

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

# **BKM\_2.0 - ANALYSE DER PEER-2-PEER VERMARKTUNG VON STROM UND ENT- WICKLUNG EINES BILANZKREISMANA- GEMENTS 2.0**

## Abschlussbericht

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



# BKM\_2.0 - ANALYSE DER PEER-2-PEER VERMARKTUNG VON STROM UND ENTWICKLUNG EINES BILANZKREISMANAGEMENTS 2.0

## ABSCHLUSSBERICHT

**Jessica Thomsen, Natapon Wanapinit, Arne Surmann, Timo Oster, Christoph Meeder, Gerhard Ilg, Bastian Großmann, Patrick Sondel, Cesar de Jesus Tabora, Niklas Hartmann**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Heidenhofstr. 2, 79110 Freiburg  
Aschaffener Versorgungswerke GmbH, Werkstraße 2, 63739 Aschaffenburg  
Hochschule Offenburg - Hochschule für Technik, Wirtschaft und Medien, Badstr. 24, 77652 Offenburg  
Südwestdeutsche Stromhandels GmbH, Eisenhutstraße 6, 72072 Tübingen

Projektnummer: 03EI4015A, 03EI4015B, 03EI4015C, 03EI4015E  
Datum: 30.06.2025



# Inhalt

<b>1</b>	<b>Kurzdarstellung .....</b>	<b>5</b>
1.1	Aufgabenstellung .....	5
1.1.1	Energiesystemische Bewertung von P2P-Handelskonzepten.....	5
1.1.2	Entwicklung eines Bilanzkreismanagements 2.0 und Implementierung einer Energy Community im Feld .....	5
1.2	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde .....	6
1.3	Planung und Ablauf des Vorhabens.....	6
1.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Projektbeginn.....	7
1.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	9
<b>2</b>	<b>Eingehende Darstellung der inhaltlichen Arbeiten .....</b>	<b>9</b>
2.1	Analyse von Peer-2-Peer Handelskonstrukten und dessen potenzielle im Energiesystem .....	9
2.1.1	Charakterisierung von P2P-Konzepten .....	9
2.1.2	Entwicklung von Szenarien für eine Skalierung der P2P-Konzepte .....	23
2.1.3	P2P im lokalen System .....	37
2.1.4	P2P im deutschen Energiesystem .....	43
2.2	Feldversuch .....	57
2.2.1	Energy Community in Aschaffenburg .....	57
2.2.2	Prognosen und Prognosestreue.....	61
2.2.3	Bilanzkreismanagement 2.0.....	65
<b>3</b>	<b>Zahlenmäßiger Nachweis.....</b>	<b>70</b>
<b>4</b>	<b>Notwendigkeit und Angemessenheit der Arbeit .....</b>	<b>70</b>
<b>5</b>	<b>Voraussichtlicher Nutzen/Verwertbarkeit der Ergebnisse.....</b>	<b>71</b>
<b>6</b>	<b>Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen .....</b>	<b>72</b>
<b>7</b>	<b>Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen.....</b>	<b>73</b>

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eintrittsbarriere – erste Teilbewertung. Attribute, die die Hauptakteure im P2P-Energiehandel betreffen. ....	18
Tabelle 2: Eintrittsbarriere – zweite Teilbewertung. Preismechanismus und Markttyp. ....	18
Tabelle 3: Eintrittsbarriere – Gesamtergebnis.....	19
Tabelle 4: Charakterisierungsmatrix von P2P-Demonstratoren.....	19
Tabelle 5: Erfolgversprechendste skalierbare Konzepte.....	20
Tabelle 6: Übersicht der Deskriptoren mit ihren Varianten.....	32
Tabelle 7: Teilnehmergruppen.....	41
Tabelle 8 Batterievergleich nach Verfahren für Ausgleich der Prognoseabweichung .....	64
Tabelle 9: Notwendigkeit und Angemessenheit der Arbeit des Fraunhofer ISE im Projekt BKM_2.0 .....	70

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Arbeitsstrukturplan des Projektes BKM 2.0 .....	7
Abbildung 2 Ziele zur Charakterisierung von P2P-Konzepten und Demonstratoren .....	10

Abbildung 3: Ausschnitt der Tabelle „Übersicht von P2P-Konzepten“ .....	12
Abbildung 4: Ausschnitt der Tabelle „Übersicht von P2P-Demonstratoren“ .....	13
Abbildung 5: Klassifizierungsschema des P2P-Handels .....	14
Abbildung 6: Markttypen und Anwendungsoptionen im P2P-Energiehandel.....	15
Abbildung 7: Konzeptauswahl 1 - Direkthandel .....	21
Abbildung 8: Konzeptauswahl 2 - Verteilter Markt.....	22
Abbildung 9: Methodik zur Erarbeitung von Skalierungsszenarion .....	24
Abbildung 10:Vorgehen in der CIB Analyse.....	25
Abbildung 11: Durchschnittliche lokale Marktpreise.....	39
Abbildung 12: Durchschnittliche Wärmeerzeugung .....	39
Abbildung 13: On-Boarding-Prozess.....	58
Abbildung 14: Community Vertrag – Ausschnitt Preisblatt .....	61
Abbildung 15: Gegenüberstellung der Prognosen anhand eines repräsentativen Beispieltages.....	63
Abbildung 16: Benötigte Ausgleichsenergie nach Prognoseverfahren.....	63
Abbildung 17 Fahrplan .....	66

# 1 Kurzdarstellung

## 1.1 Aufgabenstellung

Das Projekt BKM\_2.0 widmete sich der vertieften Analyse und Bewertung der Integration von Peer-to-Peer-(P2P) Stromhandelsmodellen in das deutsche Energiesystem. Ein besonderer Fokus lag dabei auf der Weiterentwicklung des klassischen Bilanzkreismanagements (BKM) unter Berücksichtigung sich ändernden Prosumerverhaltens, dezentraler Marktakteure und neuartiger Plattformlösungen. Ziel war es, methodische, regulatorische und technische Grundlagen zu schaffen, um zum einen innovative P2P-Modelle skalierbar und systemverträglich in bestehende Markt- und Netzprozesse zu integrieren. Zum anderen zeigte sich im Projektverlauf, dass die im Bilanzkreismanagement relevanten Entwicklungsfelder sich nicht allein auf die Integration von P2P beziehen, sondern übergreifend für Prosumer, sich wandelndes Bezugsverhalten und fortschreitende Digitalisierung adressiert werden müssen.

Die Teilziele des Projektes lassen sich in zwei inhaltliche Stränge gliedern:

### 1.1.1 Energiesystemische Bewertung von P2P-Handelskonzepten

Im Projekt soll systemisch analysiert werden, welchen Einfluss P2P-Handel auf die unterschiedlichen Ebenen des Energiesystems haben könnte. Dies gliedert sich in Teilanalyse auf den Ebenen Nationales Energiesystem und lokales Energiesystem. Für beide sollten im ersten Schritt die möglichen Strukturen eines P2P-Handels entwickelt und analysiert werden. Darauf aufbauend wurden mögliche Verbreitungsszenarien neuer Marktstrukturen im P2P-Kontext entwickelt. Beides zusammen wurde dann in die Energiesystemmodelle überführt, um die Effekte möglichst umfassend bewerten zu können. Im lokalen Energiesystem lag der Analyseschwerpunkt im Einfluss der Gruppenzusammensetzung auf die Ergebnisse eines P2P-Handels. Die Modellierung des nationalen Systems die Relevanz von P2P für Emissionsminderungen, den Umbau der Erzeugungsstruktur und die Flexibilisierung des Systems – insbesondere in Kombination mit Batteriespeichern, PV-Dachanlagen und lokalem Lastmanagement. Gleichzeitig wurden zentrale Herausforderungen wie Investitionsbarrieren, begrenzte Marktanreize und fehlende Standardisierung identifiziert.

### 1.1.2 Entwicklung eines Bilanzkreismanagements 2.0 und Implementierung einer Energy Community im Feld

Ein besonderes Augenmerk des Projektes lag in der Umsetzung einer realen Energy Community bei der AVG. Diese diente als Demonstrator eines möglichen lokalen Energieaustausches. Die Community diente gleichzeitig den zu untersuchenden Aspekten des Bilanzkreismanagements als Demonstrationsobjekt.

Mit der Einführung von P2P-Handelsprozessen ergeben sich einerseits Flexibilitätspotentiale, welche für eine innovative Bilanzkreisbewirtschaftung erschlossen werden können, andererseits ergeben sich durch die dezentralen und eher kurzfristigen Handelsvorgänge neue Bedingungen hinsichtlich der Prognose der knotenscharfen Ein- und

Ausspeisungen, was zu neuen Herausforderungen im Kontext der Fahrplannerstellung und letztendlich der kompletten prozessualen Verarbeitung der für das Bilanzkreismanagement relevanten Daten führt. Daher wurden im Projekt unterschiedliche Prognoseverfahren und deren Güte im Hinblick auf das Bilanzkreismanagement getestet.

Das Projekt BKM\_2.0 zeigt, dass die Kombination aus Szenarientwicklung, techno-ökonomischer Modellierung und regulatorischer Bewertung eine belastbare Grundlage bietet, um das Potenzial von P2P im zukünftigen Stromsystem zu bewerten – vorausgesetzt, es erfolgen klare politische Weichenstellungen, ein gezielter Infrastrukturausbau und die Harmonisierung des regulatorischen Rahmens.

## 1.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Wesentliche Voraussetzungen für das Projekt war die immer wieder erfolgende Verzahnung zwischen Feldversuch und theoretischen Analysen der Themen Bilanzkreismanagement und Peer-2-Peer Handel. Im Feldversuch stellte sich bei Projektbeginn heraus, dass das ursprünglich angedachte Neubaugebiet im Baufortschritt nicht dem Zeitplan entspricht und bereits zu Projektbeginn der Feldversuch neu strukturiert werden musste. Begleitende Umstände des Projektes waren neben der Corona-Pandemie, die Handwerkerverfügbarkeiten und persönliche Begegnungen erschwert hat, die 2021 beginnende Gas- und Strompreiskrise, die zu diversen zusätzlichen Aufgaben seitens der Verbundpartner führten, insbesondere im Bilanzkreismanagement Strom und Gas. Dieses außergewöhnliche Marktumfeld und eine angespannte Personalsituation haben dazu geführt, dass der BKV im Projekt verstärkt ins Tagesgeschäft eingebunden werden musste. Dies hat zum Teil die dem Projekt zur Verfügung stehenden Ressourcen, insbesondere personeller Natur, begrenzt.

Wesentlicher Grundstein des Projektes war die enge Verzahnung zwischen Feldversuch und theoretischer Analyse des Themenkomplexes Peer-2-Peer Handel. Zu Projektbeginn war dies maßgeblich durch das Angebot der Oxygen Technologies GmbH geprägt, deren Geschäftsinhalt sowohl die Digitalisierung und Messtechnik, als auch die Entwicklung möglicher Peer-2-Peer Handelskonstrukte umfasste. Aufgrund der Insolvenz der Oxygen Technologies erfolgte im Jahr 2021 eine Umstrukturierung des Projektes, bei der einzelne Aspekte des Feldversuches und der modellbasierten Analyse durch die neue Projektkonstellation nicht mehr erfüllbar waren.

Wesentliche Voraussetzungen für das Projekt war die vorhandenen Energiesystemmodelle und Modellierungskennnisse sowie die breite Datengrundlage der beteiligten Konsortialpartner. Die Hochschule Offenburg hat das Modell PypSa wesentlich weiterentwickelt, während am Fraunhofer ISE basierend auf bestehenden Modellen neue Ansätze für den Bereich peer-2-Peer Handel getestet wurden.

## 1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das erste Arbeitspaket (AP1) beinhaltete die grundlegende Charakterisierung und Analyse von P2P Vermarktungskonzepten anhand unterschiedlicher Kriterien. Der Fokus lag dabei insbesondere auf dem Einfluss der einzelnen Kriterien auf den ökonomischen Gleichgewichtspreis. Die Analyse erfolgte dabei mit Hilfe eines Mixed Complementary Optimierungsmodells (MCP).

In AP2 erfolgte die Entwicklung einer Methodik zur Charakterisierung lokaler Marktstrukturen sowie die Entwicklung von Szenarien zur Marktdurchdringung mittels CIB Analyse.

AP3 beinhaltete die Detailanalyse von P2P-Konzepten hinsichtlich ihres Einflusses auf lokale Referenzsysteme und das Netz. Hierzu sollte zunächst eine Schnittstelle zwischen der Oxygen-Plattform und den Energiesystemmodellen geschaffen, um anschließenden Analysen mit Hilfe von DISTRICT durchzuführen und diese mit Ergebnissen aus den MCP-Berechnungen zu vergleichen. Aufgrund der oben beschriebenen Umstrukturierungen war die Implementierung einer solchen Schnittstelle in der neuen Projektkonstellation nicht möglich.

In AP4 wurden Anforderungen an ein neues Bilanzkreismanagement untersucht. Der Fokus lag dabei auf Prognostizierbarkeit, der Anforderungen an die Datenverarbeitung und den regulatorischen Implikationen.

AP5 umfasste das Demonstrationsprojekt der Energy Community in Aschaffenburg, die zugleich als Demonstrator für das Bilanzkreismanagement gedient hat. AP6 umfasste die Weiterentwicklung des Bilanzkreismanagements auf Basis der in AP4 ermittelten Herausforderungen. In AP7 erfolgte die Modellierung des nationalen Energiesystems und dessen Entwicklung bei unterschiedlichen Durchdringungsraten lokaler Peer-2-Peer-Handelskonzepte.

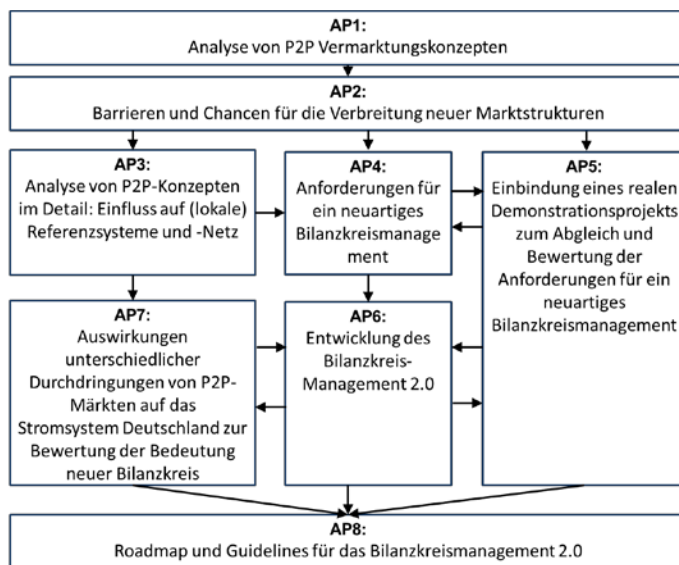


Abbildung 1: Arbeitsstrukturplan des Projektes BKM 2.0

Aufgrund der Corona-Pandemie startete das Projekt mit digitalen Projekttreffen, die in den letzten zwei Bearbeitungsjahren um persönliche Treffen ergänzt wurden. Es erfolgten regelmäßige digitale Projekt-Updates im Monats-Rhythmus.

## 1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand zu Projektbeginn

Der aktuelle wissenschaftliche und technische Stand im Energiemarkt wird durch den grundlegenden Wandel geprägt. Dieser steht vor einem sogenannten „Trilemma“, das eine CO<sub>2</sub>-freie nachhaltige Energieproduktion, Versorgungssicherheit und

wirtschaftliche Preise vereinen soll. Trotz sehr hoher Strompreise in Deutschland, die durch steuerliche Belastungen und Umlagen bedingt sind, zeigen erneuerbare Energien Potenziale für eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Kosten. Einen zentraler Veränderungsbedarf gibt es im Übergang von einem zentral gesteuerten Kraftwerkspark hin zu einem dezentralen, konsumierenden und produzierenden Energiehandel durch sogenannte „Prosumer“. Yael Parag und Benjamin K. Sovacool (2016)<sup>1</sup> stellen Ansätze für eine Prosumer-gesteuerten Energiemarkt vor:

- **Konzept A:** Peer-to-Peer (P2P)-Handelsmodell, bei dem Prosumer direkt miteinander vernetzt sind, Energie handeln und Kosten verrechnen.
- **Konzept B:** Einbindung der Prosumer in ein Microgrid, welches mit dem zentralen Stromnetz verbunden ist.
- **Konzept C:** Geschlossene, autarke Microgrid-Communities

Für städtische Gebiete erwiesen sich Konzepte A und B aufgrund des geringeren Platzbedarfs für Speicher und Stromproduktion als praktikabler, während Konzept C ein geeignetes Konzept für den ländlichen Raum darstellt.

(Long et al., 2018)<sup>2</sup> kategorisieren die technische Umsetzung in drei Ansätze: Dezentrale Abrechnungen (z. B. Blockchain-Technologien), aggregierte Batteriesteuerung und zentrale Plattformen.

Bei der aggregierten Batteriesteuerung wird den Prosumern erlaubt in der Batterie eines anderen Teilnehmers Energie zu speichern. Die Verträge werden dabei mit einer zentralen Einheit geschlossen (Long et al., 2018). Bei der Methodik der zentralen Plattformen wird die zentrale Batteriesteuerung durch den Handel zwischen den Prosumern ersetzt. Dezentrale Abrechnungssysteme, z.B. Blockchain, eliminieren zentralisierte Abrechnungsinstanzen und die Abrechnung zwischen den Prosumern erfolgt über die Blockchain (Mengelkamp et al., 2018)<sup>3</sup>.

Eine zentrale wissenschaftliche Fragestellung ist die Integration von P2P-Handel in bestehende Energiesysteme, insbesondere in das Bilanzkreismanagement (BKM). Das Bilanzkreismanagement zielt auf die Sicherstellung des Ausgleichs zwischen Energieerzeugung und -verbrauch in definierten Regelkreisen. Dabei werden komplexe Prognosen für Einspeisung und Verbrauch erstellt, die wiederum von aktuellen, korrekten Stammdaten und weiterentwickelten Prognosetools abhängig sind. Momentan mangelt es an Marktprozessen für den schnellen und zuverlässigen Datenversand an Bilanzkreisverantwortliche, wodurch Anpassungsbedarf besteht – insbesondere hinsichtlich Automatisierung und verstärkter Integration von Echtzeitdaten durch Digitalisierung.

Die Verknüpfung von P2P-Energiehandel mit dem klassischen Bilanzkreismodell bleibt bislang wenig erforscht. Existierende Studien wie von Sandner (2018) oder Merz (2017) diskutieren phänomenologische Ansätze, ohne Simulationen oder quantitative Modelle zur Optimierung von Handel und Abrechnung vorzulegen. Hier setzt das „BKM2.0“-Projekt an, das innovative Prognose-, Handels- und Abrechnungsansätze entwickeln will, um eine bessere Integration von P2P-Prozessen zu gewährleisten.

---

<sup>1</sup> Yael Parag, Benjamin K. Sovacool (2016): Electricity market design for the prosumer era

<sup>2</sup> Long, Chao; Wu, Jianzhong; Zhou, Yue; Jenkins, Nick (2018): Aggregated battery control for peer-to-peer energy sharing in a community Microgrid with PV battery systems. In: Energy Procedia 145, S. 522–527. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.04.076.

<sup>3</sup> Mengelkamp, Esther; Gärtner, Johannes; Rock, Kerstin; Kessler, Scott; Orsini, Lawrence; Weinhardt, Christof (2018): Designing microgrid energy markets. In: Applied Energy 210, S. 870–880. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.06.054.

Im Rahmen ähnlicher Forschungsprogramme wie „NEMoGrid“, „C/sells“ oder „Flex2Market“ stehen Themen wie dezentrale Geschäftsmodelle, Flexibilitätsmärkte und Prosumer-Integration im Vordergrund. Jedoch fokussieren diese Projekte die Kernfunktionalitäten des Bilanzkreismanagements, wie es im „BKM2.0“-Projekt der Fall ist, nur am Rande oder gar nicht. BKM2.0 bietet daher eine innovative Perspektive, indem es die Anpassung bestehender regulatorischer und technischer Prozesse für ein P2P-zentriertes Energiemanagement untersucht und praxisnah erprobt.

Zusammenfassend zeigt der Stand von Wissenschaft und Technik zu Projektbeginn großes Potenzial in der Nutzung von P2P-Energiehandel, insbesondere durch Technologien wie Blockchain und optimierte Abrechnungsmodelle. Der Fokus auf eine nahtlose Integration solcher Modelle in zentrale Energiesysteme, insbesondere über ein angepasstes Bilanzkreismanagement, ist jedoch innovativ und stellt den Kern des „BKM2.0“-Projekts dar.

## 1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Vorhaben wurde von den Verbundpartnern Fraunhofer ISE, Hochschule Offenburg, Aschaffener Versorgungswerke AVG und SüdwestStrom SWS durchgeführt. Zu Projektbeginn gab es einen weiteren Verbundpartner Oxygen, die eine wesentliche Rolle im Bereich des Feldversuchs und der Weiterentwicklung des Bilanzkreismanagements inne hatten. Aufgrund der Insolvenz der Oxygen Technologies GmbH erfolgte eine Umstrukturierung des Projektes dahingehend, dass die Umsetzung der Messtechnik im Feld seitens der AVG an einen Dienstleister beauftragt wurde.

