

Facetten des Fortschritts – Interdisziplinäre Perspektiven auf den PV-Ausbau in Österreich

Peter Wohlfart^{1(*)}, Irene Schicker², Günter Wind³, Philipp Novakovits⁴, Markus Schindler⁴, Christian Pfeiffer⁴, Lukas Gnam⁵, Herwig Renner¹

¹ Technische Universität Graz – Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Inffeldgasse 18/1, 8010 Graz, Österreich, peter.wohlfart@tugraz.at

² GeoSphere Austria, Hohe Warte 38, 1190 Wien, Österreich, irene.schicker@geosphere.at

³ Wind – Ingenieurbüro für Physik und Elektrotechnik, Mühlangergasse 10, 7000 Eisenstadt, Österreich, g.wind@ibwind.at

⁴ Forschung Burgenland GmbH, Campus 1, 7000 Eisenstadt, Österreich, philipp.novakovits@forschung-burgenland.at

⁵ Fachhochschule Burgenland GmbH, Steinamangerstraße 21, 7423 Pinkafeld, Österreich, lukas.gnam@fh-burgenland.at

Kurzfassung: Das Erreichen der Photovoltaik-Ausbauziele in Österreich stellt die heimische Gesellschaft vor weitreichende Herausforderungen. Potentielle Hemmnisse ergeben sich in den verschiedensten Handlungsfeldern, etwa auf technischer, regulatorischer, wirtschaftlicher oder sozialer Ebene. Das im vorliegenden Beitrag vorgestellte Forschungsprojekt Engage PV beschäftigt sich mit der Entwicklung und Demonstration von interdisziplinären Innovationen mit dem Ziel einer verbesserten Systemintegration der Photovoltaik in Österreich.

Keywords: Photovoltaik, Flächennutzung, Regulierung, Prognose, Stromnetz, Akzeptanz

1 Einleitung

Mit dem EAG [1] hat sich Österreich zum Ziel gesetzt, bis 2030 den Stromsektor in Österreich zu 100% erneuerbar zu machen. Für die Photovoltaik (PV) bedeutet das ausgehend vom Jahr 2020 einen Ausbau der Stromproduktion im Umfang von 11 TWh. Um dieses Ziel zu erreichen sind Lösungen zu entwickeln, die es ermöglichen den PV-Ausbau zu beschleunigen und über Jahre hinweg auf einem hohen Niveau zu halten.

Ziel des vorgestellten Forschungsprojekts Engage PV ist daher die partizipative Entwicklung und Demonstration von integrierten Lösungen in unterschiedlichen Handlungsfeldern unter Nutzung von Open-Innovation-Ansätzen:

- Effiziente, sozial verträgliche und ökologische Flächennutzung in allen Bereichen mit besonderem Fokus auf Flächenmehrfachnutzung
- Soziale Akzeptanz bzw. Motivationsfaktoren, insbesondere zur Schaffung von Anreizen für private Investments in PV-Anlagen bzw. zur Unterstützung von Maßnahmen zur Förderung der Integration von PV-Anlagen in das bestehende Energiesystem
- Lokale, regionale und überregionale Lösungen für die Netz- bzw. Systemeinbindung
- Nutzung von neuen Erzeugungs- und Lastprognosen
- Energiewirtschaftliche Verwertung der erzeugten Energie

- Gemeinsame und standardisierte Nutzung von Photovoltaikerzeugung gemeinsam mit anderen Stromerzeugungsformen und Flexibilitäten, Sektorkopplungs- und Speicheroptionen

Die Intention ist es, in einem offenen Innovationsprozess entsprechende Einzellösungen zu entwickeln, die in der Folge zu Gesamtlösungen vernetzt und als solche demonstriert werden.

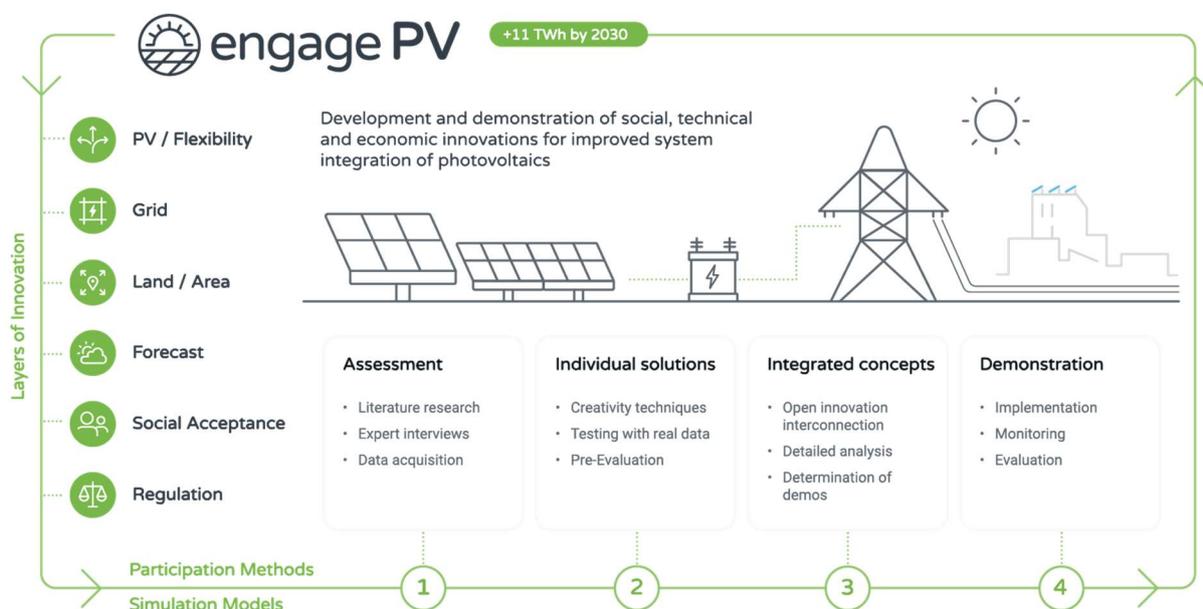


Abbildung 1: Projektskizze Forschungsprojekt Engage PV

Die folgenden Kapitel betrachten den Status Quo der in Abbildung 1 angeführten sechs Innovationsebenen und geben jeweils einen Ausblick auf Potentiale und Lösungsansätze, die eine Ausgangsbasis für die Diskussionen im laufenden Open-Innovation-Prozess darstellen.

