt.

2.5.2.1. Herkömmliche Zählererfassung

Bei der herkömmlichen Verbrauchsmessung wird in Intervallen (derzeit 1x jährlich) der Verbrauch abgelesen. Für die Erfassung der Einspeisung durch die Photovoltaikanlage wird ein zusätzliches Zählwerk eingerichtet. So können Netzbezug und Einspeisung erfasst werden (meist durch einen bidirektionalen Zähler).

Die Verrechnung des Eigenverbrauchs sowie des Verbrauchs der einzelnen Haushalte erfolgt mit Subzählern und ist nur proportional im Verhältnis des Gesamtverbrauchs möglich.

Durch entsprechende Ausleseschnittstellen (z.B. M-Bus Auslesesystem) können die Daten auch automatisiert ausgelesen und verarbeitet werden.

Im Folgenden wird von „**kumulierter Verbrauchsverrechnung**“ gesprochen.

2.5.2.2. Smart-Metering

Smart-Metering ermöglicht unter anderem eine verlaufsgenaue Erfassung und Verrechnung des Verbrauchs und kann durch Einbindung der PV-Erzeugung zum Eigenverbrauchsmanagement und zur PV-integrierten Verrechnung genutzt werden. Die PV-Nutzung eines Verbrauchers kann anhand des Verbrauchsprofils genau bestimmt und verrechnet werden. Allen Nutzern können die Daten visualisiert und von diesen zur Verbrauchssteuerung genutzt werden.

Dieses System erfordert natürlich, dass die PV-Erzeugung mit eingebunden und dass alle Subzähler integriert und zur Verrechnung an die Nutzer und den Energieversorger zeitlich übermittelt bzw. zur Verfügung gestellt werden.

Wenn das „Smart-Metering“ des Netzes/der Netzbetreiber über obige Möglichkeiten verfügt, ist eine Verbindung möglich. Ein alleiniges „Smart-Metering“ durch den Netzbetreiber ohne uneingeschränkte Integrations- und Nutzungsmöglichkeit bringt keine relevanten Vorteile (wenn beispielsweise die „Smart-Metering“-Daten vom Netzbetreiber gesammelt, jedoch nur als Tagessumme im Nachhinein verfügbar gemacht werden).

Es können für das jeweilige Projekt auch individuelle Lösungen umgesetzt werden, die mit entsprechenden Zählern, Auslese-, Hard- und Softwaresystemen ein Lastprofil- und somit verbrauchsorientierte Verrechnung ermöglichen.

Im Folgenden wird von „**Lastprofilverrechnung**“ gesprochen.

In jedem Fall ist im Zusammenhang mit der PV-Anlage bei der Lastprofilverrechnung auch eine Integration des Erzeugungsprofils der PV-Erzeugung zu inkludieren. Die einfachste Variante ist die Erfassung der PV-Erzeugung mit einem zusätzlichen Lastprofilzähler. Dadurch kommt es zu keinen Schnittstellenthemen mit den unterschiedlichen Wechselrichtern und deren Mess- und Erfassungssystemen. Alternativ ist auch eine direkte Einbindung des Wechselrichters und dessen Datenerfassung möglich. So können Zustandsdaten der PV-Anlage integriert werden.

Vorteile der Lastprofilverrechnung:

- Information und Visualisierung von Verbrauch und PV-Erzeugung für Verbraucher und Energieversorger
- Genaue Zuordnung des PV-Verbrauchs zu den Verbrauchsprofilen aller beteiligten Verbraucher
- Effizienz- und Eigenverbrauchssteigerung
- Möglichkeit direkter Verbrauchersteuerung

Nachteile:

- Hoher Aufwand der Subzähler- und Auslesestruktur
- Datenübermittlungs-, Verarbeitungs- und Visualisierungsaufwand
- Verrechnungsaufwand
- Schulungs-, Informations- und Wartungsaufwand
- Nutzerverhalten

Zusammengefasst stehen den vielen Vorteilen des Systems hohe Aufwendungen gegenüber. Betriebswirtschaftlich betrachtet muss die Ersparnis an Energie sowie die verbesserte Nutzung der PV-Erzeugung diese Mehrkosten ausgleichen bzw. übertreffen:

Betriebswirtschaftliche Kalkulation der Lastprofilverrechnung:

- (-) Mehrkosten Lastprofilverrechnung (umgelegt auf jährliche Aufwendungen)
- (+) Erhöhung der Energiekostensparnis durch Effizienzgewinn
- (+) Erhöhung der Einnahmen aus PV-Stromverkauf
- (+) Erhöhung der Ersparnis durch verbesserten Eigenverbrauch

2.5.3. Zusammenführung von Anlagenverschaltung und Verrechnung

Aus den oben beschriebenen Möglichkeiten der Anlagenverschaltung sowie der Methode der Verrechnung ergeben sich somit 4 Grundtypen von PV-Anlagen in Mehrparteien-Immobilien:

Verrechnung Anschluss	kumulierte Verrechnung	Lastprofil- verrechnung
PV - Einzelanlagen	1	2
PV - Gemeinschaftsanlage	3	4

Abbildung 25: 4 Grundtypen für PV-Anlagen in Mehrparteien-Immobilien, Quelle: eigene Darstellung

Diese 4 Grundtypen kommen wie folgt zur Anwendung:

In Modellen, in denen nur der Gemeinschaftsstrombedarf bedient wird (Modelle 1, 2, 5):

- Grundtyp 1: PV-Einzelanlage, kumulierte Verrechnung

In Modellen, in denen der Gemeinschaftsstrombedarf bedient und auch Mieter mitversorgt werden (Modelle 1, 2, 5 mit Option Mietereinbindung):

- Grundtyp 3: PV-Gemeinschaftsanlage, kumulierte Verrechnung
Die Verrechnung des Gemeinschaftsstromverbrauchs sowie des Verbrauchs der einzelnen Haushalte erfolgt mit Subzählern und ist nur proportional im Verhältnis des Gesamtverbrauchs möglich.
- Grundtyp 4: PV-Gemeinschaftsanlage, Lastprofilverrechnung
Die Lastprofilverrechnung ermöglicht eine Zuordnung zur PV-Erzeugung und somit ein Abrechnungssystem, das tatsächliche Verbräuche sowie Verbräuche zu Zeiten der PV-Erzeugung honorieren kann (z.B. Bonus-Malus-System)

In Modellen, in denen der gesamte Jahresstromverbrauch der Immobilie (Gemeinschaftsstrom- und Nutzerstrombedarf) mit PV-Strom bedient wird (Modelle 3, 4):

- Grundtyp 4: PV-Gemeinschaftsanlage, Lastprofilverrechnung
Die Lastprofilverrechnung ermöglicht eine Zuordnung zur PV-Erzeugung und somit ein Abrechnungssystem, das tatsächliche Verbräuche sowie Verbräuche zu Zeiten der PV-Erzeugung honorieren kann (z.B. Bonus-Malus-System).
Die Lastprofilverrechnung ist weiters ein wesentlicher Bestandteil zur Lenkungsmöglichkeit, um eine möglichst hohe Gleichzeitigkeit des Verbrauchs mit der PV-Erzeugung zu erzielen (was aus energiewirtschaftlicher Sicht bei diesen Modellen besonders anzustreben ist (vgl. Kapitel 2.4.)) Sie kann auch für ein umfassendes Informations- und Energiemanagementsystem für den Kunden genutzt werden.

In Modellen, in denen Wohnungseigentümer jeweils mit einer eigenen PV-Anlage pro Wohneinheit versorgt werden (Modell 6):

- Grundtyp 1: PV-Einzelanlage, kumulierte Verrechnung
- Grundtyp 2: PV-Einzelanlage, Lastprofilverrechnung

Verrechnungstechnisch ist eine kumulierte Verrechnung ausreichend. Zielführend ist jedoch eine Lastprofilverrechnung, die Verbrauchseinsparungen bzw. Verbrauchsprofilanpassungen an die PV-Erzeugung unterstützen kann.

2.5.4. Investitionsaufwand der Haustechnik

Um die betriebswirtschaftliche Sinnhaftigkeit der Grundtypen zu beurteilen, ist die Abschätzung der unterschiedlichen Investitionskosten ein erster wichtiger Schritt. Der Bereich der Haustechnik wie in diesem Kapitel definiert kann in folgende Kostenpositionen aufgeschlüsselt werden.

- 1 Verschaltungsaufwand des PV-Anlagentyps
- 2 Verkabelung Wechselrichter bis Verteiler-/Zählerplatz
- 3 Verteiler-, Netzanschluss- und Zählerplatzadaptierung
- 4 Zusatzverteiler, Subzähler- und Verrechnungszähler
- 5 Datenleitungen und Anbindung
- 6 Infrastruktur Datenbanken und Verrechnung

Die Position 1 bezeichnet hier den jeweiligen Aufwand der Anlagenverschaltung, um etwaige Mehrkosten auf der Seite der Wechselrichter und DC-Verkabelung durch die Realisierung von PV-Einzelanlagen abbilden zu können. Alle anderen Investitionskosten der PV-Anlage selbst sind in der Haustechnik nicht inkludiert.

Die Kostenpositionen 2 und 3 sind stark situativ beeinflusst. Die Positionen 1, 4, 5 und 6 hängen am stärksten vom gewählten Grundtyp ab.

Anmerkungen zu den einzelnen Kostenpositionen:

Kostenposition 1: Verschaltungsaufwand des PV-Anlagentyps

Der Wechselrichter inkl. Montage und Verschaltung macht heute rund 10% der Investitionskosten der Photovoltaikanlage aus. Tendenz steigend, da die Modulkosten weit schneller sinken als die Kosten der Wechselrichter.

Der Spielraum zwischen einer optimalen Gesamtanlage (wie in einer PV-Gemeinschaftsanlage realisierbar) und der Aufsplittung in mehrere Einzelanlagen beträgt dabei rund 20-30% und somit eine Investitionskostendifferenz von 2-3% der gesamten PV-Anlageninvestition.

Kostenpositionen 2 und 5:

Der Materialaufwand setzt sich aus Kabel-Leerverrohrung und/oder Kabelführungsmaterial (Kabeltasse) bzw. Datenleitungen zusammen. Bei 40 kWp und 50m Kabellänge kann man mit 5x16 mm² Kabel inkl. Leerverrohrung mit 9 EUR/lfm kalkulieren. Entscheidend für diese Position sind aber die Personalaufwendungen in Abhängigkeit der jeweiligen Vorortsituation. Die Kosten einer Elektrikerteamstunde (1 Fach- und 1 Hilfskraft) liegt derzeit typisch zwischen 65 und 90 EUR/h.

Kostenposition 3: Verteiler-, Netzanschluss- und Zählerplatzadaptierung

Die Herstellung des Stands der Technik kann je nach Alter und Zustand der Installation erhebliche Aufwendungen mit sich bringen. Besonders kritisch kann die Notwendigkeit der Erneuerung der Zuleitung oder die Durchführung einer Nullungsleitung sein. Im Bestand jedenfalls anfallen werden die Erneuerung des Zählerbrettes sowie der Steckleiste.

Positionen 4 und 6: Zusatzverteiler, Subzähler, Infrastruktur Datenbanken und Verrechnung

Hier muss zwischen der kumulierten und der Lastprofilverrechnung unterschieden werden. Am Beispiel einer Installation für 14 Verbraucher sind im Folgenden die beiden Verrechnungssysteme aufgeführt:

- **Variante 1: Kumulierte Verrechnung:**

In dieser Variante werden nur die Verrechnungsdaten (z.B. Monatsverbrauch) erfasst und weiterverarbeitet.

Systemaufbau:

- 14+1 Zähler mit Schnittstelle
- Auslesesystem für 15 Zähler, Lizenzen, 2 User, 1 Zählerprotokoll, monatliche Verrechnungsdaten – Export, Datenbanklizenz
- Systeminstallation (nur Software), Einschulung und Inbetriebnahme

EUR 7.000,- bis 8.000,- (inkl. Planung, Montage, etc.)

Nicht enthalten sind zusätzliches Kommunikationsequipment (z.B. M-Bus Master / Konverter), Rechnerhardware, Standardsoftware (z.B. MS-Office, Windows)

- **Variante 2: Lastprofilverrechnung:**

In dieser Variante werden neben den Verrechnungsdaten auch die Profile erfasst und verarbeitet.

Systemaufbau:

- 14+1 Zähler mit Lastprofilspeicher
- Kommunikationsschnittstelle im Zähler: Ethernet oder RS485-Bus
- Lastprofile Auslesesystem, Lizenzen, 2 User, 1 Zählerprotokoll, Verrechnungsdaten- und Lastprofil – Export, Datenbanklizenz
- Systeminstallation (nur Software), Einschulung und Inbetriebnahme

EUR 14.000,- bis 16.000,- (inkl. Planung, Montage, etc.)

Nicht enthalten sind Ethernet- oder RS485 - Verkabelung, zusätzliches Kommunikationsequipment (z.B. RS232/RS485-Konverter, Switches), Rechnerhardware, Standardsoftware und etwaige Hardware der Verbrauchervisualisierung.

Die Differenz der Investitionskosten aus dieser Position liegen pro Verbraucher somit bei rund 500 EUR/Verbraucher bei kumulierter Verrechnung und 1000 EUR/Verbraucher bei Lastprofilverrechnung.

Das obige exemplarisch dargestellte System basiert auf einer zentralen Datenverarbeitung. Es sind auch Systeme möglich, die die Daten Vorort verarbeiten und an die User weiterleiten.

2.5.4.1. Installation in Bestandsbauten

Es wird hier angenommen, dass keine sonstige Sanierung der Elektroinstallationen vorgesehen ist (also keine Generalsanierung stattfindet, mit der der Installationsaufwand für die PV-Anlage wieder mit einem Neubau zu vergleichen wäre).

Grundprobleme und Kostenfaktoren der Errichtung von PV-Anlagen in Bestandsbauten ohne Generalsanierung:

- Verkabelungsbedarf zu vollen Lasten der PV-Anlage, wenn keine ausreichenden Leerverrohrungen oder Schächte vorhanden sind
- Stand der Technik des Netzanschlusses: PV-Anlagen stellen eine wesentliche Veränderung der Elektrik dar und somit ist der Netzanschluss und Zählerplatz auf den jeweiligen Stand der Technik bzw. auf den Stand der aktuellen Anforderungen des Netzbetreibers zu bringen.
- Platzbedarf für Anschlusskomponenten sowie Subverteiler und Subzähler. Eine Erneuerung/Ausbau der Verteilerräumlichkeiten kann notwendig werden.
- Räumliche Anordnung der Zählerplätze und Verteiler: Die gewünschte bzw. notwendige gemeinsame Verbindung und/oder Verrechnung kann zur Folge haben, dass bestehende Zähler- und/oder Verteilerplätze räumlich verlegt werden müssen (inkl. damit verbundener Zuleitungen).

Aus oben genannten Faktoren kann der Installationsaufwand im Bestand ohne Generalsanierung extrem variieren.

Fallbeispiel:

Um die Kostenangaben zu konkretisieren, werden im Folgenden die Kategorien für die relevanten Modelltypen anhand konkreter Annahmen dargestellt.

Annahmen Fallbeispiel:

- Anlagengröße 40 kWp
- Verbraucher 14+1 (Versorgung Nutzereinheiten und Allgemeinverbrauch des Objektes)
- Distanz Wechselrichter bis Verteiler/Netzanschluss 50m
- Verteiler, Zählerplatz und Netzanschluss zentral und an einem Ort
- Erdung vorhanden
- Netzanschluss ausreichend dimensioniert, Nullung vorhanden

- Versicherungen, NH-Trenner etc. Stand der Technik
- Zählerkasten, Hauptverteilerkasten Stand der Technik und Leitungsschacht, Steigtrassen vorhanden
- Keine baulichen Maßnahmen für Erweiterung von Verteiler, Subzählermontage
- IT-Anschluss 10m

Überblick Investitionsaufwand Grundtyp 1 – PV-Einzelanlagen, kumulierte Verrechnung

Für 14 Verbraucher (Wohnungen oder Geschäftseinheiten), im Bestand ohne Generalsanierung

		Investitionsaufwand	
		Gesamt	pro Verbraucher
1	Verschaltungsaufwand des PV-Anlagentyps	9.680	691,4
2	Verkabelung Wechselrichter bis Verteiler- / Zählerplatz	1.080	77,1
3	Verteiler-, Netzanschluss- und Zählerplatzadaptierung	2.850	203,6
4	Zusatzverteiler, Subzähler- und Verrechnungszähler	7.500	535,7
5	Datenleitungen und Anbindung	2.800	200,0
6	Infrastruktur Datenbanken und Verrechnung	-	-
	Gesamt 1-6	23.910	1.707,9

Überblick Investitionsaufwand Grundtyp 1a – PV-Einzelanlagen, kumulierte Verrechnung

Für 1 Verbraucher (nur Anschluss des Allgemeinstromverbrauchs) im Bestand ohne Generalsanierung

		Investitionsaufwand	
		Gesamt	pro Verbraucher
1	Verschaltungsaufwand des PV-Anlagentyps	-	-
2	Verkabelung Wechselrichter bis Verteiler- / Zählerplatz	1.080	1.080,0
3	Verteiler-, Netzanschluss- und Zählerplatzadaptierung	950	950,0
4	Zusatzverteiler, Subzähler- und Verrechnungszähler	200	200,0
5	Datenleitungen und Anbindung	200	200,0
6	Infrastruktur Datenbanken und Verrechnung	-	-
	Gesamt 1-6	2.430	2.430,0

Überblick Investitionsaufwand Grundtyp 2 – PV-Einzelanlagen, Lastprofilverrechnung
 Für 14 Verbraucher (Wohnungen oder Geschäftseinheiten), im Bestand ohne
 Generalsanierung

		Investitionsaufwand	
		Gesamt	pro Verbraucher
1	Verschaltungsaufwand des PV-Anlagentyps	9.680	691,4
2	Verkabelung Wechselrichter bis Verteiler- / Zählerplatz	3.360	240,0
3	Verteiler-, Netzanschluss- und Zählerplatzadaptierung	2.850	203,6
4	Zusatzverteiler, Subzähler- und Verrechnungszähler	15.000	1.071,4
5	Datenleitungen und Anbindung	2.800	200,0
6	Infrastruktur Datenbanken und Verrechnung	1.000	71,4
	Gesamt 1-6	34.690	2.477,9

Überblick Investitionsaufwand Grundtyp 3 – PV-Gemeinschaftsanlage, kumulierte Verrechnung

Für 14 Verbraucher (Wohnungen oder Geschäftseinheiten), im Bestand ohne
 Generalsanierung

		Investitionsaufwand	
		Gesamt	pro Verbraucher
1	Verschaltungsaufwand des PV-Anlagentyps	-	-
2	Verkabelung Wechselrichter bis Verteiler- / Zählerplatz	1.080	77,1
3	Verteiler-, Netzanschluss- und Zählerplatzadaptierung	2.850	203,6
4	Zusatzverteiler, Subzähler- und Verrechnungszähler	7.500	535,7
5	Datenleitungen und Anbindung	2.800	200,0
6	Infrastruktur Datenbanken und Verrechnung	1.000	71,4
	Gesamt 1-6	15.230	1.087,9

Überblick Investitionsaufwand Grundtyp 4 – PV-Gemeinschaftsanlage, Lastprofilverrechnung

Für 14 Verbraucher (Wohnungen oder Geschäftseinheiten), im Bestand ohne
 Generalsanierung

		Investitionsaufwand	
		Gesamt	pro Verbraucher
1	Verschaltungsaufwand des PV-Anlagentyps	-	-
2	Verkabelung Wechselrichter bis Verteiler- / Zählerplatz	1.080	77,1
3	Verteiler-, Netzanschluss- und Zählerplatzadaptierung	2.850	203,6
4	Zusatzverteiler, Subzähler- und Verrechnungszähler	15.000	1.071,4
5	Datenleitungen und Anbindung	2.800	200,0
6	Infrastruktur Datenbanken und Verrechnung	1.000	71,4
	Gesamt 1-6	22.730	1.623,6

2.6. Immobilien-Vermarktungsanalyse

2.6.1. Marktakzeptanz bzw. Vermarktbarkeit von GIPV-Immobilien

2.6.1.1. Durchführung einer Online-Befragung auf Immobilien-Suchplattformen

Um die zu erwartende Akzeptanz von GIPV-Immobilien am österreichischen Immobilienmarkt zu ermitteln, wurde im Rahmen der gegenständlichen Studie im April/Mai 2011 eine Befragung durchgeführt. Ziel war es, eine Erhebung unter potentiellen Immobilien- bzw. Wohnungseigentümern oder Mietern durchzuführen. Daher wurde die Methode einer Online-Befragung, die auf verschiedenen österreichischen Online-Immobilien-Suchplattformen (derstandard.at/immobilien, diepresse.at/immobilien, kurier.at/immo, findmyhome.at, immokralle.at) eingehängt wurde, gewählt.

426 Personen haben sich an der Befragung beteiligt. Davon suchten 43% ein Einfamilienhaus in Eigentum, 15% eine Eigentumswohnung, 14% eine Mietwohnung. Der Rest hat keine Angabe gemacht oder Sonstiges gesucht, wobei Suchende nach gewerblichen Immobilien so gut wie nicht vertreten waren. Da die gegenständliche Studie ausschließlich auf Mehrparteienimmobilien fokussiert, wurden neben einer Gesamtauswertung auch Einzelauswertungen für die Gruppen der Eigentums- bzw. Mietwohnungssuchenden durchgeführt.

Demographische Daten der Befragungsteilnehmer:

- Geschlecht: 79% Männer, 21% Frauen
- Alter: 61% 30-50 Jahre, 18% 50+, 13% 25-30 Jahre, 8% bis 25 Jahre
- Höchste abgeschlossene Ausbildung: 49% Universitätsabschluss, 32% AHS/BHS, 9% Berufsbildende Mittlere Schule, 5% Lehrlingsausbildung, 6% Sonstige

2.6.1.2. Ergebnisse der Online-Befragung auf Immobilien-Suchplattformen

Frage: Wie wichtig ist für Sie bei der Miet- bzw. Kaufentscheidung die Höhe der Betriebskosten?

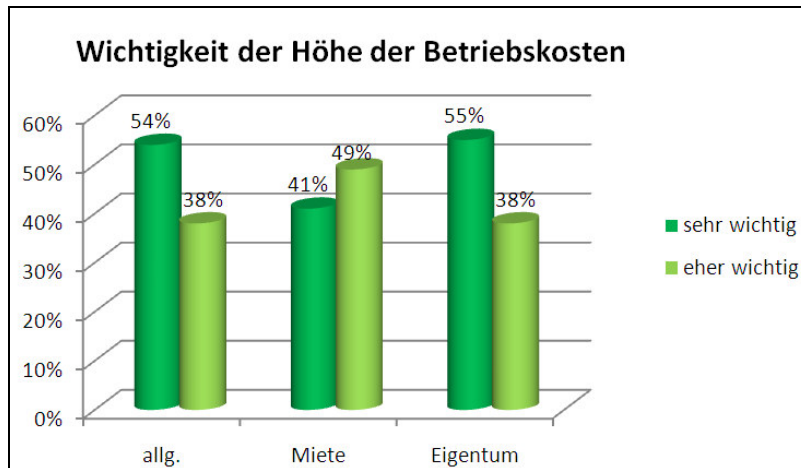


Abbildung 26: Wichtigkeit der Höhe der Betriebskosten, Quelle: eigene Darstellung

Die Höhe der Betriebskosten ist für die Befragten wichtig. Hier liegen die kombinierten Werte (Antworten sehr wichtig und eher wichtig) bei 90% (Auswertung Mietwohnungssuchende) und 92% (Auswertung Eigentumswohnungssuchende und Gesamtauswertung). Tendenziell wird die Höhe der Betriebskosten von Mietwohnungssuchenden nicht ganz so wichtig bewertet wie von Eigentumswohnungssuchenden. Bei Mietwohnungssuchenden ist mit 49% „eher wichtig“ der höchste Wert, bei Eigentumswohnungssuchenden (als auch bei der allgemeinen Gesamtauswertung) ist mit 55% (bzw. 54%) „sehr wichtig“ der höchste Wert.

Frage: Was ist Ihnen hinsichtlich der Energie-/Stromversorgung wichtig?

