

BERICHT ZU PVP4GRID KONZEPTEN UND BARRIEREN

Österreich

D2.4

Zur Veröffentlichung

Autor: eclareon GmbH

Berlin, Juli 2018

BERICHT ZU PVP4GRID KONZEPTEN UND BARRIEREN

Über PVProsumers4Grid.....	3
1 Einleitung.....	4
1.1 Arbeitsergebnis D2.4: Bericht zu PVP4Grid Konzepten	4
1.2 PV Prosumer Definition	4
1.3 Der Status von PV in Österreich.....	5
2 PV Prosumer-Konzepte in Österreich.....	7
2.1 Vorstellung der PV-Konzepte	7
2.2 PV Prosumer Konzept 1 (Direkte Einzelnutzung)	8
2.2.1 Beschreibung des PVP Konzepts	8
2.2.2 Rechtlicher Rahmen	12
2.2.3 Ökonomische Aspekte des PVP Konzepts	16
2.2.4 Barrieren für die Umsetzung	16
2.2.5 Good-Practice-Beispiele.....	19
2.3 PV Prosumer Konzept 2 (Kollektivnutzung)	21
2.3.1 Beschreibung des PVP Konzepts	21
2.3.2 Rechtlicher Rahmen	26
2.3.3 Ökonomische Aspekte des PVP Konzepts	27
2.3.4 Barrieren für die Umsetzung	28
2.3.5 Good-Practice-Beispiele.....	29
2.4. PV Prosumer Konzept 3 (Quartiersmodell)	31
2.4.1. Beschreibung des PVP Konzepts	31
3. Abbildungsverzeichnis	34
4. Abkürzungsverzeichnis	35
5. Referenzen.....	36

Über PVProsumers4Grid

Der europäische Stromsektor befindet sich mitten in der Transformation, weg von öffentlichen Monopolen und hin zu wettbewerbsfähigen Privatunternehmen in liberalisierten Märkten. Die Liberalisierung des Marktes dürfte zu mehr Wettbewerb und damit zu effizienterer und günstigerer Energie führen. Aufgrund ihrer Kosten- und Wachstumsperspektive wird die Photovoltaik (PV) ein Schlüsselfaktor für diese Entwicklung in ganz Europa sein, da PV eine Wettbewerbsfähigkeit erreicht hat, die den Übergang zu Eigenverbrauchsregelungen in vielen europäischen Ländern und letztendlich den Peer-to-Peer Verkauf der selbstproduzierten Energie ermöglicht.

Eine solche "Prosumption" -Rolle versetzt die Verbraucher in die Lage, sich aktiv am Strommarkt zu beteiligen, indem sie selbst Energie erzeugen. Technische Entwicklungen wie Batteriesysteme oder Smart Meter und fortschrittliche Geschäftsmodelle zur Förderung des Eigenverbrauchs verändern das technische Design der elektrischen Systeme. Der Erfolg dieser Entwicklungen hängt jedoch von den regulatorischen und administrativen Rahmenbedingungen in Bezug auf Energiepolitik und -regulierung, Netzkostenallokation, Steuern und Rechtsbeziehungen zwischen den beteiligten Unternehmen ab und erfordert innovative Lösungen in Verbindung mit geeigneten Geschäfts- und Managementmodellen, um nachhaltige Systemintegration zu erreichen.

PV-Prosumers4Grid (PVP4Grid) ist ein EU-finanziertes Projekt, das von BSW-Solar unter Beteiligung von 11 Partnern aus verschiedenen europäischen Ländern¹ von Oktober 2017 bis März 2020 geleitet wird. Die Hauptziele von PVP4Grid sind einerseits die Erhöhung des Marktanteils und des Marktwertes von PV. Dabei soll es den Verbrauchern ermöglicht werden, PV-Prosumer in einer systemfreundlichen Art und Weise zu werden und eine bessere Stromversorgungsintegration von PV mit einem Fokus auf Marktintegration zu erreichen. Neue Management- und Geschäftsmodelle zur Kombination von PV-, Speicher-, flexibler Nachfrage und anderen Technologien zu einem kommerziell brauchbaren Produkt werden bewertet, verbessert, implementiert und evaluiert.

Um dies zu erreichen, werden detaillierte Richtlinien für Prosumenten und Verteilernetzbetreiber sowie politische Empfehlungen für nationale und europäische politische Entscheidungsträger entwickelt, wie der geeignete regulatorische Rahmen für die Prosumption gestaltet werden kann. Zusätzlich wird unter anderem ein Online-Tool erstellt, um Prosumenten eine ökonomische Bewertung von PV-Prosumer-Projekten zu ermöglichen.

Bitte besuchen Sie www.pvp4grid.eu, um mehr über das PVP4Grid-Projekt, einschließlich der Ergebnisse, Tools und Events, zu erfahren.

¹ Mehr zu Projektpartnern und -Ergebnissen unter: www.pvp4grid.eu.

1 Einleitung

1.1 Arbeitsergebnis D2.4: Bericht zu PVP4Grid Konzepten

Der vorliegende Bericht D2.4 umfasst eine Beschreibung des rechtlichen und politischen Rahmenwerks, identifizierte Barrieren sowie aktuelle Initiativen zur Überwindung dieser in den acht Zielländern, die nach dem entsprechenden Prosumer-Konzept kategorisiert sind. Insbesondere werden technische, wirtschaftliche, legislative und regulatorische Barrieren analysiert, die die Umsetzung von PVP4Grid-Konzepten in den acht Zielländern verhindern. Folgende Aspekte werden untersucht:

- Im Zusammenhang mit dem Eigenverbrauch von PV-Strom werden die rechtlichen Randbedingungen, die Einsparpotentiale sowie der Einfluss der Netzentgeltsystematik untersucht.
- Es werden die Verwertungs- und Nutzungsmöglichkeiten des nicht unmittelbar selbst genutzten, überschüssigen PV-Stromanteils analysiert.
- Aspekte im Zusammenhang mit den Verbrauchsverhaltensmustern der Prosumenten.

Die oben genannten Aspekte werden auf Basis einer Desktop-Recherche und Interviews mit wichtigen Interessengruppen untersucht. Interviews sollten die PVP4Grid-Konzepte aus verschiedenen Blickwinkeln beleuchten, beispielsweise aus der Sicht von Prosumenten, Netzbetreibern, Marktakteuren und Regulierungsbehörden. Die Ergebnisse der Desktop-Recherche und der Interviews sind im vorliegenden "Bericht zu PVP4Grid-Konzepten" (D2.4) zusammengefasst.

1.2 PV Prosumer Definition

Eine weit verbreitete und allgemein anerkannte Definition eines Prosumenten ist noch nicht etabliert. Die meisten Definitionen konzentrieren sich jedoch auf den privaten Eigenverbrauch vor Ort. Der Neologismus "Prosumer" bezieht sich auf einen Stromverbraucher, der Strom produziert, um seinen eigenen Verbrauch (und möglicherweise für die Einspeisung in das Stromnetz) zu fördern. Das Wort basiert auf der Verbindung der Begriffe "Produzent" und "Konsument". Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie [MDI-Richtlinie] erwähnt folgende Definition:

„Der ‚Eigenverbraucher erneuerbarer Energieträger‘ ist ein aktiver Kunde oder eine Gruppe von Kunden, die gemäß der Richtlinie [MDI-Richtlinie] zusammen handeln und Strom aus erneuerbaren Energiequellen verbrauchen und speichern können, der in ihren Gebäuden, einschließlich Wohnblocks, Wohngebiet, an einem kommerziellen, industriellen oder Shared-Service-Standort oder in einem geschlossenen

Vertriebssystem erzeugt wird, vorausgesetzt, dass diese Aktivität, zumindest für nicht-private Konsumenten, nicht die primäre gewerbliche Tätigkeit darstellt.“

Die Internationale Norm IEC 60050-617: 2009 / AMD2: 2017, herausgegeben von der International Electrotechnical Commission, führt / definiert die folgenden Begriffe:

Prosumer': Netzwerkbenutzer, der elektrische Energie verbraucht und produziert;

"Eigenproduzent": Partei, die elektrische Energie im Wesentlichen für sich selbst erzeugt, die überschüssige Energie aber auch verkaufen kann.

1.3 Der Status von PV in Österreich

Im vorliegenden Abschnitt 1.3 wird eine Klassifizierung der installierten PV-Kapazitäten durchgeführt.

Dabei wird in einem ersten Schritt die installierte PV-Leistung im Jahr 2017 nach Größenklassen (kWpeak-Bereiche: <10 kWp, 10-100 kWp, 100-500 kWp, > 500 kWp) für Österreich gelistet.

Die empirischen Daten werden entweder aus nationalen Statistiken, Dokumenten der zuständigen Ministerien oder aus Kennzahlen der entsprechenden Erneuerbare-Energie-Verbände erhoben. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Größenklassen meist mit den unterschiedlichen Systemgrenzen möglicher PV-Prosumer-Konzepte (PVP-Konzepte) zusammenfallen, was folgende Kategorisierung nach sich zieht:

- Die Größenklasse <10 kWp bezieht sich hinsichtlich der Systemgrenze der PV-Nutzung auf die Gruppe 1 (direkte Einzelnutzung). In der Praxis richtet sich diese Kategorie hauptsächlich an den privaten Wohnungssektor.
- Größenklasse 10-100 kWp, bezieht sich auf Gruppe 2 (lokale kollektive Nutzung von PV an einem Bezugspunkt, beispielsweise in einem Gebäude). Diese Kategorie betrifft hauptsächlich den Mehrfamilien-, Handels- und Dienstleistungssektor, der innerhalb einer einzigen Systemgrenze zusammengefasst ist.
- Größenklasse 100-500 kWp, muss mit Vorsicht gehandhabt werden. Abhängig von der Kundengruppe kann es sich entweder immer noch auf Gruppe 2 beziehen (z. B. insbesondere bei tertiären / industriellen Gebäuden, Einkaufszentren, Krankenhäusern, Schulen usw.) oder bereits auf Gruppe 3 (z. B. Freiflächenanlagen bis 500 kWp).
- Die Größenklasse >500 kWp bezieht sich auf die Gruppe 3 (Quartiersmodelle), in der neben kleineren Abnehmern (gewerblich und tertiär) vor allem Industriebetriebe und Freiflächenanlagen innerhalb einer Systemgrenze zusammengefasst sind.

In einem zweiten Schritt wird in diesem Abschnitt auch die gesamte PV-Erzeugung und der Strombedarf pro Sektor (prozentuale Anteile des Wohn-, Gewerbe- und Industriebedarfs) in Tabelle 2 für das Jahr 2017 aufgeführt. Die Kenntnis der verschiedenen Anteile des Strombedarfs pro Sektor in Österreich dient der Schätzung des PVP-Potenzials innerhalb der verschiedenen Systemgrenzen (d.h. Gruppe 1, 2 und 3).

Zielland	AT ²
Gesamte installierte PV-Kapazität (MW) 2017	1,250
Größe	% ³
< 10 kW	62%
< 100 kW	32%
< 500 kW	2%
> 500 kW	4%

Abb. 1: Tabelle Installierte PV-Kapazität in Österreich 2017

AT ⁴	2015	2016	2017
Gesamte jährliche Stromnachfrage (GWh)	61,060	61,850	Noch nicht verfügbar
Anteil des privaten Sektors (%)	29%	29%	Noch nicht verfügbar
Anteil des kommerziellen/tertiären Sektors (%)	22%	23%	Noch nicht verfügbar
Anteil des Industriesektors (%)	41%	42%	Noch nicht verfügbar
Gesamte jährliche PV-Erzeugung (GWh)	937 (1.5%)	1,096 (1.8%)	Noch nicht verfügbar

Abb. 2: Tabelle Stromnachfrage und PV-Stromerzeugung in Österreich

² Marktstatistik

³ % bezieht sich auf die installierte Kapazität (Anteil an der gesamten installierten PV-Kapazität (MW))

⁴ Statistik Austria

2 PV Prosumer-Konzepte in Österreich

2.1 Vorstellung der PV-Konzepte

In diesem Abschnitt werden bestehende PVP-Konzepte, wie in diesem Dokument für PVP4Grid definiert, aufgelistet und beschrieben.