2 Photovoltaik und Flexibilitäten

2.1 Status Quo

Sonnenenergie ist von Natur aus volatil und unflexibel. Um mehr Strom selber zu nutzen und nicht ins Netz zu niedrigen Preisen einspeisen zu müssen, schaffen sich viele private PV-Anlagenbetreiber einen Batteriespeicher an. Zusätzlich besteht auch die Motivation mit der Batterie eine Notstromversorgung zu haben.

Das EAG sieht eine Förderung von (Batterie-)speichern in Kombination mit einer PV-Anlage von 200 €/kWh vor (Fördersatz des vierten Fördercalls 2023). Es besteht keine Notwendigkeit, sie netzfreundlich zu integrieren. So werden die Batterien in der Regel zur Optimierung der Eigenverbrauchsquote eingesetzt. Bei guter Einstrahlung werden die meisten Batterien bereits vor Mittag voll – siehe Abbildung 2: Verhalten einer typischen PV-Anlage mit Speicher. Sobald der Speicher voll aufgeladen ist, wird in der Mittagszeit die volle Einspeiseleistung in das Netz abgegeben – genauso wie bei Anlagen ohne Batterie. Für das Netz bringen Batteriespeicher mit eigenbedarfsoptimiertem Lademanagement keinen Vorteil. Folglich kann trotz Speichereinsatz die Zahl der ans Netz anschließbaren Leistung nicht erhöht werden, und es müssen neue PV-Netzansuchen abgelehnt oder eingeschränkt werden.

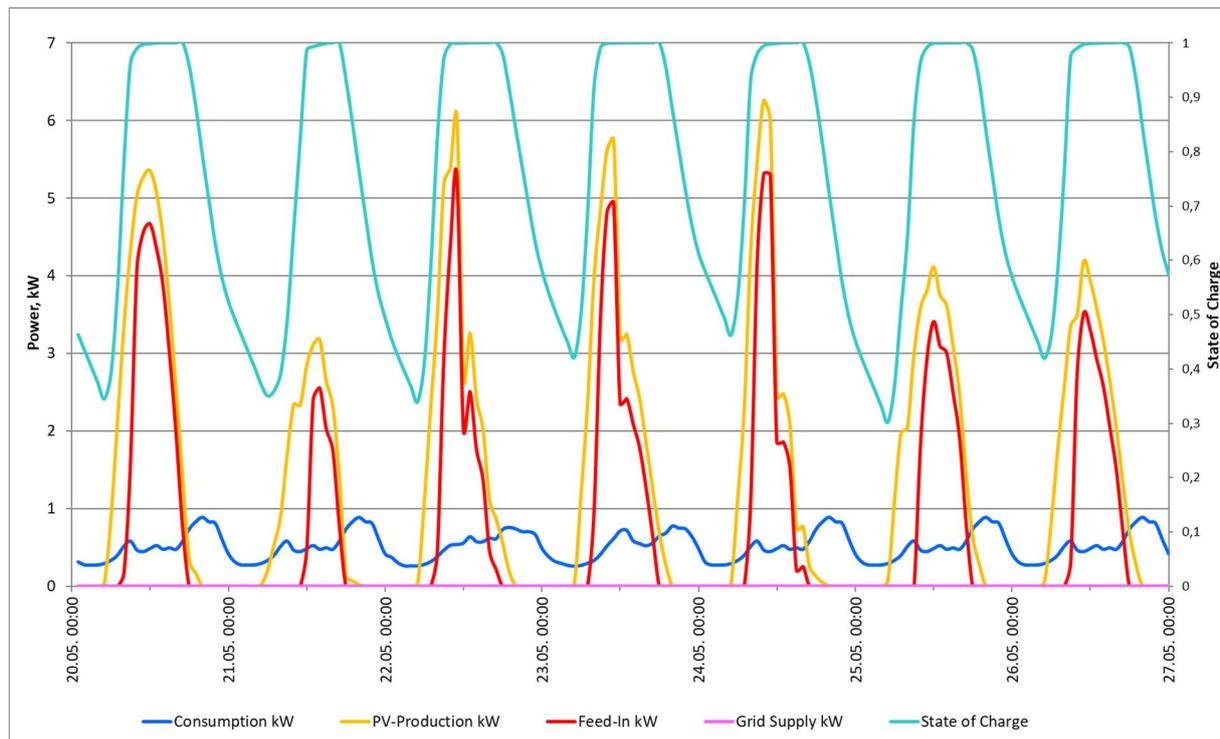


Abbildung 2: Verhalten einer 6,6 kWp-PV-Anlage mit einer 10 kWh-Batterie in einem Haushalt mit 5000 kWh/a Verbrauch in einer typischen Woche im Mai.

2.2 Potentiale/Lösungsansätze

Batterien könnten als Flexibilität eingesetzt werden, um die Spitzenlast im Netz zu reduzieren:

An strahlungsreichen Tagen kann die Einspeisung ins Netz früher starten und über längere Zeit verteilt werden, damit die Einspeisespitzenlast deutlich reduziert wird. Auf Basis von Wettermodellen kann der Energieertrag prognostiziert werden, sodass sowohl die Glättung der Netzbelastung als auch die Eigenbedarfsdeckung besser optimiert werden können.

Grundsätzlich können auch andere flexible Verbraucher wie Wärmepumpen, E-Heizungen, Klimaanlage, Laden von E-Autos, etc. einbezogen werden, sodass die Wirkung noch gesteigert werden kann.

Forschungsfragen:

1. Wie hoch ist das Potential der jeweiligen Flexibilitäten?
2. Inwieweit können Eigenbedarfssteigerung und Netzbelastung gleichzeitig optimiert werden?
3. Welche technischen Maßnahmen ermöglichen eine Nutzung dieser Flexibilitäten?
4. Mit welchen praktikablen Methoden können die Eigentümer dieser Flexibilitäten zur Mitwirkung motiviert werden?

3 Netztechnische Aspekte

Ein Schlüsselfaktor bei der Erreichung der Photovoltaik-Ausbauziele ist das Stromnetz. Laut einer Umfrage des Branchenverbands PV Austria vom August 2023 sehen 62 % der Verbandsmitglieder die Netze als größten Flaschenhals des PV-Ausbaus in Österreich [2].