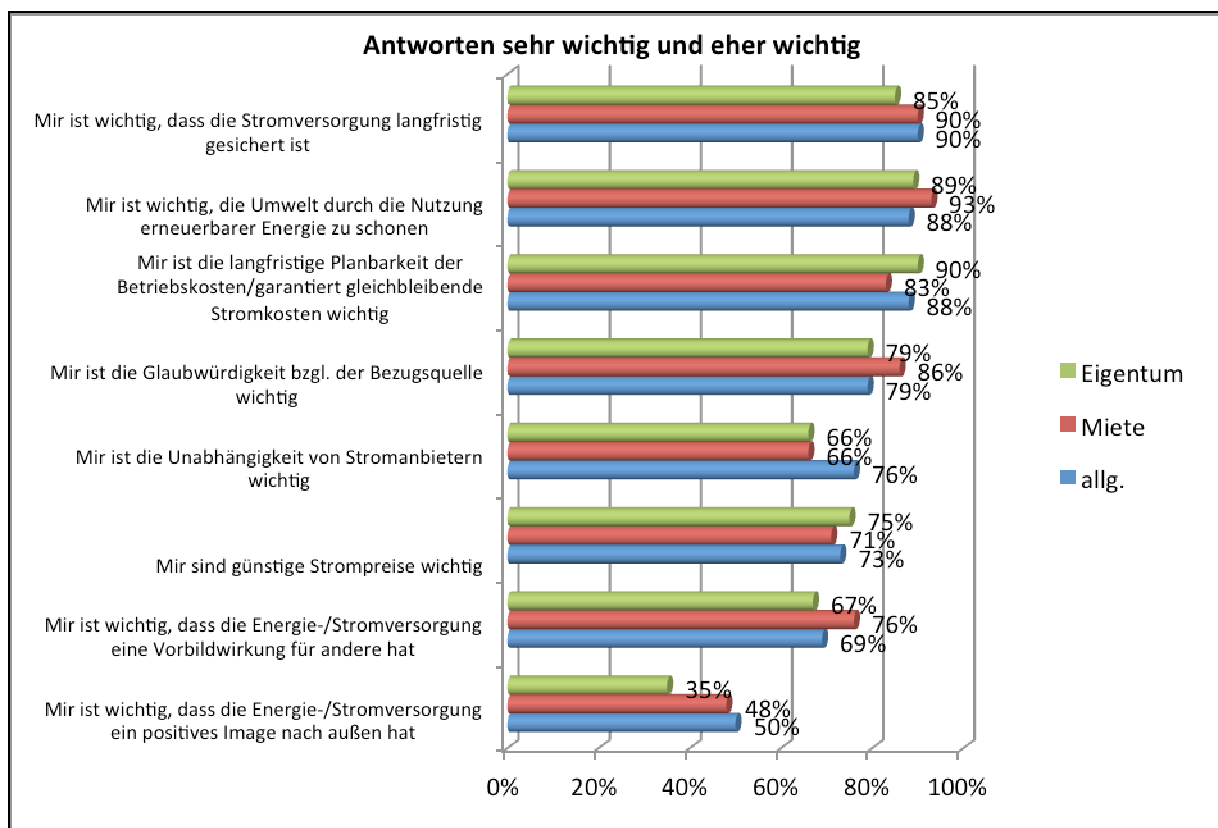


Abbildung 27: Wichtige Aspekte hinsichtlich der Stromversorgung, Quelle: eigene Darstellung

Die wichtigsten Aspekte hinsichtlich der Stromversorgung sind für die Befragten die langfristige Stromversorgungssicherheit, die Schonung der Umwelt, die Planbarkeit der Betriebskosten sowie die Glaubwürdigkeit bzgl. der Bezugsquelle. Diese Aspekte wurden von jeweils mindestens 79% bis zu 93% als sehr wichtig oder eher wichtig bewertet. Etwas abgeschlagen – aber immer noch von jeweils deutlich über 60% (66 bis 76%) als sehr wichtig oder eher wichtig bewertet – sind die Aspekte Unabhängigkeit von Stromanbietern, günstige Strompreise und Vorbildwirkung für andere. Nur mehr 50% oder weniger erachten ein positives Image der Stromversorgung nach außen für sehr wichtig oder eher wichtig. Für die Eigentumswohnungssuchenden ist die langfristige Planbarkeit der Betriebskosten bzw. garantiert gleichbleibende Stromkosten der wichtigste Aspekt, für Mietwohnungssuchende die Schonung der Umwelt. In der allgemeinen Gesamtauswertung geht die langfristige Stromversorgungssicherheit als wichtigster Aspekt hervor.

Frage: Was glauben Sie, wie sich die Energiepreise im Lauf der nächsten 5-10 Jahre entwickeln?

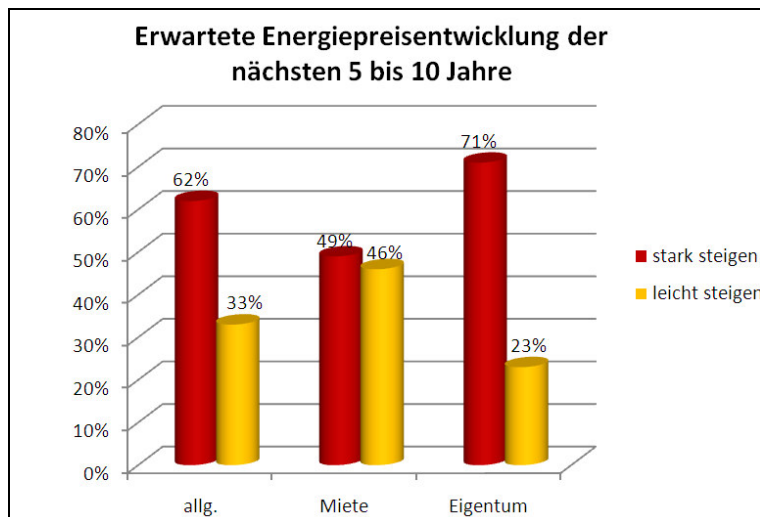


Abbildung 28: Erwartete Energiepreisentwicklung der nächsten 5 bis 10 Jahre, Quelle: eigene Darstellung

95% der Befragten nehmen an, dass die Energiepreise langfristig steigen werden. 62% gehen von einer starken Steigerung aus, 33% von einer leichten Steigerung. Auffallend ist, dass der Anteil derer, die von einer starken Steigerung ausgehen, bei den Eigentumswohnungssuchenden am höchsten ist (71%), bei den Mietwohnungssuchenden nehmen nur 49% eine starke Steigerung an.

Frage: Wie beurteilen Sie die Möglichkeit, Strom direkt am Gebäude zu erzeugen und zu verbrauchen?

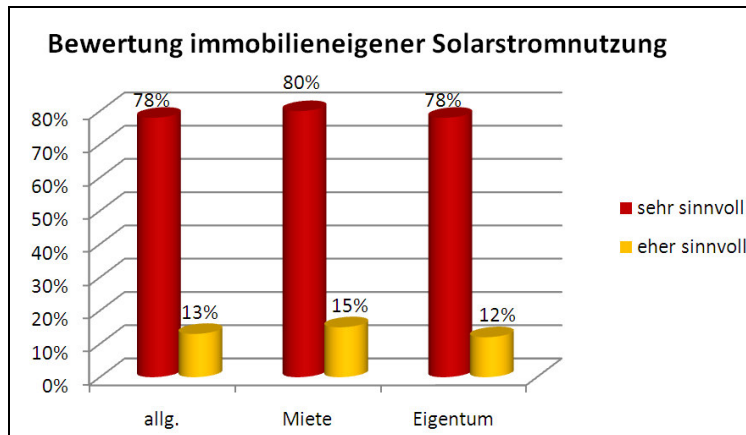


Abbildung 29: Bewertung immobilieneigener Solarstromnutzung, Quelle: eigene Darstellung

Die Erzeugung und Nutzung von Strom aus einer immobilieneigenen Photovoltaikanlage wird von jeweils über 90% der Befragten als sehr oder eher sinnvoll erachtet. Überwiegend wird diese Option als „sehr sinnvoll“ (allg. 78%, Mietsuchende 80%, Eigentumssuchende 78%) bewertet.

Frage: Wären Sie bereit, kurz- oder mittelfristig einen höheren Preis für Strom aus einer hauseigenen Photovoltaik-Anlage zu akzeptieren, wenn der Strompreis dafür langfristig stabil bleibt?

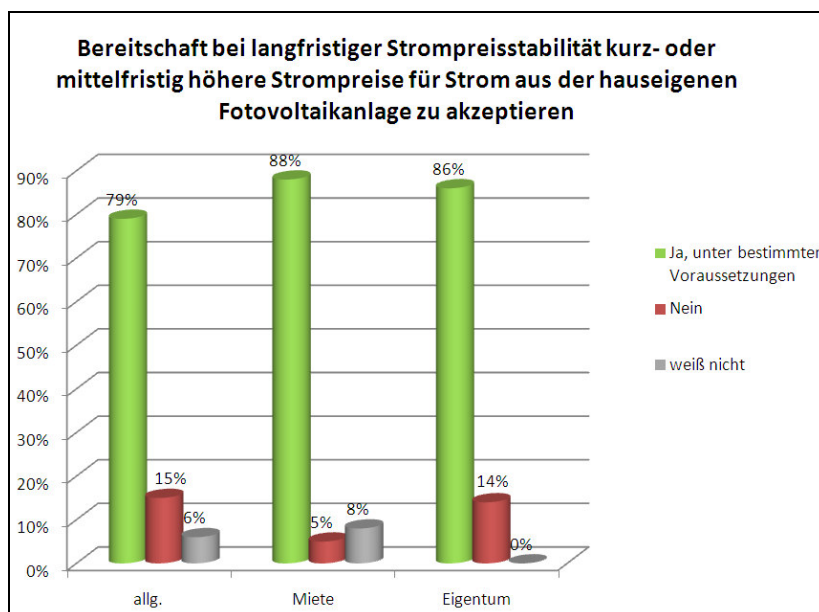


Abbildung 30: Bereitschaft zu vorübergehend höheren Strompreisen, Quelle: eigene Darstellung

Der Großteil der Befragten wäre bereit, kurz- bis mittelfristig höhere Preise für immobilieneigenen Solarstrom zu zahlen, wenn dafür der Preis stabil bleibt (also Preisgarantie über mehrere Jahre besteht). In der Gesamtauswertung stimmen dem 79% zu, unter den Eigentumswohnungssuchenden 86% und unter den Mietimmobiliensuchenden sogar 88%.

Frage: Um wie viel höher dürften die Kosten im Vergleich zu den aktuellen Kosten sein?

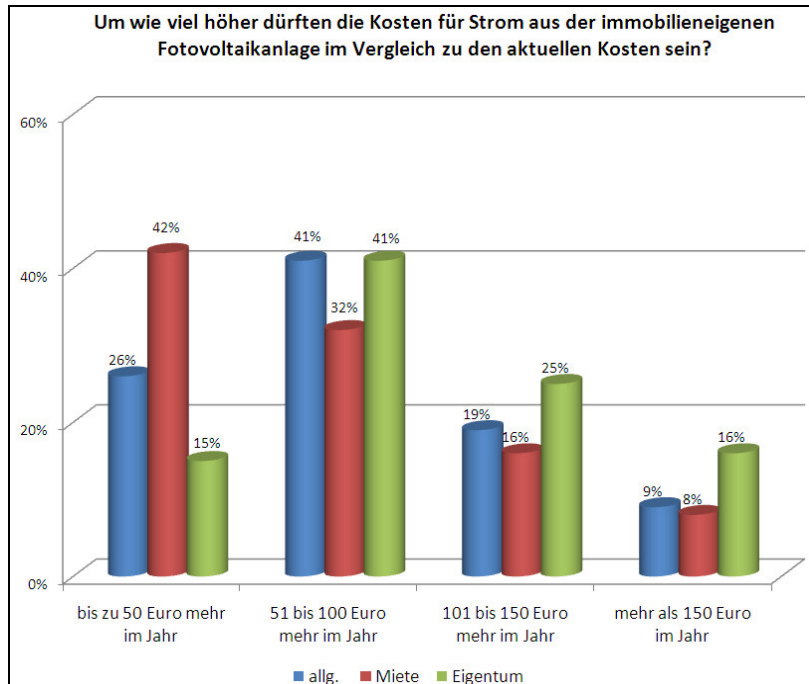


Abbildung 31: Vorstellbare Strom-Mehrkosten, Quelle: eigene Darstellung

In der Gesamtauswertung gibt der größte Teil der Befragten an, 51 bis 100 Euro Mehrkosten pro Jahr für immobilieigenen PV-Strom in Kauf zu nehmen (41%). Ebenso würden 41% der Eigentumswohnungssuchenden Mehrkosten in diesem Bereich akzeptieren, wobei hier weitere 25% sich auch 101 bis 150 Euro Mehrkosten pro Jahr vorstellen könnten. Unter den Mietwohnungssuchenden würden die größten Gruppen Mehrkosten bis zu 100 Euro pro Jahr akzeptieren (42% bis zu 50 Euro, 32% bis zu 100 Euro).

Frage: Wären Sie bereit, die Stromversorgung pauschal über die Miete bzw. die Betriebskosten abrechnen zu lassen (wird mehr verbraucht erfolgt eine Nachzahlung, wird weniger verbraucht erfolgt eine Gutschrift)?

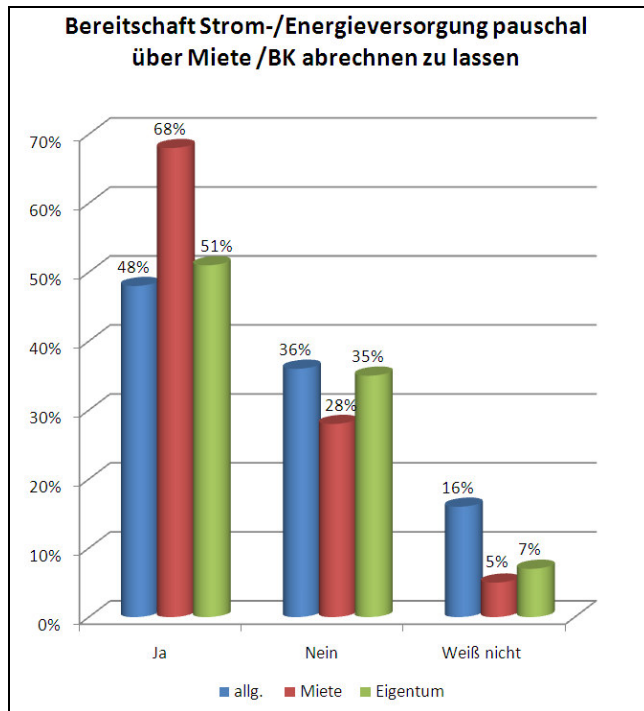


Abbildung 32: Bereitschaft zu Pauschalabrechnung von Stromkosten über die Miete, Quelle: eigene Darstellung

In der Gesamtauswertung sind 48% der Befragten bereit, die Stromversorgung pauschal über die Miete bzw. die Betriebskosten abrechnen zu lassen (bei Mehrverbrauch erfolgt eine Nachzahlung, bei Wenigerverbrauch eine Gutschrift), 36% können sich das nicht vorstellen. Die größte Zustimmung zu diesem Modell gibt es unter Mietwohnungssuchenden (68% Zustimmung, hingegen nur 28% Ablehnung). Unter Eigentumswohnungssuchenden stimmt über die Hälfte (51%) dem Modell zu, rund ein Drittel (36%) lehnt dies ab.

Frage: Welches Strom-Abrechnungsmodell würde Ihnen am ehesten zusagen?

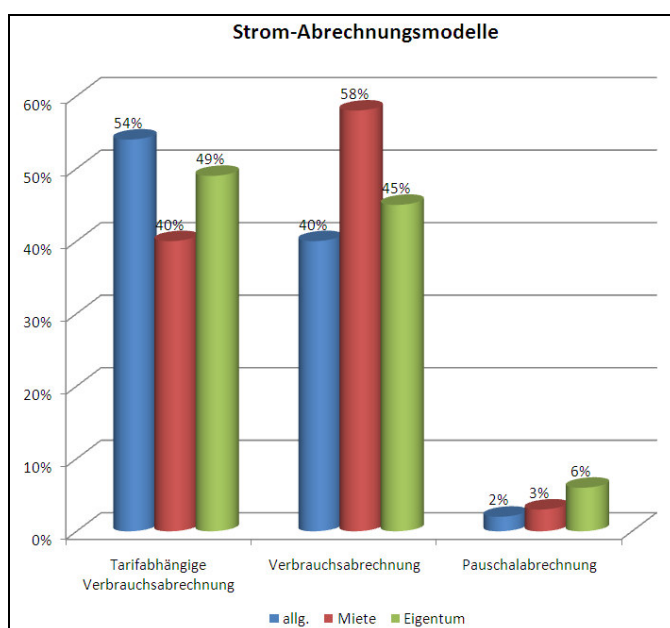


Abbildung 33: Akzeptanz verschiedener Stromabrechnungsmodelle, Quelle: eigene Darstellung

Bei dieser Frage zeigt sich deutlich die Bevorzugung einer Verbrauchsabrechnung gegenüber einer Pauschalabrechnung. Einer Pauschalabrechnung über einen fixen Betrag unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch würden in der Gesamtauswertung nur 2% zustimmen. Unter den Verbrauchsabrechnungen würde der Mehrheit (54%) die tarifabhängige Abrechnung, bei der nicht nur die verbrauchte Menge berücksichtigt wird, sondern auch der Zeitpunkt des Verbrauchs, am meisten zusagen. 40% haben sich für die herkömmliche Verbrauchsabrechnung entschieden. Ähnlich werden die Varianten von den Eigentumswohnungssuchenden bewertet (49% für tarifabhängige Verbrauchsabrechnung, 45% für Verbrauchsabrechnung). Bei den Mietwohnungssuchenden wird unter den Verbrauchsabrechnungen die herkömmliche gegenüber der tarifabhängigen favorisiert (58% für herkömmliche Verbrauchsabrechnung, 40% für tarifabhängige).

Frage: Wie wichtig sind für Sie bestimmte Voraussetzungen/Bedingungen in Bezug auf die Nutzung von hauseigenem PV-Strom?

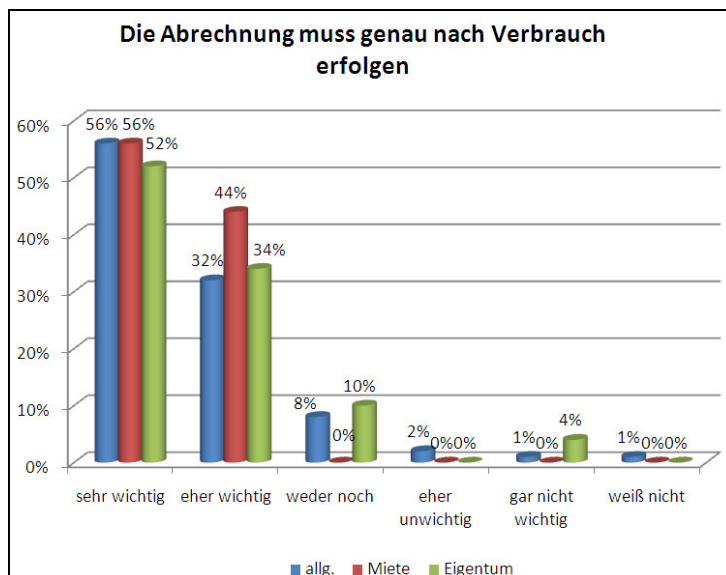


Abbildung 34: Stellenwert verbrauchsgenauer Abrechnung von PV-Strom, Quelle: eigene Darstellung

Eine Abrechnung genau nach Verbrauch ist dem überwiegenden Teil der Befragten sehr wichtig (56%) oder eher wichtig (32%). Die Mietwohnungssuchenden entscheiden sich alle dafür, dass dieser Aspekt zentral ist (56% sehr wichtig, 44% eher wichtig). Bei den Eigentumswohnungssuchenden haben sich 52% für sehr wichtig und 34% für eher wichtig entschieden.

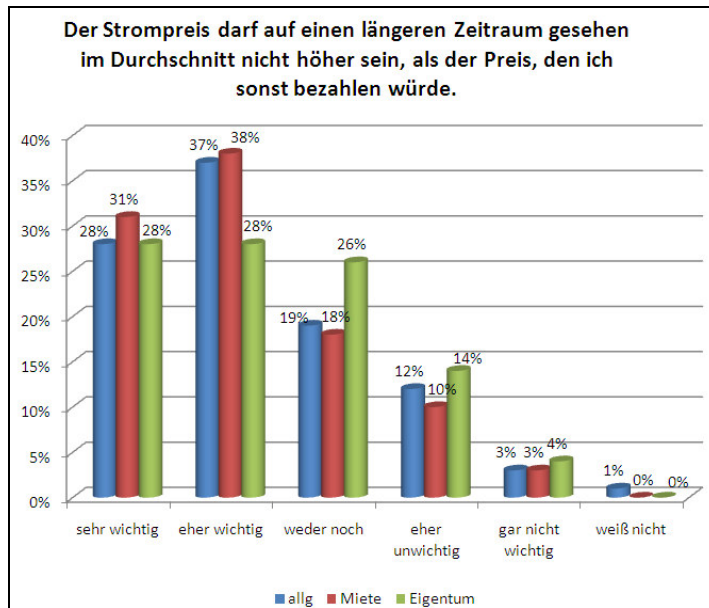


Abbildung 35: Stellenwert langfristig gleich hoher Strompreise, Quelle: eigene Darstellung

Dass der Preis für den PV-Strom auf längere Sicht im Schnitt nicht teurer ist als marktüblich, wird in der Gesamtauswertung von 65% der Befragten als wichtig erachtet (28% sehr wichtig, 37% eher wichtig). Die Mietwohnungssuchenden beurteilen dies mit 69% (31% sehr wichtig, 38% eher wichtig) als noch etwas wichtiger. Hingegen erachten diesen Aspekt vergleichsweise nur 56% der Eigentumswohnungssuchenden (28% sehr wichtig, 28% eher wichtig) für wichtig. Etwas mehr als ein Viertel (26%) dieser Gruppe antwortete neutral (weder noch).

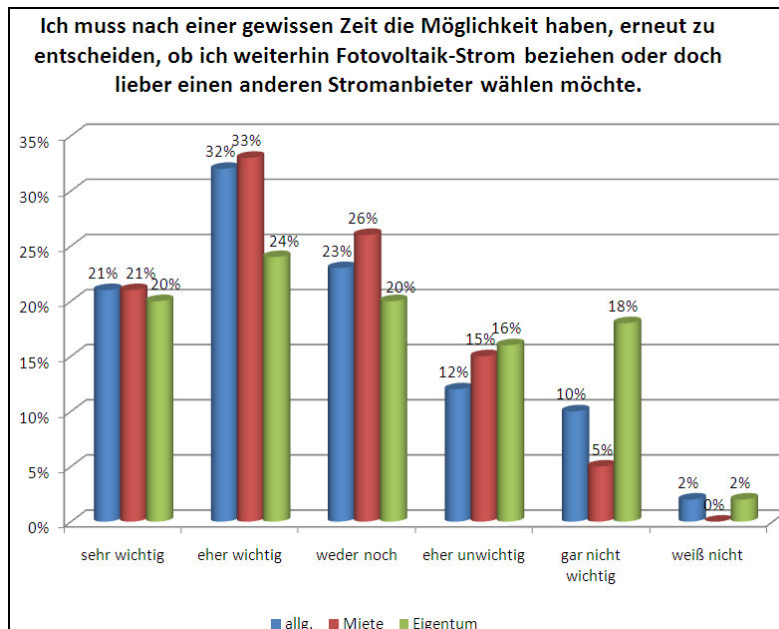


Abbildung 36: Stellenwert späterer Wahlmöglichkeit des Strom-Bezugs, Quelle: eigene Darstellung

Die erneute Wahlmöglichkeit des Strombezugs halten in der Gesamtauswertung 53% für wichtig (21% sehr wichtig, 32% eher wichtig), fast ein Viertel (23%) bewertet diesen Aspekt jedoch neutral und 22% erachten ihn für eher unwichtig oder gar nicht wichtig. Bei den

Mietwohnungssuchenden verhält es sich ähnlich. Auffällig ist, dass bei den Eigentumswohnungssuchenden die Wertigkeit etwas anders liegt: nur 44% stimmten für wichtig (20% sehr wichtig, 24% eher wichtig), 20% für neutral und 34% für eher unwichtig oder gar nicht wichtig.

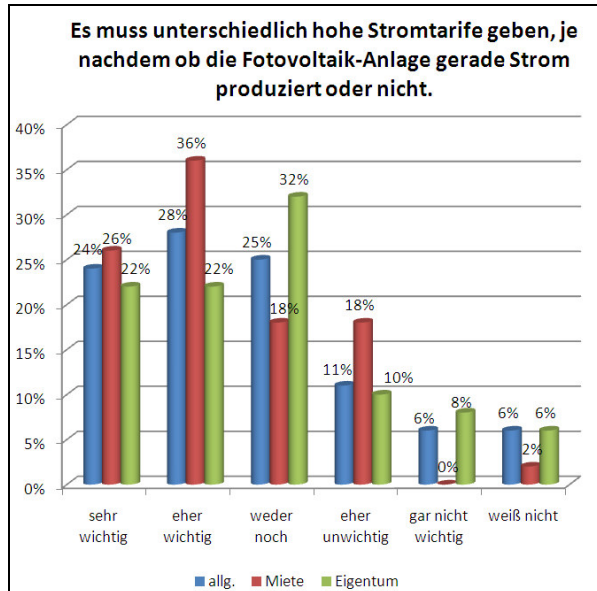


Abbildung 37: Stellenwert von Stromtarifen, die Direktnutzung von PV-Strom berücksichtigen, Quelle: eigene Darstellung

Dieser Aspekt ist zwar in der Gesamtauswertung für jeden zweiten Befragten (52% Zustimmung) wichtig (24% sehr wichtig, 28% eher wichtig), wird aber auch von einem Viertel (25%) mit neutral bewertet. Den Mietwohnungssuchenden sind unterschiedliche Stromtarife tendenziell wichtiger (62% Zustimmung). Weniger Bedeutung messen dem die Eigentumswohnungssuchenden bei, die nur mit 44% zustimmen (je 22% sehr/eher wichtig) und sich mit 32% für „weder noch“ entschieden haben.

Frage: Sollen PV-Anlagen Ihrer Meinung nach bei Neubauten verpflichtend vorgeschrieben werden?