## 2 Eingehende Darstellung der inhaltlichen Arbeiten

### 2.1 Analyse von Peer-2-Peer Handelskonstrukten und dessen Potenziale im Energiesystem

#### 2.1.1 Charakterisierung von P2P-Konzepten

##### 2.1.1.1 Ziele und Methodik

Das zentrale Ziel des Teilvorhabens war die Entwicklung und Anwendung einer Methodik zur systematischen Bewertung von P2P-Konzepten im Energiesystem. Im Ergebnis sollte eine strukturierte Charakterisierung der unterschiedlichen P2P-Modelle vorliegen, die als Grundlage für das weitere Projekt diene. Im weiteren Verlauf stand die Bewertung der Auswirkungen einer breiten Nutzung dieser Konzepte auf das deutsche Energiesystem im Fokus. Hierfür war sowohl die konsistente Erstellung relevanter Zukunftsszenarien als auch die Entwicklung einer Methodik zur Skalierung der Konzepte erforderlich.

In einem ersten Schritt wurden bestehende P2P-Konzepte und Demonstratoren systematisch durch eine umfassende Literaturrecherche erfasst und relevante Charakterisierungsparameter identifiziert. Dazu zählten u. a. die Art der physikalischen Stromlieferung, die bilanzielle Abwicklung, Datenverarbeitung und technische Anforderungen sowie die regulatorische Einordnung der beteiligten Akteure. Darüber hinaus wurde eine Klassifizierung der Konzepte vorgeschlagen, basierend auf dem Typ des P2P-Konzepts. Die Kategorien umfassten: theoretische P2P-Modelle, P2P-Forschungsprojekte, P2P-Demonstratoren (Pilotprojekte, Dienstleistungsanbieter, implementierte Marktlösungen), sowie Anbieter von Software-/ Hardwarelösungen und Plattformanbieter. Ergänzend wurde ein Klassifizierungsschema der Marktarten des P2P-Energiehandels entwickelt.

Darauf aufbauend wurde im zweiten Schritt eine Methodik zur qualitativen und quantitativen Bewertung der erfassten Konzepte entwickelt. Aufgrund fehlender Vorarbeiten in der Literatur stellte die methodische Fundierung selbst einen zentralen Beitrag des Projekts dar. Die entwickelte Methodik wurde zunächst anhand eines exemplarisch ausgewählten Parameters getestet und bei Bedarf angepasst. Zu den betrachteten Parametern zählten insbesondere die beteiligten Akteure, Vertragsbeziehungen zwischen den Akteuren, der Typ des P2P-Konzepts, technische Anforderungen, die maximale Anzahl an Teilnehmenden, der geografische Anwendungsbereich des Konzepts sowie der zugrunde liegende Preisbildungsmechanismus.

Im dritten Schritt wurde auf Basis der erarbeiteten Methodik eine Matrix zur Charakterisierung von globalen, europäischen und deutschen P2P Konzepten erstellt. Diese diente der strukturierten Gegenüberstellung der unterschiedlichen Konzepte und bildete eine zentrale Grundlage für die anschließende Szenarienbildung und Systemanalyse im Projektverlauf. Der Fokus der Charakterisierungsmatrix lag auf der Bewertung der potenziellen Umsetzbarkeit und Skalierbarkeit bestehender P2P-Demonstratoren in Deutschland. Daher wurden für die Einschätzung der Verbreitungsmöglichkeiten von P2P-Konzepten insbesondere folgende Schlüsselkriterien berücksichtigt: Klassifizierung des P2P-Marktes, Unabhängigkeit bzw. Wahlfreiheit der Teilnehmenden sowie deren Autonomie. Diese Bewertungsfaktoren werden im Ergebnisteil des Berichts ausführlich erläutert. Die zugrundeliegende Methodik ist in Abbildung 2 dargestellt.

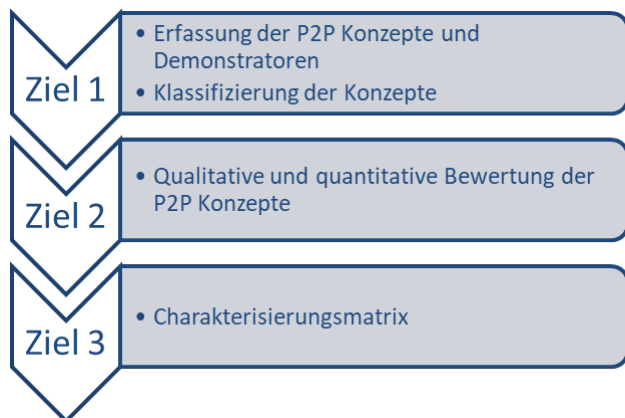


Abbildung 2: Ziele zur Charakterisierung von P2P-Konzepten und Demonstratoren

Im Rahmen der qualitativen Analyse wurde eine umfassende Diskussion und ein kontinuierlicher Austausch mit verschiedenen Partnern aus den Projektkonsortien geführt, um ein gemeinsames Verständnis über die vielfältigen Chancen und Barrieren der Implementierung von P2P-Energiekonzepten in Deutschland zu erzielen. Auf Basis dieser kollektiven Analyse sowie des Abgleichs mit realisierten Demonstratoren in Deutschland wurden anschließend zwei besonders vielversprechende P2P-Konzepte ausgewählt, die den Fokus auf regionale bzw. nationale Skalierbarkeit legen. Dabei flossen allgemeine Charakteristika wie die Einordnung in die vorgeschlagenen Marktarten des P2P-Energiehandels, die Gestaltung von Vertragsformen und Akteursbeziehungen, zugrunde liegende Preisbildungsmechanismen sowie bestehende Markteintrittsbarrieren in die Auswahl mit ein. Diese vertiefte Auswahl bildet die Grundlage für die anschließende Bewertung der Auswirkungen einer breiteren Anwendung von P2P-Konzepten im deutschen Energiesystem und wird im Ergebnisteil des Berichts näher erläutert.

## 2.1.1.2 Ergebnisse

### 2.1.1.2.1 Erfassung und Klassifizierung der P2P-Konzepte und Demonstratoren

Es wurde eine umfassende Literaturrecherche mit über 80 Referenzen zum Thema P2P-Energiehandel durchgeführt. Aus dieser Analyse gingen insgesamt 104 identifizierte P2P-Konzepte hervor, darunter 55 Demonstratoren und 49 theoretische Modelle. Die systematische Aufbereitung dieser Konzepte erfolgte im Rahmen einer Excel-Tabelle, die als ergänzende Information in englischer Sprache dem Bericht beigelegt ist. Die bestehende Literatur zum P2P-Energiehandel ist umfangreich und deckt eine Vielzahl innovativer Konzepte, technischer Lösungen und Marktmodelle ab. Untersucht werden theoretische Grundlagen, Modelle zur Marktgestaltung, physische und virtuelle Infrastrukturen, sowie Sektorkopplung und unterschiedliche Akteursstrukturen. Hinzu kommen sozialwissenschaftliche, rechtliche und politische Analysen, die Anforderungen und Hemmnisse für die Umsetzung von P2P-Stromhandel identifizieren. Die breite Literaturbasis verdeutlicht, dass P2P-Handel von zahlreichen Einflussfaktoren geprägt ist, darunter technologische Innovationen wie Blockchain<sup>1</sup>, regulatorische Rahmenbedingungen, soziale Akzeptanz, preisliche Mechanismen und die Integration neuer Geschäftsmodelle<sup>2</sup>. Zudem bestehen Unterschiede in der Abgrenzung zu verwandten Konzepten wie Energy Sharing, Energiegemeinschaften und Virtuellen Kraftwerken. Zahlreiche Testfälle und internationale Pilotprojekte illustrieren die praktische Umsetzung und legen zentrale Herausforderungen und Potenziale des P2P-Energiehandels offen – sowohl aus technischer, wirtschaftlicher als auch gesellschaftlicher Perspektive<sup>3</sup>.

Methodisch ergab sich daraus die Notwendigkeit, klare Abgrenzungskriterien zwischen P2P-Energiehandel und verwandten Konzepten wie Energy Sharing, Energiegemeinschaften oder Virtuellen Kraftwerken herauszuarbeiten. Dabei wurden auch Übergangsbereiche systematisch berücksichtigt, sodass die Einordnung einzelner Marktmodelle und Plattformlösungen anhand objektiver Merkmale wie Grad der Dezentralität, direkte Interaktion der Teilnehmenden sowie Art der Steuerung und Abrechnung erfolgen konnte. Ein wesentliches Ergebnis aus der Literaturanalyse war das Fehlen einer eindeutig festgelegten Definition von P2P-Energiehandel in der wissenschaftlichen Diskussion. In vielen Veröffentlichungen werden P2P-Konzepte nicht eindeutig von benachbarten oder verwandten Ansätzen abgegrenzt. Dieses Fehlen klarer Begrifflichkeiten führt dazu, dass oftmals Überschneidungen bestehen. So werden beispielsweise Modelle gemeinschaftlicher Erzeugung und Nutzung innerhalb eines Teilnehmendenkreises oder Energiegemeinschaften, die kollektive Investitionen und geteilte Verantwortung ermöglichen, häufig unter dem übergeordneten Begriff P2P subsumiert. Auch Virtuelle Kraftwerke finden sich zum Teil in P2P-Kontexten wieder, insbesondere wenn dezentrale Anlagen vernetzt und deren Flexibilität marktgesteuert gebündelt wird<sup>4</sup>. Diese konzeptuellen Überschneidungen erschweren eine eindeutige Kategorisierung, da Schnittmengen hinsichtlich Akteursstruktur, Interaktionsformen sowie Marktmechanismen bestehen.

---

<sup>1</sup> The International Renewable Energy Agency. Aggregators—Innovation Landscape Brief.

<sup>2</sup> International Renewable Energy Agency. Innovation Landscape Brief: Peer-to-Peer Electricity Trading; International Renewable Energy Agency (IRENA)

<sup>3</sup> Zhou, Y., et al. State-of-the-Art Analysis and Perspectives for Peer-to-Peer Energy Trading.

<sup>4</sup> Morstyn, T. et al. Using peer-to-peer energy-trading platforms to incentivize prosumers to form federated power plants.

Ein zentrales Ergebnis aus der Literaturanalyse war das Fehlen einer einheitlichen und standardisierten Terminologie im Kontext von P2P-Konzepten. Besonders deutlich wird dies bei den folgenden Aspekten:

- Bei den beteiligten Akteursgruppen gibt es teils unterschiedliche Begriffe und Bezeichnungen, sowohl für bereits etablierte Rollen als auch für im Rahmen von P2P-Modellen neu vorgeschlagene Akteure.
- Auch für verschiedene P2P-Marktmodelle werden in Literatur und Praxis unterschiedliche Begriffe verwendet. Häufig bezieht sich die gleiche Bezeichnung auf verschiedene Konzepte, oder es werden verschiedene Terminologien für ähnliche Mechanismen genutzt.

Dadurch entstehen mehrere Herausforderungen. So werden beispielsweise die gleichen Begriffe in unterschiedlichen Kontexten verwendet, jedoch mit abweichenden fachlichen Bedeutungen. Gleichzeitig gibt es Fälle, in denen für vergleichbare Marktmechanismen völlig unterschiedliche Begriffe eingeführt werden. Zu Beginn des Projekts wurde daher die fehlende Klarheit und Konsistenz in der Begriffsverwendung als zentrale Forschungslücke erkannt. Im weiteren Verlauf wurde eine eigene Systematik zur Begriffsbestimmung entwickelt, um Rollen, Marktmodelle und Interaktionsformen klar voneinander abgrenzen und systematisch analysieren zu können. Nur mithilfe dieser klaren Differenzierung und einer konsistenten Klassifizierung war es möglich, die Vielfalt existierender sowie entstehender P2P-Modelle systematisch zu erfassen und objektiv mit anderen Konzepten im Energiesystem zu vergleichen. Dies bildet die Grundlage für eine fundierte Bewertung der Potenziale und Herausforderungen von P2P-Handelskonstrukten im Kontext zukünftiger Energiesysteme.

	1	2	3	4
<b>Kategorie</b>	P2P Model	Demonstrator	P2P Model	Demonstrator
<b>Name / Konzeptinformation</b>	Modell 1	Demonstrator 1	Modell 2	Demonstrator 2
<b>Charakteristik</b>	Markt	Markt	Markt	Unternehmen
<b>Eigene Klassifikation</b>	Applied P2P - Decentralized market	Applied P2P - Decentralized market - Community	Applied P2P - Centralized market	Applied P2P - Centralized market - P2P VPP
<b>Preismechanismus</b>	N/S	Pay as bid	N/S	N/S
<b>Beschreibung</b>	Der Plattformanbieter ist weder Energieerzeuger noch Direktvermarkter; er stellt lediglich die Plattform zwischen Erzeuger und Verbraucher sowie für die energierelevanten Verpflichtungen bereit.	Wenn der Erzeuger nicht liefern kann, kauft er zertifizierten Ökostrom. Die Rechnung kommt von Demo 1. Die Plattform kostet 3,99 €/Monat pro Verbraucher. Der Verbraucher wählt den Erzeuger und der Preis wird vom Erzeuger festgelegt.	Der Plattformanbieter übernimmt die Rolle des Direktvermarkters, Poolings und Energieversorgers. Erzeuger und Verbraucher haben keinen direkten Kontakt.	Demonstrator 2 bietet Batteriespeicher, Stromverträge, PV-Anlagen und Zubehör an. Das Hauptgeschäft ist das Batteriespeicher-Paket. Nur Prosumer mit diesen Batterien können teilnehmen. Geräte- und Preissteuerung sind zentralisiert.
<b>Anbieter</b>	Firma 1	Firma 2	Firma 3	Firma 3
<b>Akteur 1</b>	Anlagenbetreiber	Produzent	Anlagenbetreiber	Produzent
<b>Akteur 2</b>	Plattformbetreiber	Prosument	Plattformbetreiber	Prosument
<b>Akteur 3</b>	Direktvermarkter	Konsument	Endverbraucher	Konsument
<b>Akteur 4</b>	Endverbraucher	Plattformbetreiber		Plattformbetreiber
<b>Vertragsbeziehung 1</b>	Plattformbetreiber - Direktvermarkter	Prosument - Prosument	Anlagenbetreiber - Plattformbetreiber	Produzent - Plattformbetreiber
<b>Vertragsbeziehung 2</b>	Anlagenbetreiber - Endverbraucher	Konsument - Prosument	Plattformbetreiber - Endverbraucher	Konsument - Plattformbetreiber
<b>Vertragsbeziehung 3</b>	Anlagenbetreiber - Plattformbetreiber	Konsument - Produzent		
<b>Anforderung 1</b>	k.A	PV-Anlage	k.A	PV-Anlage
<b>Anforderung 2</b>	k.A	Wind-Anlage	k.A	Batteriespeicher
<b>Anforderung 3</b>	k.A	Wasser-KW	k.A	EMS
<b>Anforderung 4</b>	k.A	Biogas-Anlage	k.A	EV
<b>Parameter/Teilnehmern</b>	k.A	Überregional	k.A	Überregional

Abbildung 3: Ausschnitt der Tabelle „Übersicht von P2P-Konzepten“

Die Tabelle (s. Ausschnitt in Abbildung 4) berücksichtigt u. a. folgende Vergleichsparameter mit der jeweils entsprechenden Literaturreferenz und Website:

- Name / Konzeptinformation: Offizielle Bezeichnung des Konzepts bzw. Beschreibung des Marktansatzes
- Charakteristik: Einordnung als theoretisches Modell, Marktmodell, Pilot- oder Forschungsprojekt
- Eigene Klassifikation: Interne Kategorisierung gemäß des vorgeschlagenen Klassifizierungsansatzes
- Preismechanismus: Angabe des angewandten oder vorgeschlagenen Preisbildungsmechanismus (z. B. „Pay as Bid“, „Continuous Double Auction“, „Nodal Pricing“, „Day-Ahead-Marktpreis, Merit Order, „Time of Use“), differenziert nach Modelltyp
- Beschreibung: Überblick zur praktischen oder geplanten Umsetzung des jeweiligen P2P-Modells
- Anbieter: Verantwortliche Organisation oder Plattformbetreiber (falls zutreffend)
- Akteure: Beteiligte Rollen wie ProduzentInnen, KonsumentInnen, Plattformanbietende, Netzbetreiber oder neue Akteursformen
- Vertragsbeziehungen: Darstellung der bestehenden oder angestrebten vertraglichen Beziehungen zwischen den beteiligten Akteuren
- Teilnehmendenzahl / Reichweite: Begrenzung der Anzahl an Teilnehmenden oder der geografischen Skalierbarkeit des Konzepts

Auf Basis dieser Zusammenfassung wurden die konkreten Demonstratoren identifiziert und in einer separaten Tabelle (s. Ausschnitt in Abbildung 3) extrahiert. Diese wurden strukturiert erfasst und entlang zusätzlich definierter Parameter systematisiert, um ihre Vergleichbarkeit und Analyse zu ermöglichen. Die zusätzlichen verwendeten Parameter umfassen:

- Land: Land, in dem das Konzept betrieben oder erprobt wird
- Website: Offizielle Informationsquelle des Projekts oder Anbieters
- Netzwerkgröße: Potenzielle Skalierbarkeit des Konzepts basierend auf öffentlich zugänglichen Angaben
- Description: Beschreibung der Funktionsweise sowie möglicher Rahmenbedingungen, Anwendungsfälle oder Folgeprodukte

	1	2	3
Name	Demo 1	Demo 2	Demo 3
Anbieter	Unternehmen 1	Unternehmen 2	Unternehmen 3
Land	Germany	Germany	Germany
Klassifizierung	Applied P2P-Direct Trading	Applied P2P-Direct Trading/Distributed	Applied P2P-Distributed-Blockchain
Netzwerkgröße	National	National	National
Beschreibung	Kann der Produzent die Energie nicht liefern, kauft er zertifiziertes Ökostrom. Die Rechnung stellt Unternehmen 1 aus. Für die Plattformdienste zahlen Verbraucher 3,99 € pro Monat. Verbraucher wählen ihren Produzenten; Preise legt der Produzent fest. Die Plattform zeigt Energieanbieter online, ermöglicht landesweite Nutzung und regionale Auswahl.	Die Plattform nutzt Smart Contracts auf der Open-Source-Ethereum-Blockchain. Verbraucher wählen ihren Produzenten, der den Preis setzt. Produzenten müssen Direktvermarktung betreiben und mindestens 100 kWp Leistung haben. Bei Engpässen wird Energie zugekauft. Die Plattform erhält die Hälfte des Produzentenpreises.	Sie können alle 15 Minuten Ihren Energiemix (Solar/Wind/Wasser) und Ihren Produzenten wählen. Dem Verbraucher werden die verfügbaren Produktionsoptionen angezeigt, und er entscheidet, welcher Produzent die Energie liefert.

Abbildung 4: Ausschnitt der Tabelle „Übersicht von P2P-Demonstratoren“

**Hinweis zu den Tabellen:**  
**Die Tabelle stellt ein Kompendium von P2P-Demonstratoren auf globaler, europäischer und deutscher Ebene dar. Für einige der aufgeführten Unternehmen oder Pilotprojekte liegen keine vollständigen oder nur teilweise veröffentlichten Informationen vor. Aus diesem Grund können bestimmte Merkmale nicht eindeutig zugeordnet werden oder sind mit „N/A“ (nicht**

verfügbar) gekennzeichnet. Um dennoch ein möglichst vollständiges Bild der jeweiligen Konzepte zu ermöglichen, wurden ergänzende Informationen – beispielsweise aus den Abschnitten mit häufig gestellten Fragen (FAQ) auf den Projektwebseiten – herangezogen. Die Erhebung und Auswertung der dargestellten Informationen erfolgte Anfang 2021. Aufgrund der hohen Dynamik des Energiemarkts sowie politischer und wirtschaftlicher Entwicklungen – insbesondere infolge der Energiekrise, ausgelöst durch externe Faktoren – mussten einige der aufgeführten Unternehmen im weiteren Verlauf Insolvenz anmelden.

Die Gruppierung der Konzepte dient einer strukturierten Analyse und unterstützt gezielt die Identifikation relevanter Handlungsfelder sowie Erfolgsfaktoren für P2P-Stromhandelslösungen, insbesondere im Hinblick auf die flächendeckende Skalierbarkeit. Aufbauend auf der erarbeiteten Übersicht wurden für die betrachteten Demonstratoren spezifische Informationen erhoben, die ein vertieftes Verständnis ihrer Funktionsweise und Marktintegration ermöglichen. Im Mittelpunkt standen dabei unter anderem Fragen zur freien Auswahl der Handelspartner – also Energieerzeugende, Energieverbraucher, Prosumenten sowie Plattformanbieter –, zu den verwendeten Preismodellen und Abrechnungsverfahren sowie zum Einsatz von Blockchain-Technologien. Zusätzlich wurden die jeweiligen regionalen Rahmenbedingungen, wie der räumliche Bezug der Energieerzeugung oder die Einbindung lokal verankerter Akteure (beispielsweise Stadtwerke), und technische Voraussetzungen wie Smart Metering, Direktvermarktungsoptionen oder die Fernsteuerbarkeit der Anlagen berücksichtigt. Die Analyse erfasste darüber hinaus, ob es sich um offene oder geschlossene Communities handelt, welche Rollen die verschiedenen Akteursgruppen im System einnehmen und in welchem Umfang Plattformen zusätzliche Dienstleistungen wie Batteriepool, Elektromobilität oder Echtzeit-Monitoring bereitstellen. Die umfassend erhobenen Daten ermöglichen so eine fundierte vergleichende Bewertung der Geschäftsmodelle und technologischen Lösungsansätze im P2P-Energiemarkt.