3.1 Status Quo

Bereits jetzt stellt die Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen das Stromnetz vor Herausforderungen. Auf überregionaler Ebene spiegelt sich dies durch eine Zunahme an Rückspeisespitzen in das Übertragungsnetz wider. Ein aktuelles Paradebeispiel ist das Burgenland: Die maximale Erzeugungsleistung (derzeit dominiert von Windkraft) überwiegt die maximale Last um das Fünffache. Bedingt durch ein zu schwaches Netz und der damit verbundenen Entkoppelung Österreichs vom europäischen Markt fielen in Österreich bereits 2022 volkswirtschaftliche Mehrkosten in Milliardenhöhe an. Aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers werden 2040 in Ost-Österreich Einspeiseleistungen aus Wind und PV von rund 20 GW erwartet. In West-Österreich wird eine verfügbare Pumpleistung von bis zu 7,1 GW genannt – dem steht eine Ost-West-Übertragungskapazität von derzeit 3 GW gegenüber. [3]

Auf regionaler Ebene stellt der PV-Ausbau mehr als 120 österreichische Verteilernetzbetreiber ebenfalls vor entsprechende Herausforderungen: Im ländlichen Raum dominiert dabei die Spannungshaltung, im städtischen Raum das Einhalten von thermischen Betriebsmittelgrenzen. Die Netzbetreiber orten bis 2030 einen massiven Investitionsbedarf in allen Spannungsebenen. Der größte Handlungsbedarf entfällt dabei auf Niederspannungsnetze in ländlichen Gebieten. [4]

3.2 Potentiale/Lösungsansätze

Der für die Integration zusätzlicher Erzeugungskapazitäten erforderliche Netzausbau geht meist mit langen Verfahrensdauern einher. Dem steht eine rasch zunehmende Nachfrage an Netzanschlüssen für PV-Anlagen gegenüber. Seitens der Verteilernetzbetreiber ergibt sich daher das Erfordernis – neben einem physischen Netzausbau – primär das bereits bestehende Netz bestmöglich auszunutzen. Möglichkeiten dazu liefern intelligente Betriebsmittel wie etwa regelbare Ortsnetztransformatoren. Einen weiteren wichtigen Beitrag zum optimierten Netzbetrieb kann die Nutzung von netzdienlichen Flexibilitäten durch die Netzbetreiber leisten. Die rechtliche Grundlage auf europäischer Ebene wurde in Artikel 32 der Richtlinie (EU) 2019/944 bereits geschaffen. Der zielgerichtete Einsatz von Flexibilitäten erfordert umfassende Kenntnis über den vorherrschenden Netzzustand – die dazu nötige Digitalisierung der unteren Spannungsebenen stellt die Verteilernetzbetreiber in den kommenden Jahren ebenfalls vor große Herausforderungen. [5]

Wirksame Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit (Hosting Capacity) von Netzen sind Gegenstand aktueller Forschung. Die relevantesten Engpässe der PV-Aufnahmefähigkeit sind Verletzungen des Spannungsbandes, gefolgt von Überlastungen von Betriebsmitteln und unsymmetrischer Einspeisung. Eine wirksame Maßnahme zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit sind Transformatoren mit Laststufenstellern und entsprechenden Regelvorgaben. Möglichkeiten liegen auch auf Seiten der Einspeiser: Durch Implementierung geeigneter Blindleistungsregelstrategien der PV-Wechselrichter können Grenzwertverletzungen der Spannungshöhe vermieden werden. Verbraucherseitig kann mittels Laststeuerung (Demand Response) Abhilfe geschaffen werden. Lokale Hilfsmittel wie Kompensationsanlagen oder Batterie, sowie Kombinationen aller genannten Punkte sind ebenfalls möglich. [6]

4 Land- und Flächenmehrfachnutzung

4.1 Status Quo

Eine Auswertung der Anlagendatenbank der E-Control [7] und die Darstellung der kumulierten Anlagenleistung in Abbildung 3 zeigt, dass bestimmte Anlagenleistungen von PV-Anlagen bevorzugt umgesetzt werden, d.h. es wird nicht das gesamte Dachpotential genützt, sondern nur ein Teil davon.

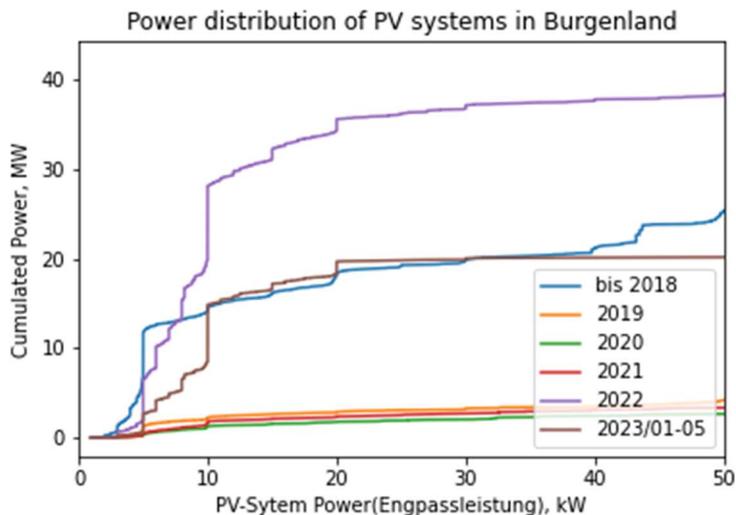


Abbildung 3: Kumulierte realisierte Anlagenleistung im Burgenland in Abhängigkeit von der Anlagenleistung (links). Beispiel einer typischen PV-Anlage angepasst an Eigenbedarf und Förderbedingungen; das Dachpotential wird nur teilweise genützt (rechts).

Gründe für die unvollständige Potentialnutzung:

1. Wirtschaftliche Gründe: Vermeiden von Überschussstrom, der schlecht vergütet wird. (typ. 5 kWp). Ab 2022 wurde die Stromvergütung höher und damit die Anlagenleistung ebenfalls.
2. Anlagengenehmigung: Anlagen bis 10 kWp waren im Burgenland bis 2022 genehmigungsfrei, ab 2023 wurde diese Grenze auf 20 kWp erhöht.
3. Förderungen: Nur Anlagen unter 200 kWp wurden gefördert – relevant bei landwirtschaftlichen und gewerblichen Gebäuden. Größere Dächer wurden daher nur teilweise genützt.

Bei Parkplätzen ist derzeit der wichtigste Hemmschuh der weit höhere Systempreis gegenüber Dachanlagen und Freiflächenanlagen.