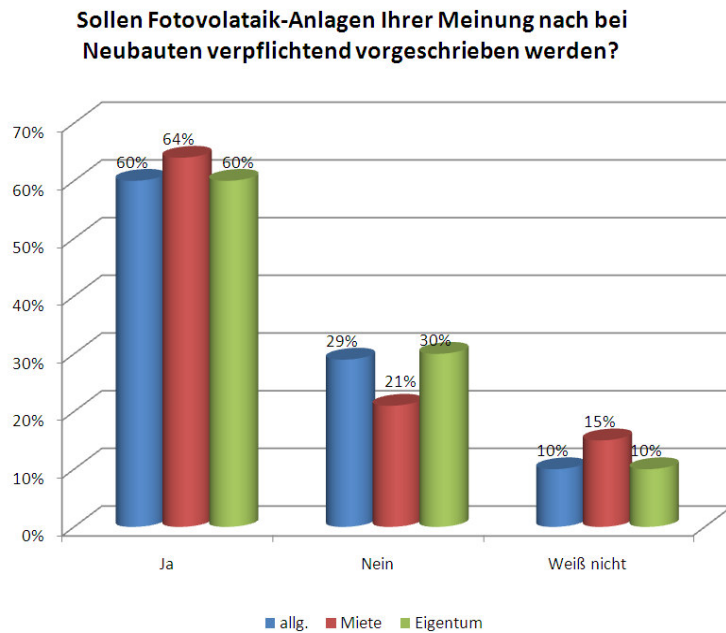


Abbildung 38: Zustimmung zu verpflichtender Verschreibung von PV bei Neubauten, Quelle: eigene Darstellung

Einer Verpflichtung zu PV-Anlagen bei Neubauten stimmen in der Gesamtauswertung 60% zu, 29% sprechen sich dagegen aus.

Frage: Wie sollte eine PV-Anlage von der Größe her ausgelegt sein?

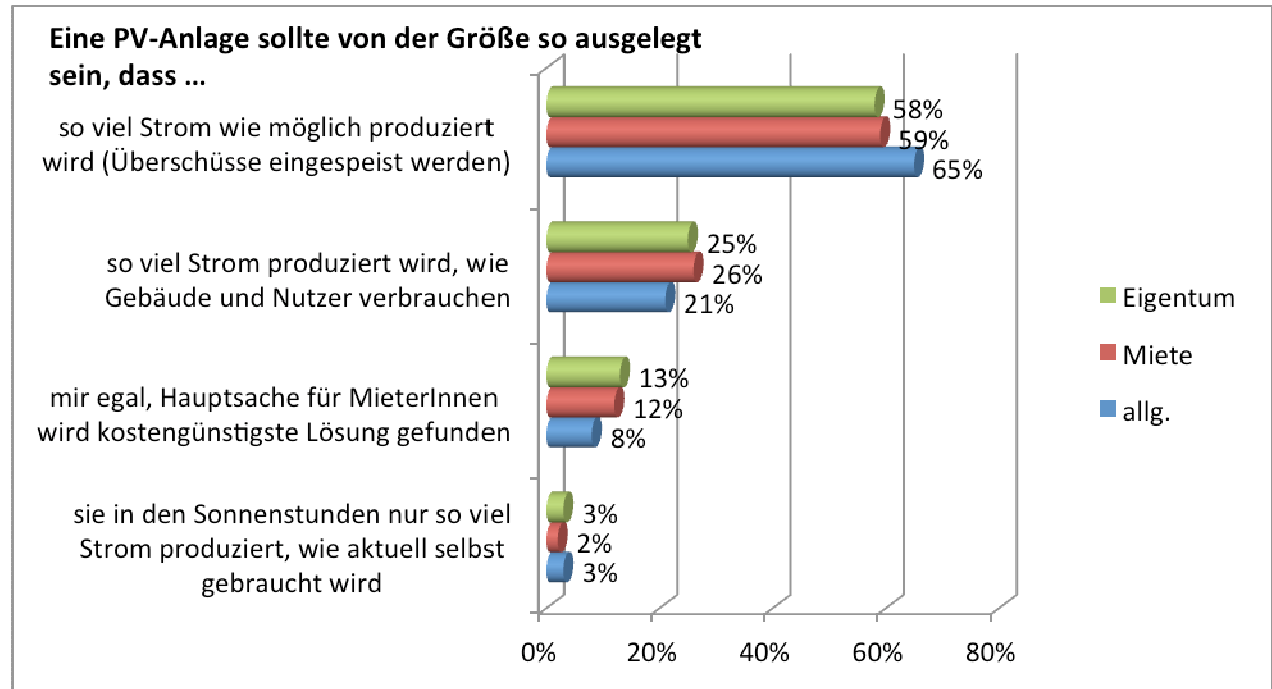


Abbildung 39: Größenauslegung von PV-Anlagen, Quelle: eigene Darstellung

Der überwiegende Teil spricht sich dafür aus, PV-Anlagen so zu dimensionieren, dass so viel Strom wie möglich produziert wird (65% der Befragten in der Gesamtauswertung wählten diese Variante). Vorstellbar für die Befragten ist auch, nur so viel Strom zu produzieren, wie

Gebäude und Nutzer verbrauchen, allerdings fand diese Variante nur mehr bei 21% der Befragten Zustimmung.

Frage: Wie soll damit umgegangen werden, dass Sonnenstrom nicht immer dann verbraucht wird, wenn er produziert wird?

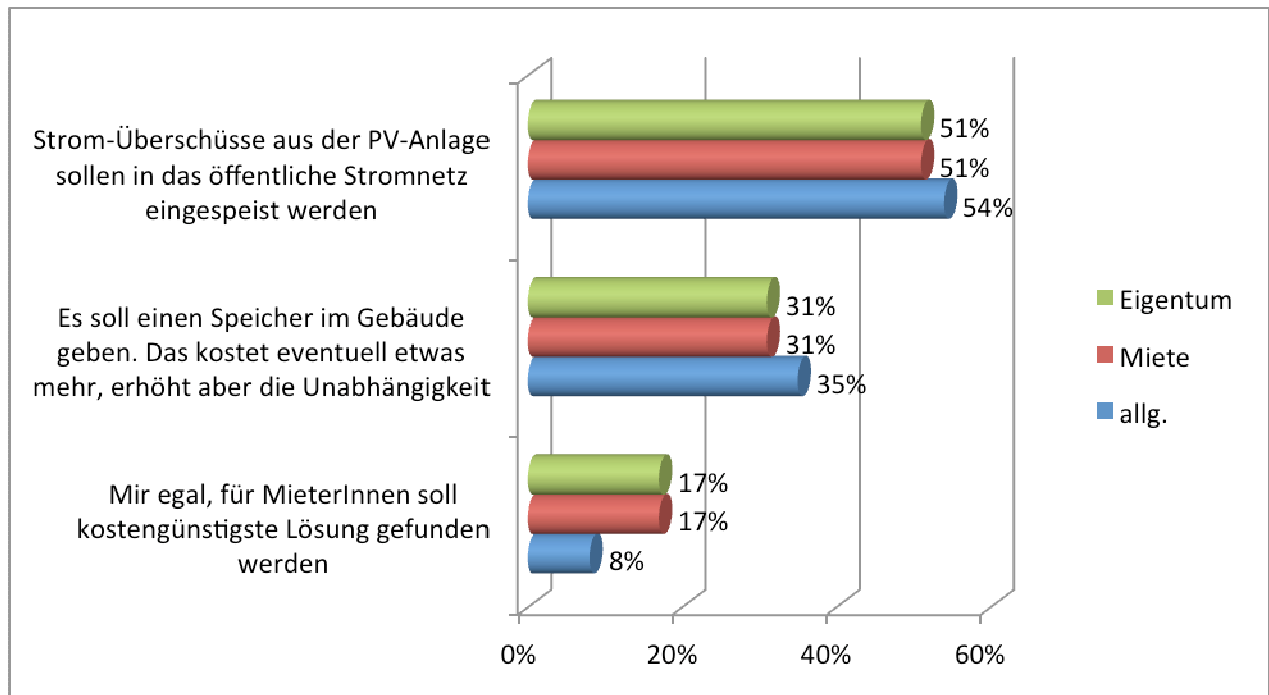


Abbildung 40: Umgang mit PV-Strom-Überschüssen, Quelle: eigene Darstellung

Der überwiegende Teil der Befragten spricht sich für Einspeisung der Überschüsse in das öffentliche Stromnetz aus (54%). Immerhin 35% würden sich trotz höherer Kosten für Speicher im Gebäude aussprechen.

2.7. Betriebswirtschaftliche Analyse

Um Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der in der Basistypologie festgelegten Modelle treffen zu können, wurden Wirtschaftlichkeitsberechnungen für jedes einzelne Modell angestellt.

2.7.1. Grundlagen für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen

Die Berechnungen wurden jeweils für vier Varianten der Förderung durchgeführt:

- mit Tarifförderung
 - Ökostrom-Einspeisetarif: 26 Cent/kWh für Anlagen bis 20 kWpeak; 29,45 Cent/kWh für Anlagen über 20 kWpeak (Quelle: BGBl II Nr 42/2010)
 - Bei Ökostromförderung wurde die volle Einspeisung in den geförderten Jahren angenommen
- mit Investitionsförderung
 - Photovoltaik-Förderung der Stadt Wien: 40% (Beschränkung: max. 1.500 Euro/kWp oder 100.000 Euro gesamt)⁸
 - Es ist anzumerken, dass im Fall von fassadenintegrierten Anlagen die Zusicherung der Wiener Investitionsförderung als eher unwahrscheinlich einzustufen ist, da als technische Vorgabe 900 Volllaststunden – d.h. 900 kWh pro kWpeak und Jahr – gelten. Dieser Wert kann aufgrund des ungünstigen Neigungswinkels 90° in mitteleuropäischen Breitengraden schwer erreicht werden.
 - In den Berechnungen wurde angenommen, dass die Investitionsförderung die Gesamtkosten der PV-Anlage – exklusive Hausadaptierungskosten und Subzähler – beinhaltet. Im Fall von fassadenintegrierten Anlagen ist durch Substitutionseffekte (vgl. unten) von Investitionskosten lediglich in Höhe der Mehrkosten für eine PV-Fassade gegenüber einer gleichwertigen sonstigen Fassade auszugehen. Die Investitionsförderung bezieht sich in den Modellberechnungen aber jeweils auf die Gesamtinvestitionskosten und nicht lediglich auf die Mehrkosten der PV gegenüber der reinen Bausubstanz. Wie der Fördergeber mit dieser Fragestellung letztlich umgeht, ist unklar, da keine entsprechenden Erfahrungen vorliegen (zumindest für die Investitionsförderung in Wien, was daran liegt, dass mit GIPV-Fassaden die 900 Volllaststunden schwer erreicht werden und somit noch keine entsprechenden Anträge eingebracht wurden). Für die Berechnungen wurde vom für den Anlagenerrichter vorteilhafteren Fall ausgegangen.
- mit Investitions-/Tarifförderung
 - in Wien ist die Kombination möglich, Tarifförderung ab Jahr 6
- ohne Förderung

⁸ Stand September 2010 (Zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie befand sich die Förderung in Überarbeitung, neue Rahmenbedingungen konnten nicht mehr berücksichtigt werden.)

Die Berechnungen wurden jeweils für zwei Varianten der Integration der PV-Anlage durchgeführt:

- Dach
 - Flächeneffizienz 90%
 - Anlagenkosten: 350 Euro/m² (Kosten für optisches Indachmodul ohne Dachfunktion, Quelle: ATB Becker 2010, entspricht Kosten von 2.800 Euro pro kW_{peak})
 - Aufgrund der rein optischen Integration wurde kein Substitutionseffekt zugrunde gelegt.
- Südfassade
 - Flächeneffizienz 70%
 - Anlagenkosten: 650 Euro/m² (Kosten für Warmfassade/Pfosten-Riegel-Konstruktion mit PV-Modulen, Quelle: [SUNPOWERCITY2010])
 - Substitutionseffekt: Für eine gleichwertige Warmfassade ohne PV-Module ist von Kosten in der Höhe von 550 Euro/m² auszugehen. Daraus ergeben sich Mehrkosten für die PV von 100 Euro/m² [SUNPOWERCITY2010]

Für den Absatz von Strom im Gebäude bzw. die Abnahme von PV-Überschüssen durch ein Energieunternehmen wurden folgende Tarife herangezogen:

- Absatz von PV-Strom im Gebäude
 - Für den Absatz für Allgemeinstrom wurde ein Preis von 20 Cent/kWh angesetzt.
 - Für den Absatz für Nutzerstrom wurde mit 17 Cent/kWh ein derzeit marktüblicher Preis angenommen.
 - Der Preis für den Allgemeinstrom ist leicht höher, weil damit die Refinanzierung der PV-Anlage unterstützt werden soll. Das Kriterium, keine Kosten zu verrechnen, die bei vernünftiger Wirtschaftsführung nicht entstehen würden, bzw. des Rahmens ortsüblicher Verhältnisse (vgl. Kapitel 2.3.4.2.) kann damit noch als erfüllt betrachtet werden.
- Abnahme von PV-Überschüssen durch Energieunternehmen
 - Hierfür wurde der Vergütungstarif des Solar-Strom-Pakets von VERBUND herangezogen (10 Cent/kWh).

Um plausible Stromendenergiebedarfswerte heranzuziehen, wurden folgende Gebäudeannahmen getroffen:

Geb.typ	Länge	Tiefe	Höhe	Ge- schoße	Hülle	BGF	Flächennutzung	EEB Strom pro m ²	EEB Strom gesamt
Wohnbau Neubau	19 m	15 m	12 m	4	1.386 m ²	1.140 m ²	14 Wohnungen à 80 m ²	25 kWh/m ² Jahr	28.500 kWh/Jahr
Wohnbau Bestand	19 m	15 m	12 m	4	1.386 m ²	1.140 m ²	14 Wohnungen à 80 m ²	40 kWh/m ² Jahr	45.600 kWh/Jahr
Büro Neubau	60 m	18 m	21 m	6	5.436 m ²	6.480 m ²	21 Büros à 300 m ²	31 kWh/m ² Jahr	200.880 kWh/Jahr
Büro Bestand	60 m	18 m	21 m	6	5.436 m ²	6.480 m ²	21 Büros à 300 m ²	58 kWh/m ² Jahr	375.840 kWh/Jahr

Abbildung 41: Angenommene Gebäudetypen, Flächennutzungen und Strom-Endenergiebedarfswerte, Quelle: eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [SUNPOWERCITY2010]

Die Angaben zur Gebäudestruktur basieren auf den in der Studie Sun^{power}City skizzierten charakteristischen Gebäudetypen [SUNPOWERCITY2010].

Die Energiebedarfswerte für Strom entsprechen im Neubau den im Zielszenario für Aspern anvisierten Werten, dem als Basis ein Passivhaus mit Wohnraumlüftung zugrunde liegt. Im Bestand entsprechen die Werte den Mindestanforderungen laut Energiekonzept Aspern [SUNPOWERCITY2010].

Der Anteil des Allgemeinstrombedarfs am Gesamtstrombedarf des Gebäudes wurde für Neubau und Bestand (ohne Sanierung auf Passivhausstandard) wie folgt angenommen:

- Bestand-Bürobau: 30% Allgemeinstrombedarf, 70% Nutzerstrombedarf
- Bestand-Wohnbau: 10% Allgemeinstrombedarf, 90% Nutzerstrombedarf
- Neubau-Bürobau: 50% Allgemeinstrombedarf, 50% Nutzerstrombedarf
- Neubau-Wohnbau: 30% Allgemeinstrombedarf, 70% Nutzerstrombedarf

Die Allgemeinstrom-Anteile sind im Bürobau höher, da Allgemeinstromverbraucher wie Beleuchtung, Lüftung, Klimatisierung und Lift in stärkerer Verwendung sind als im Wohnbau. Im Neubau mit Passivhausstandard ist davon auszugehen, dass insgesamt der Anteil des Allgemeinstrombedarfs aufgrund steigender Haustechnikanforderungen (kontrollierte Wohnraumlüftung etc.) steigt. Genaue Daten dazu sind allerdings noch nicht verfügbar, weshalb hier als Grundlage für die Berechnungen eine plausibel erscheinende Annahme getroffen wurde.

Integration von Haustechnikkosten in die Berechnungen:

Kosten für erforderliche Adaptierungen der Haustechnik sind einmalige Kosten und wurden zu den Investitionskosten hinzugerechnet. Nicht vollständig geklärt werden kann die Frage, inwieweit Haustechnikadaptierungskosten der PV-Anlage tatsächlich direkt zugeordnet und damit auch als förderbare Kosten geltend gemacht werden können. Bei Bestandsmodellen wurden die umfangreichen Adaptierungskosten komplett aus den förderbaren Kosten herausgenommen. Im Neubau bzw. bei Generalsanierung auf Passivhausniveau wurden die Elektroinstallationskosten nur teilweise PV zugeordnet (Positionen 4 und 6, vgl. Kapitel 2.5.4.).

Folgende weitere Grundannahmen liegen den Wirtschaftlichkeitsberechnungen zugrunde:

PV-Anlagenleistung:

- Wirkungsgrad Solarmodule 14%
- Systemverluste 25,1%
- Ertragsminderung pro Jahr 0,5%

Finanzierung:

- Verbraucherpreisindex 2%
- Energiepreissteigerung 3%
- Kreditzinsen 5%
- Habenzinsen 3%
- Laufzeit 25 Jahre

Jährliche Betriebskosten:

- Versicherung 0,2% des Anlagenwerts
- Wartung 0,45% des Anlagenwerts
- Energieabgabe 0,015 Euro pro kWh

2.7.2. Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnungen

2.7.2.1. Modell 1: Eigentümer Büro-Bestandssanierung

Konventionelle Sanierung (ohne Generalsanierung auf Passivhausstandard)

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	184	184	184	184	236	236	236	236
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	650	650	650	650
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,26				0,26			
Abnahme EVU 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,26				0,26	
Abnahme EVU 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-11.337	17.213	22.648	-28.480	-188.030	-96.291	-90.869	-205.132
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-12.747	21.384	37.071	-65.179	-348.376	-192.894	-175.005	-400.681
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	20	16	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Abbildung 42: Büro-Bestand mit konventioneller Sanierung, nur Allgemeinstromversorgung, Direktnutzung 50%

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	184	184	184	184	236	236	236	236
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	650	650	650	650
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,26				0,26			
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU Jahre 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,26				0,26	
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	5.604	40.301	43.148	-5.393	-171.130	-73.259	-70.418	-182.100
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	9.381	58.454	65.749	-23.732	-326.276	-151.548	-142.519	-359.335
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	23	15	13	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Abbildung 43: Büro-Bestand mit konventioneller Sanierung, nur Allgemeinstromversorgung, Direktnutzung 80%

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	613	613	613	613	788	788	788	788
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	650	650	650	650
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Verkauf an Einheiten (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,26				0,26			
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU Jahre 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,26				0,26	
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-110.428	-31.276	-1.818	-183.504	-700.441	-596.123	-566.671	-773.504
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-163.361	-84.814	-1.105	-375.431	-1.284.033	-1.157.428	-1.073.734	-1.496.064
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Abbildung 44: Büro-Bestand mit konventioneller Sanierung, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 50%

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	613	613	613	613	788	788	788	788
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	650	650	650	650
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Verkauf an Einheiten (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,26				0,26			
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU Jahre 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,26				0,26	
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-71.478	18.571	46.220	-133.657	-661.498	-546.285	-518.642	-723.666
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-112.113	8.405	74.103	-282.346	-1.232.793	-1.064.360	-995.877	-1.402.996
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	24	19	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Abbildung 45: Büro-Bestand mit konventioneller Sanierung, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 80%

Das beste Ergebnis liefert die Variante, in der nur der Allgemeinstrombedarf adressiert wird und die Direktnutzung bei 80% liegt. Bei dieser Variante wird ohne Förderung keine Amortisation innerhalb von 25 Jahren erreicht, mit Förderung kann eine Amortisation innerhalb von 15 Jahren (Investitionsförderung) bzw. 23 Jahren (Tarifförderung) erreicht werden.

Von fassadenintegrierten Anlagen ist im Bestand mit konventioneller Sanierung nicht auszugehen.

Sanierung auf Passivhausstandard

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht unterscheidet sich die Sanierung auf Passivhausstandard im Modell 1 nur insofern von den Berechnungen in Modell 5, als sich der Gebäudeeigentümer bzw. -betreiber den Überschussstrom zu einem mit einem EVU vereinbarten Tarif vergüten lassen kann, während das EVU Überschüsse nur auf der

Strombörse verwerten kann. Hierfür werden im Modell 5 aktuelle Stromhandelspreise (peak) des EEX-Spotmarktes angenommen (5,7 Cent/kWh)⁹. In Modell 1 wird der Vergütungssatz des VERBUND Solar-Strom-Pakets von 10 Cent/kWh¹⁰ zugrunde gelegt.

Die Ergebnisse werden in folgender Tabelle zusammenfassend dargestellt.

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Allgemeinstrom mit 50 % Direktnutzung	21	19	12	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit
Allgemeinstrom mit 80 % Direktnutzung	18	14	12	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit
Einbindung Nutzerstrom mit 50 % Direktnutzung	>Laufzeit	>Laufzeit	20	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit
Einbindung Nutzerstrom mit 80 % Direktnutzung	>Laufzeit	>Laufzeit	21	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Es zeigt sich, dass kleinere Anlagendimensionen – also die Varianten, die nur für den Allgemeinstrom ausgelegt sind – durchwegs höhere Rentabilität haben als größere Anlagen, die für die Einbindung der Nutzer ausgelegt sind.

⁹ Stand 7. Oktober 2011

¹⁰ Stand April 2011

2.7.2.2. Modell 2: Eigentümer Wohnbau-Bestandssanierung

Konventionelle Sanierung (ohne Generalsanierung auf Passivhausstandard)

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	7	7	7	7	10	10	10	10
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	650	650	650	650
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,29				0,29			
Abnahme EVU 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,29				0,29	
Abnahme EVU 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-5.541	-4.863	-4.422	-6.601	-13.040	-9.607	-9.118	-14.219
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-9.830	-9.562	-8.336	-12.880	-24.003	-18.588	-17.226	-27.393
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Abbildung 46: Wohnbau-Bestand mit konventioneller Sanierung, nur Allgemeinstromversorgung, Direktnutzung 40%

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	7	7	7	7	10	10	10	10
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	650	650	650	650
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,29				0,29			
Abnahme EVU 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,29				0,29	
Abnahme EVU 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-4.901	-3.985	-3.646	-5.723	-12.330	-8.631	-8.255	-13.243
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-9.000	-7.985	-7.104	-11.304	-23.081	-16.836	-15.858	-25.641
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Abbildung 47: Wohnbau-Bestand mit konventioneller Sanierung, nur Allgemeinstromversorgung, Direktnutzung 70%

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	74	74	74	74	96	96	96	96
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	650	650	650	650
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Verkauf an Einheiten (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,29				0,29			
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU Jahre 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,29				0,29	
abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-48.163	-41.031	-34.966	-59.407	-118.137	-87.176	-81.056	-131.450
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-81.634	-80.880	-64.944	-115.962	-215.599	-168.301	-152.222	-252.825
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Abbildung 48: Wohnbau-Bestand mit konventioneller Sanierung, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 40%

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	74	74	74	74	96	96	96	96
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	650	650	650	650
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Verkauf an Einheiten (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,29				0,29			
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU Jahre 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,29				0,29	
abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-42.114	-35.947	-29.865	-54.324	-114.001	-82.046	-75.910	-126.320
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-73.660	-71.195	-56.600	-106.277	-210.141	-158.529	-143.803	-243.052
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Abbildung 49: Wohnbau-Bestand mit konventioneller Sanierung, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 70%

Keine der Varianten erreicht annähernd eine Amortisation innerhalb von 25 Jahren. Das beste Ergebnis liefert die Variante, in der nur der Allgemeinstrombedarf adressiert wird und die Direktnutzung bei 70% liegt.

Aufgrund des geringen Bedarfs an Allgemeinstrom im Wohnbau-Bestand – dieser ist mit lediglich 10% des Gesamtstrombedarfs der Immobilie anzunehmen – fallen die zu installierenden Leistungen mit ca. 1 kWpeak sehr gering aus.

Von fassadenintegrierten Anlagen ist im Bestand mit konventioneller Sanierung nicht auszugehen.

Für die Modelle Eigentümer-Bestandssanierung zeigt sich, dass der Bürobau deutlich rentabler als der Wohnbau ist.

Sanierung auf Passivhausstandard

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht unterscheidet sich die Sanierung auf Passivhausstandard im Modell 2 nur insofern von den Wohnbau-Berechnungen in Modell 5, als sich der Gebäudeeigentümer bzw. -betreiber den Überschussstrom zu einem mit einem EVU vereinbarten Tarif vergüten lassen kann, während das EVU Überschüsse nur auf der Strombörse verwerten kann. Hierfür werden im Modell 5 aktuelle Stromhandelspreise (peak) des EEX-Spotmarktes angenommen (5,7 Cent/kWh). In Modell 1 wird der Vergütungssatz des VERBUND Solar-Strom-Pakets von 10 Cent/kWh zugrunde gelegt.

Die Ergebnisse werden in folgender Tabelle zusammenfassend dargestellt.

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Allgemeinstrom mit 40 % Direktnutzung	>Laufzeit	24	15	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit
Allgemeinstrom mit 70 % Direktnutzung	21	17	12	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit
Einbindung Nutzerstrom mit 40 % Direktnutzung	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit
Einbindung Nutzerstrom mit 70 % Direktnutzung	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Es zeigt sich, dass kleinere Anlagendimensionen – also die Varianten, die nur für den Allgemeinstrom ausgelegt sind – höhere Rentabilität haben als größere Anlagen, die für die Einbindung der Nutzer ausgelegt sind.