Das Rahmenwerk der vergangenen, gegenwärtigen und nahen Zukunft wurde im Hinblick auf die Prosumer-Konzepte analysiert, basierend auf der in Abschnitt 1 definierten Methodik, so dass die PVP-Konzepte in Bezug auf ihre Systemgrenzen gruppiert werden. Tabelle 3 bietet einen Überblick über alle betrachteten Konzepte:

Tabelle 3. Übersicht der betrachteten PVP-Konzepte		
Gruppe 1	Direkte Einzelnutzung	<ul style="list-style-type: none"> • Private Eigennutzung vor Ort • E-Mobilität als Nachfragesteuerungsoption • Lastmanagementanwendungen • Sektorkopplung
Gruppe 2	Lokale Kollektivnutzung	<ul style="list-style-type: none"> • Gemeinsame PV-Nutzung in größeren Gebäuden und Einrichtungen
Gruppe 3	Quartiersmodelle	<ul style="list-style-type: none"> • Gemeinsame PV-Nutzung in einem abgegrenzten Netzbereich auf gleicher Netzspannungsebene (z.B. gleicher Strang des Ortsnetztrafos)

Abb. 3: Tabelle Überblick über die betrachteten Konzepte

Den Ausgangspunkt für Informationen im Rahmen der vorliegenden Analyse stellten überwiegend die nationalen Verbände sowie die Ländervertretungen des PVP4Grid-Projektes dar. Deren Materialien wurden mit Daten aus vorigen EU-finanzierten Projekten ergänzt, wie zum Beispiel PV-FINANCING (insbesondere bei Spanien, Italien, Österreich, Frankreich und Deutschland) und anderen Dokumenten wie bspw. aus der Studie "Private Prosumer der Europäischen Energie" – GfK Konsortium Belgien, Mai 2017, worin die treibenden Kräfte, die rechtlichen Aspekte und die wirtschaftliche Leistung im Bereich der privaten Selbsterzeugung der Haushaltskonsumenten über den gesamten Lebenszyklus von Investitionen in EU-Ländern zusammengefasst werden.

2.2 PV Prosumer Konzept 1 (Direkte Einzelnutzung)

2.2.1 Beschreibung des PVP Konzepts

Schlüsselpartner und rechtliche Rahmenbedingungen

Der **lizenzierte Elektriker** (gem. Baukoordinierungsgesetz), welcher die Installation des Systems vornehmen muss, ist sozusagen die erste Instanz bei der Installation einer PV Anlage, Stromspeicher o.ä., da er normalerweise die erste Kontaktperson zwischen Anlagenbetreiber und dem wichtigsten Schlüsselpartner, dem Netzbetreiber, ist. Die Anlage wird zunächst gemäß dem österreichischen Standard ÖVE E 8001 geprüft. Nach erfolgreicher Prüfung wird der Fertigstellungshinweis sowie das Zertifikat der Normerfüllung dem örtlichen Netzbetreiber sowie der Abwicklungsstelle für Ökostrom (Oem AG) übermittelt – soweit die Anlage mit öffentlichen Mitteln gefördert wurde (PV Financing 2017).

Über die Anschlussbestimmungen entscheidet der **Netzbetreiber**, weswegen er eine hervorgehobene Rolle für den Prosumer spielt. Der netzparallele Betrieb der PV-Anlage erfordert einen technisch geeigneten Anschlusspunkt am Stromnetz. Dieser wird über Antrag des Anlagenbetreibers (oder des Elektrikers) vom Netzbetreiber ermittelt und mittels einer so genannten Einspeisebestätigung vorläufig festgelegt, wobei gleichzeitig bereits eine eindeutige Zählpunktbezeichnung vergeben wird. Im Allgemeinen können die 9 Bundesländer jedoch jeweils unterschiedliche Anforderungen im Hinblick auf elektrizitätsrechtliche (und baurechtliche) Bestimmungen stellen (PV Financing 2017). In jedem Fall muss der **Anlagenbetreiber** mit dem Netzbetreiber einen Netzzugangsvertrag abschließen.

Des Weiteren steht der Anlagenbetreiber im Rechtsverhältnis mit der jeweiligen **Landesbehörde**. Dies ist unter anderem wegen der Baugenehmigung sowie elektrizitätsrechtlichen Genehmigung wichtig, welche von Bundesland zu Bundesland (BL) unterschiedlich gehandhabt wird. Die Grenze, ab der eine Anzeige bzw. Genehmigung notwendig wird, variiert je nach BL zwischen 15 kW und 200 kW. Normalerweise ist eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung unter 15 kW nicht erforderlich (PV Financing 2017).

Bezüglich der Abnahme der überschüssigen Elektrizität wählt der Prosumer den **Energieversorger** seiner Wahl und schließt mit ihm einen Vertrag ab (PV Gemeinschaft 2018). Nach Anzeige der Fertigstellung wird die Erzeugungsanlage vom **Netzbetreiber** in Betrieb genommen. Voraussetzungen dafür sind ein unterzeichneter Stromabnahmevertrag, der Netzzugangsvertrag und die Konformitätserklärung für den eingesetzten Wechselrichter. Nachdem auch allfällige, in den jeweiligen Ausführungsbestimmungen des Netzbetreibers festgelegte, technische Vorkehrungen getroffen sind, wird der Zählertausch vom Netzbetreiber durchgeführt und die Anlage an das Netz geschaltet. Der konzessionierte Elektrotechniker ist ebenfalls in diesen Prozess involviert (PV Financing 2017).

Im Rahmen einer staatlicher Förderung nach Ökostromgesetz steht der Anlagenbetreiber im Rechtsverhältnis mit der **Ökostromabwicklungsstelle OeMAG** (ebd.). Falls jedoch kein OeMAG-Fördermodell gewählt wird, hat der Anlagenbetreiber die Möglichkeit, den überschüssigen Strom an einen frei wählbaren **Abnehmer** zu verkaufen, wobei die Vertragsbedingungen frei gestaltbar sind. Typischerweise ist der **Reststromlieferant** des Prosumers auch gleichzeitig der Abnehmer des überschüssigen Stroms. In Österreich ist es zunehmend der Fall, dass Prosumer mit der Ökostromabwicklungsstelle überhaupt nicht in Verbindung stehen, da bei Eigenverbrauchsmodellen die Wahl des Einspeisetarifs immer mehr in den Hintergrund tritt (mehr zu Fördermodellen siehe unten).

Letztendlich wird auf den Verbrauch von elektrischer Energie in Österreich die Elektrizitätsabgabe in der Höhe von 0,015 €/kWh erhoben. Diese Abgabepflicht betrifft auch Prosumer, allerdings nur falls der Eigenverbrauch 25.000 kWh p.a. übersteigt. Abgabenschuldner ist in diesem Fall der Prosumer. Die Abgabepflicht wird mit dem zuständigen **Finanzamt** geklärt (PV Financing 2017).

Organisationsstruktur

Fördermodelle

Ab 2018 entscheiden Anlagenerrichter zwischen einer Investition- und Tarifförderung, wobei diese Entscheidung maßgeblich vom Eigenverbrauchsanteil bestimmt wird (OeMAG 2018b). Grundsätzlich ist in Österreich die Förderung der Anlagenleistung über 500 kW gesetzlich unzulässig (ÖSG 2012).

Im Prinzip ist die Voraussetzung für die Abnahme des Ökostroms bei OeMAG-geförderten Anlagen das Vorliegen eines rechtskräftig abgeschlossenen Vertrages mit der OeMAG. Die Abnahme des produzierten Ökostroms erfolgt zu festgesetzten Tarifen, wobei es hier zwei Möglichkeiten gibt: Die Einspeisung zum erhöhten Einspeisetarif und die Einspeisung zum Marktpreis (OeMAG 2018a). Wie oben jedoch beschrieben tendieren österreichische Prosumer immer mehr zu Investitionsfördermodellen, wobei der überschüssige Strom an einen frei wählbaren Abnehmer verkauft werden kann. Eine weitere Erläuterung hierzu erfolgt unter „Förderung“.

Einspeise- und Abrechnungsmodalitäten

Falls die Anlage von der OeMAG gefördert wird, erfolgt die Einspeisung über die Öko-Bilanzgruppe. Neben dem notwendigen Vertragsabschluss zwischen der OeMAG und dem Ökostromanlagenbetreiber ist die Aufnahme in die Ökobilanzgruppe der OeMAG eine notwendige Voraussetzung für die Einspeisung und Vergütung von Ökostrom. Mit Erhalt der Inbetriebnahmemeldung, die vom Netzbetreiber ausgestellt wird,

ist eine Zuordnung zur Ökobilanzgruppe und die Vergütung der eingespeisten Energiemengen möglich (OeMAG 2018a). Grundsätzlich ist hier zwischen zwei unterschiedlichen Fallgruppen zu unterscheiden:

1. Die Inbetriebnahme einer neuen Ökostromanlage oder einer bestehenden Anlage, welche noch nicht in das öffentliche Netz angeschlossen war (Inselanlagen);
2. Der Wechsel einer Ökostromanlage, welche bereits in Betrieb und einer anderen Bilanzgruppe zugeordnet war

Die Auszahlung des Einspeiseentgeltes findet gemäß den allgemeinen Bedingungen der Ökostrom-Abwicklungsstelle (AB-Öko) am Monatsletzten des jeweiligen Folgemonats statt. Für die Abrechnung der Ökostromanlage sind die Einspeisemengen der Anlage(n) von dem entsprechenden Netzbetreiber bekannt zu geben. Dabei wird zwischen Lastprofilzähler und synthetischem Lastprofil unterschieden (OeMAG 2018a):

- Lastprofilzähler: Die Abrechnung der Anlage(n) erfolgt durch exakte Abrechnungsgutschriften der monatlich tatsächlich eingespeisten Menge. Verrechnungsgrundlage der Vergütung bei Ökostromerzeugern mit Lastprofilzählern sind grundsätzlich die vom jeweiligen Netzbetreiber der Ökostromabwicklungsstelle gemäß den geltenden Marktregeln zumindest monatlich je Ökostromanlage zu übermittelnden Zählwerte in der Form von 1/4- Stunden-Zeitreihen.
- Standardisiertes Lastprofil: Die Abrechnung der Anlage erfolgt durch Teilzahlungsbeträge aufgrund der Vorjahresezeugung bzw. der im Förderantrag bekanntgegebenen Einspeisemenge. Einmal jährlich - nach erfolgter Ablesung durch den Netzbetreiber - findet eine Jahresendabrechnung statt. Bei Ökostromerzeugern mit standardisierten Lastprofilen sind die Verrechnungsgrundlagen die vom Netzbetreiber der Ökostromabwicklungsstelle je Ökostromanlage bekannt gegebenen Jahresenergie-/Einspeisemengen, sowie das zugewiesene Lastprofil, wobei hier die zwischenzeitige Verrechnung mittels anteiliger Akontozahlung auf Basis der vom Netzbetreiber bekannt gegebenen Vorjahreseinspeisedaten bzw. Prognosewerte erfolgt. Wenn die anteilige Akontozahlung einen Betrag von € 1.000,00 pro Monat übersteigt, ist die Ökostromabwicklungsstelle berechtigt, den Ökostromerzeuger aufzufordern, entweder eine monatliche Ablesung durch den Netzbetreiber vornehmen zu lassen oder einen Lastprofilzähler installieren zu lassen. In den Fällen, in welchen der Netzbetreiber trotz standardisiertem Lastprofil monatlich Ablesungen vornimmt und diese Daten der Ökostromabwicklung übermittelt, erfolgt die Abrechnung sofort nach Maßgabe der von den Netzbetreibern übermittelten Werte. Eine Akontierung erfolgt in diesem Fall nicht.