4.2 Potentiale/Lösungsansätze

Das Szenario Transition des UBA [8], welches dem „Österreichischen Netz- und Infrastrukturplan“ ÖNIP [9] zugrunde gelegt wurde, beschreibt den notwendigen Ausbau der PV zur Erreichung der Energiewende bis 2040. Laut UBA ist für die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems von 2030 bis 2040 ein weitaus stärkerer Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung notwendig als im EAG [1] zugrunde gelegt. Wind und PV können bzw. müssen bis 2040 bis zu 70 TWh/a zur heimischen Stromerzeugung beitragen. Mit forcierenden

Rahmenbedingungen können bis 2040 ca. 17 TWh/a aus PV-Flächen mit Mehrfachnutzung (Gebäude, Verkehrsflächen, Deponien) produziert werden. Die darüberliegende Energieproduktion muss mit Freiflächen- bzw. Agri-PV-Anlagen und Windparks bereitgestellt werden. Um das Potential für die Mehrfachnutzung auszuschöpfen, muss vor allem auf Gebäuden und Verkehrsflächen die vollständige Nutzung dieser Flächen motiviert werden.

Ansätze:

1. Abschätzung und Aufzeigen des Mehrwertes einer Flächenmehrfachnutzung.
2. Ausarbeiten von Möglichkeiten zur besseren Verwertung von Produktionsüberschüssen – technische & ökonomische Maßnahmen.
3. Alternatives Fördermodell zur Überwindung finanzieller Engpässe und Vermeidung schlecht vergüteter Stromeinspeisung.
4. Akzeptanzsteigerung von PV-Anlagen in der Gesellschaft.
5. Abbau von regulatorischen und legislativen Barrieren, die eine volle Potentialnutzung behindern.

5 Prognosemodelle

Die Integration einer großen Zahl an PV-Anlagen stellt Netzbetreiber und deren bestehende Infrastruktur in mehrfacher Hinsicht vor entsprechende Herausforderungen. Ein wichtiger Aspekt für die Netzplanung sowie andere Bereiche liegt in der Prognose der tatsächlichen, sowie theoretisch möglichen einspeisbaren Leistung aus den PV-Anlagen. Die Rolle und Wichtigkeit der Prognosen, sowie deren zeitlicher Horizont und Auflösung hängt stark vom jeweiligen Verwendungszweck ab.

5.1 Status Quo

Die Rolle von Prognosen, sowohl seitens Erzeugung als auch seitens Lasten, im Zusammenhang mit der Bewertung von Netzanschlüssen, ist Gegenstand aktueller Forschung. Zum Einsatz kommen vielfältige univariate und multivariate Modelle zur Solar- und Windprognose sowie Leistung und Last. Verschiedene Zeithorizonte, von Nowcasting (max. +6-Stunden) bis zu Day(s)-Ahead-Prognosen, werden derzeit oft mit unterschiedlichen Methoden gerechnet. Allerdings gibt es wenige Ansätze mit sogenannten Seamless Prognosen, oft von der meteorologischen Seite mit numerischen Wettermodellen (NWP) gerechnet, wobei sowohl klassische statistische und wettermodellbasierte Methoden, als auch Modelle basierend auf maschinellem Lernen verfügbar sind [10]. Sowohl für Erzeugungs- als auch für Lastprognosen gibt es unzählige Methoden, von rein datengetrieben bis numerisch/statistisch/machine learning Modelle, kommerzielle Anbieter wie SolCast DNV und frei verfügbare Open Source Modelle (renewables.ninja, demand.ninja) mit unterschiedlichen zeitlichen Horizonten und Auflösungen, räumlichen meteorologischen Prognosen, Punkt- und aggregierten Prognosen sowie für die Erstellung von Standortabschätzungen gibt es viele Möglichkeiten. Alle zu nennen würde über das Ziel der Arbeit hinausgehen, deswegen ist hier eine Auswahl aus den unterschiedlichen Bereichen aufgeführt: [11], [12], [13], [14], [15], [16], [17], [18], [19], [20].

5.2 Potentiale/Lösungsansätze

Der Fokus für Potentiale und Lösungsansätze soll vor allem auf Methoden gesetzt werden, welche gut in die Interdisziplinarität des Projektes integrierbar sind. Diese können grob in zwei Säulen dargestellt werden: (i) räumliche Verbesserung der meteorologisch basierten Prognosen, sowie (ii) gezielte Prognosen, als Punktprognosen für einzelne Standorte, verteilte Prognosen an mehreren Standorten und aggregierte Prognosen für Netzknoten oder Trafostationen. Genauer definiert ist:

- (i) Lösungsansatz 1: die räumliche Prognose sowie deren Verbesserung. Im ersten Schritt werden die Einzelmodelle (ein Machine Learning Modell pro Parameter) finalisiert und gerechnet. Im zweiten Schritt wird untersucht inwieweit multivariate Machine Learning Datengetriebene Modelle ([21], [22]) verwendet werden können und bis zu welchem Grad diese verbessert werden können mittels einem hybriden Ansatz, welcher Machine Learning mit numerischen Wettermodellen verknüpft. Für den probabilistischen Bereich gibt es mehrere Möglichkeiten, unter anderem mit der Verschränkung eines probabilistischen Layers im Machine Learning Modell oder mit gestörten Inputdaten.
- (ii) Lösungsansatz 2: für Punkt-/aggregierte/verschränkte Prognosen (aggregiert auf Netzknotenebene, z.B. gesamter Windpark) werden existierende Methoden weiter verfeinert und an die Daten angepasst. Weiters wird untersucht, inwieweit die verbesserten räumlichen ML-Prognosen die Punktprognosen verbessern können, sowie welche neuen Ansätze es in der Literatur gibt. An den PV/Wind-Standorten wird einerseits univariat (Leistung) prognostiziert, an Standorten wie Andau untersucht wie hybride (PV & Wind) Methoden abschneiden und der added benefit untersucht. Für die Lastprognosen werden die Modelle pyPSA und dsgrid implementiert.

Ein wichtiger zu definierender Schritt ist das finale Produkt: Was wird benötigt; ob deterministische oder probabilistische Prognosen der Erzeugung und Last benötigt werden und welche Metriken, Indices und Darstellungen gewünscht sind, sowie der zeitliche Horizont und die Auflösung. Als mögliches Produkt können, basierend auf den räumlichen Prognosen, auch Prognosen entlang von Trajektorien wie Netztransekten, erstellt werden. Diese Punkte werden individuell mit den anderen interdisziplinären Bereichen abgestimmt.

6 Soziale Akzeptanz

Die soziale Akzeptanz betrachtet die positive oder negative Haltung von Individuen oder Gruppen zu PV. Zu den Einflussfaktoren der sozialen Akzeptanz gehören Bewusstsein, soziale Normen, Wissen über Technologien, Partizipation, Kultur, Ästhetik, wirtschaftliche Vorteile, Vertrauen in Bekannte, politische Unterstützung und Zugang zu Informationen.