2.7.2.3. Modell 3: Stromautonomer Büro-Neubau

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	1.637	1.637	1.637	1.637	2.105	2.105	2.105	2.105
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	550	550	550	550
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	100	100	100	100
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Verkauf an Einheiten (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,26				0,26			
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU Jahre 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,26				0,26	
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-73.960	-133.483	-63.478	-310.864	349.583	343.971	413.985	166.589
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-60.457	-330.547	-125.288	-669.183	645.615	509.552	649.816	240.819
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	6	8	6	16

Abbildung 50: Büro-Neubau, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 50%

Dieses Modell führt bei Dachanlagen selbst mit Investitions- und Tarifförderung nach 25 Jahren noch zu keiner Amortisation.

Anders sieht es im Fall einer fassadenintegrierten Anlage aus, die sich aufgrund des Substitutionseffekts mit Förderungen zwischen 6 und 8 Jahren amortisiert, ohne Förderung nach 16 Jahren.

Anzumerken ist allerdings, dass hier davon ausgegangen wurde, dass die notwendigen Flächen in dem Ausmaß verfügbar sind, um den gewünschten Ertrag durch PV bereitstellen zu können. Ein typisches Gebäude wie angenommen (vgl. Abbildung 41) würde aber mit weit weniger für PV nutzbaren Südfassadenflächen ausgestattet sein, als hier genutzt werden müssten. (Ausgehend davon, dass im Bürobau 45% der Südfassadenfläche für PV nutzbar wäre, stünden bei der angenommenen Gebäudematrix lediglich 576 m² für PV zur Verfügung.) In der Praxis müsste von einer Kombination aus Dach und Fassade ausgegangen werden.

Modell 3a: Energieunternehmen mietet und betreibt die PV-Anlage

In den Modellen 3a und 4a stellen die Mieten für Dach- und Fassadenflächen, die vom EVU an den Gebäudeeigentümer zu leisten sind, einen wichtigen Faktor dar. Die Höhe der Miete wurde so bestimmt, dass für den Vermieter ein gerade positives Ergebnis erwächst bzw. dass die Refinanzierung der Anlage gerade noch innerhalb von 25 Jahren stattfindet.

	GIPV Flachdach			GIPV Süd-Fassade		
	mit Tarifförderung	mit Invest- und Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Invest- und Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	1.637	1.637	1.637	2.105	2.105	2.105
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Verkauf an Einheiten (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Spotmarkt (€/kWh)	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057
Dach- oder Fassadenmiete (€/m2.a)	20,00	16,50	20,00	6,00	3,20	6,00
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,26			0,26		
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)	0,084			0,084		
Spotmarkt Jahre 1-5 (€/kWh)		0,057			0,057	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)		0,26			0,26	
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)		0,084			0,084	
Ergebnis (in €)	-162.767	-114.903	-471.813	315.920	369.034	6.832

Abbildung 51: Büro-Neubau, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 50% - Ergebnis für das Energieunternehmen als Contractor (bei 20 bzw. 16,5 Euro/m².a Dach-Miete bzw. 6 oder 3,2 Euro/m².a Fassaden-Miete)

	GIPV Dach		GIPV Fassade	
	mit Investförderung	ohne Förderung	mit Investförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	1.637	1.637	2.105	2.105
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grunds substanz (€)	350	350	650	650
Kosten Grunds substanz (€)	0	0	550	550
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	100	100
Investitionsförderung (%)	40,00%	0,00%	40,00%	0,00%
Dach- oder Fassadenmiete (€/m2.a)	16,50	20,00	3,20	6,00
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	7.605	13.742	1.125	12.530
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-65.348	-70.575	-17.770	-13.424
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	25	25	25	25

Abbildung 52: Büro-Neubau, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 50% - Ergebnis für den Gebäudebetreiber als Vermieter der PV-Anlage (bei 20 oder 16,5 Euro/m².a Dach-Miete bzw. 6 oder 3,2 Euro/m².a Fassaden-Miete)

Für ein Energieunternehmen, das als Contractor die PV-Anlage mietet und betreibt, ist die Contracting-Variante im angenommenen Fall für Dachanlagen klar nicht rentabel.

Die Untergrenzen des Mietpreises (Dach) liegen aus Sicht des Investors bei 16,50 Euro/m².a bei Investitionsförderung und bei 20 Euro/m².a ohne Förderung. Aus Sicht des

Energieversorgungsunternehmens führen diese Mietpreise zu keinen positiven Ergebnissen. Details dazu sind aus folgender Tabelle zu entnehmen.

		Investor	
		Investitionsförderung	keine Förderung
EVU	Tarifförderung (13 Jahre)	-	16,50/20,00
	Tarifförderung (8 Jahre)	14,00/16,50	-
	keine Förderung	11,00/16,50	11,00/20,00

Abbildung 53: Unter- und Obergrenzen für Mietpreise auf Dachflächen im Modell 3a. Die linke Zahl gibt den obersten Wert an, der für das EVU zu einem ausgeglichenen Ergebnis führt. Die rechte Zahl gibt den Mindestpreis aus Sicht des Investors an.

In der Variante der Fassadenanlagen liegen in drei von vier Fällen die Mindestpreise der Investoren unter den Höchstpreisen der EVU und stellen damit attraktive Business Cases für beide Seiten dar, insbesondere wenn gemischte Fördersätze, die sich wie in anderen Modellen aus einer Investitionsförderung für den Errichter und einer Tarifförderung (ab Jahr 6) für das EVU zusammensetzen, in Anspruch genommen werden. Allerdings ist hier darauf zu verweisen, dass sich durch die Verschiedenheit des Errichters der PV-Anlage und des OeMAG-Förderwerbers administrative Hürden bzw. Unvereinbarkeiten ergeben könnten. Wenn weder Tarif- noch Investitionsförderung in Anspruch genommen werden, stellt eine Miethöhe von 6 Euro/m² annähernd einen Gleichgewichtspreis dar und kommt somit sowohl für das EVU als auch den Gebäudeeigentümer als mögliches Geschäftsmodell infrage (siehe folgende Tabelle).

		Investor	
		Investitionsförderung	keine Förderung
EVU	Tarifförderung (13 Jahre)	-	10,50/6,00
	Tarifförderung (8 Jahre)	8,50/3,20	-
	keine Förderung	6,00/3,20	6,00/6,00

Abbildung 54: Unter- und Obergrenzen für Mietpreise auf Fassadenflächen im Modell 3a

2.7.2.4. Modell 4: Stromautonomer Wohn-Neubau

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	232	232	232	232	299	299	299	299
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	650	650	650	650
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Verkauf an Einheiten (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,26				0,26			
Abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU Jahre 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,26				0,26	
abnahme EVU Jahre 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-34.409	-4.447	5.076	-62.060	-258.338	-148.159	-137.739	-286.055
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-46.312	-18.628	10.854	-128.617	-471.594	-290.841	-259.238	-554.096
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	>Laufzeit	22	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Abbildung 55: Wohn-Neubau, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 40%

Dieses Modell ist wirtschaftlich nur mit Investitions- und Tarifförderung darstellbar. Somit schneidet das Modell „Stromautonomer Neubau“ im Wohnbau besser ab als im Bürobau. Sowohl im Modell 3 wie auch im Modell 4 sind aufgrund der Zielsetzung einer 100%-igen Deckung des Jahresstrombedarfs Installationen von groß dimensionierten Anlagen notwendig. Durch die entstehenden hohen Investitionskosten wird die absolute Förderobergrenze von 100.000 Euro erreicht. Im Bürobau ist der Restbetrag, der frei finanziert werden muss, durch den höheren Strombedarf höher als im Wohnbau.

Im Fall einer fassadenintegrierten Anlage kann nicht wie im Bürobau von einer Pfosten-Riegel-Konstruktion ausgegangen werden. Daher ist unklar, von welchem Substitutionseffekt auszugehen ist. Ohne Substitutionseffekt werden keine wirtschaftlich darstellbaren Ergebnisse erzielt.

Anzumerken ist überdies, dass hier von jenen Flächen ausgegangen wurde, die notwendig wären, um den gewünschten Ertrag durch PV bereitstellen zu können. Ein typisches Gebäude wie angenommen (vgl. Abbildung 41) würde aber über weit weniger für PV nutzbare Südfassadenfläche verfügen als hier herangezogen werden müsste. (Ausgehend davon, dass im Wohnbau 40% der Südfassadenfläche für PV nutzbar wäre, stünden bei der angenommenen Gebäudematrix lediglich 91 m² für PV zur Verfügung.)

Modell 4a: Energieunternehmen mietet und betreibt die PV-Anlage

	GIPV Flachdach			GIPV Süd-Fassade		
	mit Tarifförderung	mit Invest- und Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Invest- und Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	232	232	232	299	299	299
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Verkauf an Einheiten (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Spotmarkt (€/kWh)	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057
Dach- oder Fassadenmiete (€/m2.a)	21,50	13,50	21,50	37,50	23,00	37,50
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,26	0,26		0,26	0,26	
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)	0,084	0,084		0,084	0,084	
Spotmarkt Jahre 1-5 (€/kWh)		0,057			0,057	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)		0,26			0,26	
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)		0,084			0,837	
Ergebnis (in €)	-24.414	13.920	-73.507	-223.460	-105.758	-272.670

Abbildung 56: Wohn-Neubau, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 40% - Ergebnis für das Energieunternehmen als Contractor (bei 21,5 bzw. 13,5 Euro/m².a Dach-Miete bzw. 37,5 oder 23 Euro/m².a Fassaden-Miete)

	GIPV Dach		GIPV Fassade	
	mit Investförderung	ohne Förderung	mit Investförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	232	232	299	299
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsatz (€)	350	350	650	650
Kosten Grundsatz (€)	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	650	650
Investitionsförderung (%)	40,00%	0,00%	40,00%	0,00%
Dach- oder Fassadenmiete (€/m2)	13,50	21,50	23,00	37,50
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	1.482	3.317	1.012	1.983
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-6.432	-8.417	-18.403	-29.369
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	25	25	25	25

Abbildung 57: Wohn-Neubau, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 40% - Ergebnis für den Gebäudebetreiber als Vermieter der PV-Anlage (bei 21,5 bzw. 13,5 Euro/m².a Dach-Miete bzw. 37,5 oder 23 Euro/m².a Fassaden-Miete)

Berechnungen zeigen, dass ohne Investitionsförderung für Dachanlagen kein für beide Seiten interessantes Geschäftsmodell konstruiert werden kann. Ab 21,50 Euro/m².a wird die Contracting-Variante für den Gebäudebetreiber darstellbar. Für das Energieunternehmen liegt die Obergrenze jedoch bei 11,50 Euro/m².a ohne Tarifförderung bzw. bei 18 Euro/m².a mit Tarifförderung.

In der Variante einer Investitionsförderung für den Errichter einer Dachanlage und einer Tarifförderung für das EVU ergibt sich ein für beide Parteien möglicher Business Case. Details siehe folgende Tabelle:

		Investor	
		Investitionsförderung	keine Förderung
EVU	Tarifförderung (13 Jahre)	-	18,00/21,50
	Tarifförderung (8 Jahre)	15,00/13,50	-
	keine Förderung	11,50/13,50	11,50/21,50

Abbildung 58: Unter- und Obergrenzen für Mietpreise auf Dachflächen im Modell 4a

Allerdings sei hier wiederum darauf verwiesen, dass sich durch die Verschiedenheit des Errichters der PV-Anlage und des OeMAG-Förderwerbers administrative Hürden bzw. Unvereinbarkeiten ergeben könnten.

Im Fall der Fassadenanlagen sind die Unterschiede aufgrund der hohen Investitionskosten noch größer. (Im Wohnbau kann nicht wie im Bürobau von einer Pfosten-Riegel-Konstruktion ausgegangen werden. Daher ist unklar, von welchem Substitutionseffekt auszugehen ist. Die Berechnungen wurde ohne Substitutionseffekt durchgeführt). Die Untergrenze der Flächenmiete beträgt für den Gebäudeeigentümer ohne Förderung 37,50 Euro/m².a, die Obergrenze für das EVU beträgt 9 Euro/m².a, mit Tarifförderung 14 Euro/m².a. Details siehe folgende Tabelle:

		Investor	
		Investitionsförderung	keine Förderung
EVU	Tarifförderung (13 Jahre)	-	14,00/37,50
	Tarifförderung (8 Jahre)	11,50/23,00	-
	keine Förderung	9,00/23,00	9,00/37,50

Abbildung 59: Unter- und Obergrenzen für Mietpreise auf Fassadenflächen im Modell 4a

2.7.2.5. Modell 5: Energieunternehmen Invest-Contracting

Dieses für alle Gebäudetyp-Varianten (Bestand/Neubau, Büro- bzw. Wohnbau) anwendbare Modell wurde hier für den günstigsten Fall eines Büro-Neubaus gerechnet.

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	164	164	164	164	211	211	211	211
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsубstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsубstanz (€)	0	0	0	0	550	550	550	550
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	100	100	100	100
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Spotmarkt (€/kWh)	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,29				0,29			
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)	0,084				0,084			
Spotmarkt Jahre 1-5 (€/kWh)			0,057				0,057	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,29				0,29	
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)			0,084				0,084	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-759	4.314	24.221	-36.412	47.104	48.854	68.774	11.426
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	11.765	356	39.356	-77.456	83.449	68.217	99.996	14.765
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	21	24	14	>Laufzeit	5	0	0	19

Abbildung 60: Büro-Neubau, Allgemeinstromversorgung, Direktnutzung 50%

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	164	164	164	164	211	211	211	211
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsубstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsубstanz (€)	0	0	0	0	550	550	550	550
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	100	100	100	100
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Spotmarkt (€/kWh)	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,29				0,29			
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)	0,084				0,084			
Spotmarkt Jahre 1-5 (€/kWh)			0,057				0,057	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,29				0,29	
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)			0,084				0,084	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	15.611	33.741	45.127	-6.986	63.485	78.301	89.694	40.873
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	31.820	48.912	69.276	-24.630	102.656	109.577	127.895	60.071
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	18	15	11	>Laufzeit	5	0	0	11

Abbildung 61: Büro-Neubau, Allgemeinstromversorgung, Direktnutzung 80%

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	327	327	327	327	421	421	421	421
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	550	550	550	550
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	100	100	100	100
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Verkauf an Einheiten (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Spotmarkt (€/kWh)	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,26				0,26			
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)	0,084				0,084			
Spotmarkt Jahre 1-5 (€/kWh)			0,057				0,057	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,26				0,26	
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)			0,084				0,084	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-45.570	-26.099	8.537	-107.304	49.893	62.753	97.436	-11.925
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-61.849	-61.518	13.405	-216.545	102.263	91.435	146.745	-31.417
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	>Laufzeit	22	>Laufzeit	8	4	4	>Laufzeit

Abbildung 62: Büro-Neubau, Allgemeinstrom- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 50%

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	327	327	327	327	421	421	421	421
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	550	550	550	550
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	100	100	100	100
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Verkauf Allgemeinstrom (€/kWh)	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20
Verkauf an Einheiten (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Spotmarkt (€/kWh)	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057	0,057
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,26				0,26			
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)	0,084				0,084			
Spotmarkt Jahre 1-5 (€/kWh)			0,057				0,057	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,26				0,26	
Spotmarkt Jahre 14-25 (€/kWh)			0,084				0,084	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-19.595	22.261	42.502	-58.944	75.904	111.178	131.447	36.501
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-27.761	26.254	66.388	-128.359	132.826	160.573	193.104	53.209
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	21	17	>Laufzeit	8	2	2	17

Abbildung 63: Büro-Neubau, Allgemein- und Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 80%

Das beste Ergebnis liefert die Variante, in der nur der Allgemeinstrombedarf adressiert wird und die Direktnutzung bei 80% liegt. Bei dieser Variante wird ohne Förderung keine Amortisation innerhalb von 25 Jahren erreicht, mit Förderung kann eine Amortisation innerhalb von 15 Jahren (Investitionsförderung) bzw. 18 Jahren (Tarifförderung) erreicht werden.

Werden die Mieter einbezogen, also auch der Nutzerstrom adressiert, verschlechtern sich die Ergebnisse deutlich, so dass nur mehr Varianten mit Investitionsförderung und einer Direktnutzung von 80% eine Amortisation unter 25 Jahren erreichen (Amortisation in 21 Jahren mit Investitionsförderung).

Die Variante einer fassadenintegrierten Anlage bietet aufgrund des Substitutionseffekts durchwegs sehr gute Ergebnisse und kurze Amortisationszeiten. Alle Varianten mit GIPV

Süd-Fassade amortisieren sind auch ohne Förderung zwischen 11 bis 19 Jahren (mit Ausnahme der Einbindung von Mietern und einer Direktnutzung von 50%). Am besten schneidet auch hier die Variante, in der nur der Allgemeinstrombedarf adressiert wird und die Direktnutzung bei 80% liegt, ab (Amortisation ohne Förderung in 11 Jahren).

Die Ergebnisse für eine Anwendung des Modells im Wohnbau können zusammenfassend aus folgender Tabelle entnommen werden. Auch hier werden ohne Inanspruchnahme von Förderungen keine positiven Ergebnisse erzielt.

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Allgemeinstrom mit 40 % Direktnutzung	>Laufzeit	>Laufzeit	18	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit
Allgemeinstrom mit 70 % Direktnutzung	21	19	13	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit
Einbindung Nutzerstrom mit 40 % Direktnutzung	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit
Einbindung Nutzerstrom mit 70 % Direktnutzung	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

2.7.2.6. Modell 6: PV-Anlage für Eigentumswohnungen – jeder hat seinen Teil

	GIPV Flachdach				GIPV Süd-Fassade			
	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung	mit Tarifförderung	mit Investförderung	Investitions-/ Tarifförderung	ohne Förderung
Fläche (m2)	8	8	8	8	11	11	11	11
Flächeneffizienz (%)	90,00%	90,00%	90,00%	90,00%	70,00%	70,00%	70,00%	70,00%
Kosten GIPV + Grundsubstanz (€)	350	350	350	350	650	650	650	650
Kosten Grundsubstanz (€)	0	0	0	0	0	0	0	0
Kosten PV (ohne Dach, in €)	350	350	350	350	650	650	650	650
Investitionsförderung (%)	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	40,00%	0,00%
Bezugskosten Strom Netz (€/kWh)	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17
Abnahme EVU (€/kWh)	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100	0,100
Öko-Einspeisetarif Jahre 1-13 (€/kWh)	0,29				0,29			
Abnahme EVU 14-25 (€/kWh)	0,100				0,100			
Abnahme EVU 1-5 (€/kWh)			0,100				0,100	
Öko-Einspeisetarif Jahre 6-13 (€/kWh)			0,29				0,29	
Abnahme EVU 14-25 (€/kWh)			0,100				0,100	
Ergebnis bei Fremdkapital mit konstanter Rückzahlung (in €)	-998	-401	218	-2.388	-9.225	-5.639	-4.977	-10.712
Ergebnis bei Fremdkapital mit maximaler Rückzahlung (in €)	-974	-1.097	531	-4.889	-16.544	-11.046	-9.283	-20.731
Amortisationszeit (Jahre) bei konstanter Rückzahlung	>Laufzeit	>Laufzeit	20	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit	>Laufzeit

Abbildung 64: Eigentumswohnung Neubau, Nutzerstromversorgung, Direktnutzung 40%

Aufgrund der bei einer angestrebten Deckung von 100% des Strombedarfs in der Jahresbilanz relativ gering anzunehmenden Direktnutzung von 40% ergibt sich weder mit Tarif- noch mit Investitionsförderung eine Amortisation innerhalb von 25 Jahren.

2.8. Effektive öffentliche Fördermodelle zur Forcierung von GIPV-Marktmodellen

2.8.1. Grundsätzliche Kriterien von Photovoltaik-Förderungen

Art der Förderung	Es gibt unterschiedlichste Fördermodelle, die von nichtrückzahlbaren Zuschüssen über Kreditzinsförderungen bis zu den Einspeisetarifförderungen (bei denen jede Kilowattstunde, die an der PV-Anlage erzeugt wird, unmittelbar ins öffentliche Stromnetz geliefert wird – unabhängig davon, ob in der Immobilie zur selben Zeit ein Strombedarf besteht) reichen. Darüber hinaus gibt es diverse Mischmodelle.
Höhe der Förderung	Die Höhe der Förderung ist für einen wirtschaftlichen Betrieb (wirtschaftliche Amortisation) entscheidend. Amortisationszeiten sollten für Private jedenfalls kürzer als die Lebensdauer der Anlage sein, für Investoren typischerweise zwischen 5 und 10 Jahren.
Verfügbarkeit der Förderung	Derzeit dürfte Photovoltaik in zumindest 50 Ländern gefördert werden. Entsprechend der energiepolitischen Ausrichtung können die eingesetzten Mittel dafür stark begrenzt sein oder offene Förderungen (wie z.B. in Deutschland) bestehen, wo jeder Interessent diese Förderung erhält und die dadurch entstehenden Kosten auf die Allgemeinheit umgelegt werden.
Administration der Förderung	Darunter versteht man den zur Erhalt der Förderung notwendigen bürokratischen Aufwand (bei öffentlichen Stellen, beim Netzbetreiber, bei diversen Abwicklungsstellen)
Volkswirtschaftliche Auswirkung der Förderung	Je nach Art der Förderung und der Verfügbarkeit (d.h. der gesamt absolut eingesetzten Geldmittel) ergeben sich unterschiedliche volkswirtschaftliche Auswirkungen: Investitionsförderungen werden in Österreich aus Budgettöpfen einzelner Bundes- oder Landesstellen (Ministerien, Magistrate, Abteilungen von Ländern) bereitgestellt. Diese sind meistens auf ein Jahr ausgelegt und parteipolitisch oftmals heiß umstritten. Da im Vergleich zu Zinsförderungen oder Einspeisetarifen, die unmittelbar auf den Konsumenten umgelegt werden (über einen erhöhten Strompreis) hier beträchtliche Geldsummen aufgebracht werden, belasten diese Förderungen die öffentlichen Budgets nicht unbedeutend. Ist darüber hinaus das Land/der Bund bereits verschuldet (was in Österreich der Fall ist) so kommt zu den Investitionsmitteln auch noch die dafür erforderliche Zinslast. Auf der Einnahmenseite stehen kurzfristig die Einnahmen durch die Umsatzsteuer (die in Österreich in den Bundestopf gehen, daher für Länder relativ irrelevant sind) sowie mittel- und langfristig diverse andere Effekte wie erhöhte Beschäftigung und verringerte Auslandsabhängigkeiten etc. Bei Einspeisetarifen, die auf alle Stromkonsumenten umgelegt werden, wird argumentiert, dass dadurch besonders auf die stromintensive Industrie Belastungen zukommen, die eine Gefährdung für den Standort darstellen können. Vertreter sozialer Institute argumentieren mit den erhöhten Stromkosten, jedoch liegen die auch in Deutschland, wo das Einspeisegesetz ohne Limit gilt, für einen 4-Personenhaushalt bei nur

	etwa 100€ jährlich.
--	---------------------

2.8.2. Analyse der PV-Fördersituation in Österreich

In Österreich wird die Photovoltaik seit etwa 10 Jahren gefördert. Neben dem Ökostromgesetz, das erhöhte Einspeisetarife für die ins Netz gelieferte Kilowattstunde gewährt, existiert in Österreich eine zweite bedeutende bundesweite Förderschienen über die PV-Investitions-Förderung des Klima- und Energiefonds. Dies ist international sehr unüblich, da in Ländern, wo ein Einspeisegesetz existiert, dieses im Allgemeinen die einzige Förderschienen ist bzw. die mit Abstand wesentlichste. In Österreich wird aber die Mehrzahl der Anlagen über das Klima- und Energiefonds-Förderprogramm errichtet. Neben diesen beiden Förderschienen existieren darüber hinaus noch Investitionsförderprogramme der Bundesländer, die jährlich unterschiedlich dotiert sind und auch stark divergierende Finanzierungsraten anbieten.