Der Prosumer hat auch die Möglichkeit, Abrechnungen von der OeMAG monatlich per E-Mail zu erhalten.

Technische Lösungen und Komponenten

Das PV-System ist entsprechend den Vorgaben des Netzbetreibers anzuschließen. Der bestehende Zählerkasten ist für den Einbau eines zusätzlichen oder neuen bidirektionalen Zählers entsprechend vorzubereiten. Dazu muss in den meisten Fällen eine – dem aktuellen Stand der Technik entsprechende – Zählersteckleiste montiert werden. Erfolgt die Einspeisung nicht über einen bestehenden Zählpunkt, muss ein Zählerkasten inklusive Zuleitung installiert werden. Die Montage / der Austausch des Zählers erfolgt durch den Netzbetreiber. Mit der Beurteilung des Netzanschlusses im Vorfeld des Netzzugangsvertrages legt der Netzbetreiber betriebliche Parameter der Erzeugungsanlage fest. Bei PV-Anlagen kommen hier häufig wechselrichterintegrierte, lokal-autonome, spannungsabhängige Regelungen der Blindleistung sowie eine spannungsabhängige Wirkleistungsregelung (Leistungsreduktion nahe der zulässigen Spannungsobergrenze) zur Anwendung.

Die Installation eines Batteriespeichers ist zwar nicht notwendig, wird neben der PV-Anlage selbst sowohl auf Nationalstaatsebene (siehe S. 12), als auch von den Ländern gefördert (PV Austria 2018; PV Financing 2017).

Einfluss der Eigenstromproduktion sowie Einspeisung auf die betroffenen Systeme

Ist das Netz überlastet kann es vorkommen, dass die Einspeisung z.B. durch den Spannungswächter im Netzgebiet der Netz NÖ komplett unterbunden wird, wodurch der Eigenkonsum ebenfalls nicht mehr möglich ist (PV Financing 2017).

Langzeitpotenzial im Hinblick auf die Energiewende

Insgesamt ist ein großes Potential für PV-Dachanlagen im Strombereich, auch im Vergleich zur Freiflächen-PV und Windkraftanlagen, auszumachen. Dies ist vor allem im Neubau einfach zu erreichen, der vor allem in Ballungszentren mit Bevölkerungswachstum und dem damit verbundenen Wohnungsneubau besteht. In kleineren Städten mit negativer demographischer Entwicklung könnte es sich aufgrund fehlenden Neubaus und einem hohen Anteil an alten Bestandsbauten schwieriger gestalten. Durch den weiteren Preisverfall bei Speichern und den Lerneffekten für die Konzepte dürften die Modelle sich stark weiterverbreiten. Die politische Umsetzung zur Regelung von PV-Gemeinschaftsanlagen in der EIWOG-Novelle 2017 ist vor allem dem großen öffentlichen Interesse geschuldet. Dies kann man an der Besuchsrate von den Veranstaltungen zum Thema sehen und dem gesteigerten Interesse seitens von Immobilienentwicklern, Genossenschaften und Energieversorgern.

Auch regional herrscht großes Interesse an dem Thema, was sich bspw. An der Einführung von Investitionszuschüssen im Bundesland Steiermark zeigt. Komplizierter wird es bei der Sektorkopplung mit

dem Wärmebereich. Vor allem bei Bestandsbauten sind die Aufwendungen hierfür relativ hoch (Interview, ASCR, 16.03.2018).

2.2.2 Rechtlicher Rahmen

Gesetzliche Grundlagen

Bei der Projektplanung und -Durchführung sind sowohl Bundes- als auch Landesgesetze zu beachten. Auf Bundesebene bestehen folgende Regelungen (PV Financing 2017):

- **Ökostromgesetz (ÖSG 2012 in der Fassung der Novelle 2017):** Wie oben beschrieben regelt das ÖSG 2012 die Modalitäten zum Einspeisetarif sowie zur Investitionsförderung. Des Weiteren regelt es insbesondere die Funktion der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG.
- **Ökostromnovelle 2017:** Aus der Ökostromnovelle 2017 heraus ergibt sich die Möglichkeit zur Förderung von PVP-Konzepten in Mehrparteienhäusern (siehe Konzept 2).
- **Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG 2010):** Regelt neben der Definition des Marktmodells für Strom die allgemeinen Konditionen zum Netzanschluss bzw. Netzbetrieb, unter anderem bzgl. Netzzugangserhalt. Es ist unter anderem geregelt, dass Ökostromanlagen vorrangig ans Netz geschlossen werden sollen. Die Regelung zur elektrizitätsrechtlichen Genehmigung wird jedoch auf Landesebene bestimmt.
- **Nur bei geförderten Anlagen – Allgemeine Bedingungen der Ökostrom-Abwicklungsstelle (AB-Öko):** Regelt Einspeise- und Abrechnungsmodalitäten für Ökostromanlagen sowie zur Ökobilanzgruppe. Die Aufnahme in die Ökobilanzgruppe der OeMAG ist eine notwendige Voraussetzung für die Einspeisung und Vergütung von Ökostrom bei geförderten Anlagen. Wie im vorigen Abschnitt jedoch beschrieben, kann der Prosumer zwischen zwei Fördermodellen entscheiden. Entscheidet er sich gegen die Tarifförderung und für die Investitionsförderung, ist der Abnehmer des eingespeisten Stroms frei wählbar. Sollte es sich jedoch um eine Erweiterung einer tarifgeförderten Anlage handeln, ist eine Einspeisung in die Öko-Bilanzgruppe nach wie vor verpflichtend. Ist eine Einspeisung des erzeugten Stroms in die Öko-Bilanzgruppe gewünscht, kann mittels dafür bereitgestellter Funktion ein Abnahmevertrag zum Marktpreis abgeschlossen werden. In diesem Fall wird die eingespeiste Energie zum Marktpreis gemäß § 41 ÖSG 2012 abzüglich der aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie vergütet (OeMAG 2018a).
- **Elektrotechnikgesetz und Elektrotechnikverordnungen:** Regelungen zum Inbetriebnahme-Protokoll sowie Funktionsprüfung nach ÖVE E 8001, die an den Netzbetreiber gesendet werden, Regelung der regelmäßig wiederkehrenden Prüfung nach der österreichischen Norm ÖVE E8001-62

- Verordnung zu technischen Anschlussbedingungen (TAEV): Betrifft vor allem den Netzanschluss (Montage/Einrichtung bzw. Austausch eines bidirektionalen Zählers).
- Elektrizitätsabgabegesetz: Regelt die steuerliche Beurteilung des Eigenverbrauchs. Nach einer Änderung des Elektrizitätsabgabegesetzes ist der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom bis 25.000 kWh pro Jahr steuerbefreit (bis 2014: 5.000 kWh). Zudem besteht für Anlagen bis 26 kWp keine Berichterstattungspflicht über die Produktion. Die Steuerpflicht entfällt auch, wenn der Wert des erzeugten Überschusses max. 50€ pro Jahr über dem erlaubten steuerfreien Eigenverbrauch liegt. Ab 25.000 kWh Eigenverbrauch beträgt die Steuerlast 0,015 €/kWh, wobei nur der Eigenbedarf besteuert wird. Entsprechend ist ein monatlicher Bericht über die Produktion zu legen (PV Financing 2017).

Die 9 landesspezifischen Ausführungsgesetze des Elektrizitätsrechts (Landeselektrizitätsgesetze) sind unterschiedlich. Diese dezentralisierte Struktur der Gesetzgebung kann daher zur Planungsunsicherheit bezüglich der Anschlusskosten, Förderstruktur der Bundesländer sowie der Genehmigungsprozesse führen. Diese Unterschiede machen sich an der unterschiedlichen Entwicklung der Photovoltaik in den Ländern bemerkbar (PV Financing 2017).

Förderung

Durch den Beschluss der Zusatzförderung für PV-Anlagen und Batteriespeicher für die Jahre 2018/2019 mit einem Volumen von insgesamt 30 Millionen Euro kann der Anlagenerrichter nun zwischen dem Einspeisetarifmodell oder dem Investitionszuschussmodell entscheiden. Letzteres wurde im Jahr 2017 im Zuge der Ökostromnovelle beschlossen (OeMAG 2018b). Damit kristallisiert sich der Trend weg von der Einspeisung und hin zum Eigenkonsum immer mehr heraus, was dadurch auch vom Gesetzgeber anerkannt wird. Im Folgenden werden die momentan möglichen Fördermodelle auf Bundesebene aufgeführt, wobei zu erwähnen ist, dass es neben der Bundesförderung auch Landes- und Kommunalförderungen gibt, die jedoch unterschiedlich ausgestaltet sind und daher hier nicht erläutert werden.

Investitionszuschussmodell

Das Investitionszuschussmodell ist die wichtigste und beliebteste Förderoption für Prosumer. Einerseits haben sie dadurch die Möglichkeit, den Eigenverbrauch zu optimieren (welcher sich wirtschaftlich mehr lohnt als die Einspeisung bzw. Stromkauf). Andererseits können Prosumer sich auf diese Weise von der Ökostromabwicklungsstelle unabhängig machen, da der überschüssige Strom an einen frei wählbaren Abnehmer verkauft werden kann, wodurch die Marktfähigkeit der Prosumption gestärkt wird.

Die Investitionsförderung steht Anlagen jeder Anlagengröße zu, die auf Gebäuden, baulichen Anlagen sowie Betriebsflächen (ausgenommen Grünflächen) errichtet werden. Gefördert hingegen werden nur max. 500 kW einer Anlage, wobei die Erweiterung einer Bestandsanlage auch gefördert wird. Die Förderung steht ebenfalls für Stromspeicher zur Verfügung. Die maximal förderfähige Leistung ist eine installierte Engpassleistung zwischen 0,5-10 kWh/kWp. Insgesamt beträgt das Fördervolumen 30 Millionen Euro für die Jahre 2018/2019, wovon mindestens 9 Millionen Euro für PV-Anlagen bestimmt sind. Gemäß Ökostromgesetz beträgt der Investitionszuschuss für Anlagen bis zu einer Engpassleistung von 100 kW 250€, für Anlagen zwischen 100-500 kW 200€. Verfügt die Anlage über eine Speicherkapazität im Ausmaß von mindestens 0,5 kWh/kWp installierter Engpassleistung oder wird eine bestehende Anlage oder eine bestehende Speicherkapazität in diesem Ausmaß erweitert, kann zusätzlich ein Investitionszuschuss von 500 €/kWh gewährt werden. Es können bis zu 10 kWh Speicherkapazität pro kWp installierter Engpassleistung nach dieser Bestimmung gefördert werden. Dieses Modell unterscheidet sich des Weiteren darin vom obigen Modell, dass der Anlagenbetreiber den Stromabnehmer frei wählen kann; das heißt, dass die Einspeisung in die Öko-Bilanzgruppe nicht erforderlich ist. Zudem wird hier nach dem „first come first served“ Prinzip über die Gewährung der Förderung entschieden. Die Investitionszuschüsse dürfen maximal 65% der förderfähigen Kosten (netto) für kleine Unternehmen, 55% für mittlere Unternehmen und 45% für große Unternehmen betragen. Hinsichtlich der Unternehmensgröße ist wie folgt zu unterscheiden: als kleines Unternehmen gilt ein Unternehmen, das weniger als 50 Personen beschäftigt und dessen Jahresumsatz beziehungsweise Jahresbilanz 10 Millionen Euro nicht übersteigt; als mittleres Unternehmen gilt ein Unternehmen, das weniger als 250 Personen beschäftigt und entweder einen Jahresumsatz von höchstens 50 Millionen Euro erzielt oder dessen Jahresbilanzsumme sich auf höchstens 43 Millionen Euro beläuft; als großes Unternehmen gilt jedes Unternehmen, das nicht den vorigen Kategorien zuordnen lässt (Förderrichtlinie 2018; OeMAG 2018b).