6.1 Status Quo

Unter den Erneuerbaren Energien wird PV als bevorzugte Energiequelle zur Bekämpfung des Klimawandels angesehen, wobei der Ausbau von PV und deren Rolle bei der Sicherung der zukünftigen Energieversorgung in Österreich breite Unterstützung findet. Es herrscht auch ein genereller Konsens über die Notwendigkeit des Ausbaus von Freiflächen-PV, wenngleich PV auf Dächern oder an Fassaden vergleichsweise mehr Akzeptanz erfährt [23].

Ausschlaggebende Faktoren für die soziale Akzeptanz unterscheiden sich je nach Art und Konfiguration von PV-Systemen [24], den differenzierten Perspektiven und Interessen der beteiligten Akteure und dem Grad der Vertrautheit mit PV-Systemen [25]. Als begünstigende persönliche Merkmale wurden bislang höheres Bildungsniveau, höheres Einkommen, vorhandenes Wissen über PV, technische Vertrautheit und Umweltbewusstsein identifiziert. Im Gegensatz dazu wirken mangelndes technisches Verständnis sowie unzureichende Informationen bzw. Kommunikation negativ auf die Nutzungsintention [26]. Daneben gibt es persönliche Werte, die bei der Nutzung von PV adressiert werden. Vielen bereitet es Freude, saubere Energie zu erzeugen, mit anderen Nutzer:innen zusammenzuarbeiten und sich von Energieanbietern unabhängig zu machen [27].

Die Akzeptanz für PV ist eng mit dem Verständnis und der Wertschätzung von Umweltaspekten verbunden. Menschen verbinden PV in erster Linie mit ihren Umweltwerten [27]. Die Sorge um die ökologischen Auswirkungen in Hinblick auf Recyclingmöglichkeiten ist ebenfalls ein wichtiger Faktor, der die Einstellung zu PV beeinflussen kann [28]. Eine Herausforderung ist die Integration von PV-Technologien hinsichtlich der Erhaltung des kulturellen Erbes. Hier herrscht Unsicherheit, inwieweit ursprüngliche Merkmale einer Landschaft und deren Artenvielfalt geschützt werden können [29]. Ausschlaggebend bei der Ausgestaltung von PV-Modulen sind die Exposition, die Größe der Fläche und die homogene Farbgebung, die sich von der heterogenen Landschaft abheben [30]. Demnach sollten sich PV-Module in die natürliche Umgebung einfügen und lokal und unauffällig gehalten werden [24].

Wirtschaftliche Faktoren für die Akzeptanz von PV umfassen Anschaffungskosten, Anreize und Tarife. Die hohen Vorlaufkosten für die Installation werden immer wieder als erhebliches Hindernis genannt [31], [32]. Demgegenüber ist die Aussicht auf finanzielle Einsparungen durch eine hohe Eigenverbrauchsquote ein wichtiger Treiber für die Anschaffung [33]. Weiters steht der Besitz von Wohneigentum in engem Zusammenhang mit der Einführung von PV-Anlagen. Personen, die Wohneigentum besitzen, sind eher bereit, in PV-Anlagen zu investieren [32], [34]. Im Rahmen von lokalen Märkten (z.B. Energiegemeinschaften) wirken sich Teilnahmegebühren, Netzentgelte, Strompreise sowie Einspeisetarife direkt auf deren Wirtschaftlichkeit aus [35], [36].

Allgemein wird die Meinung von Familie, Nachbar:innen und Freunden umso wichtiger, je weiter der Entscheidungsprozess zur Nutzung von PV voranschreitet, da Vertrauen und Sympathie in den Prozess miteinfließen [37]. Dieser „Peer-Effekt“ umfasst sowohl passive Faktoren wie die Sichtbarkeit von Solaranlagen, als auch aktive Faktoren wie Mundpropaganda, die etwaige Unsicherheiten reduzieren können. Aufgrund der engeren nachbarschaftlichen Beziehungen sind Peer-Effekte in ländlichen Gebieten stärker ausgeprägt [38]. Darauf aufbauend spielen kommunale PV-Initiativen, wie Klima- und Energiemodellregionen, vor allem in Regionen mit begrenztem PV-Einsatz eine wichtige Rolle. Deren lokale Verankerung erhöht die wahrgenommene Vertrauenswürdigkeit bei der Verbreitung von Informationen, unterstützt durch das Expert:innenwissen früherer Anwender innerhalb der Gruppen [37].

6.2 Potentiale/Lösungsansätze

Auf Basis des Status Quo können folgende Potentiale identifiziert werden:

- Im Kontext der Erzeugung und gemeinsamen Nutzung von sauberem Strom, des sozialen Vergleichs sowie der Energieunabhängigkeit [27] sind fortgeschrittene Konzepte nötig, um das Vergnügen von Nutzer:innen an PV-Lösungen zu steigern.
- Als akzeptanzfördernd werden in der Regel eher unauffällig gehaltene PV-Module erachtet [24], [30]. Abhängig vom gesamten Landschaftsbild sind daher passende Lösungen auszuarbeiten und abzutesten.
- Da die hohen Vorlaufkosten für die Installation immer wieder als erhebliches Hindernis genannt werden [31], ist ein Bedarf an innovativen Finanzierungsmodellen, Subventionen oder Anreizen notwendig. Geschäftsmodelle, wie beispielsweise ein Vollausbau der verfügbaren Dachfläche gegen eine geeignete Abgeltung des Überschussstroms, können PV für eine breitere Bevölkerungsschicht finanziell zugänglicher machen.
- Die Aussicht auf finanzielle Einsparungen durch einen hohen Eigenverbrauch wirkt motivierend zur Anschaffung von PV [33]. Allgemein sind weitere Untersuchungen zum systemdienlichen Verhalten für Flexibilisierungsmaßnahmen nötig.
- Es gibt einen Zusammenhang zwischen Wohneigentum und der Akzeptanz von PV-Anlagen [34], von dem Wohnbauträger auf unterschiedlichen Ebenen profitieren können.
- Konzepte zur Ausgestaltung von Netzentgelten und Strompreisen für Endkund:innen, die sich direkt auf die Wirtschaftlichkeit von z.B. Energiegemeinschaften auswirken, können auf einzelne PV-Anlagen übertragen werden [35].
- Soziale Einflüsse und vertrauenswürdige Empfehlungen von Freunden und Familienmitgliedern spielen eine zentrale Rolle bei PV-Investitionsentscheidungen [37]. Der Aufbau von Vertrauen und die Nutzung sozialer Netzwerke können eine wirksame Strategie sein, um die Nutzung von PV zu fördern.
- Kommunale PV-Initiativen sowie gezielte Bewusstseinsbildung durch Information fördern die Akzeptanz [37]. Politische Entscheidungsträger:innen und Branchenvertreter:innen sollten bei der Förderung von PV neben Umweltbelangen auch wirtschaftliche Beweggründe berücksichtigen. Staatliche Subventionen und Anreize, insbesondere im Zusammenhang mit gemeindebasierten Initiativen, sind aufrecht zu erhalten oder zu fördern.