Bundesland	Höhe des Investitionszuschusses 2010	Max. Investitionszuschuss pro Anlage 2010	Bemerkungen zu den Förderangaben der Länder	Quelle
	in %	Euro		
NÖ	max. 50% der Investitionskosten	12.000		http://www.noel.gv.at/Bauen-Wohnen/Heizen-Energie/Solar-Waermpumpen-Photovoltaik/Foerderung/Solar-Waermpumpen-Photovoltaikanlagen.html
OÖ	Landeszuschuss bis 60% der Bundesförderung, max. jedoch 15% d. umweltrelevanten Investitionskosten Grenze: bis 40% und allfällige Zuschläge (alle Förderungsstellen kumuliert) der von der Kommunalkredit anerkannten umweltrelevanten Mehrinvestitionskosten, jedoch maximal 15 Prozent der umweltrelevanten Investitionskosten			http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/SID-78CF05B-1D97F882/oeo/hs.xsl/89738_DEU_HTML.htm http://www.land-oberoesterreich.gv.at/cps/rde/xchg/SID-24016A27-ADE69202/oeo/Photovoltaik_Leitfaden_2010_3.pdf
STMK		2.000,- (1.500,- in Kombination mit der KLIEN-Förderaktion 2010), bzw. bis zu 4.500,- bei Mehrparteienwohnhäusern	Zahlkriterium ist das Auszahlungsjahr. Es kann sein, dass dieser Zeitpunkt nicht mit dem tatsächlichen Zeitpunkt der Installation übereinstimmt.	http://www.verwaltung.steiermark.at/cms/beitrag/10098174/2627997/
W	max. 40% der Gesamtkosten	1.500,- pro kWp bzw. Förderobergrenze von 100.000,- pro Förderfall	Zahlkriterium ist das Einreichungsdatum. Unterschiede zwischen Einreich- und Installationsdatum sind möglich.	http://www.wien.gv.at/amtshefter/bauen-wohnen/eu-strategie/stromerzeugung/gekostromanlagen.html
K		Förderung im Rahmen der Wohnbauförderung; Erhöhungsbetrag zur Grundförderung, 3000,- pro install. kWp, max. bis zu 12.000,- für 4kWp je Wohneinheit		http://www.ktn.gv.at/21574_DE-Formulare_1.7.06_WBF_bzw_6.7.06_Wohnbaufufler_April_2010
BGLD	30%, (netzgeführte Stromerzeugungsanlagen mit förderbaren Höchstleistung von 4 kWp) Investitionszuschuss 30% der förderbaren Kosten, max 1.100€ pro kWp	4400 (max. 4kWpeak (à 1.100,-) pro Anlage förderbar)		http://www.bewag.at/fileadmin/Downloads/PV-Foerderung2010.pdf , aber auch unter http://www.burgenland.at/buergerservice/wohnbaufoerderung/energie/pv-private
S	k.A.	k.A.	Angaben für das Jahr 2010 sind vereinzelte Förderzusagen des Landes Salzburg für Anträge aus dem Jahr 2009, für die es bereits Förderzusagen des Landes gab, aber welche auf Grund des ausgeschöpften Bundesförderpotentials 2009 nicht mehr gefördert werden konnten.	http://www.salzburg.gv.at/foerderungen-2011.pdf
VLB	€ 500,- pro kWp	Land gewährt eine Zusatzförderung zu Förderung KLIEN in Höhe von 500,- pro kWp. Fördervoraussetzung ist eine Förderzusage des Klima- und Energiefonds 2.500	Gilt für Anlagen bis 5 kWp	http://www.vorarlberg.gv.at/vorarlberg/wasser_energie/energie/energiefoerderung/subfoerderungvonphotovoltaik.htm
T	€ 500,- pro kWp	Zusatzförderung zur Photovoltaikförderung 2010 des Klima- und Energiefonds in Höhe von 500,- pro kWp. Fördervoraussetzung ist die Förderzusage des Klima- und Energiefonds	Gilt für Anlagen bis 5 kWp	http://www.tirol.gv.at/themen/umwelt/wasserrecht/photovoltaikfoerderung/

Abbildung 65: Liste der PV-Förderungen der Bundesländer im Jahr 2010, Quelle: eigene Darstellung

Weiters existieren noch Förderungen von Gemeinden sowie Förderungen, die als Teil von anderen Förderschienen (z.B. der Wohnbauförderung oder Direktförderungen für Gewerbebetriebe etc.) die PV unterstützen.

Die Komplexität dieses Fördersystems, das sich zudem zumindest jährlich ändert, stellt für die Anlagenerrichter eine bedeutende Herausforderung dar, da gerade diese den Konsumenten über die jeweils beste Fördermöglichkeit informieren müssen bzw. einige dieser administrativen Schritte zur Erhaltung der Förderung für den Kunden übernehmen.

Es sei weiter angemerkt, dass es beispielsweise in Deutschland nur eine einzige Förderschiene gibt, das nach oben offene (nicht gedeckelte) Einspeisegesetz für Erneuerbare Energie.

Die Komplexität und die Diskontinuität der Marktförderung gehören zu den am meisten kritisierten Punkten des österreichischen PV-Fördersystems. Die Branche kritisiert in diesem Zusammenhang vor allem die Nichtplanbarkeit des Zukunftsmarktes und die damit verbundene Unsicherheit im Geschäftsaufbau (Einstellung qualifizierter Mitarbeiter, Ausbau von Kapazitäten, Konditionen im Zukauf von Grundmaterialien etc.)

Es ist zu erwarten, dass bei weiter steigenden Strompreisen und weiterhin sinkenden PV Gesamtkosten die Frage der Förderung immer unwesentlicher wird, da diverse Interessierte bereits in den kommenden Jahren eine PV-Anlage ohne Förderung errichten werden – was bislang noch nahezu nicht der Fall war. Dazu sei angemerkt, dass in den letzten beiden Jahren eine typische schlüsselfertige Anlage in Österreich pro Jahr und kWp um jeweils etwa 800 € billiger wurde. (Marktstatistik 2010: Mittelwert der Anlagenkosten pro kWp etwa 3.600 €, günstigste Anlagen in Österreich derzeit 2.600 €)

2.8.3. PV-Fördermodelle für eine rasche und nachhaltige Entwicklung des Markts (insbesondere hinsichtlich GIPV)

Von Interesse für eine rasche und nachhaltige Marktentwicklung insbesondere hinsichtlich Modellen für GIPV-Mehrparteien-Immobilien sind insbesondere:

2.8.3.1. Investitionsfördermodell:

Hierbei werden die Investitionskosten zu unterschiedlich hohen Anteilen gefördert. Die Vorteile des Investitionsfördermodells liegen überwiegend in der Tatsache, dass Investoren, die nicht über ausreichende eigene Finanzmittel verfügen, unmittelbar in die Lage gebracht werden, eine PV Anlage zu errichten, ohne einen Weg der Bank-Finanzierung finden zu müssen. Nachteilig dabei kann sein, dass die Anlage nach einigen Jahren „vergessen“ wird, d.h. die Wartung der Anlage nicht entsprechend erfolgt, da sie ja schon – zumindest zu einem nicht unbedeutenden Anteil – refinanziert wurde.

2.8.3.2. Kredit-Zinsförderung:

Dabei handelt es sich um eine Kredit-Zinsförderung wie sie aus der Wohnbauförderung bekannt ist: Vorteil dieses Systems – bei dem man die Zinslast nahezu gegen Null bringen müsste, um akzeptiert zu werden und daher effektiv zu sein – wäre, dass ähnlich wie bei der Tarifförderung das Geld erst über die Jahre hinweg aufgebracht werden müsste und nicht wie bei der Investitionsförderung auf einmal. Speziell im allgemein vorliegenden Fall, dass die öffentliche Hand Schulden macht, ist dieses die günstigere Variante, denn für die Investitionsförderungen müssen meist zusätzliche Kredite aufgenommen werden.

Grundsätzlich kann in diesem Modell die öffentliche Hand Garantien übernehmen, was die Kreditkosten per se (im Vergleich zur Kreditaufnahme durch Privatpersonen) senken wird. In GIPV-Modellen könnte die Zinsförderung an den Eigentümer der Immobilie gehen, der dadurch an die Mieter geringere Kosten weitergeben kann. Der Nachteil für die Verwaltung ist, dass der Förderfall für die Behörde dann jahrelang läuft und nicht wie bei der Investitionsförderung verwaltungstechnisch schnell abgeschlossen ist. Würde das aber mit der Wohnbauförderung mit abgewickelt werden, so ließen sich entsprechend Synergien finden.

2.8.3.3. Tarifförderung:

Die Tarifförderung ist im bundesweit gültigen Ökostromgesetz geregelt. Das Ökostromgesetz besteht seit dem Jahr 2002 und wurde mehrfach novelliert. Bei der Tarifförderung wird die gesamte erzeugte Strommenge über den Stromzähler ins öffentliche Netz geschickt. Für jede erzeugte Kilowattstunde erhält man (in Österreich über 13 Jahre, in Deutschland über 20 Jahre) eine Vergütung entsprechend der im Bescheid des Wirtschaftsministeriums festgesetzten Höhe.

Die Diskussion, ob Tariffinanzierung oder Investitionsförderung ist eine sehr alte, die in den Beginn der Photovoltaikförderung zurückreicht (d.h. in Deutschland über 15 Jahre).

Vorteile des Einspeisetarifes:

- Dieses System hat bewiesen, dass die Entwicklung von erneuerbaren Märkten (nicht nur PV) damit erfolgreich durchführbar ist.
- Einfach, klar und durchschaubar in der Abwicklung, Finanzierung durch Zuschlag auf den allgemeinen Strompreis dauerhaft gesichert.
- Die Anlagen werden gut gewartet, da ein Ausfall der Lieferung entsprechend hohen Verlust bedeutet.

Nachteile des Einspeisetarifes:

- Wenn die Tarife nicht entsprechend und rasch angepasst werden, zahlen die Konsumenten unnötig hohe Kosten für den erneuerbaren Strom. Monitoring der tatsächlichen Kosten der PV ist daher ein wesentlicher Faktor. Wenn dies nicht der Fall ist und höhere Margen in der PV Industrie verbleiben (zu hohe Förderung) weckt dies die Kritiker.
- Die PV Industrie hingegen argumentiert, dass dadurch verstärkte Innovation, F&E sowie die Optimierung der Produktion ermöglicht wird.

Modifizierte Tarifförderung:

Es könnte z.B. wie in Deutschland bis zur EEG-Novelle 2012 möglich Zuschläge für Direktnutzung/Eigennutzung geben, die die Anlagen wirtschaftlicher machen. Der Vorteil: hier wird gleich gezielt eine Direktnutzung gefördert und die Kosten sind geringer, weil nur

die Differenz zwischen effektivem Brutto-Preis, den der Konsument zu zahlen hätte (z.B. 16 €ct) und der Wirtschaftlichkeit (z.B. 30 €ct) gefördert werden muss. Außerdem kann die Förderung z.B. mit steigenden Strommarktpreisen automatisch geringer werden. Die Größe der Eigennutzung hängt vor allem von der Größe der Anlage und der Verbrauchscharakteristik ab: speziell im privaten Bereich – z.B. bei Mehrgeschoßwohnbauten – ist die Möglichkeit der direkten Nutzung der Solarenergie (d.h. vorrangig in Zeiten um die Tagesmitte) abhängig davon, ob und welche Art der Berufstätigkeit/Familienstatus/Bewohneranzahl vorliegt. Im Mittel liegt die direkte Nutzungsmöglichkeit im Privatbereich bei etwa 30-40% [SEHNAL2010], bei Objekten mit Büro/Gewerbe/Industrienutzung kann dieser Wert – je nach Anlagengröße – bis zu 100% gehen.

Mit der Novellierung des deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum 1.1.2009 hatte der Gesetzgeber erstmals eine Option für den geförderten Direktverbrauch von Solarstrom geschaffen (§ 33 Abs. 2 EEG 2009). Demnach erhielten Anlagenbetreiber auch eine (im Vergleich zur Einspeisung verringerte) Vergütung, wenn der Solarstrom selbst oder von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe der Anlage verbraucht wird. Im Rahmen der aktuellen Anpassungen bei der Solarstromvergütung im Jahr 2010 wurden verstärkte Anreize geschaffen, den Anteil des „Vor-Ort-Verbrauchs“ zu erhöhen. Damit verfolgte der Gesetzgeber das Ziel, gleichermaßen Stromnetze und Stromverbraucher zu entlasten.

Direktnutzung im Detail:

Diese Regelung galt in Deutschland für neue Anlagen, die nach dem 1.1.2009 angeschlossen wurden und eine Größe von max. 500kWp aufweisen. Neben dem Verbrauch „Vor-Ort“ konnten Anlagenbetreiber ihren Solarstrom damit nun auch an Dritte in räumlicher Nähe weitergeben. Letzteres erschien vor allem in Mehrfamilienhäusern als denkbar. Eine vom Vermieter betriebene PV-Anlage konnte so zur (anteiligen) Versorgung der Mieter genutzt und als Marketing-Instrument eingesetzt werden. Neben der Versorgung von Mehrfamilienhäusern konnten auch über Häuser und Grundstücksgrenzen hinweg in räumlicher Nähe versorgt werden. Allerdings musste dafür entweder ein eigenes Versorgungskabel verlegt werden oder aber es fielen bei der Nutzung des öffentlichen Netzes bis zum „Dritten“ Durchleitungsgebühren an. Beide Varianten waren jedoch mit einem finanziellen Mehraufwand verbunden, der die Rentabilität dieses Ansatzes in den meisten Fällen stark einschränkte. Es ergab sich die Notwendigkeit, einen zusätzlichen Zähler einzubauen, um die im Haushalt verbrauchte Menge an Solarstrom zu erfassen.

Jahr der Inbetriebnahme		bis 30 kWp (Ct./kWh)	ab 30 kWp (Ct./kWh)	ab 100 kWp (Ct./kWh)
Ab 1.1.2010		22,76	bislang keine Vergütung	
Ab 1.7.2010	Direktverbrauchs- anteil > 30 %	22,05	20,39	18,65
	Direktverbrauchs- anteil < 30 %	17,67	16,01	14,27
Ab 1.10.2010	Direktverbrauchs- anteil > 30 %	21,03	19,42	17,73
	Direktverbrauchs- anteil < 30 %	16,65	15,04	13,35

Abbildung 66: Tarife für geförderten Direktverbrauch von Solarstrom in Deutschland, Quelle: Bundesverband Solar www.bsw.de. Diese Möglichkeit ist inzwischen mit EEG-Novelle 2012 gefallen.

Vorteile/Nachteile der Direktnutzung für den Staat/die Volkswirtschaft:

Die Vorteile der Direktnutzung liegen vorrangig beim Verbraucher, wenn im Falle einer Investitionsförderung ein hoher Anteil direkt genutzt werden kann: Er erspart sich dann die Kosten für extern zugekauften Strom und vermeidet es, Überschussstrom zu geringen Preisen an den Netzbetreiber abgeben zu müssen.

Diverse bereits heute von Österreichs Stromversorgern angebotene Tarife, die deutlich über dem Marktpreis liegen (z.B. EVN, VERBUND, TIWAG, Wienstrom etc.) verringern den Anreiz, eine hohe Eigendeckung zu erreichen.

Für die Gesamtwirtschaft bedeutet eine höhere Direktnutzung vor allem eine Entlastung der Stromsysteme, da Leistungskapazitäten frei werden.

Der vermiedene Stromzukauf verringert aber auch das Netznutzungsentgelt bzw. die Mehrwertsteuer, da diese pro vom Netz bezogener kWh berechnet wird. Weiters wird eine hohe Direktnutzung für die Netzbetreiber nachteilig, da die Netztarife in Abhängigkeit der gelieferten kWh bezahlt werden. Die Einnahmen für die Netzbetreiber verringern sich durch PV Eigennutzung, die Infrastruktur muss aber in gleicher Weise aufrechterhalten und betrieben werden. Dem gegenüber stehen eventuelle Netzausbaukosten, die bei großen PV Einspeisespitzen notwendig werden. Nach derzeitiger Gesetzeslage hat diese Netzausbaukosten aber der PV-Anlagenbetreiber zu bezahlen.

Alternativ zur modifizierten Tarifförderung könnte auch eine Investitionsförderung mit einer geplanten/errechneten Direktnutzungsquote verbunden werden. Die Kapitalbeschaffungskosten sind aber auch hier für die öffentliche Hand ein Kostenfaktor, der oft nicht eingerechnet wird.

2.8.3.4. Eventuelle Mehrkosten aufgrund unzureichender Förderungen:

Die genaue Berechnung der Förderhöhe für einen kosteneffizienten Betrieb von Photovoltaikanlagen ist eine komplexe Angelegenheit:

Die wesentlichsten Einflussfaktoren beim Investitions- und Zinskostenfördermodell sind nach den Anlagenkosten und der Möglichkeit der Direktnutzung auch die Entwicklung der allgemeinen Stromkosten (d.h. die Kosten, die ich erspare, da ich weniger Strom vom Netz zukaufen muss), die Möglichkeit der Direktnutzung, eine eventuelle Abnahme der Leistungsfähigkeit der Anlage über die Zeit (üblicherweise rechnet man mit 0,5% pro Jahr), die (im Allgemeinen sehr geringen) Betriebs- und Wartungskosten sowie eventuelle Kosten für Versicherung, Messung und Monitoring.

Beim Einspeisetarif sind die wesentlichsten Einflussfaktoren vorrangig die Leistungsfähigkeit der Anlage, weiters die oben erwähnten Betriebs- und Wartungskosten sowie Versicherung, Mess- und Monitoringkosten.

Für den Betreiber von GIPV-Immobilien gibt es mehrere Möglichkeiten, die eventuell entstehenden Mehrkosten auf die Benutzer umzulegen, die jedoch nicht alle gleich akzeptiert werden. Je nach Höhe der Förderung muss er auch eventuelle Mehrkosten an die Benutzer weitergeben: Besteht eine kostendeckende Förderung (wie in Deutschland, wo je nach Standort sogar Gewinne lukriert werden können), entfällt dieser Bedarf. Gibt es jedoch nur eine Zuschussförderung wie derzeit in Österreich, muss der Betreiber von GIPV-Immobilien die erhöhten Kosten weitergeben (bei genauer Rechnung erklärt sich das bei der Tarifförderung aus der Tatsache, dass nur 13 Jahre gefördert wird, im Gegensatz zu den 20 Jahren in Deutschland).

2.8.4. Empfehlungen für Fördermodelle mit Fokus auf Forcierung von GIPV-Marktmodellen

Folgende Aspekte sind aus gesamtwirtschaftlicher Sicht bei der Gestaltung von Fördermodellen zur Forcierung von Photovoltaik an Gebäuden zu berücksichtigen:

Kontinuität:

Wichtig für jedes Fördermodell ist es, Kontinuität aufzuweisen, da sich die Wirtschaft nur mit einer gewissen Reaktionszeit auf veränderte Marktbedingungen einstellen kann. Langfristige Unternehmensplanung kann nur dann eine Weichenstellung in Richtung Photovoltaik beinhalten, wenn es zumindest etwa 3-jährige Perioden ohne massive Änderungen der Fördersystematik gibt. Besonders nachteilig wirkt sich das Aussetzen von Förderungen aus, das – speziell mit einer Ankündigung über ein eventuell nachfolgend einzuführendes geändertes Fördermodell – nahezu immer zu einem völligen Markteinbruch führt.

Tarifförderung mit Anreizen für hohe Direktnutzung:

Speziell vor dem Hintergrund der aufzubringenden öffentlichen Finanzierung (bzw. auch der Finanzierung über den Strompreis) hilft dieses Modell Kosten einzusparen. Darüber hinaus versetzt es den Nutzer in die Lage, Optimierungspotentiale im eigenen Bereich zu suchen. Allein die intensive Beschäftigung mit der eigenen Stromerzeugung führt zu Stromeinsparungen [GSCHANES2010], Stromverlagerungspotentiale werden dabei ebenso genutzt.

Kredit-Zinsförderung:

Die Kredit-Zinsförderung ist im Allgemeinen mit einem hohen Verwaltungsaufwand verbunden, da laufend Beiträge geleistet werden müssen. Eine Option könnte sein, diese in die Wohnbauförderung zu integrieren.

Investitionsförderung:

Diese Art der Förderung führt im Vergleich zur derzeitigen Tarifförderung rascher zu einer wirtschaftlichen Amortisation der Anlagen. Sie ist aber für die öffentlichen Stellen eine teure Art der Förderung, da in kurzer Zeit viel Kapital aufgebracht werden muss.

Bewertung der unterschiedlichen Fördermodelle:

In der Phase der Kostengleichheit (Netzparität) sind jedenfalls Förderungen erforderlich, um die Kostenunterschiede zu anderen – vor allem zu fossil/atomaren Stromquellen – auszugleichen. Wenngleich bei diesen externe Faktoren oftmals nicht berücksichtigt werden, (z.B. Umweltauswirkungen, Krankheitserregungen, Entsorgung nuklearen Abfalls oder Versicherung bzw. Kosten nuklearer Unfälle) so sind in einer betriebswirtschaftlichen Rechnung die Mehrkosten zu substituieren.

Jedes Modell, das darüber hinaus Anreize setzt, das Verhalten des Anlagenbetreibers dauerhaft zu beeinflussen, ist gegenüber einem, das eine einmalige Investitionsförderung gibt („cash and forget“), im Sinne der anzustrebenden Verhaltensänderung zu begrüßen. Als vorteilhaft betreffend Wartung und Betriebsoptimierung haben sich besonders diejenigen Modelle erwiesen, die einen erhöhten Einspeisetarif vorsehen (feed-in tariff), weil dabei die Rückzahlungsgeschwindigkeit wesentlich von der Instandhaltungs-Qualität und andauernden Leistungsfähigkeit der Anlage abhängt. Dass damit das generelle Energiebewusstsein der Besitzer beeinflusst wird, wurde in diversen Studien nachgewiesen, z.B. [GSCHANES2010].

2.9. Darstellung und Bewertung ausgewählter Fallbeispiele

2.9.1. Darstellung der ausgewählten Bauprojekte

Zur Auswahl der Beispielprojekte:

Ausgewählt wurden zum Vergleich ein Wohn- und ein Bürobauprojekt in Wien. Anspruch dieser Auswahl war zum einen sehr unterschiedliche Szenarien darzustellen und gleichzeitig mit konkreten Projekten zu arbeiten, die durchwegs als repräsentativ für den aktuellen Immobilienmarkt in ihrem Segment angesehen werden können.

Also unterscheiden sich die beiden Projekte natürlich einmal hinsichtlich Ihrer Nutzung (Büro/Wohnen). Aber auch die Größendimension stellt einen erheblichen Unterschied dar: Das Wohnbauprojekt verfügt in etwa über die sechsfache Gesamtfläche des Bürobauprojektes. Wohnbauprojekte dieser Dimension werden in Wien durchaus häufig geplant und realisiert, auch schon im Passivhausstandard wie das gegenständliche Vorhaben.

Was PV-Auslegung und die energetische Optimierung betrifft so hat der kleinere Bürobau deutlich die Nase vorne: Das gesamte Gebäude soll sehr ambitioniert zum einem Plus-Energie-Gebäude werden und die PV-Anlage ist so dimensioniert, dass sie in der Jahresbilanz praktisch den gesamten Stromverbrauch der Immobilie exkl. NutzerInnenbedarf decken kann. Für dieses Projekt liegen uns aufgrund der begleitenden Untersuchungen sehr genaue Schätzungen für den Stromverbrauch in der Immobilie und die Aufteilung zwischen Allgemeinstrom und NutzerInnenbedarf vor. Die PV-Anlage im Wohnbauprojekt ist trotz der erheblichen Größe der Wohnhausanlage kleiner als jene im Bürogebäude. Allerdings entspricht diese eher der derzeit am Markt realistisch geplanten Dimension. Das Wohnbauprojekt ist mit Passivhaustechnologie (z.B. kontrollierte Wohnraumlüftung mit Wärmerückgewinnung) ausgestattet. Somit dürfte auch dort ein Allgemeinstrombedarf gegeben sein, der deutlich über jenem im Altbestand liegen wird. Allerdings liegen für dieses Bauprojekt keine detailliert ermittelten Stromverbrauchswerte vor. Aus diesem Grund arbeiten wir hier mit den Verbrauchsannahmen aus der Sun-Power-City-Studie (SUNPOWERCITY 2010), die unseren Analysen und Berechnungen auch sonst zu Grunde liegen und haben für die Aufteilung von Allgemeinstrom und NutzerInnenbedarf fachlich belastbare Werte angenommen.

Erwähnt werden muss natürlich, dass in der Praxis das tatsächliche Verbrauchsverhalten durch außergewöhnliches Verhalten von NutzerInnen erheblich von den unterlegten Durchschnittswerten und Simulationen abweichen kann.

Beispiel 1: Wohnbauprojekt Wien

Beim gegenständlichen Wohnbauprojekt handelt es sich um eine große Wohnhausanlage in Wien in einer Baulücke. Die Projektdaten können folgender Maßen zusammen gefasst werden:

- Rund 320 Wohneinheiten in 5 Baublöcken mit 6 Geschößen
- Auf einem Block soll eine PV-Anlage mit einer geschätzten Leistung von 100 kW_{peak} errichtet werden. Dafür stehen 800 m² Flachdachfläche zur Verfügung. Die Anlage ist

noch nicht im Detail geplant kann aber leicht nach Süd bzw. Süd-Süd-West ausgerichtet werden.

- Da es sich um eine reine Dachanlage in einem Quartier mit einheitlichen Bauhöhen handelt, ist keine relevante Verschattungsproblematik gegeben.
- Die Wohnhausanlage soll im Passivhausstandard ausgeführt werden, eine kontrollierte Wohnraumlüftung mit Wärmerückgewinnung ist eingeplant.
- Gesamtfläche: rund 47.000 m²

Beispiel 2: Bürobauprojekt Wien

Beim gegenständlichen Bürobauprojekt handelt es sich um Bürohausanlage mittlere Größe in Wien in einem Stadtentwicklungsgebiet. Die Projektdaten können folgender Maßen zusammen gefasst werden:

- Rund 4.900 m² Bürofläche in einem Baublock, Erweiterung um zusätzliche Blöcke möglich
- Auf dem gesamten Dach und Teilen der Fassade soll eine PV-Anlage mit einer geschätzten Leistung von 126 kW_{peak} errichtet werden. Die Anlage am Dach wird aufgeständert und auch die Anlage auf Teilen der Fassade wird im Winkel von 60-Grad geneigt ausgeführt, um die Erträge zu erhöhen.
- Verschattungsverluste ergeben sich auf den Fassaden durch kommende Bauprojekte im Umfeld, sowie auf dem Dach durch die wechselseitige Verschattung der Module. Diese Verluste sind auf Basis einer dynamischen Simulation berücksichtigt.
- Die Büroanlage soll als Plus-Energie-Gebäude ausgeführt werden, eine kontrollierte Wohnraumlüftung mit Wärmerückgewinnung und Klimatisierung/Kühlung ist eingeplant. Insbesondere die Kühl-Last wird gut mit der PV-Stromproduktion korrelieren, diese macht jedoch nur 13,5 % des Gesamtstrombedarfes in der Jahresbilanz aus.
- Gesamtfläche: rund 7.500 m²

2.9.2. Berechnungen und Darstellung der Ergebnisse

In den Berechnungen wurde nun besonders die Nutzung der Stromerträge für die Immobilie selbst untersucht. Dabei wurde eine Investitionsförderung von 40 % mit berücksichtigt (bei einem Höchstwert von 100.000 Euro pro Anlage).