Kompensation der überschüssigen Elektrizität im Einspeisetarifmodell (Tarifförderung)

Diese Art von Förderung wird nur für Aufdach- oder gebäudeintegrierte Anlagen gewährt. Das Fördervolumen beträgt insgesamt 8 Millionen Euro pro Jahr. Die Gewährung der Förderung erfolgt nach der Höhe des Eigenversorgungsanteils. Die Einspeisetarife für die Kontrahierung von Ökostrom bestimmen sich für Anlagen nach den im Zeitpunkt der Antragstellung bestimmten Preisen gemäß Einspeisetarifverordnung. Der Anlagenbetreiber kann ab einer Anlagengröße von 5 kW bis 200 kW eine geförderte Einspeisevergütung beantragen. Der geförderte Tarif zum Vertragsabschluss, welcher im Jahr 7.91 €/kWh bzw. im Jahr 2019 7.67 €/kWh beträgt, wird auf 13 Jahre gewährt (§6 ÖSG 2012). Zusätzlich wird im Jahr 2018 ein Investitionszuschuss von 250€/kWp gewährt. Die Vergütung für die

kontrahierten Ökostromanlagen erfolgt entsprechend den von der Anlage erzeugten und in das öffentliche Netz abgegebenen Ökostrommengen, soweit bei der Erzeugung die jeweils im Vertrag vereinbarte Engpassleistung, abzüglich eines allfälligen Eigenversorgungsanteils, nicht überschritten wurde. Einer solchen Abgabe ist eine kurzfristige und mit dem Regelzonenführer abzustimmende Reduktion oder Unterbrechung der Einspeisung zum Zwecke der Minimierung der Aufwendungen für Ausgleichsenergie gleichzuhalten. Der Eigenversorgungsanteil ist der Anteil der Engpassleistung einer Anlage, für den keine Tarifförderung beantragt wird. Dieser muss gegenüber der Ökostromabwicklungsstelle angezeigt werden (§18 ÖSG 2012).

Die tarifrelevante Größe ist die sogenannte Engpassleistung (bei Photovoltaikanlagen ist dies die Modulspitzenleistung in kWp). Sie ist definitionsgemäß die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Erzeugungsanlage mit allen Maschinensätzen. Die Engpassleistung bzw. die Modulspitzenleistung bei PV-Anlagen ist dem Anerkennungsbescheid zu entnehmen (OeMAG 2018b).

Einspeisung zum Marktpreis

Betreiber einer rohstoffunabhängigen Anlage haben gemäß §13 ÖSG 2012 die Möglichkeit, zu Marktpreisen Strom einzuspeisen, wobei die Ökostromabwicklungsstelle zur Abnahme verpflichtet ist. Dies gilt auch für Anlagen, für die eigentlich eine Kontrahierungspflicht zu festgelegten Einspeisetarifen besteht (§12), sofern der Anlagenbetreiber einwilligt, für mindestens 12 Monate auf den Einspeisetarif zu verzichten. Die E-Control hat am Ende eines jeden Quartals den durchschnittlichen Marktpreis elektrischer Grundlastenergie zu berechnen und zu veröffentlichen. Dieser Wert ermittelt sich als arithmetischer Durchschnitt der von der European Energy Exchange (EEX) festgelegten Preise für die nächsten vier aufeinander folgenden Grundlast-Quartalsfutures (Baseload Quarter Futures). Daher hat die Energie-Control Austria vierteljährlich die durchschnittlichen Marktpreise elektrischer Grundlastenergie festzustellen und in geeigneter Weise zu veröffentlichen. Dieser Marktpreis beträgt demzufolge 37,25 Euro/MWh *(nach 37,91 Euro/MWh für das 1. Quartal 2018) (E-Control 2018).

Netzparitätstarif

Für Photovoltaikanlagen über 5 kWp, für die nach ÖSG 2012 ein Antrag auf Kontrahierung gestellt wurde, besteht die Möglichkeit, abweichend von anderen Bestimmungen zum Einspeisetarif die Förderung von eingespeister elektrischer Energie in Höhe von 18 Cent/kWh über den Zeitraum von 13 Jahren zu beantragen (Netzparitäts-Tarif). Ein Wechsel auf Abnahme des Ökostroms zum Einspeisetarif ist unzulässig.

2.2.3 Ökonomische Aspekte des PVP Konzepts

Der Mehrwert des Konzepts

Insgesamt ist es für $\frac{3}{4}$ der Österreicher vorstellbar, im Jahr 2020 Prosumer zu sein, also Energie auch selbst zu erzeugen. Für Personen mit Haus ist das "Zuhause als Kraftwerk" mit 82% präsenter, als für Personen in Wohnungen mit 69% (unabhängig ob Miete oder Eigentum). Deutlich ausgeprägt ist das Interesse bei Personen mit Affinität zu Bürgerbeteiligungen oder zu Einkaufsgemeinschaften mit jeweils ca. 85% (Deloitte 2015).

Einnahmequellen

- Überschüssiger Strom wird vergütet gemäß individuellem Stromabnahmevertrag bzw. durch den Einspeisetarif (siehe Abschnitt zur Förderung)
- Gemäß den Antworten der Interviewpartner (Interview, ASCR, 16.03.2018) bieten sich durch den Eigenverbrauch große Einsparpotenziale für den Anlagenbetreiber bzw. die PV-Strom-Nutzer (PV Gemeinschaft 2018)

Kostenstruktur

- Steuerpflicht: Nach einer Änderung des Elektrizitätsabgabegesetzes ist der Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom bis 25.000 kWh pro Jahr steuerbefreit (bis 2014: 5.000 kWh). Zudem besteht für Anlagen bis 26 kWp keine Berichterstattungspflicht über die Produktion. Die Steuerpflicht entfällt auch, wenn der Wert des erzeugten Überschusses max. 50€ pro Jahr über dem erlaubten steuerfreien Eigenverbrauch liegt. Ab 25.000 kWh Eigenverbrauch beträgt die Steuerlast 0,015 €/kWh, wobei nur der Eigenbedarf besteuert wird. Entsprechend ist ein monatlicher Bericht über die Produktion zu legen (PV Financing 2017).
- Betriebsanlagengenehmigung: Wird die PV-Anlage auf einem Unternehmen errichtet und der PV-Strom im Betrieb genutzt, muss die PV-Anlage im Rahmen einer Betriebsanlagengenehmigung geprüft werden. Dabei wird auch die elektrizitätsrechtliche Genehmigung erteilt. Dieses Verfahren wird von der zuständigen Gewerbebehörde durchgeführt (PV Financing 2017).

2.2.4 Barrieren für die Umsetzung

Grundsätzlich wurden durch die Novellierung des Ökostromgesetzes sowie des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes im Juli 2017 einige elektrizitätsrechtliche Hürden für die Eigenverbrauchsoptimierung beseitigt, die vor allem die Nutzung gemeinschaftlicher Anlagen betrifft.

Dennoch sind bisher in Österreich lediglich Einzelnutzungs- sowie Kollektivmodell (siehe Konzept 2 weiter unten) rechtlich möglich (Interview, PV Austria, 10.04.2018). Es folgen identifizierte Barrieren für die Umsetzung von PVP-Konzepten.

1) Einspeiseförderung für Prosumer ungeeignet

Zu Beginn 2017 wurde noch bemängelt, dass die Einspeiseförderung nicht geeignet sei für die auf Eigenverbrauch optimierten Anlagen (Koza und Schitter 2017). Die meisten Anlagen amortisierten sich stärker über eingesparte Stromkosten als über die Erlöse für den eingespeisten Strom und würden von Investitionsförderungen stärker profitieren (Koza und Schitter 2017). Seither wurde jedoch auf die Forderung der PV Interessensgemeinschaft eingegangen, den Eigenverbrauch durch ein höheres Kontingent für Investitionsförderung zu unterstützen (s.o.). Es wurde dennoch bemängelt, dass diese zu niedrig sei (Koza und Schitter 2017). Wenn man das Einspeisetarifmodell wählt, beträgt die Förderung im Jahr 2018 maximal 30% der Investitionskosten, was sogar weniger ist als im Vorjahr mit 35-40% (siehe Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018). Im Investitionszuschussmodell hingegen kann ein Zuschussanteil von 45-65% erreicht werden (Förderrichtlinie 2018), was eindeutig zur Beseitigung dieser Barriere dient.

2) Planungsunsicherheit durch administrative Barrieren

Auf institutioneller Ebene stellten nach Koza und Schitter (2017) die administrativen Barrieren derzeit die größten Probleme für Prosumer dar. Die unterschiedliche Gesetzeslage hat zum Teil aufwändige Genehmigungsabläufe sowie Planungsunsicherheit bei Netzanschlusskosten zur Folge. Beispielsweise, ob eine elektrizitätsrechtliche Genehmigung erforderlich ist, hängt von der geplanten Anlagenleistung ab und ist von Bundesland zu Bundesland unterschiedlich. Die Untergrenze variiert von 16 kW (in Wien) bis 200 kW (Steiermark). Bis zu einer Obergrenze, die meist im Bereich von 50 bis 200 kW liegt, ist ein einfaches Verfahren möglich. Allein im Bundesland Kärnten muss für PV-Anlagen keine elektrizitätsrechtliche Bewilligung erwirkt werden. Für größere Anlagen verlangen die Landesgesetze immer eine Augenscheinverhandlung vor Ort. Die Terminfindung dafür verzögert den Genehmigungsablauf meist (PV Financing 2017).

Eine Nivellierung dieser prozeduralen Unterschiede wäre dabei klar notwendig um die Geschwindigkeit der Genehmigungsprozesse zu erhöhen und mehr Projekte zu realisieren (Koza und Schutter 2017).

3) Notwendigkeit einer Betriebsanlagengenehmigung

Wird die PV-Anlage auf einem Unternehmen errichtet und der PV-Strom im Betrieb genutzt, muss die PV-Anlage im Rahmen einer Betriebsanlagengenehmigung geprüft werden. Dabei wird auch die elektrizitätsrechtliche Genehmigung erteilt. Dieses Verfahren wird von der zuständigen Gewerbebehörde durchgeführt.

Für die Baugenehmigung ist oftmals ein Stabilitätsnachweis im Rahmen eines statischen Befundes zu erbringen. Die Kriterien dafür haben sich in den letzten Jahren verschärft, insbesondere bei der Bewertung der Schneelast. Die Erstellung eines statischen Befundes verursacht in manchen Fällen großen Aufwand; vielfach sind Bestandspläne nicht mehr verfügbar oder veraltet und müssen neu erstellt werden (PV Financing 2017).