7 Regulatorische Ebene

Bei der Planung und Errichtung von PV-Anlagen gilt es weit mehr als nur technische Barrieren zu überwinden. Insbesondere die rechtliche und regulatorische Situation für PV-Anlagen in Österreich ist durch eine hohe thematische und regionale Diversität geprägt. Somit ergibt sich eine Vielzahl an potentielle Hürden bei der Verfolgung von PV-Ausbauzielen.

7.1 Status Quo

PV-Anlagen erfordern – in Abhängigkeit von deren Typ und Standort – Konformität mit unterschiedlichsten rechtlichen und regulatorischen Regelwerken. Die Erfordernisse manifestieren sich je nach Bundesland in vielfältigen Genehmigungsverfahren und Vorschriften [39].

Neben föderalen Raum- und Bauordnungen sowie naturschutzrechtlichen Vorgaben, sind insbesondere die Unterschiede im Elektrizitätsrecht der Bundesländer aus Sicht der Branche oft schwer nachvollziehbar. Allerdings werfen auch bundesweit einheitliche Regelungen Unklarheiten auf – als Beispiel können hier Anforderungen hinsichtlich der Blendwirkung von PV-Paneelen genannt werden. Selbst auf Anfrage bei der zuständigen Behörde kann hier oft keine Rechtssicherheit für Anlagenbetreiber erreicht werden. Bemerkenswert ist die Rolle der Europäischen Union und deren Einfluss auf nationale Anstrengungen im Bereich der erneuerbaren Energien: So weist etwa Artikel 16f der Richtlinie (EU) 2023/2413 allen Anlagen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie überragendes öffentliches Interesse zu. Betreffend Flexibilitäten herrscht vielfach eine rechtlich diffuse Lage vor; weiters fehlen entsprechende tarifliche und sonstige Anreize damit diese auch systemdienlich genutzt werden.

7.2 Potentiale/Lösungsansätze

Die regulatorischen Rahmenbedingungen sind wie bereits erwähnt thematisch sehr breit gefächert und umfangreich. Lösungsvorschläge sind daher nur in ausgewählten Teilbereichen sinnvoll. Insbesondere naturschutzrechtliche Vorgaben oder Aspekte der Raumordnung sind stark von politischen Entscheidungsfindungsprozessen abhängig und können im vorliegenden Forschungsprojekt nicht adäquat berücksichtigt werden. Der Schwerpunkt des vorliegenden Kapitels liegt somit auf den erforderlichen regulatorischen Rahmenbedingungen für eine Flexibilisierung des Energiesystems und Förderung von Netzdienlichkeit im Strombereich.

Anreize zur Erreichung von mehr Flexibilität im Stromnetz können auf verschiedene Arten erfolgen: Durch direkte Beschaffung von Flexibilität oder durch dynamische (Netz-)tarife. [40]

Zur Rolle dynamischer Netztarife in Österreich kann derzeit festgehalten werden: Die Regulierungsbehörde sieht diese aufgrund von geringer Vorhersehbarkeit sowie fehlender Transparenz kritisch – positiv bewertet werden hingegen unterbrechbare Tarife [41]. Im Positionspapier „Tarife 2.1“ der E-Control wird die Einführung eines leistungsbezogenen Anteils für das Netznutzungsentgelt von Kunden der Netzebene 7 vorgeschlagen. Dabei wird das Ziel verfolgt, netzbelastende Spitzen zu glätten und die Verursachungsgerechtigkeit der Kosten sicherzustellen. Nach Meinung der Autoren ist dieser Ansatz durchaus begrüßenswert, um einen Anreiz zur Glättung von Lastspitzen zu schaffen. Gleichzeitig sollte jedoch berücksichtigt werden, dass eine hohe Leistungsaufnahme in gewissen Situationen auch netzdienlich sein kann: Eine hohe Leistungsaufnahme zu Zeiten hoher Einspeisung kann das System entlasten, wird im vorliegenden Modell allerdings nicht gefördert, sondern durch die Leistungskomponente bestraft. Ein Beispiel dafür ist das gezielte Laden von Elektrofahrzeugen zu Spitzenzeiten der PV-Erzeugung. Abhilfe kann hier ein dynamischer Anteil des Netztarifs schaffen, welcher prognosegestützt Anreize zu netzdienlichem Verhalten liefert. Vorausgesetzt wird dabei eine geeignete zeitliche und räumliche Auflösung der Leistungsbeurteilung. Gleichzeitig sei an dieser Stelle erwähnt, dass derartige Methoden der Preisfindung erhebliches Konfliktpotential mit sich bringen und Grundsatzfragen hinsichtlich Diskriminierungsfreiheit und Verursachungsgerechtigkeit zu berücksichtigen sind. Aus Sicht der europäischen Regulierungsbehörden eignen sich dynamische Tarife primär für Kunden größerer Leistungen, da diese über entsprechende Automatisierungsmöglichkeiten verfügen – weiters wird darauf hingewiesen, dass das Zusammenspiel mit dynamischen Energiepreisen zu berücksichtigen ist und es zu gegensätzlichen Preissignalen kommen kann [40].

Positive Anreize zur Flexibilisierung des Stromsystems liefert der im Jänner 2024 erschienene Entwurf des Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (EIWG). Erstmals ist es Netzbetreibern unter bestimmten Voraussetzungen gestattet, selbst Energiespeicheranlagen zu betreiben. Diese müssen vollständig integrierte Netzkomponenten sein, d.h. ausschließlich dem Aufrechterhalten des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes dienen, oder notwendig zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes sein. Eine Teilnahme am Systemausgleich- oder Engpassmanagement sowie am Stromhandel ist nicht zulässig. Darüber führt der Entwurf den Begriff des Aggregators ein, der Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten bündelt. Weiters relevant für den PV-Ausbau ist die Möglichkeit des flexiblen Netzzugangs für Einspeiser und die Definition des Begriffs der netzwirksamen Leistung. [42]

8 Zusammenfassung

Das EAG setzt das ehrgeizige Ziel, den österreichischen Stromsektor bis 2030 zu 100% auf erneuerbare Energien umzustellen, wobei die Photovoltaik (PV) eine zentrale Rolle spielt. Um dieses Ziel zu erreichen, sind verschiedene Innovationen und Lösungen erforderlich, die den Ausbau der PV beschleunigen und langfristig auf einem hohen Niveau halten können. Das Projekt zielt darauf ab, integrierte Lösungen in verschiedenen Bereichen zu entwickeln und zu demonstrieren, wobei Open-Innovation-Ansätze genutzt werden.