Darauf aufbauend stellt die strukturierte Übersicht die Grundlage für weiterführende Analysen dar und schafft eine einheitliche Systematik zur Gegenüberstellung verschiedener Ansätze im P2P-Energiehandel. So lassen sich technische, organisatorische und regulatorische Unterschiede analysieren. Nur durch diese differenzierende Betrachtung kann eine tragfähige und konsistente Klassifizierungsmethodik entwickelt werden, die sowohl die Vielfalt der real existierenden und in Entwicklung befindlichen P2P-Modelle als auch die Abgrenzung zu anderen Konzepten im Energiesystem adäquat abbildet. Dies legt die Grundlage für eine fundierte Analyse der Potenziale und Herausforderungen von P2P-Handelskonstrukten im Kontext zukünftiger Energiesysteme. Zur systematischen Einordnung der identifizierten P2P-Konzepte wurde ein Klassifikationsschema entwickelt, das zwei zentrale Kategorien unterscheidet: Purer P2P-Energiehandel und angewandter P2P-Energiehandel. Die Klassifizierung ist in Abbildung 4 dargestellt

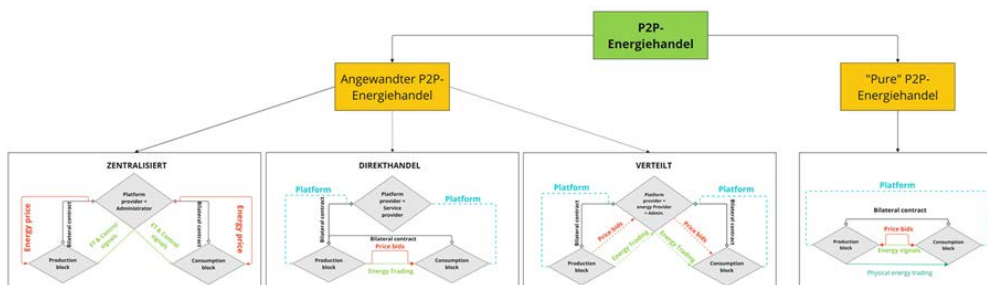


Abbildung 5: Klassifizierungsschema des P2P-Handels

Der wesentliche Unterschied zwischen beiden Ansätzen liegt in der Art der Interaktion zwischen den beteiligten Akteuren. Der pure P2P-Handel setzt sowohl auf physische als

auch virtuelle Verbindungen zwischen den Handelspartnern. Ein typisches Beispiel sind Microgrids, in denen Strom direkt zwischen benachbarten Peers über das lokale Netz gehandelt wird<sup>1</sup>. Im Gegensatz dazu beschränkt sich der angewandte P2P-Handel auf bilanzielle und digitale Transaktionen, häufig über eine Plattform. Hier findet keine physische Stromlieferung zwischen den Peers statt, sondern der Austausch erfolgt virtuell im Rahmen bestehender Netz- und Marktstrukturen. Aufgrund dieser geringeren infrastrukturellen Anforderungen eignet sich dieses Modell besser für großflächige Anwendungen und war daher auch der Fokus der weiteren Untersuchungen.

Innerhalb dieser beiden Kategorien wurden drei idealtypische Marktdesigns unterschieden:

- Zentralisiertes Modell: Der Handel wird vollständig über eine zentrale Plattform abgewickelt. Die Plattform übernimmt die Preisbildung, die Abrechnung sowie die Zuordnung von Strommengen. Direkte Verträge zwischen einzelnen Peers bestehen nicht.
- Direkthandel Modell: Es bestehen direkte Vertragsbeziehungen zwischen den Peers. Die Plattform dient primär als unterstützende Infrastruktur, beispielsweise zur Koordination, Abrechnung oder Datenverwaltung.
- Verteiltes Modell: ProduzentInnen und KonsumentInnen handeln Strom vollständig direkt und eigenständig, ohne eine zentrale Plattforminstanz. Der Fokus liegt auf maximaler Autonomie der Teilnehmenden.

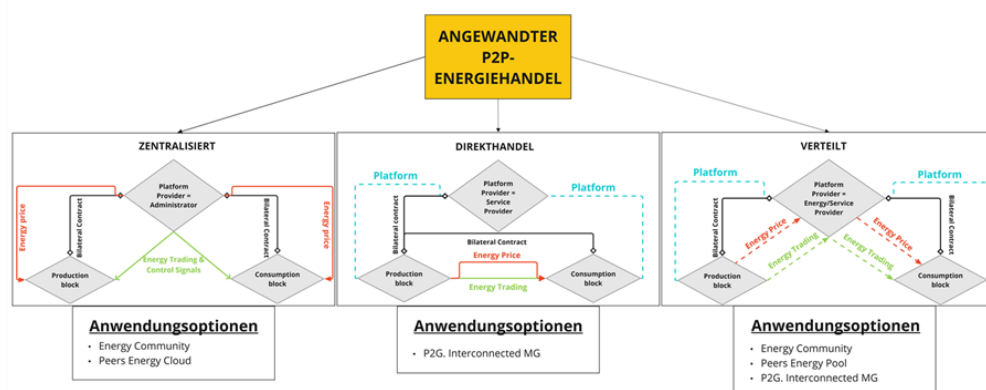


Abbildung 6: Markttypen und Anwendungsoptionen im P2P-Energiehandel

Diese Markttypen bilden ein Spektrum, das in der Praxis oft in Mischformen umgesetzt wird. Anwendungsbeispiele reichen von Energiegemeinschaften über Energy Clouds und Peer Pools bis hin zu Peer-to-Grid-Ansätzen<sup>2</sup> oder vernetzten Microgrids<sup>3</sup>. Viele dieser Ausprägungen sind derzeit noch nicht standardisiert, was eine übergreifende Bewertung erschwert. Eine beispielhafte Zuordnung typischer Anwendungsoptionen zu den drei Markttypen ist in Abbildung 6 dargestellt. Dort wird für jedes Marktdesign

<sup>1</sup> Vergados, D.J.; et al. Prosumer clustering into virtual microgrids for cost reduction in renewable energy trading markets

<sup>2</sup> Tushar, W.; Saha, T.K.; Yuen, C.; Morstyn, T.; Nahid-Al-Masood; Poor, H.V.; Bean, R. Grid Influenced Peer-to-Peer Energy Trading.

<sup>3</sup> Paudel, A, et al. Peer-to-Peer Energy Trading in a Prosumer-Based Community Microgrid: A Game-Theoretic Model

auch ein vereinfachtes Zusammenspiel der beteiligten Akteure, der Informationsflüsse sowie der Preisbildungsmechanismen skizziert.

Die Klassifizierung wurde durch eine Charakterisierungsmatrix ergänzt, die die analysierten Demonstratoren anhand geografischer Verortung (Deutschland, Europa, global), Eintrittsbarrieren und potenzieller Skalierbarkeit systematisch einordnet. Diese Matrix bildet die Grundlage für die vertiefte Auswahl relevanter Konzepte zur weiteren Analyse der Auswirkungen auf das Energiesystem.

### **2.1.1.2.2 Methodik zur qualitativen und quantitativen Bewertung der P2P-Konzepte**

Die Charakterisierungsmethodik ging aus der Übersicht der bestehenden P2P-Demonstratoren hervor. Die Eigenschaften der P2P-Demonstratoren wurden in zweierlei Hinsicht erfasst und bewertet: Zum einen mit regionalem Fokus auf Deutschland, Europa und globale Demonstratoren. Zum anderen in Betrachtung auf den Eintrittsbarrieren der Endkunden sowie die mögliche transregionale Verbreitung, die ein bestehendes Konzept haben könnte. Der Fokus lag auf den techno-ökonomischen Charakteristika und der potenziellen Skalierbarkeit auf nationaler Ebene mit dem Ziel, die Auswirkungen von P2P-Konzepten auf das deutsche Energiesystem zu quantifizieren.

Die Charakterisierung erfolgt entlang der zwei Dimensionen Eintrittsbarrieren und Skalierungspotenzial, jeweils basierend auf einer Auswahl relevanter techno-ökonomischer Attribute aus Perspektive der EndverbraucherInnen. Regulatorische und soziale Aspekte wurden nicht explizit berücksichtigt. Die zugrundeliegende Methodik ist im Rahmen einer wissenschaftlichen Publikation ausführlich dargestellt und erläutert<sup>1</sup>. Eine zusammenfassende Darstellung der Methodik findet sich in den folgenden Schritten:

- Auswahl relevanter Attribute, die den Zugang zu oder die Verbreitung von P2P-Konzepten beeinflussen
- Entwicklung eines einheitlichen Bewertungsschemas
- Definition von Schwellenwerten zur qualitativen Einordnung
- Aggregation der Attribute zu einem Gesamtwert je Projekt

Eintrittsbarrieren werden als technische, organisatorische oder finanzielle Anforderungen verstanden, die potenzielle Teilnehmende erfüllen müssen. Die folgenden Merkmale wurden von der Analyse der P2P-Konzepte identifiziert:

- Erfordernis eines intelligenten Messsystems (iMSys): Bestehend aus einer modernen Messeinrichtung und einem sicheren Kommunikationsgateway. Es ist oft Voraussetzung zur Echtzeit-Erfassung und -Übermittlung von Energieflüssen, was mit Investitions- und Betriebskosten verbunden ist.
- Teilnahmegebühren: Monetäre Kosten für Plattformnutzung oder Netzdienstleistungen können ökonomische Hürden insbesondere für Kleinanbieter und -verbraucher darstellen.
- Maximale Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch: Begrenzte geografische Reichweite von P2P-Handel erschwert die Vernetzung größerer regionaler oder überregionaler Netze.

---

<sup>1</sup> Domènech Monfort, et al. A Review of Peer-to-Peer Energy Trading with Standard Terminology Proposal and a Techno-Economic Characterisation Matrix

- Teilnehmendenbegrenzung: Vorgaben zur minimalen oder maximalen Anzahl an Teilnehmenden können die Dynamik und Skalierbarkeit der P2P-Gemeinschaft einschränken.
- Mindestanforderungen an die installierte Leistung: Für die Teilnahme an einer P2P-Energiegemeinschaft kann eine Mindestleistung des installierten Energiesystems erforderlich sein. Voraussetzungen wie eine bestimmte Mindestleistung tragen zu einer selektiven Teilnahme bei und begrenzen die Vielfalt der Teilnehmendenstruktur. Beispielsweise muss ein Prosument mindestens 30 kW Photovoltaikleistung installiert haben, um als aktives Mitglied zu gelten.
- Spezifische Technologie: Für die Teilnahme am P2P-Energiehandelsprojekt ist ein bestimmter Typ oder eine bestimmte Marke eines Energieerzeugungssystems erforderlich, was bedeutet, dass keine freie Wahl der Gerätemarke besteht.
- Preisbildungssystem: Unterschiedliche Modelle der Preisermittlung (gebotsbasiert vs. fix) reflektieren verschiedene Marktphilosophien, wobei besonders zentralisierte Preisfestlegungen die Wettbewerbsfähigkeit und Transparenz beeinträchtigen können.
- Markttyp: Das Marktdesign, auf dem das P2P-Energiehandelsprojekt basiert. Es werden drei Typen berücksichtigt: Zentralisiert, verteilt und direkter Handel. Zentralisierte Marktdesigns, die auf zentrale Instanzen angewiesen sind, schränken die Dezentralisierung und systemische Flexibilität ein und erschweren die nationale Ausweitung von P2P-Konzepten.

Das Skalierungspotenzial beschreibt die Fähigkeit eines P2P-Konzepts, bei zunehmender Teilnehmendenzahl und Verbreitung auf größere geografische Regionen ohne signifikante Einbußen in der Effizienz oder Leistungsfähigkeit zu operieren. Insbesondere sind Merkmale skalierungshemmend, die die Übertragbarkeit des Konzepts auf andere Regionen oder eine nationale Ausweitung erschweren. Ein P2P-Projekt mit hohem Skalierungspotenzial kann sein Leistungsniveau auch bei wachsender Komplexität aufrechterhalten oder sogar verbessern. Im Gegensatz dazu begrenzen bestimmte Eigenschaften die Skalierbarkeit, indem sie technische, organisatorische oder marktliche Barrieren aufbauen. Für die Analyse des Skalierungspotenzials werden folgende projektspezifische Merkmale betrachtet, da sie die Ausweitung von P2P-Energietransaktionsprojekten maßgeblich beeinflussen:

- Maximale Entfernung zwischen Erzeugung und Verbrauch: Begrenzte räumliche Nähe kann die Anwendung auf eng begrenzte lokale Netze beschränken, was die Verbreitung eines Konzepts wiederum beschränkt.
- Teilnehmendenbegrenzung: Eine offene oder hohe Anzahl an Teilnehmenden fördert Skaleneffekte und Marktliquidität, während enge Beschränkungen Wachstumspotenziale einschränken.
- Spezifische Technologien: Anforderungen an bestimmte Hersteller oder Marken schränken die Geräteauswahl ein und erschweren die Integration neuer Teilnehmenden sowie die Übertragbarkeit des Konzepts. Offene, standardisierte Schnittstellen fördern dagegen Interoperabilität und erleichtern die Skalierung. Eine solche Technologiebindung wirkt als Barriere für die Expansion von P2P-Konzepten.
- Markttyp (zentrale vs. dezentrale Strukturen): Verteilte oder dezentral organisierte Märkte unterstützen eine flexible Skalierung und fördern innovationsgetriebene Geschäftsmodelle, während zentralisierte Marktformen tendenziell restriktiver wirken und die Anpassungsfähigkeit mindern.

Die qualitative Bewertung der P2P-Konzepte erfolgt anhand zweier definierter Matrizen zur Einschätzung von Eintrittsbarrieren und Skalierungspotenzial. Eine niedrige Eintrittsbarriere liegt vor, wenn höchstens zwei einschränkende Merkmale identifiziert werden; bei mehr als zwei ist sie hoch. Das Skalierungspotenzial wird als national eingestuft, wenn maximal ein hemmendes Merkmal vorliegt, andernfalls als regional begrenzt.

Anhand dreier praxisnaher Konzepte aus unterschiedlichen Marktformen wird die Methodik veranschaulicht: Konzept 1 (direkter Handel) verlangt eine monatliche Gebühr und ein intelligentes Messsystem nur bei Erzeugern, mit Pay-as-Bid Preisbildungssystem, die die Produzenten festlegen. Konzept 2 (zentralisiertes Modell) schreibt den Besitz einer markengebundenen Batterie und ein intelligentes Messsystem vor; die Plattform steuert Preise und Batterien als Teil eines virtuellen Kraftwerks. Konzept 3 (verteiltes Modell) setzt eine Mindestleistung von 30 kW bei Erzeugern voraus, Verbraucher wählen ihren Strommix frei.

Die Eintrittsbarrieren werden punktebasiert bewertet, wobei jedes hinderliche Attribut einen Punkt erhält. Hohe Barrieren resultieren insbesondere aus spezifischen Technologien, hohen Gebühren, Teilnehmendenbeschränkungen oder Mindestleistungen, da diese die Zugänglichkeit einschränken. Parallel werden Preisbildungsmechanismus und Markttyp bewertet, da zentralisierte Strukturen und Einheitspreise die Flexibilität und Individualisierung erschweren.

Ergebnis: Konzept 1 und 3 erreichen mit 2 bzw. 1 Punkt niedrige Eintrittsbarrieren und sind damit für ein breites Teilnehmendenfeld zugänglich. Konzept 2 erzielt mit 5 Punkten eine deutlich höhere Barriere, bedingt durch technologische Bindung und zentrale Preisfestlegung. Das Skalierungspotenzial wird anhand der gleichen Kriterien analysiert: Konzepte 1 und 3 zeigen keine hinderlichen Merkmale und verfügen über hohes Potenzial zur nationalen Ausweitung, während Konzept 2 mit zwei hemmenden Merkmalen als weniger skalierbar bewertet wird. Im Anschluss an diese Einschätzung veranschaulichen Tabelle 1 bis Tabelle 3 die Bewertung ausgewählter P2P-Konzepte hinsichtlich ihrer Eintrittsbarrieren. Die Einordnung basiert auf einer Kombination technischer, organisatorischer und marktbezogener Merkmale aus Sicht der relevanten Akteursgruppen. Dabei wird deutlich, dass Konzept 2 durch mehrere Zugangsbeschränkungen – etwa durch den Zwang zur Nutzung spezifischer Technologien und zentralisierte Marktstrukturen – eine deutlich höhere Eintrittsbarriere aufweist als die beiden anderen Konzepte.

Tabelle 1: Eintrittsbarriere – erste Teilbewertung. Attribute, die die Hauptakteure im P2P-Energiehandel betreffen.

Akteur	Attribut	Konzept 1	Konzept 2	Konzept 3
<b>Verbraucher</b>	Intelligenter Zähler	0	1	0
	Gebühr	1	0	0
<b>Verbraucher und Erzeuger</b>	Maximale Entfernung	0	0	0
	Teilnehmendenbegrenzung	0	0	0
<b>Erzeuger</b>	Intelligenter Zähler	1	1	0
	Mindestkapazität	0	0	1
	Spezifische Technologie	0	1	0
<b>Teilsomme</b>		<b>2</b>	<b>3</b>	<b>1</b>

Tabelle 2: Eintrittsbarriere – zweite Teilbewertung. Preismechanismus und Markttyp.

Attribut	Konzept 1	Konzept 2	Konzept 3
----------	-----------	-----------	-----------

<b>Preisbildungssystem</b>			
<b>Einheitspreis</b>		1	
<b>Zahlung nach Gebot</b>	0		0
<b>Sonstige</b>			
<b>Markttyp</b>			
<b>Zentralisiert</b>		1	
<b>Dezentralisiert</b>	0		0
<b>Direkthandel</b>	0		
<b>Teilsumme</b>	<b>0</b>	<b>2</b>	<b>0</b>

Table 3: Eintrittsbarriere – Gesamtergebnis.

Konzept	Konzept 1	Konzept 2	Konzept 3
<b>Tabelle 1</b>	2	3	1
<b>Tabelle 2</b>	0	2	0
<b>Endergebnis</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>1</b>
<b>Eintrittsbarriere</b>	Niedrig	Hoch	Niedrig

### 2.1.1.3 Charakterisierungsmatrix und Auswahl von erfolgversprechendsten Konzepten

Die folgende Tabelle zeigt das Ergebnis der Charakterisierung ausgewählter Demonstratoren im Bereich des P2P-Energiehandels. Aus Gründen der Anonymität wurden die realen Namen der Konzepte nicht angegeben. Die Datenerhebung erfolgte Mitte 2021 und wurde seither nicht aktualisiert. Da der P2P-Energiehandel weder in Deutschland noch in Europa weit verbreitet oder flächendeckend implementiert ist, wurden als P2P-Demonstratoren Pilotprojekte, Start-ups, Unternehmen mit mehreren Jahren Betriebserfahrung sowie Lösungsansätze berücksichtigt, die Ähnlichkeiten mit Energiegemeinschaften oder Energy Sharing aufweisen. Ausschlaggebend für die Auswahl war, dass die Konzepte entweder explizit das Schlagwort „P2P-Energiehandel“ verwendeten oder in systematischen Literaturübersichten als Demonstratoren klassifiziert wurden<sup>12</sup>. Die Informationen wurden überwiegend aus öffentlich zugänglichen Quellen, insbesondere den FAQ-Bereichen der jeweiligen Projektwebseiten, zusammengetragen. Es ist zu beachten, dass diese Herangehensweise zu Missverständnissen oder unvollständigen Darstellungen führen kann, insbesondere im Hinblick auf Preisbildungsmechanismen und vertragliche Rahmenbedingungen, die häufig nicht offen kommuniziert wurden.