4) Unzureichende Netzkapazität

Wenn an einem räumlich kleinen Netzabschnitt bereits viele Photovoltaikanlagen angeschlossen sind, werden eventuell Maßnahmen zur Netzverstärkung erforderlich, die der Netzbetreiber letztlich dem Kunden verrechnet (PV Financing 2017). Grundsätzlich hängt ein vorteilhafter Netzzugang für PV-Prosumer neben objektivierbaren, elektrotechnischen Gesichtspunkten maßgeblich von der höchst netzbetreiberspezifischen Netzplanungs- und Anschlussbeurteilungskultur ab. Sowohl auf technischer als auch auf organisatorischer Ebene wurden in den vergangenen 10 Jahren wichtige Fortschritte erzielt. Bei vielen Netzbetreibern ist eine PV-ablehnende Grundhaltung einer pragmatischen Herangehensweise gewichen. Hervorzuheben ist, dass etwa PV-Wechselrichter-integrierte, netzdienliche Funktionen inzwischen verstanden und effizient eingesetzt werden, wodurch die technische Aufnahmefähigkeit der Netze für Einspeiser deutlich gesteigert werden konnte. Einzelne Netzbetreiber sind jedoch sehr vorsichtig und gehen in Fragen der Anlagenintegration von Extremfällen aus und fordern von Anlagenbetreibern beispielsweise kostspielige, mehrfach redundante Systeme des Netz- und Anlagenschutzes.

4) Kein finanzieller Anreiz für Vermieter zur Errichtung einer Mieterstromanlage

Aus ökonomischen Gründen ist es momentan für den Vermieter nicht lukrativ genug eine solche Anlage zu errichten. Abhilfe könnte beispielsweise ein festgelegter Anteil an erneuerbaren Energien bei Wohnungsneubauten sein. Somit würden auch solche Konzepte von Vermieterseite her weiter vorangetrieben (Interview, Sonnenplatz Großschönau, 08.03.2018).

2.2.5 Good-Practice-Beispiele

Best-Practice-Beispiele (PV Austria 2017)

Die folgenden Beispiele verdeutlichen, dass maßgeschneiderte Prosumer-Konzepte zu ausgesprochen hoher Nutzungseffizienz führen: Bei den angeführten Projekten liegt die Eigennutzung bei 90-100 Prozent, was eine höhere Kostensenkung nach sich zieht, da hierdurch umso mehr konventioneller Strom eingespart werden kann, der um die Mittagszeit besonders teuer ist. Grundsätzlich wird von der Annahme ausgegangen, dass sich die Eigennutzung von selbstproduziertem Strom langfristig wirtschaftlich mehr lohnt als dessen Einspeisung, da vor allem Spitzenlaststrom und nicht Grundlaststrom durch PV-Strom ersetzt werden kann. Durch die genaue Abstimmung der Anlagennutzung auf das Verbrauchsverhalten kann daher eine deutliche Kostenersparnis erreicht werden. Es gilt: Je höher der Eigenverbrauch, desto rentabler die Anlage und umso früher erfolgt die Amortisation. Die Betreiber der Best-Practice-Anlagen erkennen daher nicht nur den umweltbezogenen, sondern auch den wirtschaftlichen Sinn hinter der Eigennutzung (PV Austria 2017).

- Kläranlage Wasserverband Bad Hall: Seit 2015 bezieht die Kläranlage Strom aus der hauseigenen 25 kWp-Anlage. Das Projekt ist Teil der Klima- und Energiemodellregion im Traunviertler Alpenvorland, initiiert vom österreichischen Klima- und Energiefonds. Der Zweck der Modellregion ist die Ökologisierung der Lebensumwelt durch eigene Ideen der Bürgerinnen und Bürger. Die Kläranlage wird beispielsweise durch ein Energiemanagementsystem gesteuert, sodass es der Eigenstromverbrauch bei 100% liegt). Insgesamt werden in der Modellregion 23 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 205 kWp betrieben. Die Finanzierung erfolgt über eine Genossenschaft mit einem Einlagevermögen von 222.500 Euro.
- Pflegeheim Weyer: PV-Anlagen sind ideal für Seniorenheime, da das Profil der Stromerzeugung genau auf das Verbrauchsverhalten abgestimmt werden kann. Ein Altenheim braucht nämlich tagsüber sehr viel Strom, da die Bewohner für gewöhnlich früh aufstehen, meistens tagsüber zuhause sind und abends wieder früh zu Bett gehen. Zur effizienten Dachnutzung wurden die Module in Südwest und Südost-Richtung mit einer Gesamtnennleistung von 40 kWp installiert. Der Eigenstromverbrauch liegt bei 100%.
- Erholungsort Voralpe in der Oststeiermark: Um den steigenden Kühlungsbedarf im Sommer zu kompensieren, wurde eine 6.2 kWp-Anlage installiert. Der höchste Stromverbrauch fällt, parallel zur Stromerzeugung, im Sommer zur Mittagszeit an, weswegen ein Eigenstromverbrauchsanteil

von 90% erreicht wird. Zudem wird der Überschussstrom durch das Absenken der Tiefkühltemperatur im Gefriergut „gespeichert“, wodurch die Schaltintervalle bis zum Erreichen der Einschalt Solltemperatur für den Kältekompressor in der Nacht deutlich verlängert werden können. Die Stromkostensparnis liegt bei 30%.

2.3 PV Prosumer Konzept 2 (Kollektivnutzung)

Bei der Kollektivnutzung muss zwischen lokaler kollektiver Nutzung innerhalb desselben Gebäudes und im Rahmen eines lokalen privaten Netzes unterschieden werden. Lokale kollektive Nutzung mit einem privaten Netz kann beispielsweise ein Industriepark sein, der sein eigenes Netz betreibt. Die PV-Anlage speist Strom in dieses private Netz ein und das lokale Netzwerk kann Reststrom aus dem öffentlichen Netz beziehen.

Die österreichische Gesetzgebung hat im Jahr 2017 mit einer Änderung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes das Modell einer gemeinschaftlichen Erzeugungslage definiert (§ 16 a EIWOG). In diesem Zusammenhang wurde die Leitung zwischen dem Netzverknüpfungspunkt (Eigentumsgrenze zwischen Netzbetreiber und Liegenschaft) und den kundenseitigen Stromzählern (die bislang ein elektrizitätsrechtliches „Niemandland“ war), als private Hauptleitung definiert. Über diese Hauptleitung kann nunmehr Strom aus einer lokalen Erzeugungsanlage an Kunden (Verbraucher) verteilt und verkauft werden ohne dass dafür Netzentgelte anfallen würden. Die Ausdehnung einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage ist definitionsgemäß (§ 16 a EIWOG) auf eben diese Hauptleitung begrenzt. Eine Netznutzung, also eine Verteilung von Strom über den Netzverknüpfungspunkt der Liegenschaft hinaus, ist unzulässig. An dieser Stelle ist anzumerken, dass eine Netznutzung lediglich für den Betrieb einer gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage ausgeschlossen ist. Selbstverständlich sind PVP Konzepte, die eine Netzdurchleitung vorsehen, elektrizitätsrechtlich zulässig und im Marktmodell für Strom abbildbar (wobei die wirtschaftlicher Darstellbarkeit netznutzender PVP Konzepte hier nicht beurteilt wird).

Jedoch ist die Verteilung in einem privaten betriebenen Netz (Konzession muss vorhanden sein) mit einem einzelnen Netzanschluss zulässig, jedoch durch die neue Regulierung scheint der Aufwand eines privaten Netzbetriebs als nicht mehr notwendig.

2.3.1 Beschreibung des PVP Konzepts

Schlüsselpartner und rechtliche Rahmenbedingungen

Die gemeinschaftliche Nutzung von Erzeugungsanlagen ist in Paragraph 16a EIWOG geregelt. So hat prinzipiell jeder Netzzugangsberechtigte ein Recht auf den Betrieb von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen. Grundsätzlich muss aber die Teilnahme der potenziellen Beteiligten geklärt werden. Die Planung und der Bau der PV-Gemeinschaftsanlage ist auch mit dem Wohnungsbesitzer und dem/n Haus- bzw. Dachbesitzer/n, sowie gegebenenfalls mit der Hausverwaltung abzuklären (PV Gemeinschaft 2018). Soll die Anlage auf einem Mehrfamilienhaus stehen, muss die Zustimmung aller Eigentümerparteien eingeholt werden. Der Betreiber der Anlage kann von den teilnehmenden Berechtigten nach Paragraph 16a Abs. 3 EIWOG frei bestimmt werden. Zudem werden die Besitzverhältnisse geklärt:

Soll die Anlage selbst betrieben werden oder von einem Investor (PV Financing 2017)? Hierzu gibt es mehrere Umsetzungsvarianten, siehe unter „Organisationsstruktur“.

Des Weiteren werden Verträge zwischen Anlagenbetreibern und Teilnehmern abgeschlossen hinsichtlich der Wartung, Inbetriebnahme, Betrieb der Anlage sowie die Zustimmung zur Auslesung von Viertelstundenwerten. Falls die Dachfläche angemietet wird, wird ein Miet- und Dienstbarkeitsvertrag zwischen Anlagenbesitzer und Hauseigentümer abgeschlossen (PV Gemeinschaft 2018).

Bezüglich der Einspeisung der überschüssigen Elektrizität wählt der Prosumer den Energieversorger seiner Wahl und schließt mit ihm einen Vertrag ab (PV Gemeinschaft 2018). Abgesehen hiervon gleichen die Akteursverhältnisse Konzept 1. Die folgende Abbildung illustriert das Verhältnis:

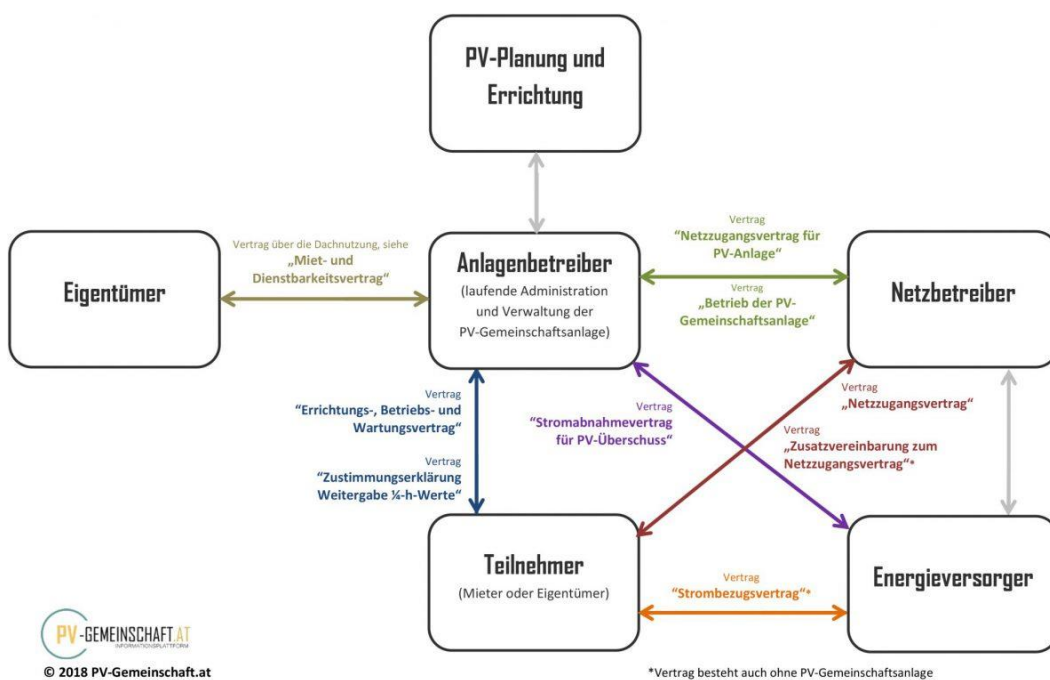


Abb. 4: Abbildung Akteursverhältnis im Rahmen der Kollektivnutzung mit öffentlichem Netzanschluss

Organisationsstruktur

Betriebsmodelle

Wie oben beschrieben, gibt es verschiedene Umsetzungsvarianten für PV-Gemeinschaftsanlagen. Grundsätzlich ist die Installation von Smart Metern in den Wohnungen der Teilnehmer Voraussetzung (PV Gemeinschaft 2018).