Status Quo und Potentiale:

- Photovoltaik und Flexibilitäten: Der Ausbau von PV-Anlagen ist entscheidend, erfordert aber auch die Nutzung von Flexibilitäten, um die Spitzenlast im Netz zu reduzieren. Batteriespeicher und flexible Verbraucher können dabei eine wichtige Rolle spielen.
- Netztechnische Aspekte: Die Integration zusätzlicher PV-Kapazitäten stellt das Stromnetz vor Herausforderungen. Maßnahmen wie Netzausbau, intelligente Betriebsmittel und Nutzung von Flexibilitäten sind erforderlich, um das Netz stabil zu halten.
- Land- und Flächenmehrfachnutzung: Eine effiziente Nutzung von Flächen ist entscheidend für den PV-Ausbau. Das Potential der Mehrfachnutzung von Gebäuden und Verkehrsflächen muss ausgeschöpft werden.
- Prognosemodelle: Die Genauigkeit von Prognosen für PV-Erzeugung und Lasten ist von großer Bedeutung für die Netzplanung. Verbesserungen in räumlichen Prognosen und Punktprognosen können die Effizienz steigern.
- Soziale Akzeptanz: Die Akzeptanz von PV-Anlagen hängt von verschiedenen Faktoren wie Umweltbewusstsein, finanziellen Anreizen und sozialen Einflüssen ab. Innovative Finanzierungsmodelle und Aufklärungskampagnen können die Akzeptanz verbessern.
- Regulatorische Ebene: Die rechtlichen und regulatorischen Anforderungen für PV-Anlagen sind vielfältig und oft schwer nachvollziehbar. Dynamische Tarife und Anreize zur Flexibilität können die Systemintegration von PV-Anlagen erleichtern.

Insgesamt erfordert der Übergang zu 100 % erneuerbaren Energien in Österreich eine ganzheitliche Herangehensweise, welche technologische Innovationen, soziale Akzeptanz, regulatorische Anpassungen und eine effiziente Nutzung von Ressourcen umfasst. Durch partizipative Ansätze und einen Open-Innovation-Prozess können Lösungen entwickelt werden, die einen nachhaltigen Ausbau der Photovoltaik und die Integration erneuerbarer Energien vorantreiben.

9 Danksagung

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „Vorzeigeregion Energie 2021“ durchgeführt.

10 Referenzen

- [1] „Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG), Fassung vom 17.11.2023,“ 2022.
- [2] Photovoltaic Austria, „Photovoltaic Austria fordert rasch modernes E-Wirtschaftsgesetz,“ APA-OTS, 3. 8. 2023. [Online]. Available: https://www.ots.at/presseaussendung/OTS_20230803_OTS0088/. [Zugriff am 19. 1. 2024].
- [3] G. Christiner, „Klimaneutralität 2024 - schaffen wir das netztechnisch?,“ in *OVE Energietechnik Tagung 2023*, Klagenfurt, 2023.
- [4] Oesterreichs Energie, *Netzberechnungen Österreich - Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz (Studie)*, 2020.
- [5] R. Schmaranz, L. Fiedler, R. Bergmayer, C. Ammer, H. Buzanich, B. Frittum, M. Brüggl, T. Schuster, C. Zachs und H. Grüneis, „Von der Netzführung zur Systemführung in Verteilernetzen,“ *e&i Elektrotechnik und Informationstechnik* 140, pp. 716-717, 2023.
- [6] S. Fatima, V. Püvi und M. Lehtonen, „Review on the PV Hosting Capacity in Distribution Networks,“ *Energies*, Bd. 18, Nr. 13, p. 4756, 2020.
- [7] E-Control, „Anlagenregister,“ [Online]. Available: www.anlagenregister.at . [Zugriff am 24 06 2023].
- [8] Umweltbundesamt, „Szenarien für die realisierbare erneuerbare Stromerzeugung im Jahr 2030 und 2040,“ Juni 2023. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/dp185.pdf>. [Zugriff am 07 08 2023].
- [9] Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, „Integrierter österreichischer Netzinfrastrukturplan, Entwurf zur Stellungnahme,“ 07 07 2023. [Online]. Available: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/energieversorgung/netzinfrastrukturplan.html>. [Zugriff am 07 08 2023].
- [10] W.-C. Tsai, C. Tu, C.-M. Hong und W.-M. Lin, „A Review of State-of-the-Art and Short-Term Forecasting Models for Solar PV Power Generation,“ *Energies*, Bd. 16, Nr. 14, p. 5436, 2023. <https://doi.org/10.3390/en16145436>
- [11] I. Staffell und S. Pfenninger, „Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output,“ *Energy*, Bd. 114, pp. 1224-1239, 2016.
- [12] I. Staffell, S. Pfenninger und N. Johnson, „A global model of hourly space heating and cooling demand at multiple spatial scales,“ *Nature Energy*, Bd. 8, pp. 1328-1344, 2023. <https://doi.org/10.1038/s41560-023-01341-5>