Table 4: Charakterisierungsmatrix von P2P-Demonstratoren

P2P Demonstratoren	Land	Skalierbarkeit	Eintrittsbarriere
<b>Konzept 1</b>	Deutschland	National	Niedrig
<b>Konzept 2</b>	Deutschland	National	Niedrig
<b>Konzept 3</b>	Deutschland	National	Niedrig
<b>Konzept 4</b>	Deutschland	Regional	Mittel

<sup>1</sup> Vogt, G. P2P Electricity Market Platforms

<sup>2</sup> Sousa, T., et al. Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review

<b>Konzept 5</b>	Deutschland	National	Hoch
<b>Konzept 6</b>	Deutschland	National	Mittel
<b>Konzept 7</b>	Deutschland	Lokal	Hoch
<b>Konzept 8</b>	Deutschland	Regional	Mittel
<b>Konzept 9</b>	Deutschland	Regional	Hoch
<b>Konzept 10</b>	Deutschland	Regional	Hoch
<b>Konzept 11</b>	Deutschland	National	Mittel
<b>Konzept 12</b>	Deutschland	National	Mittel
<b>Konzept 13</b>	Deutschland	Lokal	Mittel
<b>Konzept 14</b>	Deutschland, Schweiz, Schweden	Lokal	Hoch
<b>Konzept 15</b>	Schweden	Lokal	Hoch
<b>Konzept 16</b>	Schweiz	Lokal	Hoch
<b>Konzept 17</b>	Niederlande	National	Niedrig
<b>Konzept 18</b>	Slowenien	National	Niedrig
<b>Konzept 19</b>	Australien	Lokal	Hoch
<b>Konzept 20</b>	Australien	Lokal	Hoch
<b>Konzept 21</b>	USA	Lokal	Mittel

Im Ergebnis wurden außerdem die zwei erfolgversprechendsten Konzepte ausgewählt: „Direkthandel – Online-Plattform“ und „Verteilter virtueller Energie-Pool Marktplatz“. Die Auswahl der für Deutschland vielversprechendsten und an den besten skalierbaren Konzepten basiert auf den Ergebnissen der Charakterisierungsmatrix. Diese zwei Konzepte bieten einen Ausblick auf den möglichen zukünftigen P2P-Energiehandel in Deutschland, wobei aktuelle regulatorische Hürden bewusst ausgeklammert wurden. Tabelle 5 gibt einen Überblick über die allgemeinen Eigenschaften der beiden ausgewählten Konzepte. Eine detaillierte Beschreibung der Konzepte folgt im Anschluss.

Tabelle 5: Erfolgversprechendste skalierbare Konzepte

<b>Techno-ökonomische Hauptcharakteristika</b>	Konzeptauswahl 1 Direkthandel	Konzeptauswahl 2 Verteilter Markt
Eintrittsbarriere	Niedrig (Gebühr < 4 €/m)	Niedrig (keine Gebühr)
Erzeugungstechnologien	EE-Anlage und BHKW	EE-Anlage und BHKW
Smart Meter Gateway	Erforderlich	Erforderlich
P2P-Vertragsbeziehung	Direkt	Indirekt
DLT's bzw. Blockchain	Erforderlich	Erforderlich
Plattformanbieter Rolle	Energie Dienstleister	Direktvermarkter und Energiehändler
Skalierbarkeit (Potential)	Nationale Ebene	Nationale Ebene

### Konzeptauswahl 1: Direkthandel über eine Online-Plattform mit dezentralem Marktplatz

Das identifizierte Konzept basiert auf einem angewandten P2P-Energiehandel über eine digitale Plattform, auf der Stromerzeuger ihre grüne Energie direkt an Endverbraucher vermarkten. Die Plattform fungiert dabei als Marktplatz, auf dem Produzenten Angebote einstellen und Verbraucher gezielt Anbieter auswählen können. Die Produzenten erhalten eine digitale Identität und können ihre Anlagen bewerben. Dieses Modell ist technologieoffen, unabhängig vom Standort und prinzipiell national skalierbar.

Eine zentrale technische Grundlage bildet die Distributed Ledger Technology (DLT), insbesondere in Form von Blockchain-Anwendungen. Diese ermöglicht transparente,

automatisierte Vertragsabschlüsse („Smart Contracts“) und unterstützt die Sicherheit und Nachvollziehbarkeit der Transaktionen.

Eingehende Darstellung der inhaltlichen Arbeiten

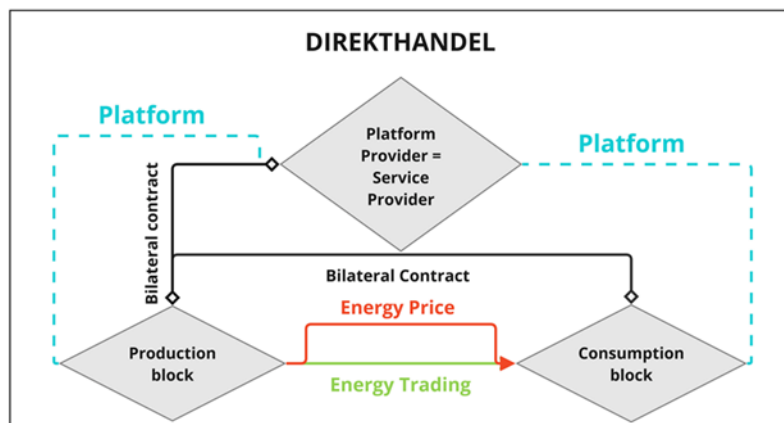


Abbildung 7: Konzeptauswahl 1 - Direkthandel

Die Marktstruktur ist durch den direkten Vertragsabschluss zwischen Produzenten und Konsumenten geprägt, wobei der Plattformbetreiber als Energiedienstleister auftritt – zuständig für Abrechnung, Dokumentation und allgemeine Organisation. Die Preisbildung erfolgt nach dem „Pay-as-Bid“-Prinzip, d.h. der vom Erzeuger festgelegte Preis wird direkt an den Konsumenten weitergegeben. Zusätzlich können zweite Verträge mit Energieversorgern nötig sein, um Versorgungssicherheit bei Produktionsausfällen zu gewährleisten.

Zugang und Teilnahme sind weitgehend offen: Verbraucher und Produzenten aus ganz Deutschland können sich beteiligen, solange ein intelligentes Messsystem vorhanden ist. Als Eintrittsbarrieren gelten eine moderate Plattformgebühr sowie die Notwendigkeit geeigneter Messtechnik. Technologisch ist das Modell breit aufgestellt – Erzeuger aus Photovoltaik, Wind, Biomasse oder KWK können teilnehmen.

Insgesamt bietet dieses Konzept ein hohes Maß an Wahlfreiheit für Verbraucher, fördert dezentrale Energieerzeugung und ist mit bestehenden Marktrollen kompatibel. Es adressiert wesentliche Anforderungen an Transparenz, Partizipation und Skalierbarkeit und wird daher als besonders zukunftsfähig für den deutschen Energiemarkt bewertet.

### Konzeptauswahl 2: Angewandter P2P-Energiehandel mit verteilter Marktplattform

Das zweite vielversprechende Konzept stellt einen angewandten Energiehandel über eine verteilte Online-Marktplattform dar, auch als „Verteilter Markt“ bezeichnet. Hierbei agiert ein Plattformbetreiber als zentraler Vermittler zwischen Produzenten und Konsumenten. Verbraucher schließen ausschließlich mit der Plattform einen Vertrag ab, haben jedoch die Möglichkeit, individuelle Erzeuger auszuwählen. Die eigentliche bilanzielle Zuordnung erfolgt digital über DLTs. Die Plattform bündelt verschiedene dezentrale Erzeugungsanlagen zu einem virtuellen Energiepool (Virtuelles Kraftwerk, VPP) und übernimmt sowohl die Direktvermarktung gegenüber Produzenten als auch die Energielieferung an Konsumenten.

Ein wesentliches Merkmal ist die Absicherung des Verbrauchs durch zertifizierten grünen Reststrom, falls die gewählten Erzeuger temporär nicht liefern können. Diese Reststromversorgung wird ebenfalls durch den Plattformbetreiber übernommen. DLTs werden eingesetzt, um den Austausch transparent und fälschungssicher zu

dokumentieren, etwa über Smart Contracts, der Preis und Energiemenge regeln. So wird sichergestellt, dass jede Energiemenge nur einmal verbraucht wird.

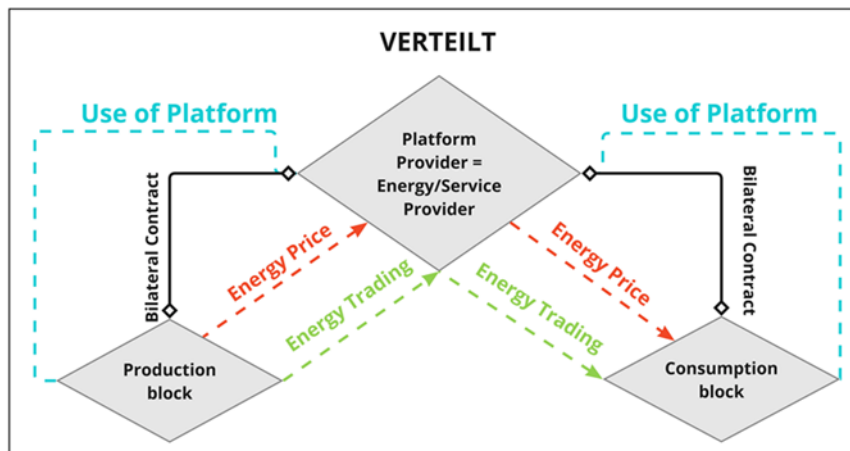


Abbildung 8: Konzeptauswahl 2 - Verteilter Markt

Das Modell weist eine hohe Skalierbarkeit auf, da es keine geografischen Begrenzungen gibt und prinzipiell Verbraucher und Erzeuger aus ganz Deutschland teilnehmen können. Voraussetzung für die Teilnahme ist der Einsatz intelligenter Messsysteme auf beiden Seiten. Technologisch ist das Konzept offen für alle erneuerbaren Erzeugungstechnologien. Eine monatliche Plattformgebühr oder zusätzliche Energiepreisaufschläge sind nicht vorgesehen.

Der Preisbildungsmechanismus folgt dem „Pay-as-Bid“-Prinzip: Erzeuger erhalten den von ihnen festgelegten Preis, ohne zentrale Preisoptimierung. Ein wesentlicher Unterschied zum ersten Konzept besteht darin, dass keine direkte vertragliche Beziehung zwischen Erzeugern und Verbrauchern besteht – sämtliche Verträge laufen über den Plattformbetreiber, was regulatorische Anschlussfähigkeit mit sich bringt.

Das Konzept ist mit dem bestehenden Energiemarkt in Deutschland weitgehend kompatibel. Insgesamt kombiniert dieses Modell zentrale Steuerung mit dezentraler Auswahlmöglichkeit für die Verbraucher und ist besonders geeignet für eine skalierbare und rechtlich anschlussfähige Integration von P2P-Elementen in bestehende Marktstrukturen.

### 2.1.1.4 Diskussion und Schlussfolgerungen

Die Analyse der P2P-Demonstratoren verdeutlicht, dass rein techno-ökonomische Perspektiven für die Einschätzung von Skalierbarkeit und Umsetzbarkeit nicht ausreichen. Im Verlauf des Projekts zeigte sich, dass Konzepte mit nationaler oder transregionaler Ausrichtung, die auf eine unbeschränkte geografische Verbreitung setzen, in der Praxis kaum realisierbar sind. Die hohen Anforderungen an Netz- und Kommunikationsinfrastrukturen in Kombination mit komplexen rechtlichen Rahmenbedingungen führten zu erheblichen Investitionshürden und organisatorischem Aufwand, den reine Prosumengruppen nicht bewältigen können.

Gleichzeitig hat sich gezeigt, dass regional begrenzte Modelle deutlich praktikabler sind. Lokale oder communitybasierte Ansätze, in denen geringe Entfernungen zwischen Erzeugung und Verbrauch vorherrschen, können vorhandene Netzinfrastrukturen entlasten und lassen sich mit überschaubarem Koordinationsaufwand betreiben. Ihre

Erfolgsfaktoren sind eine geringe technische Einstiegshürde, transparente Preisbildungsmechanismen und eine enge Einbindung der Teilnehmenden.

Ein weiterer Engpass bleibt jedoch die Notwendigkeit intelligenter Messsysteme und rechtlicher Zwischenhändler. Ohne Smart Meter ist keine verlässliche Abrechnung möglich und ohne lizenzierte Marktakteure können weder das Bilanzkreismanagement noch steuerrechtliche Vorgaben erfüllt werden. Dies zwingt zur Einbindung professioneller Dienstleister und stellt das Idealbild eines „vollständig dezentralen“ Handelsmechanismus infrage.

Die Energiekrise mit drastischen Gaspreissprüngen führte dazu, dass mehrere P2P-Anbieter in Deutschland Insolvenz anmelden mussten<sup>1</sup>. Dieses Scheitern macht deutlich, dass die Umsetzung und Skalierbarkeit von P2P-Konzepten nicht allein auf techno-ökonomischen Parametern beruhen darf, sondern ebenso dynamische Marktmechanismen, externe Energiemärkte sowie rechtliche und sozio-politische Rahmenbedingungen einbeziehen muss. Nur ein ausgewogenes Zusammenspiel all dieser Dimensionen, von technischer Infrastruktur über wirtschaftliche Anreize bis hin zu politischen und gesellschaftlichen Einflussfaktoren, kann eine realistische nationale Skalierung und eine langfristig tragfähige Implementierung des P2P-Energiehandels ermöglichen.

Im Fazit zeigt sich, dass für eine erfolgreiche Weiterentwicklung des P2P-Energiehandels zunächst eine einheitliche Standarddefinition und Zielsetzung sowie eine klare Abgrenzung gegenüber Begriffen wie Energiegemeinschaften, Energy Sharing oder Virtuellen Kraftwerken erforderlich sind. Ebenso müssen alle beteiligten Akteursrollen, ob neu eingeführt oder traditionell im Energiesystem verankert, präzise organisiert und definiert werden. Aus techno-ökonomischer Sicht erscheinen nationale P2P-Konzepte mit einer ausgewogenen Kombination von Charakteristika und einer geringen Eintrittsbarriere für Endverbraucher besonders skalierbar. Ihre praktische Umsetzung könnte jedoch zu einer zusätzlichen Belastung der Netzinfrastruktur führen. Demgegenüber bieten regional begrenzte, communitybasierte Modelle eine effiziente Skalierung und könnten zugleich das Stromnetz entlasten. Vollständig dezentrale Ansätze haben sich hingegen als nicht realisierbar erwiesen, da die Einbindung beaufsichtigender Instanzen zur Erfüllung regulatorischer Anforderungen und energiebezogener Verantwortung unvermeidbar ist. Letztlich bedarf es einer umfassenden Anpassung und Harmonisierung des regulatorischen Rahmens, um P2P-Konzepte auf nationaler Ebene nachhaltig und rechtsicher zu implementieren, denn nur so kann eine erfolgreiche Umsetzung gewährleistet werden.

## **2.1.2 Entwicklung von Szenarien für eine Skalierung der P2P-Konzepte**

### **2.1.2.1 Ziele und Methodik**

Aufbauend auf der Charakterisierung der P2P-Konzepte, insbesondere der Charakterisierungsmatrix und der Auswahl vielversprechender P2P-Konzepte anhand techno-ökonomischer Kriterien, befasst sich das folgende Kapitel mit der Analyse von Chancen und Barrieren für die Verbreitung von P2P-Konzepten auf nationaler Ebene im deutschen Strommarkt. Zur systematischen Bearbeitung dieser Fragestellung wurde dies in zwei Arbeitspakete gegliedert. Im ersten steht die Entwicklung eines methodischen Rahmens im Vordergrund, der eine Bewertung der Übertragbarkeit und Skalierbarkeit neuer Marktstrukturen ermöglicht. Das zweite baut auf den Ergebnissen der Methodik

---

<sup>1</sup> Xia-Bauer, C.; Vondung, F.; Thomas, S.; Moser, R. Business Model Innovations for Renewable Energy Prosumer Development in Germany.

auf und definiert Szenarien für die Verbreitung neuer Marktstrukturen, um mögliche Entwicklungspfade abzuleiten und systemisch zu analysieren.

Das erste Ziel besteht darin, eine Methodik zu entwickeln, mit der sich das Verbreitungspotenzial neuartiger P2P-Marktmodelle zuverlässig bewerten lässt. Dabei stehen sowohl strukturelle Merkmale der Marktakteure als auch physikalische Parameter wie Stromflüsse im Fokus. Mithilfe der Methodik sollen bestehende Erfahrungen aus Demonstratoren auf größere Marktsegmente übertragen und die zentralen Bedingungen für eine erfolgreiche Skalierung auf nationaler Ebene identifiziert werden. Darüber hinaus werden potenzielle Hürden beim Markteintritt und begünstigende Faktoren systematisch herausgearbeitet, um eine fundierte Basis für die anschließende Szenarientwicklung zu schaffen. Die methodische Umsetzung erfolgte in enger Abstimmung zwischen den Projektpartnern und wurde entsprechend aufgeteilt. Die Methodik ist in Abbildung 8 dargestellt.

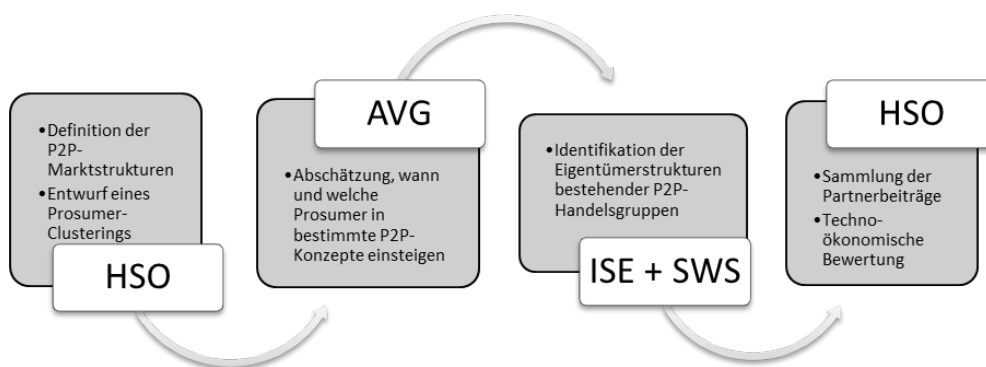


Abbildung 9: Methodik zur Erarbeitung von Skalierungsszenarien

Zunächst entwickelte die HSO unterschiedliche P2P-Marktstrukturen sowie ein Prosumer-Clustering, das als Grundlage für weitere Analysen diente. Aufbauend darauf erarbeitete die AVG eine Einschätzung zur Eintrittswahrscheinlichkeit verschiedener Prosumer-Gruppen in bestimmte P2P-Konzepte. Parallel dazu analysierten ISE und SWS die Besitz- und Strukturverhältnisse bestehender Handelsgruppen im Strommarkt. Dabei erfolgte eine Differenzierung der Prosumer nach Anlagengröße (<30 kW, >30 kW, >100 kW), Stromtyp (grün oder grau) sowie nach typischem Verhalten und Motivation (nachhaltigkeitsorientiert, kostenorientiert, regional verbunden). Die betrachteten Sektoren, Haushalte, GHD und Industrie mit Fokus auf KMU, weisen unterschiedliche Präferenzen auf: Haushalte zeigen ein breites Motivspektrum von Preisbewusstsein bis zu Umweltorientierung, während im GHD-Bereich und bei KMU primär Eigenversorgung und niedrige Strompreise im Vordergrund stehen. Als relevante Energieträger wurden vor allem Strom aus PV-Anlagen, BHKW-Anlagen, Batteriespeichern sowie flexibel steuerbare Lasten berücksichtigt. Zusätzlich wurde die potenzielle Marktreichweite lokal, regional und national eingeschätzt, um gezielte Verbreitungsstrategien für skalierbare P2P-Konzepte abzuleiten. Abschließend konsolidierte die HSO die Beiträge aller Partner, bewertete sie techno-ökonomisch und führte sie in einem Gesamtbericht zusammen.

Im Rahmen der Arbeiten wurde die Entwicklung konsistenter Szenarien zur Verbreitung neuer Marktstrukturen, insbesondere von P2P-Konzepten, im deutschen Energiesystem angestrebt. Diese sollen bis zum Jahr 2050 umgesetzt werden. Das Ziel bestand darin, auf Basis systemischer Einflussfaktoren realistische Entwicklungspfade zu ermitteln, die die Chancen und Barrieren einer nationalen Verbreitung solcher Konzepte widerspiegeln. Die Analyse fokussierte sich auf die Untersuchung relevanter Wechselwirkungen zwischen politischen, regulatorischen, technischen, ökonomischen und sozialen

Einflussgrößen. Diese wurden in enger Zusammenarbeit des multidisziplinären Projektkonsortiums systematisch erarbeitet. Die zugrunde liegende Methodik der Cross-Impact-Balance-Analyse (CIB)<sup>1</sup> wurde im Rahmen eines Unterauftrags vom Forschungsinstitut DIALOGIK angewendet und durch die Hochschule Offenburg fachlich begleitet und koordiniert.

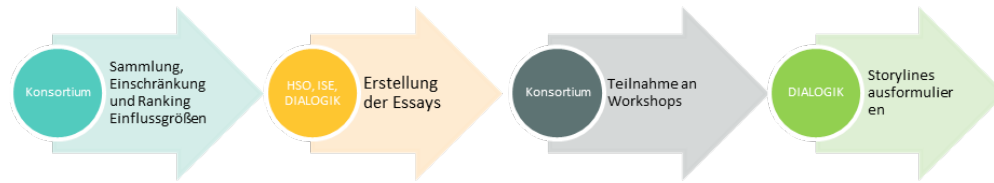


Abbildung 10: Vorgehen in der CIB Analyse

Abbildung 9 gibt einen Überblick über die angewandte Vorgehensweise. In einem mehrstufigen Prozess identifizierten die Projektpartner zunächst etwa 40 potenziell relevante Einflussgrößen. Diese wurden anschließend durch Konsolidierung und Priorisierung auf elf Schlüssel-Deskriptoren reduziert. Für jeden dieser Deskriptoren wurden Varianten definiert, die unterschiedliche Entwicklungspfade bis 2050 abbilden. Die Ausarbeitung dieser Varianten erfolgte durch die wissenschaftlichen Partner in Form kurzer Essays und bildete die Grundlage für die Bewertung der wechselseitigen Einflussbeziehungen.