Die im Folgenden präsentierten Modelle schließen zwar andere Modelle nicht aus, spiegeln jedoch die Struktur des momentan Möglichen wider. Das heißt, in Österreich ist zur Zeit nur die gemeinschaftliche Nutzung in einem Mehrparteienhaus mit öffentlichem Anschluss möglich (Modell 2.1). Hierbei kann es

mehrere Varianten geben. Im Prinzip geht es darum, wer die Anlage betreibt und was die Abrechnungsmodalitäten sind, was relativ flexibel ist. Der Netzbetreiber hat auf diese Entscheidung keinen Einfluss. Allerdings wird bald die Fernsteuerbefugnis für PV-Anlagen durch den Netzbetreiber in Österreich umgesetzt, was eine EU-weite Vorgabe ist (Interview, PV Austria, 10.04.2018).

Das Modell der Gemeinschaftsanlage ist grundsätzlich auch erst seit Sommer letzten Jahres möglich. Quartiers- oder Stadtmodelle gibt es jedoch momentan noch nicht (Interview, PV Austria, 10.04.2018).

1. Mieterstrommodell

Der Immobilieneigentümer investiert in die Anlage und stellt den Bewohnern den PV-Strom gratis zur Verfügung. Ausschließlich bei Genossenschaftswohnungen kann die Anlage über den Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag (EVB) finanziert werden, da die PV-Anlage als „Infrastrukturausstattung“ angesehen werden kann. Der EVB ist eine Entgeltkomponente, die der Vermieter bei den Mietern einfordern kann. Bei diesem Modell erhält jede Wohnung einen Smart Meter, um die Gleichzeitigkeit der Produktion mit dem Verbrauch bestimmen zu können. Fallen Produktion und Verbrauch zusammen, wird die produzierte Strommenge auf die Verbraucher gratis verteilt. Die einzelnen Mieter entscheiden frei über den Stromlieferanten, von dem sie den restlichen Strom beziehen. Jeder Mieter kann einen anderen Reststromlieferant haben. Der überschüssige Strom wird an einen Abnehmer verkauft den der Immobilieneigentümer bestimmt (kann bei entsprechender Förderung die OeMAG sein). Der Erlös geht entsprechend an ihn (PV Gemeinschaft 2018).

2. Errichtung und Nutzung durch Bewohnerverein (Vereinsmodell)

In einem Mehrfamilienhaus können sich die Wohnungseigentümer organisieren und nach Gründung eines Bewohnervereins gemeinsam eine PV-Anlage erwerben und betreiben. Anlagenverantwortlicher und Betreiber ist somit der Verein. Die Aufteilung der Finanzierungskosten, die Höhe der Stromkosten aus der PV-Anlage sowie die Art der Zahlungsflüsse werden in den Vereinsstatuten festgehalten. Die Vereinsmitglieder zahlen einen Investitionsanteil und erhalten dafür ein PV Strombezugsrecht. Die Mieter/Wohnungseigentümer entscheiden frei über den Stromlieferant, von dem sie den restlichen Strom beziehen. Der überschüssige Strom wird an einen Abnehmer verkauft, den der Verein gemeinsam bestimmt. (PV Gemeinschaft 2018).

3. Unternehmen errichtet und verpachtet an Bewohner (Unternehmensmodell)

Das Unternehmen investiert und betreibt in die Anlage, die dann gleichmäßig von den Bewohnern genutzt wird. Diese sind gegen eine Pachtzahlung hierzu ermächtigt. Anlagenverantwortlicher ist das externe Unternehmen. Zwischen dem externen Unternehmen/Verpächter und jedem einzelnen Bewohner wird ein

Pachtvertrag abgeschlossen. Die Pacht kann z.B. als fixer Betrag pro Periode (z.B. Jahr) festgelegt sein. Jeder Wohnung wird ein Anteil der PV-Stromproduktion zur Verfügung gestellt. Der Erlös aus der Netzeinspeisung erhält das externe Unternehmen/Verpächter der Anlage (PV Gemeinschaft 2018).

4. Liefer-Contracting

Ein Contractor errichtet und betreibt die PV-Anlage am Gebäude. Der PV-Strom wird den teilnehmenden Bewohnern zur Verfügung gestellt. Die Bewohner zahlen für den tatsächlich bezogenen PV-Strom einen festgelegten Betrag in Cent/kWh an den Contractor. Die Erträge aus der Überschusseinspeisung ins Netz erhält der Contractor (PV Gemeinschaft 2018).

5. EVU-Modell

Ähnlich dem Contractingmodell errichtet ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) die PV-Anlage auf dem Dach eines Mehrparteienhauses. Das EVU liefert dann sowohl den erzeugten PV-Strom als auch den restlichen Strombedarf für die Teilnehmer. Der PV-Strom kann also nur bezogen werden, wenn der Teilnehmer auch Kunde dieses EVU ist. Eine Beteiligung aller Parteien in einem Mehrfamilienhaus ist jedoch nicht Voraussetzung für die Verwirklichung des Modells (PV Gemeinschaft 2018). Das PV-Gemeinschaftsmodell wird zur Zeit vor allem von EVUs genutzt, da diese die Ressourcen zur Abwicklung haben (Rechtsexperten, Economies of Scale, etc.). Des Weiteren bietet es eine gute Möglichkeit, dieses Modell zur Kundenbindung einzusetzen (Interview, PV Austria, 10.04.2018)

Es wird noch länger dauern, bis das Gemeinschaftsmodell zum Standard wird. PV Austria hat daher zum Abbau von Unsicherheiten die Seite pv-gemeinschaft.at mitgestaltet. Das Modell der Einzelnutzung wird voraussichtlich noch für Jahre das meistgenutzte bleiben. Allerdings ist die Umsetzung des Gemeinschaftsmodells noch so neu, dass noch keine umfassende Analyse darüber möglich ist (Interview, PV Austria, 10.04.2018).

Die Angelegenheit muss aus zwei Blickwinkeln betrachtet werden: Auf der rechtlichen Ebene und hinsichtlich der Förderstruktur. Es war grundlegend, dass sich die rechtliche Situation durch die Ökostromnovelle in 2017 geändert hat und Gemeinschaftsprojekte ermöglicht hat. Die Fördersätze sind auch auf diese Modelle anwendbar. PV Austria setzt sich für höhere Fördersätze ein, weil der administrative Aufwand derzeit mit einer erheblichen finanziellen Belastung einhergeht. Diese Projekte sind jedoch schon profitabel: Einerseits für die Konsumenten (niedrigerer Strompreis), aber auch für die Projektentwickler. Für Letztere ist der organisatorische Aufwand eben sehr hoch. Daher nutzen vor allem EVUs diese Investitionsmöglichkeit, da sie die Ressourcen haben. Genauer ist zu

Finanzierungsmodellen noch nicht bekannt, da die EVUs nicht preisgeben wollen, wie sie ihr Geschäftsmodell entwickeln (Interview, PV Austria, 10.04.2018).

6. Alternative Modelle

Bisher wurde angenommen, dass aufgrund der Struktur des Stromnetzes Quartiers- oder Stadtmodelle ausgeschlossen sind. Nur Parteien in einem Gebäude könnten sich an einer solchen Anlage beteiligen. Alles, was außerhalb des Gebäudes ist und von der Infrastruktur des öffentlichen Stromnetzes abhängt, kann sich nicht mehr beteiligen. PV Austria hat sich dafür eingesetzt, die Möglichkeiten auszuweiten (evtl. um einige 100m), um ein Quartiers- oder Stadtmodell zu realisieren. Aber im Rahmen der Ökostromnovelle 2017 mussten erst einmal grundlegendere Sachverhalte geklärt werden, weswegen auf diese Forderung verzichtet wurde. Das wäre aber dann der weitere Schritt, solche Fragen zu klären (Interview, PV Austria, 10.04.2018).

Hinsichtlich der Abrechnung ist zwischen dem statischen und dynamischen Abrechnungsmodell zu unterscheiden, welches im Vertrag mit dem Nutzer und dem Netzbetreiber festgelegt ist. In beiden Modellen erfolgt die Abrechnung auf Basis viertelstündlicher Zeitreihen von Erzeugung und Verbrauch. Dabei gilt jene Energie als überschüssig ins Netz eingespeist, die keinem Verbraucher zugeordnet werden kann. Im statischen Modell werden die Anteile an der erzeugten Energie der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage nach einem festen Verteilungsschlüssel auf die Nutzer aufgeteilt, währenddessen im dynamischen Modell der Verteilungsschlüssel bis hin zu viertelstündlich variabel sein kann. Ein einfach zu handhabende (und deshalb von Netzbetreibern präferierte) Variante des dynamischen Modells ist eine (viertelstündlich) verbrauchsproportionale Aufteilung der erzeugten Energie.

Fördermodelle sowie Einspeise- und Abrechnungsmodalitäten gleichen darüber hinaus Modell 1.

Technische Lösungen und Komponenten

Sowohl zum Ermitteln von Potentialen für gemeinschaftliche PV-Nutzung als auch zur dynamischen Abrechnung beim Betrieb von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen spielen Smart-Meter eine zentrale Rolle. Diese können durch empirische Verbrauchsdaten Informationen zum Eigenverbrauch liefern, woraus sich wiederum die Wirtschaftlichkeit von gemeinschaftlichen PV-Anlagen ableiten lässt. Aufgrund fehlender Smart-Meter sind Verbraucherdaten nur schwer zugänglich, was wiederum die Projektumsetzung erschwert (Interview, Sonnenplatz Großschönau, 08.03.2018). Bei der Nutzung einer PV-Gemeinschaftsanlage in Kombination mit einem privaten Netz ist nur die statische Aufteilung möglich ohne Berücksichtigung von Echtzeitverbrauchsdaten.

Hat man sich jedoch bereits für eine gemeinschaftliche Anlage entschieden, muss im Gegensatz zu einer PV-Anlage mit einem einzigen Endverbraucher diese mit einem Smart Meter versehen werden. Gemäß Paragraph 7 Abs. 1 Z 31 des EIWOG ist dieser vom Netzbetreiber binnen sechs Monaten zu installieren. Bei einem Verbrauch über 100.000 kWh bzw. 50 kW-Anschlussleistung ist standardmäßig mit einem Lastprofilzähler zu messen. Der Smart Meter misst die produzierte Strommenge und zeichnet diese im Viertelstundenintervall auf (PV Gemeinschaft 2018).

Die gemessenen Viertelstunden der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage sind den teilnehmenden Berechtigten bzw. dem ernannten Betreiber zur Verfügung zu stellen.