Die jeweiligen Direktnutzungsgrade (zeitgleicher Verbrauch der PV-Produktion in der Immobilie) wurden aus den Simulationen in der SunPowerCity-Sudie (vgl.

SUNPOWERCITY2010, S) abgeleitet und in Folge für die konkreten Fallbeispiele leicht angepasst.¹¹

¹¹ vgl. SUNPOWERCITY2010, Kapitel 2.4, Seite 21ff

	Fallbeispiel 1: Wohnbauprojekt Wien	Fallbeispiel 2: Bürobauprojekt Wien
BGF oberirdisch in m ²	36.337,58	6.600,00
BGF unterirdisch in m ²	11.412,51	900,00
Mietfläche in m ²	22.816,86	4.900,00
Energiebezugsfläche in m ²	47.750,09	7.500,00
Angenommener Stromverbrauch in kWh pro m ² und Jahr	25,00	32,80
Stromanteil NutzerInnen in %	60,00%	45,73%
Stromanteil Allgemeinversorgung in %	40,00%	54,27%
Stromverbrauch gesamt in kWh	1.193.752	246.000
Stromverbrauch Allgemeinstrom in kWh	477.501	133.500
Stromverbrauch NutzerInnen in kWh	716.251	112.500
PV-Flächen	800 m ²	1009 m ²
Leistung der PV-Anlage in kW _{peak}	100	126,1
Stromertrag pro Jahr gesamt in kWh	98.149	127.790
Deckung des Stromverbrauches in der Jahresbilanz	8,22%	51,95%
Stromdeckung in der Jahresbilanz nur bezogen auf den Allgemeinstrombedarf	20,55%	95,72%
angenommener Direktnutzungsgrad bei Allgemeinstrom- und NutzerInnenversorgung	90,00%	70,00%

angenommener Direktnutzungsgrad bei reiner Allgemeinstromversorgung	75,00%	40,00%
geschätzte Errichtungskosten für schlüsselfertige Anlage Stand September 2011	280.000	352.800
Investitionsförderung von 40 % (max. 100.000)	100.000	100.000
Erlöse bzw. gegengerechnete externe Strombezugskostenersparnis pro in die Immobilie gelieferte kWh	18 ct/kWh	18 ct/kWh
Erlöse aus Überschussabnahme durch ein EVU pro kWh	10 ct/kWh	10 ct/kWh
Amortisationszeit in Jahren bei		
• reiner Allgemeinstromversorgung	18 Jahre	> 25 Jahre
• bei NutzerInnen- und Allgemeinstromversorgung	16 Jahre	21 Jahre
• bei ausschließlicher Lieferung an EVU	> 25 Jahre	> 25 Jahre
Ergebnis bei Fremdkapitalfinanzierung und maximaler Rückzahlung nach 25 Jahren		
• reiner Allgemeinstromversorgung	149.905	-70.758
• bei NutzerInnen- und Allgemeinstromversorgung	214.102	113.742
• bei ausschließlicher Lieferung an EVU	-202.489	-321.022

Abbildung 67: Darstellung und Vergleich von Daten und Berechnungen für die beiden ausgewählten Fallbeispiele

Die Ergebnisse oben zeigen nochmals, dass das Bürobauprojekt sein Ziel, den Allgemeinstrombedarf in der Gesamtjahresbilanz rein aus PV zu decken mit einer Gesamtdeckung von 96 % in der Jahresbilanz für dieses Stromverbrauchssegment praktisch erreicht. Gleichzeitig aber sinkt mit dieser hohen Quote die zeitgleiche wirtschaftliche Direktnutzung des erzeugten Stromes in der Immobilie auf etwa 40 % ab, wodurch sich das betriebswirtschaftliche Ergebnis massiv verschlechtert. Denn nur ein geringerer Teil des erzeugten Stromes könnte in diesem Fall mit dem höheren EndkundInnenpreis inkl. Systemnutzungstarife gegen gerechnet werden. Auf dieser Basis gelingt es nicht

eine Amortisation für die Anlage innerhalb von 25 Jahren zu erreichen, das Kapitalergebnis ist in diesem Fall nach 25 Jahren deutlich negativ. Gelingt es allerdings auch die NutzerInnen der Büroimmobilie mit zu versorgen, so wird das Ergebnis in diesem Fall nach 25 Jahren deutlich positiv und die Investition erreicht eine Amortisationszeit von 21 Jahren. An dieser Stelle muss jedoch ausgeführt werden, dass eine wirtschaftliche Versorgung der NutzerInnen, wie in Kapitel 2.3 beschrieben, energierechtlich zum Beispiel über ein Hausinternes Netz nicht gedeckt ist. Somit steht dieses Projekt vor deutlichen rechtlichen und wirtschaftlichen Herausforderungen.

Wesentliche leichter dagegen lässt sich das Vorhaben einer PV-Anlage im Wohnbauprojekt umsetzen. Die Anlage ist in Relation zum Stromverbrauch der Immobilie deutlich kleiner ausgeführt und erreicht selbst bei reinem Bezug auf den Allgemeinstrombedarf nur eine Deckung von 20 % in der Jahresbilanz. Bei einem solch niedrigen Wert ist eine zeitliche Direktnutzung des PV-Stromes mit 70 % eher noch niedrig angenommen. In diesem Fall kann eine Amortisationszeit von 18 Jahren errechnet werden und nach 25 Jahren liegt das positive Ergebnis für diese Anlage bei 150.000 Euro. Wäre es möglich – derzeit ist dies rechtlich ja nicht der Fall – auch die MieterInnen der Wohnhausanlage direkt aus der PV-Anlage mit zu versorgen, so reduziert sich die Amortisationszeit auf 16 Jahre und das Ergebnis übersteigt nach 25 Jahren die 200.000 Euro.

Gleichzeitig muss aber noch berücksichtigt werden, dass GebäudeeigentümerInnen keine rechtliche Möglichkeit haben, den selbst erzeugten PV-Allgemeinstrom über die Betriebskosten abzurechnen. Die PV-Anlage stellt eine Investition dar, die nicht über den laufenden Betrieb abgerechnet werden darf (siehe Kapitel 2.3.). Somit bleibt den Gebäudebetreibern nichts anderes übrig, als diese Kosten auf die Miete aufzuschlagen, oder sie übergeben den Investitionsaufwand an Contracting-PartnerInnen, wofür EVU in Frage kommen können.

Eine PV-Anlage auf einer Immobilie, die wirtschaftlich gesehen (verrechnungstechnisch) nicht an das Haus sondern nur an ein EVU liefert ist, wie in der Tabelle oben aufgezeigt, in keinem der Fälle wirtschaftlich – außer der Strom würde mit geförderten Ökostromtarifen in das öffentliche Netz eingespeist. In diesem Fall würden sich jedoch langfristig konzipierte Business-Modelle für auf Immobilienebene eher erübrigen und wir müssen davon ausgehen, dass die geförderten Ökostromtarife künftig auslaufen werden.

2.9.3. Zusammenfassung und Bewertung der Fallbeispiele

Die obigen Ergebnisse legen nahe, dass eine ambitionierte Dimensionierung in Richtung Plus-Energie mittels PV nicht unbedingt zu den wirtschaftlich besseren Ergebnissen führt, in Wahrheit verhält es sich speziell vor dem Hintergrund der bestehenden Rechtslage eher umgekehrt. Da der PV-Strom rechtlich abgesichert nur in die Allgemeinstromversorgung und nicht an die MieterInnen fließen kann,

sind eher kleinere Anlagen von Vorteil, die nur einen Teil des Allgemeinstrombedarfes in der Jahresbilanz produzieren können und somit eine hohe zeitliche Direktnutzung erreichen. Somit kommen wir im großen Wohnbauprojekt mit kleinerer PV-Anlage zu viel besseren wirtschaftlichen Ergebnissen als im kleineren Bürobauprojekt mit größerer PV-Anlage, obwohl in moderne energieeffizienten Bürobauten an sich ein höherer Allgemeinstrombedarf (Passivhaustechnologie) und eine höhere Direktnutzung (Tagesbetrieb) zu erwarten wäre. Der entscheidende Punkt ist hier jedoch der massive Unterschied in der Dimensionierung der Anlagen.

3. Ergebnisse und Schlussfolgerungen

3.1. Bewertung der festgelegten sechs Typen für GIPV-Marktmodelle auf Basis der einzelnen Analysen

3.1.1. Schlussfolgerungen aus der rechtlichen Analyse

Sachenrechtliche Zuordnung der PV-Anlage

Gebäudeintegrierte Anlagen stehen – wenn sie mit dem Gebäude eine so enge Bindung aufweisen, dass sie tatsächlich nicht oder nur durch eine unwirtschaftliche Vorgangsweise abgesondert werden können – als unselbständige Bestandteile des Gebäudes zwingend im Eigentum des Gebäudeeigentümers. Aufgeständerte Auf-Dach-Anlagen können auch im Eigentum einer anderen Rechtsperson stehen.

Modell 5

Wenn im Modell 5 ein Energieunternehmen als Contractor eine GIPV-Anlage errichtet, finanziert und betreibt, muss im Wege eines schuldrechtlichen Bestandvertrags mit dem Gebäudeeigentümer ein Nutzungsrecht an der Gebäudefläche (Pachtvertrag) begründet werden. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, das Nutzungsrecht sachenrechtlich durch Vereinbarung einer persönlichen Dienstbarkeit (Fruchtgenussrecht) absichern zu lassen. Damit fallen das Nutzungsrecht und die Einnahmen dem Bestandnehmer bzw. Fruchtgenussberechtigten zu. Auch im Fall einer aufgeständerten Auf-Dach-Anlage wird das Nutzungsrecht durch eine schuldrechtliche Vereinbarung (Pachtvertrag) zwischen dem Gebäudeeigentümer und dem Betreiber der PV-Anlage begründet.

Modell 6

Die Liegenschaft (Wohnbau mit Eigentumswohnungen) steht im Miteigentum mehrerer Personen (Wohnungseigentümer). Alle Miteigentümer der Liegenschaft sind entsprechend ihrem Eigentumsanteil Miteigentümer der PV-Anlage, die einen unselbständigen Bestandteil der Liegenschaft (GIPV) darstellt. Im Fall der PV-Anlage als selbständigem Bestandteil (aufgeständerte Auf-Dach-Anlage) kann das Eigentum an den einzelnen Modulen den jeweiligen Wohnungseigentümern auch eigentumsrechtlich zugeordnet werden.

Energierrechtliche Einstufung und energierechtliche Pflichten

Alle Modelle

Die PV-Anlage ist eine Erzeugungsanlage im Sinn des Energierechts; der Betreiber der Anlage benötigt für die Errichtung und den Betrieb der Anlage eine elektrizitätsrechtliche Errichtungs- und Betriebsgenehmigung nach dem jeweiligen Landes-Ausführungsgesetz. Bei Einspeisung des produzierten Stroms ins öffentliche Netz treffen den Betreiber der Erzeugungsanlage die in § 66 ElWOG genannten Pflichten.

Modelle 1-5

Für die energierechtliche Einstufung des gebäudeinternen Leitungsnetzes, mit dem der in der gebäudeeigenen PV-Anlage erzeugte Strom sowie allenfalls von einem weiteren Lieferanten aus dem öffentlichen Netz gelieferter Strom zum Endverbraucher transportiert wird, gibt es nur zwei Varianten: Entweder es handelt sich dabei um eine Kundenanlage oder um öffentliches Netz. Dies deshalb, weil eine Einstufung als Direktleitung oder als geschlossenes Verteilernetz jedenfalls auszuschließen ist (beide Varianten scheiden für Haushaltskunden bzw. in einer Wohnhausanlage von vornherein aus, zudem darf es bei Direktleitungen zu keinem unmittelbaren Stromaustausch mit dem öffentlichen Netz kommen, geschlossene Verteilernetze verlangen einen gemeinsamen übergeordneten Geschäftszweck, der über bloße Vermietungs- und Verpachtungsverhältnisse hinausgeht). Die Frage, unter welchen Voraussetzungen ein Leitungsnetz als Kundenanlage zu qualifizieren ist, ist allerdings weder im EIWOG noch in der EBRL 2009/72/EG geregelt und es liegt auch keine veröffentlichte österreichische Rechtsprechung vor.

Wäre eine Einstufung als Kundenanlage unzulässig, würde das gebäudeinterne Leitungssystem dem für öffentliche Netze geltenden Regulierungssystem unterliegen. Damit bestünde ein Konzessionserfordernis für den Betrieb des Verteilernetzes, aufgrund des Gebietsmonopols des örtlichen Verteilernetzbetreibers aber auch ein Konzessionshindernis. Außerdem wäre von den Netzbenutzern das Systemnutzungsentgelt zu entrichten, womit eine wesentliche Basis für interessante Geschäftsmodelle fehlen würde. Im Fall einer Kundenanlage müssten der Gebäudeeigentümer und der Betreiber der PV-Anlage auch nicht als Stromhändler bzw. Lieferant bzw. Versorger bzw. Elektrizitätsunternehmen im Sinne des EIWOG qualifiziert werden, weshalb auch die nach dem EIWOG einschlägigen Verpflichtungen nicht relevant wären.

Im neuen dt EnWG ist eine Definition zum Begriff der Kundenanlage enthalten. Die Beurteilung der in der vorliegenden Studie festgelegten Typen für GIPV-Marktmodelle erfolgt hilfsweise nach den in den Erläuterungen zum neuen dt EnWG enthaltenen Kriterien. Nach diesen Kriterien kommt die Einstufung eines hausinternen Leitungsnetzes als Kundenanlage dann in Betracht, wenn

- die Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher auf eine geringe Anzahl von Personen beschränkt ist
- die geografische Ausdehnung eng begrenzt ist (Hausanlagen innerhalb von Gebäuden oder Gebäudekomplexen stellen in der Regel Kundenanlagen dar)
- die durchgeleitete Energiemenge gering ist
- das Leitungsnetz jedem Netznutzer des vorgelagerten Energieversorgungsnetzes bzw. den an die Anlage angeschlossenen Letztverbrauchern unentgeltlich und diskriminierungsfrei zur Verfügung gestellt wird und jeder angeschlossene Letztverbraucher die Möglichkeit hat, seinen Energielieferanten frei zu wählen (Exklusivitätsvereinbarungen führen daher dazu, dass keine Kundenanlage gegeben ist).

Die Beurteilung nach den in den Erläuterungen zum neuen deutschen EnWG enthaltenen Kriterien erscheint zulässig, da für die Frage der Abgrenzung zwischen Kundenanlage und öffentlichem Netz im Hinblick auf die Grundsätze der EBRL keine nationalen Unterschiede bestehen können. Für eine Umsetzung der Modelle in Österreich besteht aber – solange keine Rechtsprechung des EuGH vorliegt, das die neuen deutschen Kriterien bestätigt, und das EIWOG keine ausdrückliche Regelung zur Kundenanlage enthält – das Risiko, dass ein Leitungssystem, das die Kriterien des deutschen EnWG erfüllt, trotzdem nicht als Kundenanlage einzustufen ist, sondern dem energierechtlichen Regulierungssystem unterliegt.

Der Beschluss 202 EnWG 1/10 vom 27.05.2010 des OLG Stuttgart hat außerdem als entscheidendes Kriterium für die Qualifikation eines Leitungsnetzes als Kundenanlage erkannt, dass – bei Versorgung der Mieter mit gebäudeeigenem PV-Strom – die Stromversorgung pauschal im Mietzins inkludiert ist (also keine verbrauchsabhängige Abrechnung nach Tarifen vorliegt). Dieses Kriterium wird in den Erläuterungen zum neuen deutschen EnWG nicht genannt, es ist aber nicht auszuschließen, dass der EuGH ebenfalls darauf abstellen könnte, dass die Stromversorgung nicht als selbständige verbrauchsabhängige Leistung in Erscheinung tritt.

Für die in den Modellen 1,2 und 5 optional sowie in den Modellen 3 und 4 jedenfalls vorgesehene Einbindung von Mietern in die PV-Stromversorgung besteht daher eine Rechtsunsicherheit bezüglich der energierechtlichen Einstufung des gebäudeinternen Leitungsnetzes. Weiters kann in diesen Fällen von keiner verbrauchsgenauen Abrechnung nach kWh ausgegangen werden. Angedacht werden kann eine Abrechnung über den Mietzins (Mieter werden Teil der Hausstromversorgung) nach Pauschaltarifen, die eventuell ein Bonus/Malus-System für Mehr- und Weniger-Verbrauch enthält.

Modelle 3 und 4:

Aus den Kriterien für eine Kundenanlage nach dem deutschen EnWG ergibt sich, dass jeder angeschlossene Letztverbraucher die Möglichkeit haben muss, seinen Energielieferanten frei zu wählen. Bei Vorliegen eines Anschlusszwangs kann das gebäudeinterne Leitungsnetz, mit dem der PV-Strom und der über einen einzigen Zählpunkt aus dem öffentlichen Netz bezogene Strom transportiert werden, nicht als Kundenanlage qualifiziert werden. Eine verpflichtende Einbindung aller Mieter in die PV-Stromversorgung (Anschlusszwang) würde daher bewirken, dass die Anlage als Teil des öffentlichen Netzes dem energierechtlichen Regulierungssystem unterliegen würde.

Modell 6:

Betreiber der jeweiligen PV-Anlage und Erzeuger im Sinne des EIWOG ist der einzelne Wohnungseigentümer. Im Übrigen besteht keine spezielle energierechtliche Problemstellung, da jeder Wohnungseigentümer über einen eigenen Zählpunkt Strom aus dem öffentlichen Netz von einem Lieferanten seiner Wahl bezieht.

Vertragsrechtliche Rahmenbedingungen für Stromlieferverträge (Kündbarkeit bzw. Bindungsdauer von Stromlieferverträgen)

Aus dem allgemeinen Grundsatz der Vertragsfreiheit ergibt sich, dass die Vertragsdauer zwischen den Vertragsparteien frei vereinbart werden kann. Verbraucher werden jedoch von schwer auflösbaren, überlangen Vertragsbindungen geschützt. Verträge über die Lieferung von Energie werden ausdrücklich vom Konsumentenschutzgesetz erfasst. § 15 Abs 1 des Konsumentenschutzgesetzes räumt Verbrauchern das Recht ein, auf unbestimmte oder ein Jahr übersteigende Zeit abgeschlossene Verträge nach einem Jahr jeweils zum Ablauf eines halben Jahres kündigen zu können.

Abweichende Kündigungsfristen und daher eine längere Bindungsdauer können vereinbart werden, wenn die Erfüllung des Vertrags erhebliche Aufwendungen eines Unternehmers erfordert und der Unternehmer dies dem Verbraucher spätestens bei der Vertragsabschließung bekannt gegeben hat. Ob diese Voraussetzung im Fall der Lieferung von PV-Strom aus einer gebäudeeigenen PV-Anlage erfüllt ist, ist zweifelhaft und es liegt dazu bislang keine einschlägige Rechtsprechung vor.

Modelle 1 und 3

Für Stromlieferverträge zwischen dem Betreiber der PV-Anlage (Gebäudeeigentümer/Vermieter bzw. Energieunternehmen in Modell 3a) und versorgten Büromieter wird – die Unternehmereigenschaft des Vermieters vorausgesetzt – im Regelfall davon auszugehen sein, dass das KSchG mangels Verbrauchereigenschaft der beteiligten Vertragspartner nicht anzuwenden ist. Die Vertragsbestimmungen unterliegen nur der allgemeinen Sittenwidrigkeitskontrolle gemäß § 879 ABGB. Eine langfristige Bindung des Mieters an einen Stromanbieter ist daher vertragsrechtlich möglich. Eine solche Bindung könnte im Wege des Mietvertrags hergestellt werden, indem das Mietrecht an den Abschluss und die Aufrechterhaltung eines bestimmten Stromliefervertrags gekoppelt wird.

Modelle 2 und 4

Für Stromlieferverträge zwischen dem Betreiber der PV-Anlage (Gebäudeeigentümer/Vermieter bzw. Energieunternehmen in Modell 4a) und versorgten Wohnungsmieter ist – die Unternehmereigenschaft des Vermieters vorausgesetzt und sofern es sich um private Wohnungen handelt – das KSchG anzuwenden. Aufgrund der zwingend geregelten Kündigungsfristen und Kündigungsfristen ist eine langfristige Bindung des Mieters an einen Stromanbieter in einem Stromliefervertrag selbst nicht möglich. Strittig ist, ob eine solche Bindung im Wege des Mietvertrags (was bei Inkludierung der Stromlieferung als Nebenleistung im Mietvertrag ohnedies zum Tragen kommen würde) hergestellt werden kann, indem das Mietrecht an den Abschluss und die Aufrechterhaltung eines Stromliefervertrags an einen bestimmten Stromlieferanten gekoppelt wird. In der rechtswissenschaftlichen Literatur werden dazu divergierende Meinungen vertreten. Rechtsprechung liegt dazu bislang keine vor, sodass eine solche Konstruktion einstweilen nicht für unzulässig angesehen werden muss; es besteht jedoch das Risiko, dass eine solche Konstruktion von der Rechtsprechung zukünftig für unzulässig erklärt wird.

Modell 5

Für den zwischen dem Betreiber der PV-Anlage (Energieunternehmen) und dem Gebäudeeigentümer abgeschlossenen Stromliefervertrag wird im Regelfall davon auszugehen sein, dass das KSchG mangels Verbrauchereigenschaft des Eigentümers des Gebäudes nicht anzuwenden ist. Die Vertragsbestimmungen unterliegen daher nur der allgemeinen Sittenwidrigkeitskontrolle gemäß § 879 ABGB.

Für die Stromlieferverträge mit den Mietern gelten die bei den Modellen 1 und 3 bzw. 2 und 4 dargestellten Voraussetzungen.

Modell 6

Hier liegen keine besonderen vertragsrechtlichen Problemstellungen vor.

Mietrechtliche Rahmenbedingungen – Kosten für Errichtung, Betrieb und Erhaltung der Anlage, Entgelt für die Stromlieferung

Modelle 1-5

Ausschlaggebend für die rechtlichen Vorgaben aus dem Mietrechtsgesetz für Finanzierung der Errichtung, Erhaltung und Betrieb der PV-Anlage und die Einstufung des Entgelts für die Stromlieferung an die einzelnen Mieter ist, ob es sich um eine Gemeinschaftsanlage im Sinn des § 24 MRG handelt. Dies ist gegeben, wenn es jedem Mieter des Hauses aufgrund des Mietvertrags oder einer anderen Vereinbarung rechtlich freisteht, die Anlage – gegen Beteiligung an den Kosten des Betriebs – zu benutzen. Im Vollenwendungsbereich des MRG ergeben sich daraus die folgenden Konsequenzen.

- Den Vermieter trifft gemäß § 3 Abs 2 Z 3 MRG die Erhaltungspflicht für die Gemeinschaftsanlage. Die Erhaltungskosten sind nach Maßgabe des § 3 MRG vom Vermieter zu tragen.
- Die Kosten für den Betrieb der Gemeinschaftsanlage können – wenn keine andere Vereinbarung getroffen wurde – im Verhältnis der Nutzflächen auf die Mieter aufgeteilt werden.
- Kosten für Stromverbrauchsanlagen der allgemeinen Teile des Hauses werden in den Betriebs- (nur Beleuchtung) bzw. Bewirtschaftungskosten abgebildet. In diesen dürfen den Mietern vom Vermieter keine Kosten verrechnet werden, die bei vernünftiger Wirtschaftsführung üblicherweise nicht aufgewendet werden. Sie sind im Sinn des § 24 MRG am Maßstab der ortsüblichen Verhältnisse zu messen. Die in den Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten verrechneten Preise für den Allgemeinstrombedarf des Gebäudes müssen sich daher im Rahmen ortsüblicher Verhältnisse bewegen.
- Ist zwischen dem Vermieter und dem Mieter eine Stromlieferung vereinbart, ist das den Mietern verrechnete Entgelt für die Stromlieferung nach der Rspr als Entgelt für sonstige Leistungen gemäß § 25 MRG zu qualifizieren und damit ein besonderer Mietzinsbestandteil. Für das Entgelt besteht das Erfordernis der Angemessenheit. Der Stromlieferung an die Mieter können somit keine höheren Strompreise als die

ortsüblichen zugrunde gelegt werden. Eine Abrechnung des Entgelts über die Betriebskosten ist jedenfalls unzulässig.

Modelle 1 und 2

Die nachträgliche Errichtung einer PV-Anlage an einem Gebäude ist mietrechtlich als Verbesserungsmaßnahme einzustufen, deren Kosten der Vermieter zu bestreiten hat. Eine Verrechnung an die Mieter über die Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten ist unzulässig. Handelt es sich um eine Gemeinschaftsanlage und um eine als nützlich zu bewertende Verbesserung im Sinn des § 4 MRG, können die Errichtungskosten aus der Mietzinsreserve gedeckt werden. Zu beachten ist jedoch, dass es sich bei der Mietzinsreserve nur um eine reine Rechnungsgröße handelt und nicht etwa um ein Sondervermögen. Bestreitet der Vermieter die Kosten für die Errichtung aus der Mietzinsreserve und liegen aber die Voraussetzungen des § 4 MRG nicht vor, so trägt der Vermieter das Risiko, dass seine Erhaltungs- und Verbesserungspflicht in Bezug auf andere Maßnahmen dadurch nicht reduziert wird. Auch der sogenannte Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag gemäß § 45 MRG ist kein geeignetes Instrument zur Finanzierung einer PV-Anlage, da der Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag gemäß § 45 MRG nur dazu dient, extrem niedrige Mietzinsvereinbarungen zumindest geringfügig anzuheben.