- [13] A. H. Nielsen, A. Iosifidis und H. Karstoft, „IrradianceNet: Spatiotemporal deep learning model for satellite-derived solar irradiance short-term forecasting,“ *Solar Energy*, Bd. 228, pp. 659-669, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2021.09.073>
- [14] Y. Wang, W. Fu, X. Zhang, Z. Zhen und F. Wang, „Dynamic directed graph convolution network based ultra-short-term forecasting method of distributed photovoltaic power to enhance the resilience and flexibility of distribution network,“ *IET Generation, Transmission & Distribution*, Bd. 18, Nr. 2, pp. 337-352, 2023. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12963>
- [15] J. Simeunović, B. Schubnel, P.-J. Alet und R. E. Carrillo, „Spatio-temporal graph neural networks for multi-site PV power forecasting,“ 2021. ArXiv, [abs/2107.13875](https://arxiv.org/abs/2107.13875)
- [16] J. Simeunović, B. Schubnel, P.-J. Alet und R. E. Carrillo, „Spatio-Temporal Graph Neural Networks for Multi-Site PV Power Forecasting,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Bd. 13, Nr. 2, pp. 1210-1220, 2022. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2021.3125200>
- [17] J. Simeunović, B. Schubnel, P.-J. Alet, R. E. Carrillo und P. Frossard, „Interpretable temporal-spatial graph attention network for multi-site PV power forecasting,“ *Applied Energy*, Bd. 327, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120127>
- [18] A. Gensler, J. Henze, B. Sick und N. Raabe, „Deep Learning for solar power forecasting - An approach using AutoEncoder and LSTM Neural Networks,“ *2016 IEEE International Conference on Systems, Man, and Cybernetics (SMC)*, pp. 002858-002865, 2016.
- [19] N. Rahimi, S. Park, W. Choi, B. Oh, S. Kim, Y.-h. Cho, S. Ahn, C. Chong, D. Kim, C. Jin und D. Lee, „A Comprehensive Review on Ensemble Solar Power Forecasting Algorithms,“ *Journal of Electrical Engineering & Technology*, Bd. 18, pp. 719-733, 2023.
- [20] L. Wen, K. Zhou, S. Yang und X. Lu, „Optimal load dispatch of community microgrid with deep learning based solar power and load forecasting,“ *Energy*, Bd. 171, pp. 1053-1065, 2019.
- [21] S. Rasp und N. Thuerey, „Data-driven medium-range weather prediction with a Resnet pretrained on climate simulations: A new model for WeatherBench,“ 2020. <http://arxiv.org/abs/2008.08626>
- [22] C. Lessig, I. Luise, B. Gong, M. Langguth, S. Stadtler und M. Schultz, „AtmoRep: A stochastic model of atmosphere dynamics using large scale representation learning,“ 2023. <https://doi.org/10.48550/arXiv.2308.13280>
- [23] N. Hampl, G. Marterbauer, A. Nowshad, M. Strebl, A. Salmhofer und L. Grohs, „Erneuerbare Energien in Österreich 2023. Der jährliche Stimmungsbarometer der österreichischen Bevölkerung zu erneuerbaren Energien,“ Wien, 2023.
- [24] P. Vuichard, A. Stauch und R. Wüstenhagen, „Keep it local and low-key: Social acceptance of alpine solar power projects,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Bd. 138, 2021.

- [25] G. Torma und J. Aschemann-Witzel, „Social acceptance of dual land use approaches: Stakeholders' perceptions of the drivers and barriers confronting agrivoltaics diffusion,“ *Journal of Rural Studies*, Bd. 97, pp. 610-625, 2023.
- [26] S. R. Shakeel, H. Yousaf, M. Irfan und A. Rajala, „Solar PV adoption at household level: Insights based on a systematic literature review,“ *Energy Strategy Reviews*, Bd. 50, 2023.
- [27] S. Karjalainen und H. Ahvenniemi, „Pleasure is the profit - The adoption of solar PV systems by households in Finland,“ *Renewable Energy*, Bd. 133, pp. 44-52, 2019.
- [28] H. Fechner, „Ermittlung des Flächenpotentials für den Photovoltaik-Ausbau in Österreich: Welche Flächenkategorien sind für die Erschließung von besonderer Bedeutung, um das Ökostromziel realisieren zu können. Studie im Auftrag von Österreichs Energie - Endbericht,“ Wien, 2020.
- [29] E. Lucchi, J. Adami und A. E. Stawinoga, „Social acceptance of photovoltaic systems in heritage buildings and landscapes: Exploring barriers, benefits, drivers, and challenges for technical stakeholders in northern Italy,“ *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, Bd. 60, 2023.
- [30] J. Ladenburg, J. Kim, M. Zuch und U. Soytaş, „Taking the carbon capture and storage, wind power, PV or other renewable technology path to fight climate change? Exploring the acceptance of climate change mitigation technologies - A Danish national representative study,“ *Renewable Energy*, Bd. 220, 2024.
- [31] M. Braito, C. Flint, A. Muhar, M. Penker und S. Vogel, „Individual and collective socio-psychological patterns of photovoltaic investment under diverging policy regimes of Austria and Italy,“ *Energy Policy*, Bd. 109, pp. 141-153, 2017.
- [32] N. Korsten, K. Kritzinger und L. Scholtz, „Understanding solar photovoltaic investment decisions in the residential sector in South Africa: A Technical Analysis,“ *26th AMEU Technical Convention*, 2019.
- [33] E. Schulte, F. Scheller, D. Sloot und T. Bruckner, „A meta-analysis of residential PV adoption: the important role of perceived benefits, intentions and antecedents in solar energy acceptance,“ *Energy Research & Social Science*, Bd. 84, 2022.
- [34] E. Fleiß, S. Hatzl, S. Seebauer und A. Posch, „Money, not morale: The impact of desires and beliefs on private investment in photovoltaic citizen participation initiatives,“ *Journal of Cleaner Production*, Bd. 141, pp. 920-927, 2017.
- [35] R. Lazdins, A. Mutule und D. Zalostiba, „PV Energy Communities - Challenges and Barriers from a Consumer Perspective: A Literature Review,“ *Energies*, Bd. 14, Nr. 16, 2021.
- [36] B. Fina und H. Auer, „Economic Viability of Renewable Energy Communities under the Framework of the Renewable Energy Directive Transposed to Austrian Law,“ *Energies*, Bd. 13, Nr. 21, 2020.

- [37] F. Scheller, I. Doser, D. Sloot, R. McKenna und T. Bruckner, „Exploring the Role of Stakeholder Dynamics in Residential Photovoltaic Adoption Decisions: A Synthesis of the Literature,“ *Energies*, Bd. 13, Nr. 23, 2020.
- [38] B. Petrovich, S. L. Hille und R. Wüstenhagen, „Beauty and the budget: A segmentation of residential solar adopters,“ *Ecological Economics*, Bd. 164, 2019.
- [39] Photovoltaic Austria, „Übersicht zur Anzeige- und Genehmigungspflicht von Photovoltaikanlagen (Kurzversion, Stand: August 2023),“ 2023.
- [40] Council of European Energy Regulators, „CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition (Ref: C19-DS-55-04),“ 2020.
- [41] E-Control Austria, „Tarife 2.1" - Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich,“ Wien, 2021.
- [42] „Bundesgesetz zur Regelung der Elektrizitätswirtschaft (Elektrizitätswirtschaftsgesetz - EIWG), Entwurf 2024-01-10,“ 2024.