Die Bewertung dieser Interdependenzen erfolgte in drei Konsortialworkshops. Mithilfe einer ordinalen Skala von +2 (stark fördernd) bis -2 (stark hemmend) wurden die gegenseitigen Wirkungen der Deskriptorvarianten erfasst und in einer Cross-Impact-Matrix zusammengeführt. Im Anschluss wurde mit dem CIB-Balance-Algorithmus in der Software „ScenarioWizard“<sup>2</sup> eine Konsistenzanalyse durchgeführt, die sowohl direkte als auch indirekte Systemzusammenhänge berücksichtigte. Das Ziel bestand darin, intern konsistente Kombinationen von Varianten zu identifizieren, die als stabile Szenariokonfigurationen interpretiert werden können. Das Ergebnis dieses Prozesses sind 17 konsistente Szenarien, von denen sechs exemplarisch ausgewählt und in Form von Storylines inhaltlich weiter ausgearbeitet wurden.

### 2.1.2.2 Ergebnisse

Detaillierte Informationen und ausführliche Berichte zu den Projektergebnissen werden im Projektrepositorium veröffentlicht<sup>3</sup>. Diese umfassen die Essays der CIB-Deskriptoren in Bezug auf P2P-Märkte sowie die Dokumentation zur Auswahl der Szenarien und ihrer jeweiligen Storylines. Es sind ein Open-Source-Konferenzbeitrag sowie Konferenzvortrag hervorgegangen.

#### 2.1.2.2.1 Entwicklung einer Methodik zur Analyse und Bewertung der Verbreitung neuer Marktstrukturen

Im Rahmen der Analyse möglicher P2P-Marktstrukturen wurden vier grundlegende Varianten identifiziert, die auf dem Deskriptor A der CIB-Methodik basieren und

<sup>1</sup> Weimer-Jehle W. (2006): Cross-Impact Balances: A System-Theoretical Approach to Cross-Impact Analysis. Technological Forecasting and Social Change.

<sup>2</sup> <https://cross-impact.de/>

<sup>3</sup> De Jesús, César. Zusätzliches Material: Teilvorhaben - Bewertung P2P-Konzepte und Auswirkung auf das Stromsystem Deutschlands. 10.5281/zenodo.15607504. Deskriptorenessay\_BKM\_2.0 und Storylines\_BKM\_2.0

unterschiedliche organisatorische sowie technologische Ausprägungen und Skalierungspotenziale aufweisen. CIB Deskriptoren sind in Tabelle 7 dargestellt. Die im Projekt betrachtete P2P-Marktstruktur A1 basiert auf einem gemeinschaftsorientierten Ansatz: Ein Plattformanbieter organisiert den Energieaustausch innerhalb einer geschlossenen Community. Das Ziel besteht darin, einen möglichst autarken Betrieb durch direkten Handel zwischen Produzenten und Konsumenten zu erreichen, der durch eine Reserveversorgung über den Plattformdienstleister ergänzt wird. Auch die Variante A4 folgt einem lokalen Prinzip, allerdings ohne zentrale Steuerung durch den Plattformanbieter. Hier wird Strom direkt zwischen lokalen Teilnehmenden gehandelt, wobei der lokale Energieversorger als Backup fungiert. Aufgrund ihrer begrenzten geografischen Reichweite sind beide Marktstrukturen vorrangig als lokal bzw. regional skalierbar einzustufen. Diese Beschränkung ergibt sich aus der engen räumlichen Nähe der Teilnehmenden, der Notwendigkeit hoher lokaler Koordination und der begrenzten Flexibilität bei der Einbindung externer Märkte.

Die Marktstrukturen A2 und A3 ermöglichen hingegen eine deutlich größere Skalierbarkeit im regionalen bis überregionalen Kontext. A2 sieht einen offenen Online-Marktplatz vor, auf dem Produzenten als Direktvermarkter auftreten und Konsumenten mit mehreren Produzenten individuelle Verträge abschließen können. A3 kombiniert eine zentrale Poolbildung und Reststromversorgung durch den Plattformanbieter mit der Möglichkeit für Konsumenten, bevorzugte Produzenten auszuwählen. Beide Varianten setzen auf digitale Technologien wie Distributed-Ledger-Technologie zur Abwicklung und ermöglichen dadurch eine flexible Erweiterung des Teilnehmendenkreises über lokale Grenzen hinaus. Aufgrund ihrer hohen Anschlussfähigkeit, geringeren Abhängigkeit von physischer Nähe und stärkeren Marktöffnung sind sie besonders gut für eine breite Skalierung von P2P-Konzepten im deutschen Energiesystem geeignet.

Die systematische Auswertung relevanter Literatur lieferte zentrale Erkenntnisse über die Präferenzen, Motivlagen und Teilnahmefaktoren verschiedener Haushaltsgruppen im Kontext lokaler Energiemärkte. In den analysierten Studien werden unterschiedliche methodische Schwerpunkte gesetzt – von agentenbasierten Simulationen über Conjoint-Analysen bis hin zu empirischen Umfragen. Dabei wird unter anderem die Bedeutung von Autarkie, Technologieaffinität, Umweltbewusstsein und Community-Zugehörigkeit untersucht. Dabei zeigt sich, dass vor allem frühe Anwender mit hoher technischer Affinität sowie umweltorientierte Haushalte eine hohe Bereitschaft zur Teilnahme an P2P-Konzepten aufweisen.

Mehrere Studien zeigen, dass ökonomische Anreize wie potenzielle Kosteneinsparungen oder attraktive Liefermodelle eine wichtige Rolle spielen, insbesondere bei preissensiblen Gruppen. Der Literaturüberblick in Tabelle 6 bietet eine vergleichende Übersicht über die untersuchten Studien, einschließlich der Stichprobengröße, der methodischen Herangehensweise sowie der geographischen und sektoralen Reichweite. Dabei wird ersichtlich, in welchem Maß die jeweiligen Ergebnisse auf spezifische Sektoren oder regionale Kontexte übertragbar sind. Zugleich zeigt sich eine deutliche Forschungslücke: Studien, die explizit die Teilnahmebereitschaft von Akteuren aus dem GHD- oder Industriesektor in P2P-Konzepten untersuchen, wurden nicht identifiziert. Diese Lücke deutet auf einen zukünftigen Forschungsbedarf hin, um auch für diese Sektoren belastbare Aussagen zur Integration in P2P-Marktstrukturen treffen zu können.

Tabelle 6: Literaturübersicht aus Konferenzpaper

Quelle	Methodik	Stich- proben- größe	Geographische Ebene
<b>Reuter und Look (2017)</b> <sup>1</sup>	Umfrage	830	Private Haushalte
<b>Ecker et al. (2017)</b> <sup>2</sup>	Umfrage und Interviews	181	Haushalte – Kleinstadt
<b>Mengelkamp und Weinhardt (2018)</b> <sup>3</sup>	Agentenbasierte Modellierung	100	Private Haushalte
<b>Mengelkamp et al. (2018)</b> <sup>4</sup>	Umfrage, Partial-Least-Squares-Strukturgleichungsmodell	195	Private Haushalte
<b>Hackbarth und Loebbe (2018)</b> <sup>5</sup>	Umfrage, hierarchische multiple Regressionsanalysen	4148	Regional – Bundesland
<b>Ecker et al. (2018)</b> <sup>6</sup>	Umfrage und Interviews	249	Haushalte – Nachbarschaft
<b>Hahnel et al. (2019)</b> <sup>7</sup>	Umfrage mit Mehrebenenmodell	301	Haushalte – Gemeinschaft
<b>Mengelkamp et al. (2019)</b> <sup>8</sup>	Umfrage mit adaptiver Choice-Based-Analyse	656	Regional – landesweit
<b>Ableitner et al. (2020)</b> <sup>9</sup>	Plattformnutzung mit Google Analytics und Heatmaps	35	Haushalte – Nachbarschaften
<b>Wagner et al. (2021)</b> <sup>10</sup>	Qualitative Literaturanalyse	k. A.	Regional – landesweit

Aufbauend auf Literaturrecherchen und eigenen Auswertungen wurden sektorübergreifend typische Teilnehmenden-Gruppen identifiziert und nach ihren Motivlagen (z. B. Kostenersparnis, Umweltbewusstsein, Regionalität) sowie ihrem Präferenzverhalten

<sup>1</sup> Empowering Local Electricity Markets. A survey from Switzerland, Norway, Spain and Germany

<sup>2</sup> Promoting decentralized sustainable energy systems in different supply scenarios: The role of autarky aspiration

<sup>3</sup> Clustering Household Preferences in Local Electricity Markets

<sup>4</sup> Quantifying factors for participation in local electricity markets

<sup>5</sup> Attitudes, preferences and intentions of German households concerning participation in peer-to-peer electricity trading

<sup>6</sup> Independence without control: Autarky outperforms autonomy benefits in the adoption of private energy storage systems

<sup>7</sup> Becoming prosumer: Revealing trading preferences and decision-making strategies in peer-to-peer energy communities

<sup>8</sup> The value of local electricity - A choice experiment among German residential customers

<sup>9</sup> User behavior in a real world peer-to-peer electricity market

<sup>10</sup> EWI Kurzstudie. Ökonomische Bewertung des Nutzens lokaler Koordinationsmechanismen in der Stromversorgung

(z. B. Eigenversorgung, grüne Energie, niedriger Strompreis) charakterisiert. Dabei weist die Haushaltsgruppe die größte Varianz auf. Die Bandbreite reicht von umweltbewussten Prosumenten mit hoher Technologieaffinität über regional orientierte Nutzende bis hin zu rein kostengetriebenen Konsumenten. Letztere sind durch das Motiv „Umwelt & Co. sind mir egal“ geprägt. Dieses Motiv ist eng mit einem Fokus auf niedrige Strompreise und dem Konsum grauer Energie verbunden. In den übrigen Gruppen kommen Photovoltaik (PV), Batteriespeicher, Elektrofahrzeuge, Blockheizkraftwerke (BHKW), Brennstoffzellen sowie flexible Lasten im Sinne des Demand-Side-Managements (DSM) zum Einsatz.

Im GHD-Sektor überwiegen umwelt- und regionalitätsorientierte Präferenzen, wobei die Eigenversorgung über PV-Anlagen oder BHKWs eine zentrale Rolle spielt. Die Industrie (KMU) verfolgt hingegen überwiegend renditeorientierte Ziele und fokussiert sich auf Wirtschaftlichkeit und Kostensenkung. Hier steht die maximale Nutzung eigen-erzeugter Energie im Vordergrund, häufig ergänzt durch Technologien wie PV, BHKW oder Brennstoffzellen. Letztere sind jedoch aufgrund ihrer fehlenden Marktreife und der damit verbundenen hohen Investitionskosten mit einer geringen Teilnahmewahrscheinlichkeit verbunden. Die finale Version des Prosumenten-Clusterings ist in Abbildung 10 dargestellt.

Sektoren	Motiv	Präferenz	Rolle	Technologie	
Haushalte	Umwelt & Co sind mir egal	Niedriger Strompreis	Konsument	keine	
		Graue Energie	Konsument	keine	
	Geld sparen/Preisbewusstsein	Eigenversorgung	Prosument	PV-Dach	
			Prosument	PV-Dach + BSS/EV	
		Prosument	BHKW		
		Konsument	Flex. Last		
	Niedriger Strompreis	Prosument	PV-Dach		
		Prosument	PV-Dach + BSS/EV		
	Umwelt & Co sind mir mehr oder weniger wichtige	Eigenversorgung	Prosument	PV-Dach	
			Prosument	PV-Dach + BSS/EV	
		Prosument	BHKW		
		Konsument	Flex. Last		
	Regionalität	Konsument	EV/WP		
		Prosument	PV-Dach		
	Umwelt & Co sind mir die wichtigste	grüne Energie	Prosument	PV-Dach	
			Prosument	PV-Dach + BSS/EV	
Eigenversorgung	Prosument	Brennstoffzelle			
	Prosument	PV-Dach			
	Prosument	PV-Dach + BSS/EV			
	Prosument	Brennstoffzelle			
	Konsument	Flex. Last			
	Konsument	EV/WP			
	Regionalität	Prosument	PV-Dach		
		Prosument	PV-Dach + BSS/EV		
Prosument	Brennstoffzelle				
GHD	Geld sparen/Preisbewusstsein	Eigenversorgung	Prosument	PV-Dach	
			Prosument	PV-Dach + BSS/EV	
		Prosument	BHKW		
		Konsument	Flex. Last		
	Niedriger Strompreis	Prosument	PV-Dach		
		Prosument	PV-Dach + BSS/EV		
	Eigenversorgung	Prosument	PV-Dach		
		Prosument	PV-Dach + BSS/EV		
	Regionalität	Konsument	Flex. Last		
		Konsument	EV/WP		
Prosument		PV-Dach			
Prosument		PV-Dach + BSS/EV			
Prosument		BHKW			
Prosument		Brennstoffzelle			
Industrie (KMU)	Geld sparen/Beste Rendite	Eigenversorgung	Prosument	PV-Dach	
			Prosument	PV-Dach + BSS/EV	
		Prosument	BHKW		
		Prosument	Brennstoffzelle		
	Niedriger Strompreis	Konsument	Flex. Last		
		Prosument	PV-Dach		
Prosument	PV-Dach + BSS/EV				

Abbildung 10: Abschnitt des Prosumer-Clusterings

Zur Eintrittswahrscheinlichkeit in P2P-Marktstrukturen wurde eine sektorspezifische Bewertung der Ergebnisse vorgenommen. Der Fokus hier liegt dabei auf dem

Haushaltssektor. Eine weiterführende Analyse sowie detaillierte Ergebnisse für andere Sektoren sind in einem begleitenden Konferenzbeitrag dokumentiert. Im Haushaltssektor wurde zwischen privaten Einzelhaushalten und Mehrparteiengebäuden bzw. Energiegemeinschaften unterschieden. Für diese Untersuchung wird der Sektor jedoch aggregiert betrachtet, da sich in der Literatur keine differenzierten Eintrittswahrscheinlichkeiten für die Subkategorien identifizieren ließen. Aus Abbildung 11 geht hervor, dass die durchschnittliche Eintrittswahrscheinlichkeit in lokale bzw. regionale P2P-Konzepte bei etwa 18 % liegt, mit einem Interquartilsabstand (IQR) von 5–30 % und einem maximalen Wert von rund 45 %. Für regionale bzw. überregionale Konzepte reduziert sich der Mittelwert um den Faktor drei, der IQR liegt bei 4,5–9 %, die maximale Eintrittswahrscheinlichkeit bei 40 %.

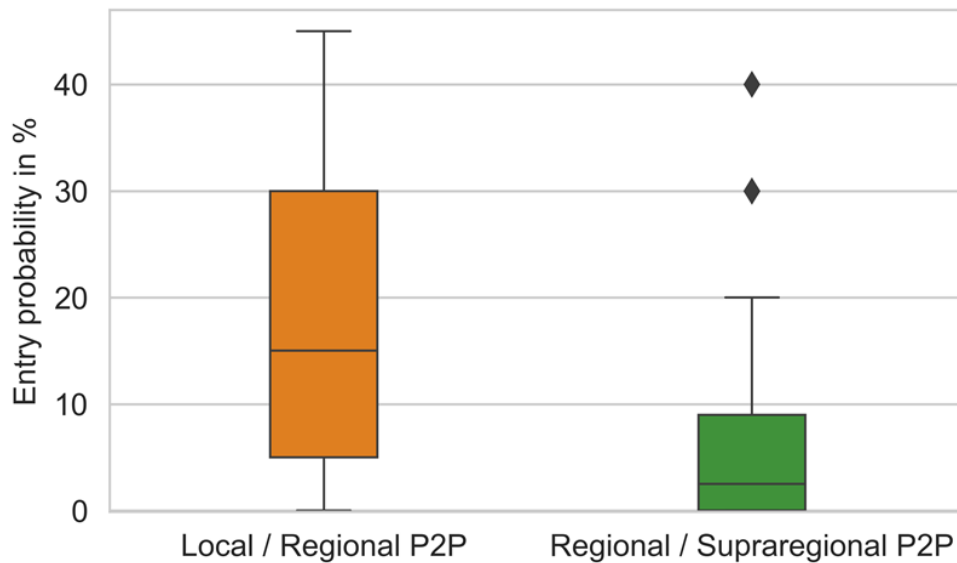


Abbildung 11: P2P-Eintrittswahrscheinlichkeiten im Haushaltssektor

Abbildung 12 veranschaulicht die Eintrittswahrscheinlichkeit in Abhängigkeit von Motivlagen und Präferenzen. Teilnehmende, der Wert auf einen niedrigen Strompreis, Regionalität und erneuerbare Energien legen, zeigen eine höhere Teilnahmebereitschaft an lokalen P2P-Konzepten. Ihr Mittelwert liegt bei ca. 25 %. Der Maximalwert liegt bei etwa 40 % für Prosumenten mit regionaler und erneuerbarer Ausrichtung. Personen, die sich aus Gründen der Eigenversorgung beteiligen möchten, weisen hingegen eine geringere Eintrittswahrscheinlichkeit auf ( $\bar{x}$  ~5 %). Für überregionale Konzepte liegt die durchschnittliche Eintrittswahrscheinlichkeit bei etwa 10 %, wobei Teilnehmende mit Preisfokus eine höhere Bereitschaft zeigen ( $\bar{x}$  ~20 %), während bei Interesse an erneuerbaren Energien etwa 10 % erzielt werden.

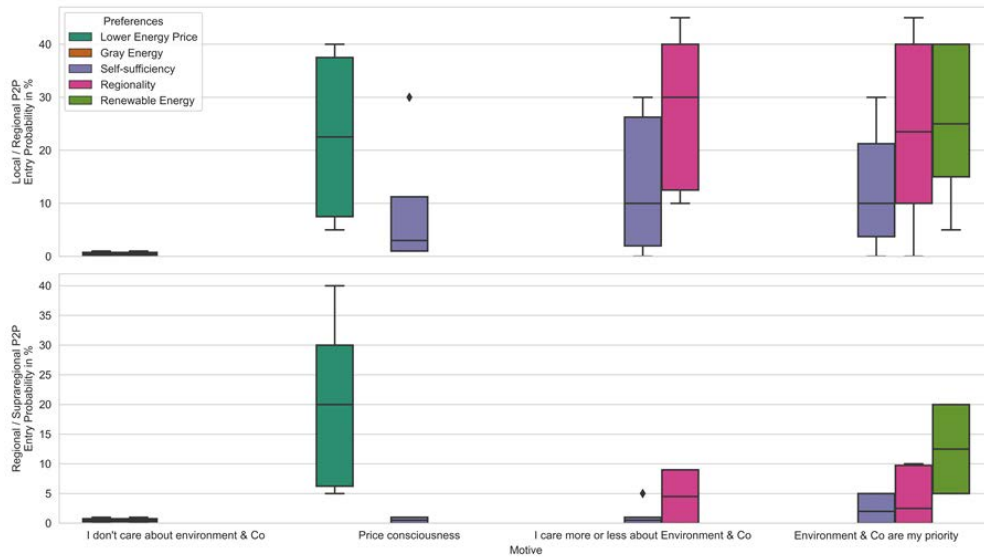


Abbildung 12: P2P-Eintrittswahrscheinlichkeiten abhängig von Motiven und Präferenzen

Die in Abbildung 13 dargestellte Auswertung nach Technologien zeigt, dass DSM-Maßnahmen (bzw. flexible Laststeuerung) sowie PV-Dachanlagen in Kombination mit Batteriespeichern die höchsten Eintrittswahrscheinlichkeiten für die Teilnahme an P2P aufweisen. Bei lokalen/ regionalen Konzepten beträgt der Durchschnittswert rund 25 %, bei überregionalen Konzepten hingegen nur 5–10 %. Generell weisen Konsumenten mit technischer Ausstattung eine höhere Teilnahmebereitschaft auf als Prosumenten. Für überregionale P2P-Modelle sind DSM-Nutzende mit einem Mittelwert von ca. 10 % hervorzuheben.