Für den Vermieter bzw. Gebäudeeigentümer, der im Bestand in eine PV-Anlage investiert, gibt es somit keine Möglichkeit, selbständig zu einer Refinanzierung der PV-Anlage zu kommen. (Theoretisch könnten die Investitionskosten in den Mietzins einkalkuliert werden, einer nachträglichen Mietzinserhöhung werden die bestehenden Mieter aber vermutlich nicht zustimmen, zudem ist der Mietzins im Vollenwendungsbereich des MRG nach Richtwert begrenzt.) Selbst eine Refinanzierung über Stromabsatz im Gebäude ist nur bedingt möglich, nämlich nur dann, wenn für den Bezug des gebäudeeigenen PV-Stroms für den Allgemeinstrombedarf Stromkosten nachgewiesen und so in den Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten verrechnet werden können. Dafür ist für den Gebäudeeigentümer letztlich ein Contractor, der ihm den PV-Strom verkauft, von Vorteil bzw. eventuell sogar erforderlich (was dann dem Modell 5 entspricht).

Modelle 3 und 4

Der Gebäudeeigentümer hat die Möglichkeit, die Investitionskosten für die Errichtung der PV-Anlage von vornherein in den Mietzins einzukalkulieren (dabei ist aber zu berücksichtigen, dass der Mietzins im Vollenwendungsbereich des MRG nach Richtwert begrenzt ist). Für Erträge aus dem Absatz von PV-Strom für den Allgemeinstrombedarf, die per Abrechnung in den von den Mietern zu tragenden Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten erzielt werden, sind nachgewiesene ortsübliche Kosten Voraussetzung. Hinsichtlich der Nachweisbarkeit bietet eine Contracting-Lösung entsprechend den Modellen 3a und 4a einen Vorteil. Für Erträge aus dem Absatz von PV-Strom für Nutzerstrombedarf kann in die Mietverträge ein besonderer Mietzinsbestandteil für die Lieferung von PV-Strom (Strom-Pauschale) integriert werden.

Modell 6

Hier haben die mietrechtlichen Rahmenbedingungen keine Relevanz.

Abgaben**Modelle 1-6**

Die Stromlieferung unterliegt der Abgabepflicht nach dem Elektrizitätsabgabegesetz im Ausmaß von 0,015 EUR/kWh. Auch der Verbrauch von in einer eigenen Anlage erzeugtem Strom unterliegt der Elektrizitätsabgabe.

3.1.2. Schlussfolgerungen aus der energiewirtschaftlichen AnalyseNetzverträglichkeit

Photovoltaik gibt – wie andere erneuerbare Energietechnologien – ungleichmäßig Energie ab. Da die gesamte installierte Leistung von ungleichmäßig einspeisenden Kraftwerken rasch wächst, wird der effiziente Betrieb des Stromnetzes erschwert. Für die Beurteilung von Marktmodellen für GIPV-Mehrparteien-Immobilien ist aus energiewirtschaftlicher Sicht daher primär die Frage der Netzverträglichkeit ausschlaggebend.

Modelle 1, 2, 5 und 6

Diese Modelle gehen von einer 20% Deckung des Allgemeinstrombedarfs – oder bei Mietereinbindung des Gesamtstrombedarfs – der Immobilie (bzw. bei Modell 6 des Nutzerstrombedarfs) aus PV-Strom aus. Damit sind hohe Direktnutzungen von 40-70% (im Wohnbau) bzw. 50-80% (im Bürobau) anzunehmen. Daher gehen auch nur relativ geringe PV-Strom-Überschüsse ins Netz. In diesen Szenarien ist keine Überschreitung der maximalen Netzlast und somit kein Problem mit der Netzverträglichkeit zu erwarten.

Modelle 3 und 4

Diese Modelle gehen von einer 100% Deckung des Gesamtstrombedarfs der Immobilie aus. Damit sind geringere Direktnutzungen von max. 50% anzunehmen. Große PV-Strom-Überschüsse gehen ins Netz. In diesen Szenarien kann es zu Überschreitungen der maximalen Netzlast kommen und es sind somit Probleme mit der Netzverträglichkeit zu erwarten (z.B. an einem Sonntagnachmittag in der Sommerurlaubszeit besteht kein Eigenbedarf und die gesamte erzeugte Leistung geht ins Netz).

In diesen Fällen wäre es sinnvoll, die größten Spitzen abzuregeln, d.h. die PV-Anlage bei einer gewissen Einspeiseleistung zu begrenzen. In Österreich ist dies auf Basis der derzeitigen gesetzlichen Grundlagen (Anrecht auf Einspeisung) nicht möglich und wäre neu zu regeln. Die neue deutsche Niederspannungsrichtlinie (Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb – VDE-AR 4105), die am 1.7.2011 veröffentlicht wurde, sieht genau dies vor. Mit einer solchen Regelung würden für den PV-Anlagenbetreiber nur geringe Einbußen bei der ins

Netz eingespeisten Energie entstehen, insgesamt könnte aber wesentlich mehr Energie aus dezentralen PV-Anlagen im Netz ermöglicht werden.

Vertrieb von Überschüssen auf Hot Spot- bzw. Ausgleichsregelenergiemärkten

Modelle 3 und 4

Für eine 100% Deckung des Gesamtstrombedarfs der Immobilie sind PV-Anlagen mit großen Erzeugungskapazitäten notwendig, die jedoch nur zu max. 50% direkt im Gebäude genutzt werden können. Aufgrund der verfügbaren hohen PV-Strom-Überschüsse kann ein Vertrieb am Ausgleichsenergiemarkt in Erwägung gezogen werden. Um die Voraussetzungen für den Markteintritt erfüllen zu können (kleinste Losgröße für Angebote liegt bei 10 MW), ist jedenfalls eine Pooling mehrerer Anlagen notwendig. Aufgrund des Risikos der Nichterfüllung des Angebots empfiehlt es sich, Photovoltaik nicht alleine anzubieten, sondern im Verband mit verschiedenen anderen Energiequellen. Zu beachten ist, dass aufgrund der größer werdenden PV-Erzeugung und der damit einhergehenden Nivellierung von Spitzenzeiten die Spotmarktpreise sinken.

Modelle 3a und 4a

Der Zugang zu den Strombörsen ist das tägliche Geschäft von Energieunternehmen. Auch sind Energieunternehmen eher prädestiniert, mehrere dezentrale Erzeugungsanlagen zu poolen bzw. ein Energieangebot zu aggregieren. Der Vertrieb der PV-Überschüsse an Hot Spot- bzw. Ausgleichsregelenergiemärkten ist daher eher in diesen Modellen (in denen ein Energieunternehmen die Anlage betreibt und dem Gebäudeeigentümer für das Nutzen der Gebäudeflächen eine Miete bezahlt) als durchführbar anzusehen.

Energiemanagement vor Ort

Modelle 3 und 4

Eine Möglichkeit, der hohen, das Netz belastenden PV-Überschüsseinspeisung entgegenzuwirken, ist es, den Strombedarf auf Verbraucherseite zeitlich auf die Verfügbarkeit von PV-Strom abzustimmen. Dazu bietet sich insbesondere der Betrieb von Klimaanlage bzw. von Wärmepumpen an. Insbesondere im Bürobau bieten sich auch die bei geringerem Bedarf eingesetzten lokalen elektrischen Warmwasserspeichergeräte an. Im Wohnbau ist allerdings eher nicht von einer gemeinsamen Klimatisierungsnotwendigkeit auszugehen, da die Wärmeeinträge durch moderne Baustandards auf ein Maß reduziert sein sollten, wo es keiner Klimatisierung bedarf.

3.1.3. Schlussfolgerungen aus der haustechnischen Analyse

Anlagenverschaltung, Verbrauchserfassung und -verrechnung

Eine PV-Einzelanlage kann nur an einen Verbraucher angeschlossen werden. Eine PV-Gemeinschaftsanlage kann mehreren Nutzern zugeordnet werden, aber nur einen Netzzähler besitzen (aufgrund sonst entstehender Querströme).

Modelle 1-5

Mieter, die in die PV-Stromversorgung eingebunden werden, besitzen keinen eigenen Netzzähler und somit technisch zwingendermaßen den gleichen Energieversorger wie sonstige an die Anlage angeschlossene Verbraucher (in erster Linie also Allgemeinstromverbraucher der Immobilie bzw. die Hausstromversorgung). Somit können eingebundene Mieter nur Teil der Hausstromversorgung werden. Nach dem Netzzähler erfolgt der Anschluss der PV-Gemeinschaftsanlage und dahinter können Subzähler zu den einzelnen Verbrauchern eingerichtet werden. Mit diesen Subzählern kann der Stromverbrauch der einzelnen Nutzer erfasst werden. Dabei gibt es zwei Varianten: Bei der herkömmlichen Zählererfassung kann der einzelne Verbrauch nur proportional im Verhältnis des Gesamtverbrauchs erfasst werden (kumulierte Verbrauchsverrechnung). Smart-Metering ermöglicht eine verlaufsgenaue Erfassung und eine genaue Zuordnung des PV-Verbrauchs zu den einzelnen Verbrauchern (Lastprofilverrechnung). Aufgrund der grundsätzlichen freien Wahl des Energieversorgers muss eine PV-Gemeinschaftsanlage so angeschlossen werden, dass jedem eingebundenen Verbraucher auf Wunsch jederzeit der direkte Zugang zum Netz wiederhergestellt werden kann, was technisch möglich ist.

Modelle 3 und 4

Um eine 100% Deckung des Gesamtstromverbrauchs der Immobilie in der Jahresbilanz zu erreichen, ist ein insgesamt niedriger Stromverbrauch notwendig. Wichtig für die Direktnutzungsquote (50%) ist, den Strombedarf der Verbraucher zeitlich auf die Verfügbarkeit von PV-Strom abzustimmen. Vorteilhaft dafür ist eine Lastprofilverrechnung, die Verbrauch und PV-Erzeugung visualisieren kann. Ob damit tatsächlich eine Direktverbrauchssteigerung (in einem Umfang, der tatsächliche Effekte hat) erzielt werden kann, ist allerdings fraglich.

Modell 6

Jeder Wohnungseigentümer verfügt jeweils über seine eigene PV-Einzelanlage. Da das Modell auf 100% Deckung des Strombedarfs des Nutzers ausgelegt ist, ist wie in den Modellen 3 und 4 eine Lastprofilverrechnung vorteilhaft.

Installationskosten

Modelle 1, 2 und 5

Im Bestand (ohne Generalsanierung der Elektroleitungen bzw. auf Passivhausstandard) sind die Kosten für die Installation der Haustechnik beträchtlich und gehen zu vollen Lasten der PV-Anlage.

Modelle 3, 4 und 6

Die für eine Lastprofilverrechnung zusätzlich notwendigen Installationen sind doppelt so teuer wie jene für eine kumulierte Verrechnung.

3.1.4. Schlussfolgerungen aus der Immobilien-Vermarktungsanalyse

Aus der durchgeführten Befragung folgt:

Grundsätzlich wird die Möglichkeit, Strom direkt am Gebäude zu erzeugen und zu verbrauchen mit 90% Zustimmung unter den Befragten als sinnvoll erachtet. 60% würden einer verpflichtenden Errichtung von PV-Anlagen bei Neubauten zustimmen. 65% sind der Meinung, dass PV-Anlagen so dimensioniert sein sollten, dass möglichst viel Strom produziert wird. Die wichtigsten Aspekte für die Endverbraucher hinsichtlich der Stromversorgung sind: dass diese langfristig gesichert ist (90%), dass durch die Nutzung erneuerbarer Energie die Umwelt geschont wird (88%), langfristig planbare bzw. garantiert gleichbleibende Stromkosten (88%), Glaubwürdigkeit der Bezugsquelle (79%) und die Unabhängigkeit von Stromanbietern (76%). Für eine langfristige Strompreisstabilität sind die Endverbraucher bereit, kurz- oder mittelfristig höhere Stromkosten zu akzeptieren (79%). Begrenzt ist die Zustimmung für eine Pauschalabrechnung der Stromversorgung über die Miete (48%). Gewünscht wird mehrheitlich eine Abrechnung nach Verbrauch (94%), wobei hier zeitabhängige Tarife besondere Zustimmung erfahren (54%).

Modelle 1,2 und 5

Höhere Strompreise wären akzeptabel, wenn dafür im Gegenzug eine langfristige Preisgarantie einhergeht. Diese bezieht sich bei Varianten, in denen 20% des Strombedarfs in der Jahresbilanz über gebäudeeigenen PV-Strom gedeckt werden, auch nur auf den entsprechenden Anteil der Stromkosten. Auch weitere Aspekte wie eine langfristig gesicherte Stromversorgung oder die Unabhängigkeit von Stromanbietern werden in den Modellen, die auf 20% Deckung des Strombedarfs abzielen, nur bedingt erfüllt, da 80% des Strombedarfs nicht aus eigener Erzeugung gedeckt werden. Werden Mieter in die PV-Stromversorgung eingebunden (und somit Teil der Hausstromversorgung), sind Lösungsansätze anzustreben, die eine Abrechnung nach Verbrauch bzw. nach zeitabhängigem Verbrauch ermöglichen. Daher wäre jedenfalls ein Bonus-/Malus-System auf Basis von Smart-Metering in die pauschalisierte Abrechnung im Rahmen der Hausstromversorgung zu integrieren (eine verbrauchsgenaue Abrechnung nach Tarifen ist nachzeitigem Wissensstand aus rechtlichen Gründen, eine Versorgung unabhängig von der gebündelten PV-Hausstromversorgung in Kooperation mit einem externen Lieferanten aus haustechnischen Gründen nicht möglich).

Modelle 3 und 4

Diese Modelle adressieren – da sie auf 100% Deckung des Gesamtstrombedarfs der Immobilie mit PV-Strom in der Jahresbilanz abzielen – die unter Nutzern als wichtig erachteten Aspekte in idealer Weise. Aufgrund der Markterhebung kann davon ausgegangen werden, dass solche Modelle, die Stromautonomie bedeuten, besonders gut vermarktbar wären. Die Bereitschaft der Mieter zu höheren Strompreisen (die langfristig Gratis-Strom mit sich bringen) oder auch zu höheren Mieten, um damit die Kosten für die PV-Anlage zu refinanzieren, wäre vermutlich gegeben.

Modell 6

Nach dem Wohnungskauf fallen praktisch keine Stromkosten mehr an. Der Wohnungseigentümer ist stromautonom, womit ein einzigartiges Verkaufsargument am Immobilienmarkt gegeben ist.

3.1.5. Schlussfolgerungen aus der betriebswirtschaftlichen Analyse

Aufgrund einer Gesamtbetrachtung der durchgeführten Wirtschaftlichkeitsberechnungen können folgende Schlüsse gezogen werden:

- Die Errichtungskosten beeinflussen am maßgeblichsten die wirtschaftlichen Ergebnisse.
- Hohe Direktnutzungen von 80% verbessern die wirtschaftlichen Ergebnisse gegenüber Direktnutzungen von 50% deutlich. Eine Wirtschaftlichkeit ohne Förderungen ist, wenn überhaupt, nur durch eine hohe Direktnutzung erreichbar. Damit schneiden auch Modelle, die auf 20% Deckung des Strombedarfs durch PV in der Jahresbilanz abzielen, wirtschaftlich besser ab. Denn nur bei diesen Modellen kann überhaupt eine Direktnutzung von 80% erreicht werden. Werden 100% Deckung angestrebt, liegt die Direktnutzung bei max. 50%.
- Die Einbindung von Mietern in die PV-Stromversorgung (was in den Modellen bedeutet, dass der PV-Strom zur Deckung des Allgemein- und des Nutzerstrombedarfs verwendet wird) verschlechtert die wirtschaftlichen Ergebnisse durchwegs.
- Energiepreissteigerungen spielen für die wirtschaftlichen Ergebnisse eine geringere Rolle als die oben genannten Faktoren.
- Sofern Substitutionseffekte angenommen wurden (im Büro-Neubau) sind mit GIPV-Fassaden deutlich bessere Ergebnisse als mit Dach-Anlagen zu erzielen.

Da die gegenständliche Studie insbesondere auch die Möglichkeit von GIPV-Marktmodellen ohne öffentliche Förderungen untersucht, wird die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Modelltypen im Folgenden auf Basis der Berechnungen, die keine Förderungen einbezogen haben, bewertet.

Betrachtet man die Auswirkungen der einzelnen Fördervarianten auf die Wirtschaftlichkeitsberechnungen, zeigt sich, dass mit der Investitionsförderung (40% Photovoltaik-Förderung der Stadt Wien) durchwegs bessere Ergebnisse als mit der Tarifförderung nach Ökostrom-Einspeisetarif erzielt werden.

Modelle 1 und 2

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind am ehesten jene Modelle darstellbar, die nur auf den Allgemeinstrombedarf des Gebäudes abzielen und eine hohe Direktnutzung von 70% bzw. 80% erreichen. Der Bürobau ist gegenüber dem Wohnbau zu favorisieren, da aufgrund der

besseren Korrelation des Stromverbrauchs mit der PV-Produktion eine höhere Direktnutzung als im Wohnbau erreicht werden kann.

Modelle 3 und 4

Diese Modelle sind ohne Förderung weit von einer Wirtschaftlichkeit entfernt. Tendenziell sind die Ergebnisse im Wohnbau besser als im Bürobau. In beiden Modellen sind für eine Versorgung der Immobilie (Allgemein- und Nutzerstrombedarf) zu 100% in der Jahresbilanz Installationen von groß dimensionierten Anlagen notwendig. Durch die entstehenden hohen Investitionskosten wird die absolute Förderobergrenze von 100.000 Euro erreicht. Der Restbetrag, der noch frei finanziert werden muss, ist im Bürobau höher als im Wohnbau, womit schlechtere Ergebnisse erzielt werden. Varianten mit fassadenintegrierten Anlagen und anzunehmenden Substitutionseffekten liefern wirtschaftlich gute Ergebnisse. Allerdings ist aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von Fassadenflächen in der Praxis wohl immer von Kombinationen aus Dach- und Fassadenanlagen auszugehen.

Modelle 3a und 4a

Die Modelle eines Miet-Contractings sind für das Energieunternehmen als Contracting-Partner wirtschaftlich schwer darstellbar. Sofern Mietpreise (für das Mieten der Gebäudefläche bzw. PV-Anlage) so angesetzt werden, dass das Energieunternehmen in einer Laufzeit von 25 Jahren ein positives Ergebnis erzielen kann (was im Wohnbau möglich wäre), entsteht für den Gebäudebetreiber kein wirtschaftlicher Vorteil mehr gegenüber einer Variante, in der er die PV-Anlage selbst betreibt. Attraktive Business Cases für beide Parteien ergeben sich, wenn der Errichter der PV-Anlage eine Investitionsförderung und das Energieversorgungsunternehmen als Betreiber der Anlage eine Tarifförderung erhält. Im Bürobau wäre das für fassadenintegrierte Anlagen ein interessantes Geschäftsmodell, im Wohnbau für Dachanlagen. Allerdings könnten sich hier administrative Hürden (da der OeMAG-Werber nicht der Errichter der Anlage ist) ergeben.

Modell 5

Dieses Modell ist – angewendet auf einen Büro-Neubau – aus wirtschaftlicher Sicht eindeutig am besten zu bewerten. Für den Fall, dass nur der Allgemeinstrombedarf adressiert wird und eine Direktnutzung von 80% erreicht wird, ist ohne Förderung von einer Amortisation in 21 Jahren (bei GIPV-Südfassade von 7 Jahren) auszugehen. Die Einbindung der Mieter in die PV-Stromversorgung verschlechtert auch hier die Ergebnisse, weshalb diese aus wirtschaftlicher Sicht nicht vorrangig anzustreben ist.

Modell 6

Für die Amortisation der PV-Anlage sind mehr als 25 Jahre notwendig, was für den privaten Wohnungsbesitzer aber kein Hindernis darstellen muss.

3.2. Abschließende gesamtheitliche Bewertung der festgelegten sechs Typen für GIPV-Marktmodelle

Im Folgenden werden die wesentlichen Erkenntnisse aus den rechtlichen, energiewirtschaftlichen, haustechnischen, vermarktungstechnischen und betriebswirtschaftlichen Analysen zu einer abschließenden Bewertung der insgesamt 6 entwickelten Geschäftsmodelle für GIPV-Mehrparteien-Immobilien zusammengeführt.

Die 6 Modelle sind in folgender Übersicht nochmals grob skizziert:

	Gebäudeeigentümer bzw. Gebäudebetreiber investiert				EVU investiert	Wohnungseigentümer investiert
	Modell 1	Modell 2	Modell 3	Modell 4	Modell 5	Modell 6
<i>Gebäudetyp</i>	Bestand		Neubau		Bestand/Neubau	Neubau
	Bürobau	Wohnbau	Bürobau	Wohnbau	Büro-/Wohnbau	Wohnbau
<i>Adressierter Strombedarf</i>	Allgemeinstrom Optional Einbindung Nutzerstrom	Allgemeinstrom Optional Einbindung Nutzerstrom	Allgemein- und Nutzerstrom	Allgemein- und Nutzerstrom	Allgemeinstrom Optional Einbindung Nutzerstrom	Nutzerstrom
<i>Strombedarfsdeckung</i>	20% in der Jahresbilanz	20% in der Jahresbilanz	100% in der Jahresbilanz	100% in der Jahresbilanz	20% in der Jahresbilanz	100% in der Jahresbilanz
			Modell 3a	Modell 4a		
			EVU mietet und betreibt PV-Anlage	EVU mietet und betreibt PV-Anlage		

Aus den Analysen ergeben sich drei grundsätzliche Gegebenheiten, die alle Modelle – mit Ausnahme von Modell 6 – betreffen.

- 1) Nach der österreichischen Rechtslage ist unklar, unter welchen Voraussetzungen das Leitungsnetz, in dem der in der gebäudeeigenen PV-Anlage erzeugte Strom sowie allenfalls von einem weiteren Lieferanten aus dem öffentlichen Netz gelieferter Strom zum Endverbraucher transportiert wird, als Kundenanlage einzustufen ist. Wäre allerdings eine Einstufung als Kundenanlage unzulässig, wäre das gebäudeinterne Leitungssystem Teil des öffentlichen Netzes und würde den entsprechenden Regelungen unterliegen. Dies würde insbesondere bedeuten, dass eine Konzession zum Betrieb des Netzes erforderlich wäre (die aufgrund des Gebietsmonopols aber nicht zu erhalten ist), dass von den Netzbenutzern das Systemnutzungsentgelt zu entrichten wäre und dass der Betreiber der PV-Anlage als Stromhändler bzw.

Lieferant bzw. Versorger bzw. Elektrizitätsunternehmen im Sinne des EIWOG qualifiziert werden müsste. Unter diesen Voraussetzungen wären alle dargestellten GIPV-Geschäftsmodelle – sofern sie Mieter in die PV-Stromversorgung einbeziehen – nicht durchführbar. Für die Umsetzung der GIPV-Geschäftsmodelle mit Mietereinbindung ist Rechtsunsicherheit gegeben.

- 2) Aus der haustechnischen Analyse ergibt sich, dass eine PV-Gemeinschaftsanlage zwar mehreren Nutzern zugeordnet werden, aber nur einen Netzzähler besitzen kann. Das bedingt, dass alle angeschlossenen Verbraucher zwingendermaßen den gleichen Energieversorger haben müssen. In den GIPV-Geschäftsmodellen wird daher davon ausgegangen, dass in erster Linie der Allgemeinstrombedarf der Immobilie als Verbraucher an die PV-Anlage angeschlossen wird und – wenn eine Einbindung von Mietern in die PV-Stromversorgung erfolgt – die Mieter nur Teil der Hausstromversorgung werden können und keine eigenen Stromkunden sind.
- 3) Kosten für Stromverbrauchsanlagen der allgemeinen Teile des Hauses werden in den Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten abgebildet und den Mietern verrechnet. Was die Idee einer Refinanzierung von gebäudeeigenen PV-Anlagen über (geringfügig) höhere Kosten für den Allgemeinstrom anbelangt, ergibt sich aus dem Mietrechtsgesetz und der Rechtsprechung zum Mietrechtsgesetz, dass in den Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten keine Kosten verrechnet werden dürfen, die bei vernünftiger Wirtschaftsführung üblicherweise nicht aufgewendet werden. Die Preise müssen sich im Rahmen ortsüblicher Verhältnisse bewegen, womit nur ein geringer Spielraum in der Preisgestaltung bleibt. Wird zwischen Vermieter und Mieter eine Stromlieferung vereinbart, muss das Entgelt als besonderer Mietzinsbestandteil und ebenfalls in angemessener Höhe verrechnet werden. Aus einem Beschluss zum deutschen EnWG (Beschluss 202 EnWG 1/10 vom 27.05.2010 des OLG Stuttgart) ergibt sich außerdem, dass bei Versorgung der Mieter mit gebäudeeigenem PV-Strom innerhalb einer Kundenanlage (und eine solche müsste gegeben sein, um nicht dem Regulierungssystem für öffentliche Netze zu unterliegen), die Stromversorgung nicht im Wege einer verbrauchsgenauen Abrechnung als selbständige Leistung in Erscheinung treten darf.