Ansonsten siehe Modell 1.

Einfluss auf die betroffenen Systeme

Dynamisches vs. statisches Mehrparteienmodell zur Nutzung der PV-Anlage:

Wenn der Eigenerzeugungsanteil zwischen Mietparteien dynamisch verteilt wird, bedeutet das einen Mehraufwand für den Netzbetreiber aufgrund des erhöhten Organisationsaufwands wegen komplexerer Abrechnung und Vertragserstellung (Interview, Sonnenplatz Großschönau, 08.03.2018). Das statische Mehrparteiensystem kann auch ohne Smart Meter für jeden einzelnen Endverbraucher durchgeführt werden.

Langzeitpotenzial des Konzepts

Es wird noch länger dauern, bis das Gemeinschaftsmodell zum Standard wird. PV Austria hat daher zum Abbau von Unsicherheiten die Seite pv-gemeinschaft.at mitgestaltet. Nach Angaben eines Interviewpartners ist das am vielversprechendsten Feld der Neubau. Hier können gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen am effizientesten integriert werden. Allerdings ist die Umsetzung des Gemeinschaftsmodells noch so neu, dass noch keine umfassende Analyse darüber möglich ist (Interview, PV Austria, 10.04.2018).

Ansonsten siehe Modell 1

2.3.2 Rechtlicher Rahmen

Gesetzliche Grundlagen

Bei der Projektplanung und -Durchführung sind sowohl Bundes- als auch Landesgesetze zu beachten (siehe Modell 1). Durch die Novellierung des Ökostromgesetzes im Juli 2017 wurde erst die Nutzung von PV-Gemeinschaftsanlagen ermöglicht (Ökostromnovelle 2017).

Fördermodelle

Siehe Konzept 1

2.3.3 Ökonomische Aspekte des PVP Konzepts

Der Mehrwert des Konzepts

Grundsätzlich profitiert der Immobilien- und Anlageneigentümer von der Aufwertung seiner Immobilie. Er kann daher bspw. den Gratis-PV-Strom durch höhere Mieten kompensieren bzw. über den Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag, falls es sich um eine Genossenschaftswohnung handelt. Gleichzeitig sinken die Stromkosten für die Mieter bzw. die Anlagennutzer. Andererseits können Teilnehmer durch den Investanteil/Pacht finanziell profitieren. Das **EVU-Modell** bietet EVUs die Möglichkeit, durch die Bereitstellung von PV- Strom Kunden an sich zu binden bzw. Kunden zu akquirieren. Deshalb ist es auch dieses PV-Modell momentan das weitverbreitetste (Interview, PV Austria, 10.04.2018.; PV Gemeinschaft 2018).

Einnahmequellen

Da die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Bezugsstrompreisen die gesetzliche Einspeisevergütung übersteigt, ist ein hoher Eigenverbrauch anzustreben. Abhängig von den Verbrauchsdaten, den Erzeugungsdaten der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage, den Eigentumsanteilen an der Anlage und den geschlossenen Vertragsbedingungen ergeben sich so verschiedene Einkünfte. Diese ergeben sich vor allem durch eingesparten Strom vom Energieversorger. Zudem erhält der Anlagenbesitzer Rückflüsse aus Pachtverträgen, die zur Re-Finanzierung der Anlage dienen können (PV Gemeinschaft 2018).

Ansonsten siehe Modell 1.

Kostenstruktur

Es ergeben sich Kosten für die Anmietung des Daches, die Wartung der Betriebsmittel, die Ablesung und Verrechnung der Erzeugungs- und Verbrauchswerte und den Einkauf des Reststroms. All dies ist in den unterschiedlichen Verträgen zwischen den Parteien geregelt.

Gleichzeitig gibt es hohe administrative Kosten, die die Investitionskosten deutlich erhöhen. Allerdings sind genaue Zahlen nicht bekannt, da Investoren ihr Geschäftsmodell geheim halten (Interview, PV Austria, 10.04.2018). Bei privater Netzstruktur entstehen zusätzliche Kosten für den eigenen Netzbetrieb.

Ansonsten siehe Modell 1.

2.3.4 Barrieren für die Umsetzung

Die Barrieren für Modell 1 gelten auch für dieses Modell. Zusätzlich konnte Folgendes festgestellt werden:

1) Netzgebühren beim Ein- und Ausspeisen in Batteriespeicher

Das Problem bei Gemeinschaftsspeichern momentan ist, dass sowohl beim Einspeisen als auch beim Ausspeisen Netzgebühren anfallen. Das zeigt, dass es noch bürokratische Probleme gibt, die gelöst werden müssen. Das ist dem Gesetzgeber auch bewusst, es wurden jedoch noch keine Änderungen vorgenommen. Das muss aber in Zukunft ein Thema sein, wenn man Gemeinschaftsprojekte fördern will (Interview, PV Austria, 10.04.2018). Dieses Problem fällt bei privater Netznutzung jedoch weg.

2) Kompliziertes Verrechnungswesen

Im Vergleich zwischen ökonomischen und organisatorischen Hürden überwiegen letztere durch den administrativen Aufwand. Dieser hängt mit der kleinen Anzahl an Nutzern bzw. Anlagen zusammen, welche jedoch trotzdem verwaltet und abgerechnet werden müssen. Insgesamt ist dies vor allem sehr aufwändig, wenn das dynamische Verrechnungsmodell gewählt wird. Der Nachteil liegt in dem Fall vor allem bei dem Netzbetreiber und der Kostenvorteil beim Anlagennutzer. Allerdings wird vermutlich über die Zeit hinweg das Verrechnungswesen effizienter gestaltet und die Abläufe vereinfacht (Interview, CCE, 12.03.2018; Sonnenplatz Großschönau, 08.03.2018).

Bei privater Netzstruktur: Das Verrechnungswesen könnte durch die schon im Vorfeld des Aufbaus von privaten Netzstrukturen verringert werden, jedoch entstehen für den privaten Netzbetrieb ein höherer Aufwand.

3) Barrieren der einzelnen Modelle: Administrativer Aufwand und Verhalten der Teilnehmer

Bei dem Vereinsstrommodell besteht das Risiko der geringen Eigenverbrauchsquote, da Unkenntnis über das Konsumentenverhalten der unterschiedlichen Parteien vor der Projektumsetzung bestehen kann, weswegen die Rentabilität für die Teilnehmer unterschiedlich ausfallen kann. Gleichzeitig bestehen ein hoher administrativer Aufwand durch die Vereinsgründung und deren Management und ein wirtschaftliches Risiko durch das Verhalten der anderen Vereinsmitglieder u.a. wegen eventueller Auflösung der Verträge. (PV Gemeinschaft 2018). Bei dem Unternehmens- sowie Contractingmodell entsteht das wirtschaftliche

Risiko ebenso durch das Verhalten der Teilnehmer, u.a. durch die eventuelle Vertragsauflösung. Zudem kann die Vertragsgestaltung einen hohen Organisationsaufwand mit sich bringen (Vertragsgestaltung, -änderung und Rechnungslegung).

2.3.5 Good-Practice-Beispiele

Good-Practice-Beispiele

Aspern Smart City Research (ASCR) – Interview am 16.03.2018

In dem Projekt sind insgesamt drei Gebäudekomplexe mit PV-Anlagen ausgestattet und es werden insgesamt 6 Speicher (1 im Gebäude, 5 im Smart Grid) eingebunden. Insgesamt ergeben sich 24 Microgrids. Das angeschlossene Niederspannungsnetz ist im Besitz einer Forschungsgesellschaft. Der lokale Netzbetreiber ist Teil der Forschungsgesellschaft und für den Betrieb verantwortlich. Die weitere Infrastruktur ist im Besitz des Projektträgers und wird von diesem aktiv gemanagt. Daher wird in diesem Projekt getestet, inwiefern ein PVP-Gemeinschaftsmodell entgegen der aktuellen Gesetzgebung mit einem privaten Niederspannungsnetz funktionieren kann. Bisher sind nämlich nur gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen an einer privaten Hauptleitung möglich.

Aus den Erfahrungen des Projekts zeigt sich die Möglichkeit, dass Gebäude(-verbünde) am Energiemarkt aktiv teilnehmen und weitere Geschäftsmodelle entwickelt werden können.

Man ist im engen Kontakt zum Regulator, um aus den gesammelten Erfahrungen die regulatorische Anpassungen zu unterstützen. So ergibt sich die Möglichkeit, analog zu gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen auch gemeinschaftliche Speicher zu etablieren. Auch gäbe es die Möglichkeit den Netzbetreiber Speicher betreiben zu lassen, damit dieser mithilfe dieser Instrumente seiner Aufgabe des stabilen Netzbetriebs gerecht wird.

Die Arten des Mehrwerts für den Nutzer sind noch nicht abzusehen, da das Projekt als Pilotanlage fungiert und die Bewohner den Standardpreis für ihre verbrauchte Wärme und elektrische Leistung bezahlen. Nichtsdestoweniger ist ein starkes Interesse an der Versorgung mit alternativen Energieträgern auszumachen.

Für den/die Eigentümer der Anlage bieten sich allerdings diverse Geschäftsmodelle an, die das Konzept wirtschaftlich attraktiv machen und Kosten optimieren. Ob der Eigentümer auch gleichzeitig der Betreiber der Anlage ist, hängt davon ab inwiefern Stromanbieter oder andere Betreiber dies in ihren

Stromvertriebsmodellen weiterentwickeln und berücksichtigen. Ob eine Trennung von Eigentümer und Betreiber sich in Zukunft durchsetzen wird, bleibt jedoch abzuwarten.

Bei der Bereitstellung von Wärme gibt es dagegen größere Konkurrenz mit dem Fernwärmeanbieter. Dieser steht in direkter Konkurrenz zum genannten Konzept.

Durch das Konzept kann das Netz näher an die physikalische Grenze herangeführt werden und der Netzausbau effizienter gestaltet werden. Auch der Netzbetrieb profitiert von den gesammelten Erzeugungs- und Verbrauchsdaten. Da ebenfalls Prognosen in 48h-Zeitfenstern getroffen werden, ergeben sich Möglichkeiten den Netzbetrieb effizienter zu gestalten.

Projekt „Eigenlast Cluster“ Interview mit Sonnenplatz Großschönau am 08.03.2018

Beschreibung des Projekts

Im Projekt „Eigenlast Cluster“ wurde durch die Sonnenplatz Großschönau GmbH in Zusammenarbeit mit verschiedenen Partnern diverse Cluster aus Erzeugern und Verbrauchern aufgestellt die den Eigenverbrauchsanteil erhöhen sollten. Zur Einteilung in die letztlich 9 Cluster wurden Verbrauchsprofile und Erzeugerdaten der verschiedenen Anlagen gesammelt, da nicht alle Anlagen über einen Solarlog verfügten. So wurde betrachtet, welche Verbraucher am besten mit welcher Anlage geclustert werden konnten. Außerdem wurden mithilfe der Klimadaten Potentiale bestimmt. Im Zuge der Clustering ergab sich, dass heterogene Verbraucherstrukturen (also Wohneinheiten unterschiedlicher Größe, diverse öffentliche Einrichtungen und landwirtschaftliche Betriebe) zusammen erhöhte Eigenverbrauchsanteile aufwiesen.

Förderung und Barrieren

Derzeit existiert noch keine konkrete Förderung für derartige Gemeinschaftsprojekte. Aus diesem Grund wurden für das Projekt hypothetische Annahmen getroffen. Schwierigkeiten können sich auch bei der Inanspruchnahme des dynamischen Mieterstrommodells ergeben (siehe oben unter Barrieren). Des Weiteren ist die Analyse der Verbraucherdaten ohne Smart Meter Installation kaum möglich, weswegen Potentiale eventuell unentdeckt bleiben.