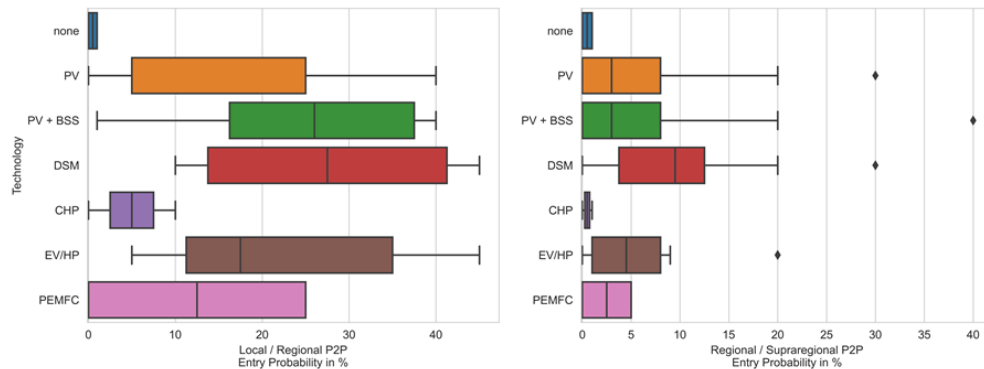


Abbildung 13: P2P-Eintrittswahrscheinlichkeiten abhängig von Technologien

Da für den GHD-Sektor keine spezifischen Studien zur Eintrittswahrscheinlichkeit in P2P-Marktstrukturen vorhanden waren, wurde dieser Bereich als Forschungslücke identifiziert. Die Werte wurden daher analog zum Haushaltssektor abgeleitet. Die durchschnittliche Eintrittswahrscheinlichkeit in lokale bzw. regionale P2P-Konzepte beträgt etwa 15 % (IQR: 5–30 %, Maximum: 45 %), während sie für regionale bzw. überregionale Konzepte auf ca. 5 % sinkt (IQR: 0–9 %, Maximum: 40 %). Eine höhere Teilnahmebereitschaft besteht bei Präferenzen wie einem niedrigen Strompreis und Regionalität ( $\bar{x}$  ~20 %, Max. 45 %), wobei DSM-Maßnahmen und PV + Batterie Speichersystem (BSS) die höchsten Teilnahmewahrscheinlichkeiten aufweisen ( $\bar{x}$  ~25 %).

Für den Industriesektor wurden ebenfalls keine quantitativen Literaturwerte gefunden. Die Eintrittswahrscheinlichkeit wurde daher auf Basis der GHD-Werte angenommen, wobei hier ausschließlich die Rentabilität als dominantes Motiv gilt. Die durchschnittliche

Eintrittswahrscheinlichkeit in lokale bzw. regionale P2P-Konzepte beträgt 15 % (IQR: 5–30 %, Maximum: 40 %), bei regionalen bzw. überregionalen Konzepten etwa 9 % (IQR: 0–9 %, Maximum: 40 %). Teilnehmende mit Preisfokus zeigen eine mittlere Eintrittswahrscheinlichkeit von 20 %, während das Motiv Eigenversorgung deutlich geringere Werte aufweist ( $\emptyset$  ~5 %). Die höchste Teilnahmebereitschaft besteht beim Einsatz von DSM ( $\emptyset$  ~25 % lokal/regional,  $\emptyset$  ~20 % regional/ überregional).

### 2.1.2.2.2 Szenariendefinition für die Verbreitung neuer Marktstrukturen

Im Rahmen der Szenariendefinition zur Verbreitung neuer Marktstrukturen wurde ein zentraler analytischer Schritt durch die Erstellung von Deskriptorenessays realisiert. In der vorliegenden Untersuchung wurden insgesamt elf wesentliche Einflussgrößen, auch als "Deskriptoren" bezeichnet, identifiziert, die die Verbreitung von P2P-Energiehandel im deutschen Stromsystem maßgeblich beeinflussen. Diese Deskriptoren bilden die Grundlage für die szenarienbasierte Modellierung und wurden durch die Projektpartner systematisch analysiert und qualitativ in Form konsistenter Entwicklungspfade beschrieben.

Für jeden Deskriptor wurden zwei bis vier plausible Zukunftsvarianten formuliert, die technologische, regulatorische, ökonomische und soziale Tendenzen der Zukunft widerspiegeln. Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der qualitativen Einordnung von Essays, die eine differenzierte Analyse der möglichen systemischen Rahmenbedingungen im Zieljahr 2050 erlauben. Die Analyse erfolgt anhand von Deskriptoren, die in vier Kategorien unterteilt werden können: Techno-ökonomisch (z. B. Marktverbreitung von P2P, Strompreis, Flexibilität), politisch-regulatorisch (z. B. operative Regularien), betrieblich-strukturell (z. B. Marktstruktur, Betreiberstruktur EE) und sozial (z. B. Wertesystem der Teilnehmenden). Aufgrund der Tatsache, dass eine Vielzahl an Einflussgrößen domänenübergreifend wirkt, wurde eine mehrfach zugeordnete Zuordnung dieser vorgenommen.

Einige Variablen weisen quantitative Ausprägungen auf (z. B. Strompreisentwicklung, Ausbau der erneuerbaren Energien), während andere – insbesondere sozio-institutionelle – lediglich qualitativ bleiben (z. B. Wertesysteme, Marktumfeld). Dies stellt eine Herausforderung für ihre Integration in numerisch orientierte Energiemodelle dar, betont jedoch die Relevanz qualitativer Einflussgrößen im Kontext von Transformationsprozessen. Von besonderer Relevanz ist in diesem Zusammenhang die interdisziplinäre Verknüpfung der Deskriptoren. Ein Beispiel ist der Deskriptor "P2P-Marktstrukturen" (A), welcher regulatorische Anforderungen mit sozialen Akzeptanzfaktoren verbindet. Der technische Deskriptor "Smart Meter Rollout" (F) bedingt demnach nicht nur infrastrukturelle, sondern auch ökonomische und datenschutzrechtliche Fragestellungen.

Die Erstellung der Essays erfolgte durch das Fraunhofer ISE, die Hochschule Offenburg und DIALOGIK in einem iterativen Konsolidierungsprozess. In der vorliegenden Tabelle 1 wird eine systematische Übersicht über sämtliche Deskriptoren, deren Varianten sowie deren qualitative oder quantitative Einordnung präsentiert. Die standardisierte Entwicklung konsistenter, widerspruchsfreier Varianten leistet somit einen zentralen Beitrag zur fundierten Szenarienbildung und schafft die Grundlage für die nachfolgende Cross-Impact-Analyse.

Tabella 6: Übersicht der Deskriptoren mit ihren Varianten

<b>Deskriptor und Varianten</b>	<b>Art und Wert</b>
<b>A Peer-to-peer (P2P) Marktstrukturen</b>	Qualitativ
<b>A1. Angewandter P2P – die Community oder die P2P Zelle</b>	N.A.
<b>A2. Angewandter P2P - Dezentraler Markt – Die Direkt-handelsoption</b>	N.A.
<b>A3. Angewandter P2P - Verteilter Markt – Das Beste aus beiden Welten</b>	N.A.
<b>A4. Lokal P2P Handel – Lokalität in Reinkultur</b>	N.A.
<b>B Entwicklung der P2P-Marktverbreitung</b>	Quantitativ
<b>B1. Geringe Marktverbreitung</b>	120 TWh
<b>B2. Mittlere Marktverbreitung</b>	180 TWh
<b>B3. Hohe Marktverbreitung</b>	240 TWh
<b>C Operative Regularien</b>	Qualitativ
<b>C1. Regulatorische Anreize für P2P-Handel</b>	N.A.
<b>C2. Regulatorische Akzeptanz von P2P-Handel.</b>	N.A.
<b>C3. Höhere Regulatorische Anforderungen</b>	N.A.
<b>D Preisbestimmende Regularien</b>	Qualitativ
<b>D1. Hohe Abgaben EVU und geringe Abgaben P2P</b>	N.A.
<b>D2. Angleichung der Abgaben</b>	N.A.
<b>E Strompreis (Volatilität Großhandel)</b>	Quantitativ
<b>E1. Abnehmende Volatilität und abnehmende Extrem-preise</b>	10 €/MWh
<b>E2. Gleichbleibende Volatilität und gleichbleibende Ext-rempreise</b>	30 €/MWh
<b>E3. Stark zunehmende Volatilität und stark zunehmende Extrempreise</b>	200 €/MWh
<b>F Technische Voraussetzungen (inkludiert Netzausbau und IT-Sicherheit)</b>	Qualitativ
<b>F1. Schwierige Technische Voraussetzungen</b>	N.A.
<b>F2. Restriktionen bei den Netzinfrastruktur</b>	N.A.
<b>F3. Gebremste IT-technische Vernetzung</b>	N.A.
<b>F4. Optimale Technische Voraussetzungen</b>	N.A.
<b>G EE-Ausbau</b>	Quantitativ
<b>G1. Niedriger Ausbau</b>	600 TWh
<b>G2. Moderater Ausbau</b>	700 TWh
<b>G3. Extrem hoher Ausbau</b>	1400 TWh
<b>H Flexibilität (Speicher E-Mobilität DSM)</b>	Quantitativ
<b>H1. Niedrige Entwicklung in dezentralen Flexibilitäten</b>	~35 GWh
<b>H2. Moderate Entwicklung in dezentralen Flexibilitäten</b>	~320 GWh
<b>H3. Sehr starke Entwicklung in dezentralen Flexibilitäten</b>	~1300 GWh
<b>I EE-Betreiberstrukturen</b>	Qualitativ
<b>I1. Nichtprofessionelle Akteure</b>	N.A.
<b>I2. Genossenschaften und vergleichbare lokale Akteure</b>	N.A.
<b>I3. Professionelle Akteure</b>	N.A.
<b>J Wertesystem der Teilnehmenden</b>	Qualitativ
<b>J1. Trend zu Materialismus und Sicherheitsdenken</b>	N.A.
<b>J2. Trend zur lokalen Vergemeinschaftung</b>	N.A.
<b>J3. Trend zur virtuellen Vergemeinschaftung</b>	N.A.

<b>J4. Trend zur Autarkie</b>	N.A.
<b>K Marktumfeld</b>	Qualitativ
<b>K1. Heterogene Anbieterstruktur bei starkem Wettbewerb</b>	N.A.
<b>K2. Homogene Anbieterstruktur (kleine Akteure) bei geringem Wettbewerb</b>	N.A.
<b>K3. Homogene Anbieterstruktur (Große Akteure) bei geringem Wettbewerb</b>	N.A.

Eingehende Darstellung der inhaltlichen Arbeiten

Die Auswertung der aus der CIB-Analyse abgeleiteten Szenarienmatrix zeigt, dass die Spannweite der P2P-Marktverbreitung - von geringer bis hoher Durchdringung - durch das Zusammenspiel spezifischer Systemzustände determiniert wird. Insbesondere die Auswirkung weniger, jedoch signifikanter Deskriptoren auf die Richtung der Systementwicklung wurde deutlich.

Szenarien mit hoher Marktdurchdringung sind systematisch gekennzeichnet durch förderliche regulatorische Rahmenbedingungen, etwa explizite Anreize für den P2P-Handel sowie eine Reduktion administrativer und technischer Hürden. Diese Konstellationen tragen zur Senkung der Markteintrittsbarrieren und zur Steigerung der Investitionssicherheit bei. Dies wird durch ausgereifte technische Voraussetzungen begleitet, insbesondere durch eine flächendeckende, interoperable und sichere Netzinfrastruktur. Letztere ist eine notwendige Bedingung für eine zuverlässige und skalierbare Integration dezentraler Akteure.

Ein weiteres Merkmal dieser Szenarien ist der hohe Entwicklungsstand dezentraler Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise Speichertechnologien, Elektromobilität und DSM. Diese Komponenten ermöglichen die Abstimmung von Angebot und Nachfrage auf lokaler Ebene, und zwar netzdienlich. Zudem stärken sie die Partizipationsmöglichkeiten einzelner Akteure. Ein signifikanter Anteil erneuerbarer Energien potenziert diesen Effekt, da er die Relevanz lokaler Energiequellen im P2P-Kontext erhöht.

Auf sozioökonomischer Ebene begünstigen Szenarien mit heterogenen, wettbewerbsintensiven Anbieterstrukturen und einer ausgeprägten Präferenz für Autarkie die P2P-Verbreitung weiter. An dieser Stelle entfalten lokale Geschäftsmodelle, Genossenschaften und Community-Lösungen ihr volles Potenzial. Ein stabiles Preisniveau trägt zur ökonomischen Planungssicherheit bei, insbesondere für kleinere Marktteilnehmende.

Demgegenüber stehen Szenarien mit geringer Marktdurchdringung, die typischerweise durch restriktive Regulierungen, technologische Barrieren und unzureichende Infrastrukturen geprägt sind. Hohe regulatorische Anforderungen, mangelnde Interoperabilität sowie eine eingeschränkte IT-Sicherheit limitieren die Handlungsspielräume und verhindern eine optimale Skalierbarkeit. Des Weiteren manifestieren sich in der Regel marktbeherrschende Strukturen, ein eingeschränktes Flexibilitätspotenzial und eine geringe Beteiligungsbereitschaft. Dies resultiert in einer Stagnation des Systems im Status quo.

Die vorliegende Szenarioanalyse kommt zu dem Schluss, dass eine breite P2P-Marktverbreitung auf einem kohärenten Zusammenspiel innovationsfreundlicher Regulierung, leistungsfähiger technischer Infrastruktur und vielfältiger Marktakteure basiert. Werden diese Faktoren vernachlässigt, dominieren weiterhin zentralisierte Marktmodelle. Für Politik und Wirtschaft ergibt sich daraus ein klarer Handlungsauftrag: Nur durch gezielte Förderung dieser Schlüsselfaktoren lassen sich die Potenziale partizipativer, dezentraler Energiemärkte wirksam erschließen.

Auf Grundlage der CIB-Analyse und der strukturierten Korrespondenzanalyse wurden sechs konsistente Szenarien ausgewählt, welche die Vielfalt möglicher Entwicklungspfade für die Verbreitung von P2P-Energiemarktstrukturen abbilden. Die vorliegende Auswahl wurde so getroffen, dass sie möglichst divergierende Systemkonstellationen darstellt und somit als robuste Grundlage für nachfolgende Optimierung dienen kann.

Die Szenarien zeichnen sich durch unterschiedliche Kombinationen von Marktdesigns, technischen Rahmenbedingungen, politischen und sozioökonomischen Einflussfaktoren sowie durch die jeweilige Ausprägung zentraler Deskriptoren aus. Im Szenario "Verteilter Markt als Erfolgsmodell" wird trotz stagnierendem EE-Ausbau und nur moderater Flexibilitätsentwicklung eine hohe Marktverbreitung durch optimale technische Voraussetzungen und regulatorische Anreize ermöglicht. Demgegenüber verbleibt die Variante "Lokale Reinkultur in der Nische" aufgrund ungünstiger technischer Bedingungen und geringer Marktverbreitung trotz starker Flexibilitätsentwicklung in einem kleinräumigen Nischensegment.

Die Szenarien "P2P-Zelle bei mittlerer Verbreitung" und "Lokale Reinkultur als Erfolgsmodell" demonstrieren die Möglichkeit, lokale Konzepte mit einer ausgeprägten Autarkieorientierung durch dezentrale Flexibilitäten und gemeinschaftlich organisierte Betreiberstrukturen zu fördern. Beide Szenarien verdeutlichen die hohe Relevanz des Wertesystems der Teilnehmenden sowie der Netz- und IT-Infrastruktur. Die Analyse "P2P-Zelle als Erfolgsmodell" zeigt auf, dass unter optimalen technischen Bedingungen und politischen Anreizen eine hohe Marktverbreitung auch für anspruchsvollere P2P-Konzepte erreichbar ist. Dies wird durch eine heterogene Struktur der Akteure sowie einen Anstieg der Autarkiebedürfnisse ermöglicht.

Das Szenario "Direkthandel als Erfolgsmodell" veranschaulicht schließlich das Potenzial überregionaler, digital gestützter Marktformen, die durch virtuelle Vergemeinschaftung und technologische Offenheit eine breite Adaption im Markt erreichen können. In diesem Kontext erweist sich insbesondere die signifikante Wechselwirkung zwischen Marktumfeld, technischer Infrastruktur und sozialem Wandel als förderlich.

Die Analyse der vorliegenden Auswahl an Studien und Fachartikeln verdeutlicht, dass die zukünftige Ausprägung von P2P-Marktstrukturen maßgeblich durch das Zusammenspiel technischer Machbarkeit, politischer Rahmensetzung, sozialer Dynamiken und wirtschaftlicher Anreize determiniert wird. Die Szenarien zeigen ein differenziertes Bild möglicher Zukünfte und ermöglichen die Identifizierung zentraler Hebel für eine gezielte Förderung von P2P-Märkten.

### **2.1.2.3 Diskussion und Fazit**

Die Interpretation der Ergebnisse der Methodik zur Analyse und Bewertung der Szenarien erfordert eine Berücksichtigung erheblicher methodischer Unterschiede und die Einbeziehung nicht repräsentativer Stichproben in den ausgewerteten Studien. In vielen Fällen basieren diese auf Teilpopulationen, die ein überdurchschnittliches Interesse an Energiethemen aufweisen. Dies kann zu Verzerrungen führen. Die methodischen Ansätze umfassen qualitative Interviews sowie simulationsgestützte Verfahren. Teilweise wird die Teilnahmebereitschaft über die Zahlungsbereitschaft abgeleitet, jedoch ist dadurch keine direkte Quantifizierung der Eintrittswahrscheinlichkeit möglich. Für den Fall, dass die Datenlage unsicher ist, wurde daher eine konservative Schätzung von 1 – 20 % vorgenommen.

Hinsichtlich der technischen Präferenzen ist eine deutliche Dominanz von PV-Anlagen, Batteriespeichern und intelligenten Energiemanagementsystemen festzustellen. Brennstoffzellen und Blockheizkraftwerke spielen aufgrund hoher Investitionskosten und begrenzter Marktreife eine untergeordnete Rolle, was sich durch externe Faktoren wie

gestiegene Gaspreise zusätzlich verschärft. Die Analyse ergibt, dass dezentrale Technologien mit hohem Flexibilitätspotenzial die Teilnahme an P2P-Märkten begünstigen.

P2P-Märkte bieten grundsätzlich Potenziale für regionale Wertschöpfung, Transparenz und Netzstabilisierung. Gleichzeitig bestehen jedoch soziale und regulatorische Hürden, die insbesondere Datenschutzbedenken, Akzeptanzprobleme digitaler Technologien, Kosten für intelligentes Messsystem (iMSys) sowie unklare rechtliche Rahmenbedingungen umfassen. Maßnahmen, die darauf abzielen, den Markt durch politische Mittel zu erweitern, wie steuerliche Anreize, Förderprogramme und differenzierte Netzentgelte, sind daher von zentraler Bedeutung.

Ein zentrales Ergebnis der Untersuchung ist die signifikant höhere Eintrittswahrscheinlichkeit in lokale oder regionale P2P-Modelle im Vergleich zu überregionalen. Die letztgenannten Maßnahmen resultieren in einer nur marginalen Entlastung des Netzes und gehen mit höheren Systemkosten einher. Darüber hinaus wird es als notwendig erachtet, einen intermediären Akteur in die Prozesse einzubinden. Dies kann beispielsweise durch Verteilnetzbetreiber, Stadtwerke oder technologische Plattformanbieter erfolgen. Die Einbindung eines solchen Intermediär gewährleistet Netzsicherheit und Marktkopplung.

Die vorliegende Arbeit bietet einen strukturierten Überblick über skalierbare P2P-Marktkonzepte und eine Methode zur Bewertung der Eintrittswahrscheinlichkeit verschiedener Teilnehmendengruppen basierend auf deren Motiven, Präferenzen und Technologien. Lokale P2P-Märkte weisen dabei das höchste Potenzial auf, während überregionale Modelle durch technische und ökonomische Einschränkungen limitiert sind. Die Ergebnisse sind jedoch mit einer hohen Unsicherheit behaftet, die auf die heterogenen Studienlagen und nicht-repräsentativen Stichproben zurückzuführen ist. Für die Sektoren GHD und Industrie besteht zudem ein erheblicher Forschungsbedarf, da belastbare empirische Erkenntnisse zur P2P-Beteiligung fehlen.

Für eine erfolgreiche Skalierung von P2P-Marktstrukturen im deutschen Energiesystem sind gezielte Maßnahmen auf mehreren Ebenen erforderlich. Auf politisch-regulatorischer Ebene ist insbesondere ein innovationsfreundlicher Rahmen essenziell: Klare gesetzliche Definitionen, reduzierte Abgaben auf P2P-Handel sowie einheitliche Zugangsbedingungen für Marktakteure schaffen Planungssicherheit und senken die Eintrittsbarrieren. Technologisch müssen der Rollout iMSys<sup>1</sup>, der Ausbau lokaler Speicher und die systematische Ermöglichung von Lastflexibilisierung vorangetrieben werden. Diese Komponenten bilden die Grundlage für die funktionale Integration dezentraler Energieressourcen. Ergänzend sollten soziale Anreize, etwa in Form von Regionalitätskennzeichnungen oder prosumerfreundlichen Plattformstrukturen, genutzt werden, um breitere Bevölkerungsschichten zur aktiven Teilnahme zu motivieren. Nur durch ein koordiniertes Zusammenspiel dieser Skalierungsfaktoren lässt sich das transformative Potenzial von P2P-Konzepten langfristig entfalten.