Für eine weitere Bewertung der einzelnen Modelle sind insbesondere folgende Aspekte wesentlich:

Modell 1	Rechtliche Bewertung: Der Gebäudeeigentümer kann die Kosten für die Errichtung der PV-Anlage weder über die Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten den Mietern verrechnen, noch kann er die Errichtungskosten aus der Mietzinsreserve decken. Auch die Einkalkulation der Investitionskosten in den Mietzins ist nicht möglich, da die bestehenden Mieter vermutlich keiner nachträglichen Mietzinserhöhung zustimmen werden. Um die Kosten für den für Allgemeinstrombedarf verbrauchten PV-Strom bei der mietrechtlichen Abrechnung der Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten nachweisen zu
-----------------	---

	können, ist eine Contracting-Lösung von Vorteil bzw. eventuell sogar erforderlich. Energiewirtschaftliche Bewertung: - keine besonderen Problemstellungen Haustechnische Bewertung: - hohe Kosten für die Installation der Haustechnik, die ohne Generalsanierung zu vollen Lasten der PV-Anlage gehen Vermarktungstechnische Bewertung: - mit 20% Strombedarfsdeckung fällt Stromautonomie als Verkaufsargument weitgehend flach - Pauschalabrechnung bei Mietern tendenziell eher unerwünscht (Integration eines Bonus-/Malus-Systems, das Mehr- bzw. Weniger-Verbrauch berücksichtigt) Betriebswirtschaftliche Bewertung: - Hohe Direktnutzung wichtig (im Bürobau Rahmenbedingungen dafür günstig) - Mietereinbindung verschlechtert die Ergebnisse
Modell 2	Rechtliche Bewertung: - Der Gebäudeeigentümer kann die Kosten für die Errichtung der PV-Anlage weder über die Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten den Mietern verrechnen, noch kann er die Errichtungskosten aus der Mietzinsreserve decken. Auch die Einkalkulation der Investitionskosten in den Mietzins ist nicht möglich, da die bestehenden Mieter vermutlich keiner nachträglichen Mietzinserhöhung zustimmen werden. Um die Kosten für den für Allgemeinstrombedarf verbrauchten PV-Strom bei der mietrechtlichen Abrechnung der Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten nachweisen zu können, ist eine Contracting-Lösung von Vorteil bzw. eventuell sogar erforderlich. Energiewirtschaftliche Bewertung: - keine besonderen Problemstellungen Haustechnische Bewertung: - hohe Kosten für die Installation der Haustechnik, die ohne Generalsanierung zu vollen Lasten der PV-Anlage gehen Vermarktungstechnische Bewertung: - mit 20% Strombedarfsdeckung fällt Stromautonomie als Verkaufsargument weitgehend flach - Pauschalabrechnung bei Mietern tendenziell eher unerwünscht (Integration eines Bonus-/Malus-Systems, das Mehr- bzw. Weniger-Verbrauch berücksichtigt) Betriebswirtschaftliche Bewertung: - Hohe Direktnutzung wichtig (im Wohnbau Rahmenbedingungen dafür nicht so günstig wie im Bürobau) - Mietereinbindung verschlechtert die Ergebnisse
Modell 3	Rechtliche Bewertung: Um die Kosten für den für Allgemeinstrombedarf verbrauchten PV-Strom bei der mietrechtlichen Abrechnung der Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten nachweisen zu können, ist eine Contracting-Lösung von Vorteil bzw. eventuell sogar erforderlich.

	• Mieter können nicht verpflichtend in die PV-Stromversorgung eingebunden werden (der Energielieferant muss frei wählbar sein, sonst liegt keine Kundenanlage vor). • Wollen die Mieter Teil der PV-Stromversorgung werden, ist vertragsrechtlich eine langfristige Bindung grundsätzlich möglich (da KSchG nicht anzuwenden ist) Energiewirtschaftliche Bewertung: • Hohe PV-Überschüsse gehen ins Netz, daher sind Probleme mit der Netzverträglichkeit zu erwarten. Eine Regelung, die es ermöglicht Spitzen abzuregeln, wird erforderlich. • Der Gebäudebetreiber erreicht nur mit seiner PV-Anlage nicht die erforderliche Losgröße, um PV-Überschüsse am Ausgleichsenergiemarkt vertreiben zu können. Vermarktungstechnische Bewertung: • mit 100% Strombedarfsdeckung kommt Stromautonomie als Verkaufsargument voll zum Tragen • Pauschalabrechnung bei Mietern tendenziell eher unerwünscht (Integration eines Bonus-/Malus-Systems, das Mehr- bzw. Weniger-Verbrauch berücksichtigt) Betriebswirtschaftliche Bewertung: • Hohe PV-Kapazitäten bedeuten hohe Investitionskosten. Absolute Fördergrenzen werden überstiegen und wirtschaftlich schlechte Ergebnisse erzielt (insbesondere im Bürobau für 100% Jahresstromdeckung große PV-Kapazitäten notwendig)
Modell 3a	Energiewirtschaftliche Bewertung: • Der Zugang zu den Strombörsen ist das tägliche Geschäft der Energieunternehmen, daher kann der Vertrieb von PV-Überschüssen am Ausgleichsenergiemarkt eher durchgeführt werden. Betriebswirtschaftliche Bewertung: • Miet-Contracting für Energieunternehmen aus wirtschaftlicher Sicht derzeit eher auszuschließen (Ausnahme: Fassaden-Anlagen, aufgrund des Substitutionseffekt kann sogar ohne Förderung ein attraktiver Business-Case entstehen)
Modell 4	Rechtliche Bewertung: • Um die Kosten für den für Allgemeinstrombedarf verbrauchten PV-Strom bei der mietrechtlichen Abrechnung der Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten nachweisen zu können, ist eine Contracting-Lösung von Vorteil bzw. eventuell sogar erforderlich. • Mieter können nicht verpflichtend in die PV-Stromversorgung eingebunden werden (der Energielieferant muss frei wählbar sein, sonst liegt keine Kundenanlage vor) • Wollen die Mieter Teil der PV-Stromversorgung werden, ist vertragsrechtlich aufgrund des KSchG keine langfristige Bindung möglich. Ob eine langfristige Bindung im Wege des Mietvertrags möglich ist, ist umstritten. Energiewirtschaftliche Bewertung: • Hohe PV-Überschüsse gehen ins Netz, daher sind Probleme mit der Netzverträglichkeit zu erwarten. Eine Regelung, die es ermöglicht Spitzen

	abzuregeln, wird erforderlich. - Der Gebäudebetreiber erreicht nur mit seiner PV-Anlage nicht die erforderliche Losgröße, um PV-Überschüsse am Ausgleichsenergiemarkt vertreiben zu können. Vermarktungstechnische Bewertung: - mit 100% Strombedarfsdeckung kommt Stromautonomie als Verkaufsargument voll zum Tragen - Pauschalabrechnung bei Mietern tendenziell eher unerwünscht (Integration eines Bonus-/Malus-Systems, das Mehr- bzw. Weniger-Verbrauch berücksichtigt) Betriebswirtschaftliche Bewertung: - Hohe PV-Kapazitäten bedeuten hohe Investitionskosten. Absolute Fördergrenzen werden überstiegen und wirtschaftlich schlechte Ergebnisse erzielt.
Modell 4a	Energiewirtschaftliche Bewertung: - Der Zugang zu den Strombörsen ist das tägliche Geschäft der Energieunternehmen, daher kann der Vertrieb von PV-Überschüssen am Ausgleichsenergiemarkt eher durchgeführt werden. Betriebswirtschaftliche Bewertung: - Miet-Contracting für Energieunternehmen aus wirtschaftlicher Sicht derzeit eher auszuschließen (nur mit Kombination aus Investitions- und Tarifförderung interessant)
Modell 5	Rechtliche Bewertung: - Mieter können nicht verpflichtend in die PV-Stromversorgung eingebunden werden (der Energielieferant muss frei wählbar sein, sonst liegt keine Kundenanlage vor). - Wollen die Mieter Teil der PV-Stromversorgung werden, ist vertragsrechtlich im Bürobau eine langfristige Bindung grundsätzlich möglich (da KSchG nicht anzuwenden ist), im Wohnbau keine langfristige Bindung möglich (da KSchG anzuwenden ist) Energiewirtschaftliche Bewertung: - keine besonderen Problemstellungen Vermarktungstechnische Bewertung: - mit 20% Strombedarfsdeckung fällt Stromautonomie als Verkaufsargument weitgehend flach - Pauschalabrechnung bei Mietern tendenziell eher unerwünscht (Integration eines Bonus-/Malus-Systems, das Mehr- bzw. Weniger-Verbrauch berücksichtigt) Betriebswirtschaftliche Bewertung: - im Büro-Neubau, nur Allgemeinstromversorgung, 80% Direktnutzung wirtschaftlich die besten Ergebnisse von allen Modellen, ohne Förderung jedoch noch keine Amortisation in 25 Jahren

Modell 6	Rechtliche Bewertung: keine besonderen Problemstellungen Energiewirtschaftliche Bewertung: keine besonderen Problemstellungen Vermarktungstechnische Bewertung: • Stromautonomie und Gratis-Strom (nach Kauf der Wohnung fallen praktisch keine Stromkosten mehr an) sind als einzigartiges Verkaufsargument einsetzbar Betriebswirtschaftliche Bewertung: keine besonderen Problemstellungen
-----------------	---

Zusammenfassend kann festgehalten werden:

Aus rechtlicher Sicht ist für die Umsetzung der Modelle 1-5 mit Mietereinbindung derzeit eine Rechtsunsicherheit gegeben. Wäre diese ausgeräumt, bleibt festzuhalten, dass es in den Modellen 1 und 2 (Gebäudeeigentümer investiert im Bestand) für den Gebäudeeigentümer praktisch keine Möglichkeit gibt, zu einer Refinanzierung seiner PV-Anlage zu kommen. Um die Kosten für den für Allgemeinstrombedarf verbrauchten PV-Strom bei der mietrechtlichen Abrechnung der Betriebs- bzw. Bewirtschaftungskosten nachweisen zu können, ist eine Contracting-Lösung von Vorteil bzw. eventuell sogar erforderlich. Dies gilt im Grunde auch für die Modelle 3 und 4 (Gebäudeeigentümer investiert im Neubau), wobei hier – da es sich um Neubauten ohne bestehende Mieter handelt – grundsätzlich die Möglichkeit besteht, die PV-Investitionskosten in die Mieten einzukalkulieren. In diesen Modellen, die auf eine Gesamtstromversorgung der Immobilie zu 100% in der Jahresbilanz abzielen, ist allerdings die verpflichtende Einbindung aller Mieter in die PV-Stromversorgung undurchführbar, da die freie Wahl des Energielieferanten gegeben sein muss. Vertragsrechtlich könnten die Mieter im Bürobau langfristig an die PV-Stromversorgung gebunden werden, im Wohnbau ist dies – da das KSchG zum Tragen kommt – nicht möglich bzw. ist die Zulässigkeit einer Bindung an eine bestimmte Stromlieferung im Wege des Mietvertrags umstritten. Somit ist für die Modelle 1-5, wenn Mieter in die PV-Stromversorgung eingebunden werden sollen, immer offen, wie viele Mieter dafür gewonnen werden können, speziell im Wohnbau im Weiteren auch, wie lange diese Mieter an die PV-Stromversorgung gebunden bleiben. Insbesondere für alle betriebswirtschaftlichen Überlegungen bedeutet dies eine Planungsunsicherheit. Modell 6 ist aus rechtlicher Sicht uneingeschränkt umsetzbar.

Aus energiewirtschaftlicher Sicht sind die Modelle 3 und 4 schwieriger in das Gesamtenergiesystem integrierbar, da sie das Stromnetz mit hohen PV-Überschüssen belasten. Eine vermehrte Umsetzung dieser Modelle wäre nur mit einer Regelung, die das Abregeln von Stromspitzen möglich macht, zu empfehlen bzw. mit begleitenden effektiven Maßnahmen des Energiemanagements vor Ort. Für den Vertrieb von PV-Überschüssen am Ausgleichsenergiemarkt hat nur ein Energieunternehmen die erforderlichen Erfahrungen und Zugänge, was für die Modelle 3a und 4a sprechen würde.

Aus Sicht der Immobilienvermarktung sind jene Modelle, die auf Stromautonomie abzielen (also die Modelle 3, 4 und 6), klar zu bevorzugen, da sie die vorrangigen Wünsche der Mieter bzw. Nutzer in idealer Weise adressieren und daher besser am Markt platzierbar sein werden.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht sind jedenfalls jene Modelle, die nur auf 20% Deckung des Strombedarfs in der Jahresbilanz abzielen (also die Modelle 1, 2 und 5) zu favorisieren, wobei hier eine Einbindung der Mieter die Ergebnisse immer verschlechtert, eine hohe Direktnutzung die Ergebnisse verbessert.

Somit kann jedenfalls Modell 6, in dem Eigentumswohnungen mit eigenen PV-Anlagen errichtet und verkauft werden, derzeit für eine tatsächliche Umsetzung in Betracht gezogen werden.

Von den anderen Modellen sind eher jene für eine Umsetzung geeignet, die nicht auf eine Gesamtversorgung der Immobilie mit PV-Strom (100% Deckung in der Jahresbilanz) abzielen. Dabei zeigt sich,

- dass Energieunternehmen als Contractoren eine zentrale Rolle zukommt, weil der Gebäudeeigentümer in der Abwicklung teils auf Energieunternehmen als Partner angewiesen ist.
- dass eine Einbindung der Mieter aus rechtlicher und betriebswirtschaftlicher Sicht nicht vorrangig anzustreben ist
- dass Neubauten und hier wiederum insbesondere Bürobauten aufgrund der höheren Allgemeinstromverbräuche und der besseren Korrelation des Verbrauchs mit PV (und somit höheren Direktnutzungen) zu favorisieren sind.

3.3. Ausblick und Empfehlungen

Um die Umsetzung von Marktmodellen für GIPV-Mehrparteien-Immobilien ermöglichen bzw. forcieren zu können, besteht in erster Linie rechtlicher Anpassungsbedarf. Zur Erhöhung der Rechtssicherheit wäre eine ausdrückliche gesetzliche Regelung zur Abgrenzung zwischen einer Kundenanlage, auf die das energierechtliche Regulierungssystem für Netze nicht anzuwenden ist, und öffentlichen Netzen vorteilhaft.

In Anlehnung an die neue deutsche Rechtslage könnte die Abgrenzung ebenfalls anhand eines Kriterienkatalogs geregelt werden. Auf nationaler Ebene kann eine solche Regelung entweder im EIWOG (Grundsatzgesetzgebung) oder in den landesrechtlichen Ausführungsgesetzen erfolgen, wenn im EIWOG keine Regelung getroffen wurde. Nach der Rspr des VfGH (zB VfSlg 11856/1988) bedürfen die Länder zur Regelung der in Art 12 B-VG genannten Angelegenheiten (dazu zählt gemäß Art 12 Abs 1 Z 5 B-VG auch das Elektrizitätswesen) nicht einer Ermächtigung durch Aufstellen von Grundsätzen, sondern können sie bei Fehlen von Grundsätzen frei regeln (die Grundsatzgesetzgebung ist nicht Voraussetzung, sondern nur inhaltliche Schranke für die Landesgesetzgebung). Eine auf Bundes- oder Landesebene getroffene Regelung zur Abgrenzung zwischen Kundenanlage und öffentlichem Netz ist aber jedenfalls am Maßstab des Gemeinschaftsrechts (EBRL) zu messen. Ohne eine ausdrückliche Regelung in der EBRL bzw Rspr des EuGH besteht für eine nationale Regelung daher das Risiko der Gemeinschaftsrechtswidrigkeit.

In der Phase bis zur Netzparität sind jedenfalls Förderungen notwendig, um GIPV zu forcieren. Bei der Gestaltung von Fördermodellen stehen mehrere Optionen offen: Empfohlen wird insbesondere eine Tarifförderung mit Anreizen für eine hohe Direktnutzung. Nach deutschem Vorbild könnte eine Option für den geförderten Direktverbrauch von PV-Strom geschaffen werden. Demnach erhalten Anlagenbetreiber auch eine Vergütung, wenn der PV-Strom selbst oder von Dritten in räumlicher Nähe verbraucht wird. Dies würde GIPV-Marktmodelle gezielt unterstützen und zugleich zu einer Entlastung der Stromnetze beitragen.

Vorstellbar wäre auch eine Kredit-Zinsförderung, die allerdings den Nachteil eines hohen Verwaltungsaufwands hat, da laufend Beiträge geleistet werden müssen. Eine Option könnte die Integration in die Wohnbauförderung sein.

Eine Investitionsförderung hat den Nachteil, dass sie für die öffentlichen Stellen eine teure Art der Förderung ist, da in kurzer Zeit viel Kapital aufgebracht werden muss.

Abgesehen von Förderungen werden auch mit sinkenden Anlagenkosten Modelle wirtschaftlich werden, die das heute noch nicht sind. Insbesondere werden das jene Modelle sein, die schon heute aus betriebswirtschaftlicher Sicht die besten Ergebnisse liefern – nämlich Modelle mit Energieversorgungsunternehmen als Contractoren und hohen Direktnutzungen (vgl. Modell 5)

Aus energiewirtschaftlicher Sicht schiene, um die Netzverträglichkeit sicherzustellen, nicht zuletzt eine Regelung ähnlich der neuen deutschen Niederspannungsrichtlinie sinnvoll, die die Einspeisung von PV-Anlagen ab einer bestimmten Leistung begrenzt. Damit könnte insgesamt wesentlich mehr Energie aus dezentralen PV-Anlagen im Netz ermöglicht werden.

4. Literaturverzeichnis

[ALSEMA2006] Alsema, DeWild, Fthenakis, 21th EU-Photovoltaic Energy Conference, 2006

[BÄRWALDT2008] Bärwaldt G., Kurrat M., Auswirkungen von dynamischen Haushaltsstromtarifen auf Basis stochastischer Haushaltsprofile, TU Braunschweig, Braunschweig 2008, S. 8-9

[DONES2007] Dones et. al: Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz. Paul Scherrer Institut, Villigen & Swiss Centre for Life Cycle Inventories, Dübendorf, Switzerland, 2007

[DOKA2008] Gabor Doka: Doka Ökobilanzen, Swissolar Zürich, Juni 2008

[E-DEMA2011] E-DEMA 2011, Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy Marktplatz der Zukunft, E-Energy Jahreskongress 26./27.11.2009, Berlin, Prof. Dr.-Ing. Michael Laskowski, RWE Rheinland Westfalen Netz AG, Essen

[EGGER 2008] Egger, EuGH: Aus für private Netze?, in: Rechtspanorama 10.06.2008; *Rabl*, EuGH Cityworks: Wann ist ein Netz ein (privates) Netz?, *ecolex* 2008, 698

[FECHNER2007] Fechner et al., Photovoltaik Technologie-Roadmap Österreich, 2007

[FRANTZIS2008] Frantzis L., Katofsky R., Sawyer H.: Photovoltaics Business Models. Navigant Consulting Inc. Burlington, Massachusetts, NREL Technical Monitor: Robert Margolis, Prepared under Subcontract No. KACX-4-44451-08

[GÖLZ2005] Gölz et al: Waschen mit der Sonne – direkter Verbrauch von lokal erzeugtem PV-Strom durch gezielte Lastverschiebung in Privathaushalten, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

[GSCHANES2010]: Gschanes, M.: Energiebewusstsein bei Photovoltaik-Anlagenbesitzern in Österreich, Diplomarbeit an der FH Technikum Wien, Dezember 2010

[HOLSTENKAMP2010] Holstenkamp L., Ulbrich S.: Bürgerbeteiligung mittels Photovoltaikgenossenschaften. Marktüberblick und Analyse der Finanzierungsstruktur. Institut für Wirtschaftsrecht, Professur für Finanzierung und Finanzwirtschaft, Leuphana Universität Lüneburg, Dezember 2010

[ISET2009] Die Rolle der Solarstromerzeugung in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen – Welche Wertigkeit hat Solarstrom?, ISET-Kassel (FhG IWES), FhG ISE Freiburg, METEOCONTROL, 2009

[KÖNIG2010] König D., Laskowski, M.: Moderner Stromhandel für dezentrale Kleinstspeicher in einem intelligenten Stromnetz der Zukunft. VDI-Fachkonferenz „KWK in Wohn- und Gewerbeobjekten“, 08.-09. November 2010, Frankfurt

[LEWIS2009]: Lewis, J., Sharick, A., Tian, T.: International Motivations for Solar Photovoltaic Market Support: Findings from the United States, Japan, Germany and Spain. Center for Resource Solutions and the Energy Foundation China Sustainable Energy Program, 2009, page 12

[OBERNDORFER2007] Oberndorfer: Die Versorgung über Direktleitungen, in: Hauer (Hrsg), Aktuelle Fragen des Energierechts 2007, 95

[PEREZ2006] Perez et al.: Effective Load-Carrying Capability of Photovoltaics in the United States, NREL, 2006

[PRUEGGLER] Prügler, Fechner et.al, Marktstatistik Erneuerbare Energien 2020 – Themenbereich Photovoltaik (im Auftrag des BMVIT)

[REDELECTRICA2009] RED ELECTRICA DE ESPANGNA, El sistema electric español Síntesis, 2009

[RIEDEL2011] Riedel Anja: Photovoltaik Fachmagazin 05/2011, S. 86-90

[SCHAUER/BEIG2004] Schauer/Beig, Zulässige Vertragsbindung bei Fernwärmelieferverträgen im Lichte des Verbraucherschutzes, wobl 2004, 133

[SCHAUER/BEIG2005] Schauer/Beig, Nochmals: Zur zulässigen Vertragsbindung bei Fernwärmeeinzelverträgen, wobl 2005, 45

[SCHNEIDER] Schneider: Objektnetze: Die Rechtsbeschwerde im Fall citiworks vor dem Hintergrund des EuGH-Urteils und des neuen europäischen Rechtsrahmens für "geschlossene Verteilernetze"

[SEHNAL2010] Entwicklung eines automatisierten Programmes zur Eigenverbrauchsoptimierung bei PV Anlagen. Bachelorarbeit an der FH Technikum Wien, ausgeführt von Markus Papacek, betreut von Erik Sehnal, September 2010

[STADLER2004] Stadler I., Burvic-Schäfer As., Demand Side Management as a solution for the balancing problem of distributed energy sources, DER-Journal, 2008

[STRAUSS2011] Strauss Phillip, Interview in "Photovoltaik-Das Fachmagazin für Profis", 5-2011 S.92-97, Alfons Gentner Verlag, Stuttgart

[SUNPOWERCITY2010] A. Bomatter, H. Brunner, J. Kathan, V. Kryvoruchko, S. Lins, F. Oetl, M. Stifter, F. Tragner: SunpowerCity. Grundlegende Konzeption eines Energie produzierenden Stadtteils mit energetisch optimierter Bauweiseunter besonderer Berücksichtigung von gebäudeintegrierter Photovoltaik, Endbericht Energie der Zukunft, Wien 2010

[THEURL2008] Theurl T.: Klimawandel. Herausforderungen und Tätigkeitsfelder für Genossenschaften. In: Institut für Genossenschaftswesen, Münster, IfG Intern, 1/2008, S. 19-22

[VONKILCH2005] Vonkilch, Die Kündbarkeit von Wärmelieferungs-Einzelverträgen aus wohnrechtlicher Sicht, wobl 2005, 1

[WACHENFELD2008] Wachenfeld, V.: Aktive Netzstützung durch Photovoltaische Anlagen am Mittelspannungsnetz. Kasseler Symposium Energiesystemtechnik, 2008

[WIEMKEN2001] Wiemken, E., Beyer H. G., et al.: Power characteristics of PV ensembles: experiences from the combined power production of 100 grid connected PV systems distributed over the area of Germany, Solar Energy 70(6), 513-518

[WILD-SCHOLTEN2006] Wild-Scholten, M., Alsema, E.: Energetische Bewertung von PV-Modulen, Erneuerbare Energien, No. 9, 2006, 66-68

[WUERTH/ZINGER/KOVANYI2009] Würth/Zinger/Kovanyi: Miet- und Wohnrecht I²² 2009

IMPRESSUM

Verfasser

tatwort – Gesellschaft für Kommunikation
und Projektmanagement
Haberlgasse 56/17, 1160 Wien
Tel: +43 (0)1 409 55 81
Fax: +43 (0)1 409 55 81 –20
E-Mail: tatwort@tatwort.at

Projektpartner

FH Technikum Wien
Schwartz Huber-Medek & Partner
Rechtsanwälte OG
VERBUND AG
Wirtschaftsagentur Wien

AutorInnen

Karin Giselbrecht, Franz Tragner
Hubert Fechner, Erik Sehnal
Katharina Huber-Medek
Leonard Müller, Ralf Fuckerrieder, Bertram
Weiss

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber

Klima- und Energiefonds
Gumpendorfer Straße 5/22
1060 Wien
E-Mail: office@klimafonds.gv.at
Web: www.klimafonds.gv.at

Disclaimer

Die Autoren tragen die alleinige
Verantwortung für den Inhalt dieses
Berichts. Er spiegelt nicht notwendigerweise
die Meinung des Klima- und Energiefonds
wider.

Weder der Klima- und Energiefonds noch
die Forschungsförderungsgesellschaft
(FFG) sind für die Weiternutzung der hier
enthaltenen Informationen verantwortlich.

Gestaltung des Deckblattes

ZS communication + art GmbH