Zudem hat im genannten Projekt der örtliche Netzbetreiber nicht mitgewirkt, da dies aus seiner Sicht im Widerspruch zu seinem bestehenden Geschäftsmodell steht.

Mehrwert des Konzepts

Für die Gemeinde von 1350 Einwohnern ist die Überlegung zur Stärkung lokaler Wirtschaftskreisläufe wichtig und somit dass die Wertschöpfung in der Region geschieht. PVP-Konzepte bieten dies. Eine Autarkie bzw. Eigenverbrauchsanteil von 100% hingegen wird nicht angestrebt.

Die Nutzung solcher Energiecluster ist zentral für eine erfolgreiche Energiewende. Auch ist sie das geeignete Mittel, da die derzeitige Leistung aus erneuerbaren Energieanlagen nicht für eine vollständige Versorgung aus diesen Quellen ausreicht. Bedingt durch weitere fallende Preise für Erzeugungs- aber vor allem Speicheranlagen dürfte dies auch in Zukunft noch kostengünstiger zu gestalten sein. Insbesondere die weitere Einbindung von Speichern kann weitere Potentiale in dem Bereich erschließen.

Energie Steiermark – gemeinschaftliche Nutzung von Batteriespeichern

Es gibt auch ein Forschungsprojekt zur gemeinschaftlichen Nutzung von Batteriespeichern, initiiert von der Energie Steiermark. Aber für Forschungsprojekte sind die gesetzlichen Hürden grundsätzlich niedriger. Das Problem bei Gemeinschaftsspeichern momentan ist, dass sowohl beim Einspeisen als auch beim Ausspeisen Netzgebühren anfallen. Das zeigt, dass es noch bürokratische Probleme gibt, die gelöst werden müssen. Das ist dem Gesetzgeber auch bewusst, es wurden jedoch noch keine Änderungen vorgenommen. Das muss aber in Zukunft ein Thema sein, wenn man Gemeinschaftsprojekte fördern will. Grundsätzlich sind aber im vergangenen Jahr keine Barrieren dazugekommen, sondern wurden eher abgebaut. Was bald ein Thema sein wird, ist die Umsetzung der Fernsteuerungsbefugnis der PV-Anlagen von Netzbetreibern. Das ist aber eine EU-Vorgabe, die in Österreich einfach umgesetzt werden muss. Die Begutachtung beginnt im Herbst dieses Jahres und die Umsetzung folgt in 2019 (Interview, PV Austria, 10.04.2018).

2.4. PV Prosumer Konzept 3 (Quartiersmodell)

2.4.1. Beschreibung des PVP Konzepts

Im Rahmen von Konzept 3 wird zwischen Prosuming in einem räumlich begrenzten Gebiet über das öffentliche Netz oder über ein privates Netz unterschieden. Das private Netz oder jeder einzelne Verbraucher kann einen öffentlichen Netzanschluss für seinen Reststrombedarf haben. In Österreich sind – über den auf die so genannte „private Hauptleitung“ (an einem Netzverknüpfungspunkt) begrenzten Rahmen „gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen“ nach § 16a EWOOG [Konzept 2] hinausgehende –

Umsetzungen von Quartiers- oder Stadtmodellen momentan noch nicht bekannt, da deren wirtschaftliche Rentabilität in der Regel nicht gegeben sein dürfte. Dies liegt zuvorderst an der Netzentgeltstruktur gemäß dem politisch-regulatorisch festgelegten Kostenverteilungsmodell.

Ein auf Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung („öffentliches Netz“) basierendes Quartiersmodell würde rein elektrizitätsrechtlich betrachtet durchaus machbar sein, da das Netz allen Nutzern diskriminierungsfrei zur Verfügung steht. Allerdings geht die Netznutzung mit den entsprechenden Netzentgelten einher (die aktuell keine Rücksicht auf einen räumlichen Zusammenhang zwischen dem Ort der Erzeugung und jenem des Verbrauchs nehmen). Außerdem müssen alle durch das Netz geleiteten Strommengen im so genannten Bilanzgruppenmodell (Marktmodell für Strom in Österreich, gemäß EWOOG 2010) abgebildet werden. Die dazu nötigen Marktdienstleistungsrollen (insbesondere jene des Stromlieferanten sowie jene des Bilanzgruppenverantwortlichen) müssten vom Betreiber des Modells entweder selbst etabliert oder an geeignete Dienstleister vergeben werden. In jedem Fall ist die Netznutzung (v.a. für geringe Energiemengen) mit erheblichen Markteintrittsbarrieren sowie laufenden Transaktionskosten verbunden.

Zusammenfassend wird festgestellt, dass über das einzelne Gebäude hinausgehende Prosuming-Modelle in der Regel von der mit entsprechenden Kosten verbundenen Nutzung des öffentlichen Stromnetzes sowie der Abbildung im Bilanzgruppenmodell abhängig sind. Rein elektrizitätsrechtlich betrachtet bestehen kaum Barrieren für Quartiersmodell, die wirtschaftliche Darstellbarkeit dürfte momentan allerdings nicht gegeben sein. PV Austria hat sich dafür eingesetzt, den Rahmen „gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen“ (nach EWOOG) auszuweiten (evtl. um einige 100m), um ein Quartiers- oder Stadtmodell zu realisieren. Aber im Rahmen der Ökostromnovelle 2017 mussten erst einmal grundlegendere Sachverhalte geklärt werden, weswegen auf diese Forderung verzichtet wurde. Das wäre aber dann der weitere Schritt, solche Fragen zu klären (Interview, PV Austria, 10.04.2018). Sollte die Politik das Quartiersmodell fördern wollen, so müsste wohl die Netzentgeltsystematik geändert werden. Hinsichtlich der effizienten Abbildung der Energiemengen im Marktmodell darf hingegen erwartet werden, dass geeignete Marktakteure einer einschlägigen Nachfrage durchaus mit entsprechenden Dienstleistungsangeboten begegnen würden.

Potenzial des Konzepts in der Zukunft

Das langfristige Potential kann als extrem hoch angesehen werden, da mögliche Verrechnungsmodelle den realen physikalischen Stromflüssen entsprechen und durch aktive Eigenverbrauchsanreize auch die notwendige Flexibilität genutzt werden kann. Dies fände insbesondere in suburbanen und ruralen Regionen optimale Verwendung. Aus einem Bericht des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und

Technologie gehen verschiedene Beweggründe für die gemeinschaftliche Nutzung eines Quartiers hervor. Die Mehrwertarten wurden im Rahmen eines Workshops mit Teilnehmern von Betreibern und Gemeinden gesammelt. Hier ergaben sich folgende Beweggründe (BMVIT 2017):

- Identifikation mit dem Dorf, der Region, dem Quartier
- Nutzen stiften für die Gemeinschaft
- Autonomie bzw. Autarkie
- Versorgungssicherheit (v. a. bei Betrieben)
- weg von der Eigenversorgung, hin zu Gemeinschaftslösungen
- Solarstrom wirtschaftlich vermarkten
- Lösung für Einspeisung nach OeMAG
- Mitgestaltung am Masterplan der Region
- mehr Komfort
- mehr Transparenz
- Stromkosten senken / kontrollieren können
- Investition mit Rendite
- Bürger involvieren und dadurch Bewusstsein schaffen
- Fördergerechtigkeit durch Teilhabe Vieler
- Startups eine Chance geben (z. B. Emotionalisierung von Energieprodukten)
- neue Bedeutung der kommunalen Steuerung („EVU im Bürgermeisteramt“)

3. Abbildungsverzeichnis

Abb. 1: Tabelle Installierte PV-Kapazität in Österreich 2017.....	6
Abb. 2: Tabelle Stromnachfrage und PV-Stromerzeugung in Österreich.....	6
Abb. 3: Tabelle Überblick über die betrachteten Konzepte	7
Abb. 4: Abbildung Akteursverhältnis im Rahmen der Kollektivnutzung mit öffentlichem Netzanschluss ..	22

4. Abkürzungsverzeichnis

AB-Öko = Allgemeine Bedingungen der Ökostrom Abwicklungsstelle

Bspw. = Beispielsweise

EIWOG = Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz

EU = Europäische Union

EVB = Erhaltungs- und Verbesserungsbeitrag

EVU = Energieversorgungsunternehmen

GWh = Gigawatt-Hour

kWh = Kilowatt-Hour

kWp = Kilowatt-Peak

NÖ = Niederösterreich

OeMAG = Abwicklungsstelle für Ökostrom

ÖSG = Ökostromgesetz

PV = Photovoltaik

TAEV = Verordnung zu technischen Anschlussbedingungen

5. Referenzen

ASCR. Telefonisches Interview mit Projektleiter der Aspern Smart City Research GmbH am 16.03.2018

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT). 2017. Kurze Wege für den Strom Systemlösungen für die gemeinsame Nutzung von PV-Strom. Verfügbar unter:

https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/sdz_pdf/schriftenreihe-2017-1-kurze-wege-fuer-den-strom-dokumentation-ws.pdf

CCE. Telefonisches Interview mit dem gewerberechtigten Geschäftsführer der Clean Capital Energy GmbH am 12.03.2018

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

<https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/at/Documents/energy-resources/energiekunde-2020.pdf>

E-Control. 2018. Aktueller Marktpreis gemäß § 41 Ökostromgesetz 2012. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis>

Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetz (EIWOG). 2010. Verfügbar unter:

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>

Förderrichtlinie. 2018. Für die Gewährung von Investitionszuschüssen gemäß § 27a Ökostromgesetz 2012 für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher (PV-FRL 2018). Verfügbar unter:

https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/180216_Foerderrichtlinien_2018_PV_und_Stromspeicher.pdf

PV Austria. Persönliches Interview mit Vertreterin von PV Austria am 10.04.2018.

Koza, G. und Schutter, L. 2017. Hürden für eine Energiewende in Österreich aus der Perspektive sozio-technischer Transitionen. Verfügbar unter:

https://eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2017/html/files/fullpapers/173_Koza_fullpaper_2017-02-01_06-00.pdf

Ökostrom-Einspeisetarifverordnung. 2018. Verfügbar unter: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/Oekostrom-EinspeisetarifVO_2018.pdf

OeMAG. 2018a. Wechsel in die Öko-Bilanzgruppe - aber wie? Verfügbar unter: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/wechselmanagement/rueckwechsel_in_die_oekobilanzgruppe_oemag_kwkw_neu.pdf

Ökostromgesetz. 2012. Verfügbar unter:

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

OeMAG. 2018b. Konditionen der Tarif- und Investförderung.

Verfügbar unter: https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/photovoltaik/Vergleich_Tarif_Investfoerderung_V01.pdf

PV Austria. 2017. Future Loading - Sonnenstrom optimal nutzen. Best Practice Beispiele (nicht-öffentliches Dokument)

PV Financing. (2017). Datenbank für Österreich.

Verfügbar unter: <http://database.pv-financing.eu/de/database/pvgrid/austria/national-profile-1/residential-systems/1913/kleine-pv-anlagen-ausschliesslich-auf-gebaeuden-1.html>

PV-Gemeinschaft. (2018). Informationsplattform zu PV-Eigenverbrauchsmodellen.

Verfügbar unter: <http://pv-gemeinschaft.at/>

Sonnenplatz Großschönau. Telefonisches Interview mit Projektleiterin von Sonnenplatz Großschönau GmbH am 08.03.2018