---

<sup>1</sup> <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/smart-meter-rollout-in-deutschland-und-europa/>

Technische	Soziale	Rechtliche / Politische	Markt
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stationäre Batterie Speicher Systeme (BSS)</li> <li>• Elektrofahrzeuge (BEV)</li> <li>• Wärmepumpen</li> <li>• Intelligente Messsysteme (SMGW)</li> <li>• Energiemanagement Systeme (EMS)</li> <li>• P2P-Energiehandel zwischen Haushalts- und Gewerbe-Sektor</li> <li>• Flexible Laststeuerung (DSM)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lokales / regionales Bewusstsein</li> <li>• "Early adopters" als Zielgruppe für P2P / LEMs               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Altersgruppe: 36 – 60 Jahre</li> <li>○ Hohes „Energie-Wissen“</li> <li>○ Prosumenten</li> <li>○ Abo von Öko-Tarifen</li> <li>○ Eigentümer*innen EE-Anlagen</li> </ul> </li> <li>• Lokale Vergemeinschaftung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Angepasste Netznutzungs-entgelte bzw. Umlagen</li> <li>• Erfolgreicher Smart-Meter-Rollout</li> <li>• Anreizmechanismen für Investition in Flexibilitäten</li> <li>• Rahmenbedingung für sichere Datenübertragung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Niedrigerer P2P-Strompreis als Großhandelspreis</li> <li>• Dynamischen Strompreis-Tarife bzw. Mechanismus</li> <li>• Lokal P2P-Konzepte statt überregional P2P-Konzepte</li> <li>• P2P-Markt betrieben durch professionelle Akteure</li> <li>• P2P-Marktplattform mit Smart Contracts</li> </ul>

Abbildung 14: Kategorisierung relevanter P2P-Skalierungsfaktoren

Die CIB-Analyse ist eine strukturierte Methode zur Szenariendefinition, mit der sich qualitative Interdependenzen in komplexen sozio-technischen Systemen abbilden lassen. Die Methode beruht auf der Annahme, dass konsistente Kombinationen von Einflussfaktoren Hinweise auf plausible Entwicklungspfade liefern können. Zentral ist das diskrete Bewertungsschema für dieses Projekt im Bereich von  $-2$  bis  $+2$  zur Einschätzung fördernder oder hemmender Wechselwirkungen zwischen Deskriptorvarianten. Dieses vereinfachte Codierungssystem unterstützt die Anwendbarkeit in interdisziplinären Kontexten, reduziert jedoch gleichzeitig die Differenzierungsfähigkeit bei der Abbildung systemischer Zusammenhänge. Wie sensibel die Szenarien auf kleine Veränderungen der Bewertungen reagieren, insbesondere in der Nähe der Konsistenzgrenze, bleibt dadurch weitgehend unklar.

Ein weiterer methodischer Kritikpunkt betrifft die starke Abhängigkeit der Ergebnisse von den subjektiven Einschätzungen der beteiligten Expertinnen und Experten. Die Wirkungspfade zwischen den Deskriptoren werden maßgeblich durch die Zusammensetzung, das Fachwissen und die institutionellen Hintergründe der Teilnehmenden geprägt. Zwar kann dieser partizipative Ansatz implizites Wissen sichtbar machen, gleichzeitig besteht jedoch die Gefahr einer selektiven Verzerrung des Wirkungsnetzwerks. Die CIB fungiert dabei nicht als theoretisches Modell im engeren Sinne, sondern als heuristische Struktur zur Verdichtung kollektiver Zukunftsannahmen<sup>1</sup>.

Erschwerend kommt hinzu, dass die CIB eine statische Betrachtung liefert, bei der dynamische Systementwicklungen, zeitliche Übergänge oder Rückkopplungseffekte nur eingeschränkt berücksichtigt werden können. Die Szenarien stellen somit Möglichkeitsräume dar, jedoch keine Vorhersagen. Für Deskriptoren mit qualitativer Ausprägung ist die Integration in quantitative Energiemodelle nur bedingt möglich. Beispiele sind das Wertesystem der Teilnehmenden oder das Marktumfeld. Ihre Übersetzung in modellkompatible Parameter ist methodisch herausfordernd und erfordert zusätzliche operative Schritte außerhalb des CIB-Rahmens.

Die Ergebnisse der Szenariendefinition verdeutlichen, dass die Verbreitung von P2P-Marktstrukturen im deutschen Energiesystem maßgeblich vom Zusammenspiel technologischer, regulatorischer, ökonomischer und sozialer Einflussfaktoren abhängt. Die mittels CIB identifizierten konsistenten Szenarien veranschaulichen eine Bandbreite potenzieller Entwicklungspfade, in denen insbesondere regulatorische Anreize, technische Infrastruktur sowie dezentrale Flexibilitätsoptionen als zentrale Hebel für eine breite

<sup>1</sup> Context Scenarios and their usage for the construction of socio-technical energy scenarios // Context scenarios and their usage for the construction of socio-technical energy scenarios. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.073>

P2P-Marktverbreitung evident werden. Die analysierten Szenarien zeigen auf, dass restriktive Rahmenbedingungen, technologische Defizite und fehlende Marktvielfalt die Verbreitung dezentraler Marktmodelle erheblich einschränken können. Die vorliegenden Ergebnisse liefern somit eine robuste Grundlage für weiterführende Modellierungen sowie fundierte strategische Überlegungen in Politik und Energiewirtschaft zur Förderung partizipativer Energiemärkte.

### **2.1.3 P2P im lokalen System**

Zur Untersuchung der Effekte von P2P Handelskonzepten in lokalen bis regionalen Energiesystemen, wurde ein neues Modell mit einem mixed complimentary Modellierungsansatz entwickelt. Das Modell wurde im Rahmen des Projektes als open source Modell veröffentlicht. Im Folgenden werden die Ergebnisse zweier Analysen mit dem Modell vorgestellt und diskutiert, die in Wanapinit et al. 2022<sup>1</sup> und Wanapinit und Thomsen 2025<sup>2</sup> veröffentlicht wurden bzw. sich aktuell im Review befinden. Im Folgenden sind die Inhalte der Veröffentlichungen gekürzt dargestellt und die wesentlichen Inhalte erläutert.

#### **2.1.3.1 Analyse von Energiehandel unter Einbezug von Sektorkopplungstechnologien mit einem mixed complimentary Optimierungsmodell**

##### **2.1.3.1.1 Ziele und Methodik**

Im ersten Teil der Forschungsarbeiten wurden die Aspekte Einfluss von Sektorkopplung und Heterogenität der Teilnehmer mit einem mixed complimentary Optimierungsansatz untersucht. Bislang wurden Technologien wie Wärmepumpen oder Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) im Zusammenhang mit lokalen Energiemärkten kaum berücksichtigt. Gleichzeitig steigen durch die Dekarbonisierung des Gebäudesektors die Anforderungen an Wärmeversorgung und elektrische Flexibilität. Genau hier setzt diese Studie an: Sie untersucht, wie sektorgekoppelte Technologien in lokale Strommärkte integriert werden können und welchen Nutzen dies auf Gemeinschafts- und Einzelakteursebene bringt.

Die zentralen Fragestellungen der Arbeit lauten:

1. Welchen Nutzen bringt eine koordinierte lokale Energiegemeinschaft?
2. Welche Rolle spielt die Heterogenität (Unterschiedlichkeit) der Teilnehmer?
3. Wie beeinflussen Technologien wie Wärmepumpen oder KWK-Anlagen den Stromhandel?

Zur Beantwortung dieser Fragen wird ein mathematisches Gleichgewichtsmodell entwickelt, das die Interaktion der Teilnehmer auf einem lokalen Strommarkt abbildet. Das Modell basiert auf dem sogenannten Cournot-Ansatz – einem spieltheoretischen Modell, bei dem alle Akteure gleichzeitig ihre Strategien festlegen und auf Basis vollständiger Informationen handeln. Die Modellierung erfolgt über ein „Mixed Complementarity

---

<sup>1</sup> N. Wanapinit, M. Tutte and J. Thomsen, "Electricity Trading in Local Sector-coupled Energy Communities," 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921002

<sup>2</sup> N. Wanapinit and J. Thomsen, "Benefits and Allocation Principles of Sector-coupled Energy Communities," 2025, Under Review

Problem“ (MCP), das sowohl technische als auch ökonomische Bedingungen einbezieht und Markträumungspreise (also Gleichgewichtspreise) endogen bestimmt.

Im entwickelten Modell können Teilnehmer Strom erzeugen (z. B. über PV, Wind, KWK), speichern (Wärmespeicher), verbrauchen und sowohl an das öffentliche Netz als auch an andere Teilnehmer innerhalb der Gemeinschaft verkaufen. Stromspeicher werden bewusst nicht berücksichtigt, um gezielt die Wirkung der Sektorkopplungstechnologien zu analysieren. Alle Teilnehmer minimieren ihre Betriebskosten unter Berücksichtigung technischer Einschränkungen und Marktpreisen. Das Modell erlaubt lokalen Stromhandel zu einem dynamischen, marktbasieren Preis, der aus Angebot und Nachfrage entsteht. Gleichzeitig sind externe Strompreise und Brennstoffkosten konstant angesetzt, um die Wirkung lokaler Handelsmechanismen klarer herauszustellen.

### 2.1.3.1.2 Fallbeispiel: Eine Beispiel-Gemeinschaft

Die Analyse erfolgt anhand des folgenden Beispiels, bestehend aus einer modellhaften Energiegemeinschaft mit zwölf Teilnehmern:

- Ein Supermarkt (kommerziell)
- Zehn private Haushalte
- Ein Bauernhof

Alle Teilnehmer verfügen über Photovoltaik-Anlagen, der Bauernhof zusätzlich über eine Windkraftanlage. Wärmeerzeugung erfolgt entweder über KWK-Anlagen (Supermarkt und zwei Haushalte) oder über Wärmepumpen (restliche Haushalte). Ergänzt wird das System durch Gas-Boiler und Wärmespeicher.

Die Szenarien berücksichtigen synthetische Verbrauchs- und Erzeugungsprofile, die mit synPRO und Renewables.ninja erzeugt wurden, sowie zum Zeitpunkt der Arbeiten aktuelle Energiepreis: Strombezug für Haushalte: 26,5 ct/kWh, Einspeisevergütung: 3,5 ct/kWh, Erdgas: 6,68 ct/kWh. Es wurden die folgenden vier Szenarien untersucht:

1. BASE – Status quo: Alle Teilnehmer kaufen/verkaufen Strom nur über ihren Energieversorger.
2. COOP – Volle Kooperation: Lokaler Stromhandel innerhalb der Gemeinschaft ist erlaubt.
3. NOSC – Keine Sektorkopplungstechnologien im lokalen Energiehandel: KWK und Wärmepumpen dürfen nicht am Handel teilnehmen.
4. EXCL – Ausschluss der Teilnehmer Supermarkt & Bauernhof.

### 2.1.3.1.3 Ergebnisse

Im COOP-Szenario reduzieren sich externe Strom- und Gasimporte deutlich – Stromimporte sinken um 54 %, Gasimporte um 9,6 %. Der Eigenverbrauchsanteil der Gemeinschaft steigt auf über 74 % (statt 66 % in BASE). Auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken um rund 19 %. Der lokale Stromhandel umfasst etwa 42 % des gesamten Stromverbrauchs. Im Gegensatz dazu sinken in NOSC und EXCL diese Vorteile spürbar – insbesondere dann, wenn Teilnehmer mit hoher Flexibilität (wie KWK oder Windkraft) vom Handel ausgeschlossen sind.

Die Gesamtkosten der Gemeinschaft betragen in COOP ca. 10.940 €/a, was einer Ersparnis von 30 % gegenüber BASE entspricht. Dieser Vorteil ergibt sich aus dem höheren Anteil günstiger, lokal erzeugter Energie sowie dem Entfall von Abgaben und Netzegebühren beim lokalen Handel. Gleichzeitig zahlen die Teilnehmer ca. 1.100 €/a für Marktgebühren und Netznutzung innerhalb der LEG. Auch auf Einzelteilnehmer-Ebene profitieren alle: Der Supermarkt senkt seine Kosten um 13,6 %, Der Bauernhof steigert

seine Erlöse auf das 8-fache, Haushalte mit KWK sparen über 30 %, mit Wärmepumpen rund 20 %.

Die lokalen Marktpreise bewegen sich im Jahresmittel zwischen 13,2 und 18,1 ct/kWh – abhängig vom Szenario (siehe Abbildung 11). Im COOP-Szenario liegt der Durchschnittspreis bei 17 ct/kWh, also zwischen dem günstigen Einspeisepreis und dem teuren Haushaltsstrompreis. Dies zeigt, dass alle – Verkäufer und Käufer – vom lokalen Markt profitieren. Der Preis folgt einem klaren Tagesverlauf: Tagsüber (bei PV-Erzeugung): niedrige Preise durch Überangebot; Nachts/Winter (bei KWK-Bedarf): höhere Preise, die sich an den Importkosten orientieren.

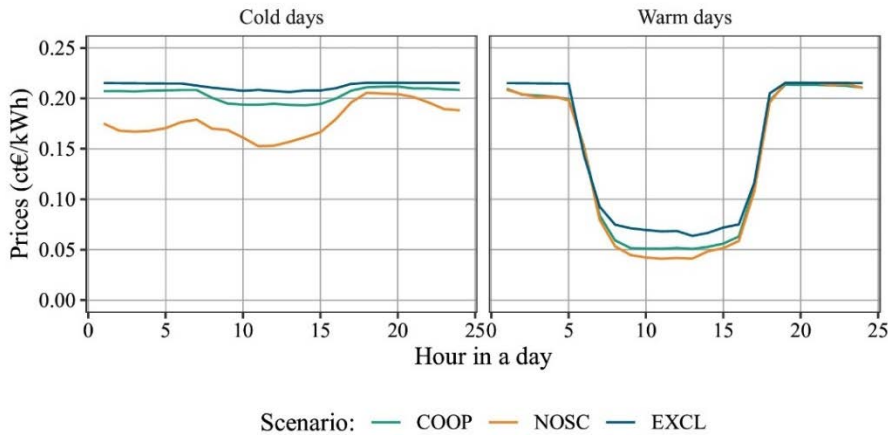


Abbildung 11: Durchschnittliche lokale Marktpreise<sup>1</sup>

Durch den lokalen Stromhandel werden KWK und Wärmepumpen häufiger genutzt. Der Einsatz von Gaskesseln sinkt deutlich (Vergleich Abbildung 12). Die bessere Ausnutzung der Wärmespeicher führt zwar zu leicht höheren Wärmeverlusten, erlaubt aber eine flexiblere und günstigere Wärmeerzeugung – insbesondere bei Nachtnutzung von KWK.

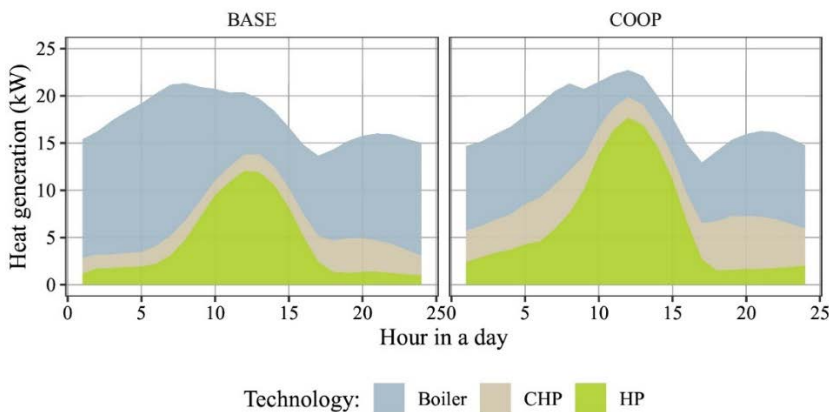


Abbildung 12: Durchschnittliche Wärmeerzeugung<sup>1</sup>

<sup>1</sup> N. Wanapinit and J. Thomsen, "Benefits and Allocation Principles of Sector-coupled Energy Communities," 2025, Under Review

#### **2.1.3.1.4 Diskussion und Schlussfolgerung**

Die Studie zeigt, dass lokale Energiemärkte nur mit einer heterogenen Zusammensetzung Vorteile bringen können. Allerdings sind diese Effekte nur unter bestimmten Rahmenbedingungen realisierbar. Aktuell erschweren bestehende Abgaben und Netzegebühren den Aufbau solcher Systeme. Zudem bleibt zu untersuchen, wie sich Unsicherheiten, Informationsmängel und technische Netzengpässe in der Realität auswirken. Hier besteht weiterer Forschungsbedarf.

#### **2.1.3.2 Analyse einer Energiegemeinschaft mit Sektorkopplung und Stromspeichern mit einem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsmodell**

##### **2.1.3.2.1 Forschungsfragen**

Die Energiewende ist entscheidend für die Dekarbonisierung von Energiesystemen und erfordert eine Ausweitung erneuerbarer Energien und eine Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors. Energiegemeinschaften (EC) bieten eine Möglichkeit, Energie zwischen Nachbarn auszubalancieren, und optimieren die Nutzung lokaler erneuerbarer Energien und Flexibilitätspotenziale. Die Vorteile einer EC müssen sowohl der Gemeinschaft als auch dem nationalen Energiesystem zugutekommen, wobei alle Teilnehmer zufrieden mit ihren individuellen Vorteilen sein müssen, um weiterhin mitzumachen. Die Zuteilung der Vorteile innerhalb sektorgekoppelter Energiegemeinschaften ist herausfordernd, da komplexe Wechselwirkungen zwischen den Teilnehmern existieren, die sowohl Wettbewerb als auch Kooperation erfordern.

Zwei zentrale Forschungsfragen werden adressiert: 1) In welchem Umfang können lokaler Strom- und Wärmeaustausch den Teilnehmern Nutzen bringen? 2) Wie unterscheidet sich die Kostenverteilung in einer sektorgekoppelten Energiegemeinschaft zwischen kooperativen und wettbewerbsorientierten Schemata?

Das im Rahmen dieses Projektes entwickelte Modell für sektorgekoppelte Energiegemeinschaften mit Optionen zum Strom- und Wärmetausch zeigt, dass ein Optimierungsmodell vergleichbare Lösungen wie das Komplementaritätsproblem (MCP) liefern kann, während es einfacher zu lösen ist

##### **2.1.3.2.2 Modell der Energiegemeinschaft**

Ein Energiegemeinschaftsmodell wird als Optimierungsproblem entwickelt, welches sowohl den Betrieb als auch die Investitionen optimiert. Das Modell berücksichtigt die Nachfrage nach Strom, Wärme und Elektrofahrzeugladebereitschaft und analysiert eine Vielzahl von Technologien, einschließlich Photovoltaik, Windturbinen, Wärmepumpen, Blockheizkraftwerke und thermische Speicher. Zudem wird eine Nachfrageflexibilität durch verschiebbares EV-Laden und reduzierten Wärmebedarf eingeschlossen. Zu den Neuerungen des Modells gehören die Differenzierung physikalischer und bilanzieller Ausgleichsmechanismen und die Berücksichtigung von Strom- und Wärmetausch.

Das Modell beschreibt die Erzeugungs- und Verbrauchsprozesse von Energie, die Potenziale für die Kapazitätserweiterung und die Reduzierung des Wärmebedarfs durch Preissignale. Es werden sowohl physikalische als auch bilanzielle Gleichgewichtsbilanzen berücksichtigt, um die Interaktion zwischen Teilnehmern zu optimieren. Wichtig sind Parameter wie Import- und Exportpreise sowie lokale Austauschpreise als

Grundlage für wettbewerbsorientierte oder kooperative Zuteilungsschemata. Eine mathematische Beschreibung findet sich in <sup>1</sup>.

### 2.1.3.2.3 Fallstudie

Das untersuchte System befindet sich in einem Stadtteil in Süddeutschland mit hohen Potenzialen für erneuerbare Energien und diverser Energienachfrage. Die Stadt besteht aus einem urbanen Kern mit Wohn- sowie Gewerbeimmobilien. Es gibt erhebliche Potenziale für Dach-PV und Windturbinen sowie die Möglichkeit für die Integration von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Die Prognose basiert auf Daten von 2030, wobei verschiedene Annahmen getroffen werden, um die lokale Energiewechselwirkungen zu verstehen. Es werden acht Teilnehmergruppen berücksichtigt:

Tabella 7: Teilnehmergruppen

Teilnehmergruppe		Stromnachfrage (GWh)	Wärmenachfrage (GWh)	Technologie
<b>P1</b>	Gewerbe	1,66	2,31	
<b>P2</b>	Gebäude mit KWK	0,21	2,14	CHP 0,94 MWel
<b>P3</b>	Haushalt mit PV	1,02	6,29	PV 1,89 MWp
<b>P4</b>	Haushalt mit PV & Batteriespeicher	1,04	6,27	PV 1,90 MWp, ES 1,67 MWth
<b>P5</b>	Haushalt mit PV und Wärmepumpe	1,07	6,24	PV 1,93 MWp, HP 3,64 MWth
<b>P6</b>	Haushalt mit Wärmepumpe	1,07	6,24	HP 3,66 MWth
<b>P7</b>	Weitere Haushalte	1,08	6,25	
<b>P8</b>	Windkraftanlage	-	-	Verfügbare Leistung 1MW

Die Wärme- und Stromnachfragen basieren wie im ersten Modellansatz auf synthetischen Lastprofilen aus dem Tool SynPro.

<sup>1</sup> N. Wanapinit and J. Thomsen, "Benefits and Allocation Principles of Sector-coupled Energy Communities," 2025, under review

Es werden die folgenden Szenarien analysiert:

- SQ: Status Quo, in dem kein Energiehandel stattfindet
- EL: Handel von Strom unter allen Akteuren
- EL-PV: Stromaustausch nur unter Haushalten mit PV möglich (P3–5)
- EL-HH: Stromaustausch unter allen Haushalten möglich (P3–7)
- EL-EV: Basierend auf dem EL Szenario mit zusätzlichem flexiblen Laden von E-Fahrzeugen
- ELHT: Handel von Strom und Wärme unter allen Akteuren

#### 2.1.3.2.4 Ergebnisse und Diskussion

Die Fallstudie zeigt, dass durch lokalen Energiehandel die externen Kosten um 23% mit Stromhandel und um 33% mit zusätzlichem Wärmetausch reduziert werden können. Die Selbstversorgung von variablen erneuerbaren Energien steigt signifikant. Während alle Teilnehmer von dem lokalen Austausch finanziell profitieren, sind Haushalte mit Wärmepumpen sowie Blockheizkraftwerke und Windturbinen besonders begünstigt.

Flexibilitätsressourcen bringen zusätzliche Vorteile, wenn sie die lokale Nutzung von erneuerbaren Energien erhöhen können. Eine Ausnahme hiervon sind PV-Batteriesysteme, die dezidiert für die Selbstversorgung ausgelegt sind, da sie nicht ausreichend Flexibilität bieten und somit die Prosumer vom lokalen Handel abkoppeln.

In einem Wettbewerbsmodell, das auf marginalen Kosten basiert, erhalten Akteure ohne PV höhere Einnahmen, insbesondere in den Wintermonaten mit hohen Gleichgewichtspreisen aufgrund unzureichender lokaler Versorgung. Die sich einstellenden lokalen Energiepreise weisen tagsüber einen sehr ähnlichen Verlauf zu heutigen Day-Ahead Strompreisen auf, allerdings ohne die nächtliche Reduktion. Diese erfolgt nur, wenn auch ein Wärmehandel stattfindet.

Im kooperativen Modell, das auf individuellen Beiträgen basiert, profitieren die Teilnehmer im Vergleich zum Wettbewerbsmodell von einer gleichmäßigeren Verteilung der Einsparungen. Die relativen Beiträge der einzelnen Teilnehmergruppen variieren stark in den unterschiedlichen Handels-Szenarien. Von kooperativen Preismechanismen profitieren insbesondere die Teilnehmergruppen mit hohem, inflexiblen Strombezug in Phasen mit wenig lokaler Erzeugung wie bspw. Haushalte mit Wärmepumpe ohne weitere Flexibilitäten.

Die gemeinschaftlichen Synergien werden maximiert, wenn Teilnehmer mit unterschiedlichen Verbrauchsprofilen und Erzeugungstechnologien einbezogen werden. Im Gegensatz dazu ergeben sich kaum Vorteile, wenn nur Haushalte mit PV-Anlage untereinander handeln, da sie als Gruppe zu homogen sind. Unabhängig von den Zuteilungsschemata hängt der Wert der lokalen Erzeugung nicht nur von individuellen Merkmalen ab, z. B. Brennstoffpreise oder Effizienz, sondern auch von der Interaktion mit anderen, z. B. der VRE-Erzeugung und Wärmepumpen. Daher kann jede Preisvereinbarung, die auf pauschalen Annahmen beruht, ineffizient oder ungerecht sein, wenn sich die Gemeinschaft weiterentwickelt.

#### 2.1.3.2.5 Fazit

Sektorgekoppelte Energiegemeinschaften können die Nutzung erneuerbarer Energien steigern und zur Dekarbonisierung des Energiesystems beitragen. Die integrierte Betriebsweise führt zu Kostenersparnissen, während der individuelle Nutzen von der Interaktion und den Preismechanismen innerhalb der Gemeinschaft abhängt. Ihr Design kann die technische und regulatorische Gestaltung unterstützen, wobei die Vielfalt in der Zusammensetzung entscheidend ist für den Erfolg einer Energiegemeinschaft.

### 2.1.3.3 Fazit über die gesamten Arbeiten im Projekt

Beide Untersuchungen bestätigen, dass lokaler Energiehandel oder lokale Energiegemeinschaften unabhängig von der ökonomischen Ausgestaltung heterogene Gruppenzusammensetzungen benötigen, um Vorteile bieten zu können. Werden lokale Strom- und Wärmemärkte integriert, so reduziert sich der Importbedarf von Energie. Hauptnutzer sind jedoch jene Verbraucher, deren Technologie flexibel auf die lokale Produktion reagiert, wie zum Beispiel Wärmepumpen im Falle hoher variabler Stromerzeugung.

Beide Modellansätze zeigen vergleichbare Ergebnisse im Hinblick auf die Teilnehmerzusammensetzung und die ökonomischen Vorteile. Damit ergibt sich kein Vorteil durch die mixed complimentary Optimierung. Aufgrund der einfacheren Lösbarkeit erscheint die Weiternutzung linearer Optimierungen gerechtfertigt. Das im zweiten Paper vorgestellte Modell wurde open-source<sup>1</sup> veröffentlicht.

Die erzielbaren Kosteneinsparungen in den Fallstudien mit Wärmehandel legen den Schluss nahe, dass sie nicht ausreichend wären, um Investitionen in Wärmeinfrastruktur zu refinanzieren. Aufgrund der deutlich höheren Baukosten für Wärmenetze im Vergleich zu Stromnetzen, müssten hier deutlich höhere Einsparungen erzielt werden, als es in den vorliegenden Fallstudien erreicht wird.

Alle Ergebnisse stehen unter der Prämisse, dass lokale Energiegemeinschaften oder lokaler Handel keine preissetzenden Effekte auf den Strommarkt haben und die Reststrommengen zu bisherigen Konditionen bezogen werden können. Wie in J. Thomsen 2024<sup>2</sup> diskutiert, ist diese Prämisse bei einer großflächigen Umsetzung in Frage zu stellen. Weiterhin zeigen die Ergebnisse, dass die Aktivierung von Flexibilitäten im Falle lokaler Märkte dem lokalen Preissignal folgen, das aber aufgrund des Designs gewisse Stromüberschüsse im übergeordneten Netz nicht widerspiegelt. Hier wäre eine Analyse der Kombination aus lokalen Energiegemeinschaften und dynamischen Tarifen für den Reststrombezug interessant, um zu analysieren, wie man die übergeordneten Marktsignale auch in lokale Energiegemeinschaften integrieren könnte. Weiterhin wäre der Vergleich der Anreizwirkung von dynamischen Tarifen auf Investitionen in Erzeugungsanlagen und Speicher im Vergleich zu Energiegemeinschaften langfristig von Interesse.

### 2.1.4 P2P im deutschen Energiesystem

#### 2.1.4.1 Ziele und Methodik

Im Rahmen des Projekts wurden die Auswirkungen und Herausforderungen von P2P-Energiehandel im deutschen Stromsystem systematisch untersucht. Zu diesem Zweck wurde das Open-Source-Energiesystemmodell MyPyPSA-Ger<sup>3</sup> weiterentwickelt und eingesetzt, um die Integration und Skalierbarkeit dezentraler Handelsstrukturen bis zum Jahr 2050 abzubilden. Der Fokus der Analyse lag auf Stromgemeinschaften, die PV-

---

<sup>1</sup> <https://github.com/nataponw/EnergyCommunities?tab=readme-ov-file>; Zugriff: 16.05.2025

<sup>2</sup> Thomsen, J. (2024). Energiegemeinschaften und Sharing-Konzepte aus systemischer Perspektive–Potenziale, Herausforderungen, Lösungsansätze. In *Österreichischen Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften (Jahreskonferenz) 2024*.

<sup>3</sup> Abuzayed, A., Hartmann, N. MyPyPSA-Ger: Introducing CO2 taxes on a multi-regional myopic roadmap of the German electricity system towards achieving the 1.5 °C target by 2050. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118576>

Dachanlagen mit Flexibilitäten aus Batteriespeichern, Wasserstofftechnologien, Elektrolyseuren und DSM in lokalen Märkten kombinierten. Ziel war es, die Potenziale und Grenzen eines dezentralisierten, flexiblen und klimaneutralen Stromsystems auf Grundlage modellbasierter Analysen zu bewerten.

Die erarbeiteten Forschungsfragen konzentrierten sich insbesondere auf den erforderlichen Technologiemark sowie die Rolle von Backupkraftwerken bei divergierenden Durchdringungen des P2P-Handels. Darüber hinaus wurden die Flexibilitätsbedarfe, der Einfluss sektorengerkoppelter Verbraucher sowie die Entwicklung des Strompreises für die verbleibende zentrale Reststrommenge untersucht. Darüber hinaus wurden neue Herausforderungen für die Versorgungssicherheit identifiziert, die sich aus der veränderten Stromerzeugung und -nachfrage infolge zunehmender Dezentralisierung ergeben. Mittels eines modellbasierten Bewertungsansatzes wurden die Effekte unterschiedlicher P2P-Anteile auf Reststromdeckung, Strompreise, Erzeugungsstruktur und den Anteil erneuerbarer Energien strukturiert quantifiziert.

Das Energiesystemmodell MyPyPSA-Ger ist eine speziell für Deutschland angepasste Weiterentwicklung des europaweiten Modells PyPSA-Eur<sup>1</sup>. Die zugrunde liegenden Daten sind öffentlich zugänglich und ermöglichen Optimierungen mit hoher zeitlicher Auflösung von einer Stunde über das gesamte Jahr hinweg sowie einer regionalen Auflösung von bis zu 317 Netzknoten. Die Grundlage bildet das Modelljahr 2020, das um reale Lastprofile, dokumentierte Netz- und Kraftwerksstrukturen sowie regional ausgewiesene Potenziale für erneuerbare Energien und Speichertechnologien ergänzt wird.

Die langfristige Systementwicklung wird über einen myopischen Optimierungsansatz abgebildet, der für jedes Jahr bis 2050 ein kostenoptimales Ausbau- und Betriebskonzept generiert. In die Analyse fließen politische Vorgaben ein, darunter der Kohle- und Atomausstieg sowie der Pfad zur Klimaneutralität bis 2045. Zudem werden technologische und geografische Restriktionen für den Ausbau berücksichtigt. Die Erzeugungsprofile erneuerbarer Energien basieren auf meteorologischen Daten und der regionalen Verfügbarkeit von Flächen. Letztere wird über die CORINE Land Cover und NATURA 2000-Daten definiert. Sektorale Entwicklungen, wie etwa die Elektrifizierung und der Infrastrukturausbau, fließen konsistent in das Modell ein.

Das Technologieportfolio von MyPyPSA-Ger umfasst konventionelle Kraftwerke, darunter Steinkohlekraftwerke, Braunkohlekraftwerke sowie Gaskraftwerke. Letztere werden in offene Gasturbinen (OCGT) und kombinierte Gas- und Dampfturbinen (CCGT) unterteilt. Die jährliche Einspeisung ist durch einen vorgegebenen CO<sub>2</sub>-Reduktionspfad begrenzt. Erneuerbare Energien sind in Form von Photovoltaik, Windkraft an Land (Wind-onshore) und Windkraft auf See (Wind-offshore) als ausbaufähige Technologien implementiert. Im Bereich der Energiespeicherung werden Batteriespeicher mit einer Entladezeit von sechs Stunden als Kurzzeitspeicher und Wasserstoffspeicher mit einer Speicherdauer von 128 Stunden – einschließlich Elektrolyse und Rückverstromung – als Langzeitspeicher berücksichtigt. In der aktuellen Modellierung sind Anlagen auf Basis von Biomasse, Pumpspeicherkraftwerke und Laufwasserkraftwerke mit festen Kapazitäten auf dem heutigen Niveau berücksichtigt. Der jährliche Zubau sämtlicher Technologien unterliegt regionalen technischen Potenzialen und politischen Vorgaben und wird im Modell in einem schrittweisen, myopischen Optimierungsansatz umgesetzt.

Das Modell gestattet eine nachvollziehbare und vergleichende Evaluation unterschiedlicher Transformationspfade sowie politischer Maßnahmen im deutschen Stromsektor. Unter Berücksichtigung der offenen Datenbasis und der notwendigen Vereinfachungen

---

<sup>1</sup> Hörsch, J., et al. PyPSA-Eur: An open optimisation model of the European transmission system. Energy Strategy Reviews 22:207–215. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2018.08.012>

liefert MyPyPSA-Ger wertvolle Hinweise und Anhaltspunkte zu zentralen Entwicklungen und Herausforderungen der deutschen Energiewende, ohne jedoch zu beanspruchen, jedes Detail der tatsächlichen Systemrealität vollständig abzubilden.

Der Fokus der vorliegenden Untersuchung lag auf einer quantitativen Evaluation unterschiedlicher Ausprägungen der P2P-Marktdurchdringung im deutschen Strommarkt bis zum Jahr 2050. Ausgehend von einer CIB-Analyse wurden dazu Szenarien auf Basis verschiedener Anteile des durch P2P-Energiegemeinschaften gedeckten Strombedarfs entwickelt. Die Quantifizierung erfolgte auf Grundlage des technisch umsetzbaren PV-Dachpotenzials, da davon auszugehen ist, dass dezentrale Photovoltaik-Anlagen künftig den Hauptanteil am P2P-Energiehandel darstellen werden. Zunächst werden drei P2P-Durchdringungsfaktoren unterschieden, die sich auf den Anteil des insgesamt nutzbaren PV-Dachflächenpotenzials beziehen:

- Low: 50 % Ausschöpfung des PV-Dachpotenzials, was bis 2050 einer Reduktion der zentral zu deckenden Stromlast um etwa 120 TWh entspricht.
- Mid: 75 % des PV-Dachpotenzials, entsprechend einer Reduktion um 180 TWh.
- High: Volle (100 %) Ausnutzung des PV-Dachpotenzials, was einer maximalen Lastreduktion von ca. 240 TWh entspricht.

Für die Ausgestaltung des dezentralen Handels werden zwei verschiedene Varianten betrachtet:

- All-P2P (vollflexibles Modell): Lokale Lastreduktionen erfolgen stündlich in jedem Netzgebiet und beziehen neben Solarstrom auch flexibel verschiebbare Lasten ein, z. B. durch Batteriespeicher, Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Nachfrageflexibilität (DSM). Dieses Szenario simuliert eine maximale Entkopplung von zentralen Stromversorgungsstrukturen durch kontinuierliche lokale Selbstversorgung.
- Solar-P2P (selektives Modell): Lastreduktion ist ausschließlich während der PV-Erzeugungszeiten aktiv. In sonnenarmen Phasen wird der Strombedarf weiterhin über den zentralen Großhandelsmarkt gedeckt. Dieses Modell bildet einen weniger flexiblen P2P-Handel ab, der vor allem die Nutzung von Solarstrom fokussiert.

Die beschriebenen Durchdringungsfaktoren (Low, Mid, High) werden jeweils auf beide Gestaltungsvarianten (All-P2P sowie Solar-P2P) angewendet. Das bedeutet: Für jede Ausprägung der P2P-Durchdringung (z.B. 240 TWh bei High) wird im Modell sowohl ein Szenario mit maximaler als auch eines mit nur PV-basierter Flexibilität abgebildet. Dadurch entstehen insgesamt sechs Hauptszenarien, die jeweils einen spezifischen Annahmenrahmen hinsichtlich des Erneuerbaren-Anteils und der Flexibilität des P2P-Handels repräsentieren.

Zusätzlich wird für alle genannten P2P-Szenarien die Entwicklung des Gesamtstrombedarfs des Systems als zentrale Einflussgröße variiert. Hierzu werden drei unterschiedliche jährliche Wachstumsraten des Stromverbrauchs angenommen (1 %, 2 % und 3,5 % jährlich). Der Aufbau des zukünftigen Lastpfads sowie die Entwicklung der durch P2P gedeckten Stromanteile erfolgten in sämtlichen Varianten linear, mit einer schrittweisen Skalierung vom Basisjahr 2020 bis zum Zieljahr 2050.

Die Modellierung erfolgt mit einer deutschlandweiten räumlichen Granularität von bis zu 64 Netzregionen, sodass regionale Unterschiede in Bezug auf Netzbelastung, Speicherbedarf und Potenziale der Flexibilitätsbereitstellung berücksichtigt werden. In jeder Region und für jede Stunde wird die durch P2P abgedeckte Energiemenge auf die durch das zentrale Stromsystem zu deckende Residuallast angerechnet.

Für die Analyse wurden für alle Kombinationen aus Nachfrageszenario und P2P-Penetration jeweils Modellläufe mit und ohne P2P-Lastreduktion (BAU, Referenzszenario) durchgeführt. Bewertet werden zentrale Systemkennzahlen wie Technologie- und Erzeugungsmix, Kapazitäts- und Flexibilitätsbedarf, Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und Auswirkungen auf die Preisbildung des Reststroms. Die Ergebnisse bieten eine fundierte Grundlage zur Bewertung des Beitrags dezentraler P2P-Konzepte für die Energiewende und die Erreichung der klima- und energiepolitischen Ziele.

Abschließend wurden die Modellierungsergebnisse in Form von Zeitreihen, Szenarienvergleichen und Sensitivitätsanalysen ausgewertet und aufbereitet. Damit lassen sich nicht nur die direkten systemischen Effekte dezentraler Handelsmodelle auf die zentrale Versorgung, sondern auch potenzielle Chancen und Herausforderungen für Netzbetreiber, Marktteilnehmer, Politik und Gesellschaft aufzeigen. Die klare Definition und Trennung der beiden P2P-Varianten sowie der drei Penetrationsgrade in Kombination mit den variierenden Laststeigerungsraten ermöglicht eine transparente Gegenüberstellung der Auswirkungen auf Versorgungssicherheit, Netznutzung, CO<sub>2</sub>-Bilanz und Flexibilitätsbedarf in einem zunehmend dezentralen, sektorgekoppelten Energiesystem.

Ebenso werden Flexibilitätsanforderungen im Gesamtsystem quantifiziert sowie regionale Unterschiede in der Netznutzung und Netzbelastung detailliert betrachtet. Ein weiterer wichtiger Analyseaspekt ist die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, um das Reduktionspotenzial der dezentralen P2P-Handelsmodelle valide abzuschätzen. Im Zuge der Dezentralisierung verändern sich die Lastflüsse und das Lastprofil, was zu einer veränderten Rolle konventioneller Kraftwerke führt. Deren Einsatz und Ausbau können sich dabei abhängig von der P2P-Durchdringung verschieben. Zudem wirken sich die verschiedenen P2P-Szenarien auf die zeitliche und räumliche Entwicklung von Flexibilitäts- und Speichertechnologien wie Batterien und Wasserstoff aus.

Auch die Preisbildung für den Reststromumfang, der weiterhin über den zentralen Markt bezogen wird, wird analysiert. Hierdurch können wirtschaftliche Auswirkungen der zunehmenden P2P-Nutzung auf die verbleibende zentrale Stromversorgung sowie mögliche Herausforderungen für die Versorgungssicherheit und Systemdienstleistungen bewertet werden. Insbesondere werden hierbei potenzielle Netzengpässe, die Verfügbarkeit von Backup-Kapazitäten und die Anforderungen an das Netzmanagement berücksichtigt.

Abschließend lieferten die Modellläufe eine belastbare und konsistente Grundlage zur Bewertung der systemischen Effekte von Energiegemeinschaften und P2P-Konzepten im deutschen Stromsystem. Die Ergebnisse wurden in Form von Zeitreihen, Szenarienvergleichen und Sensitivitätsanalysen dargestellt und bieten praxisrelevante Erkenntnisse für Politik, Netzbetreiber, Marktakteure und die wissenschaftliche Gemeinschaft. In der Folge konnte das Potenzial dezentraler Handelsmodelle zur Beschleunigung der Energiewende sowie zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele fundiert abgeschätzt und bewertet werden. Die in Abbildung 15 dargestellte Übersicht der angewandten Methodik veranschaulicht die Vorgehensweise.

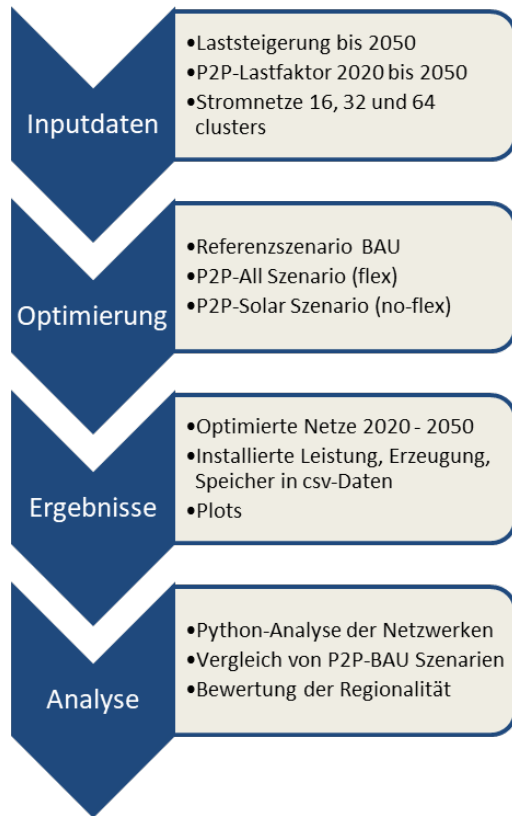


Abbildung 15: Übersicht der Methodik

#### 2.1.4.2 Ergebnisse

Aus diesem Arbeitspaket wird derzeit ein Open-Source-Journalartikel erstellt mit voraussichtlicher Einreichung im Juli 2025. Außerdem befinden sich alle Ergebnisse sowie die verfügbaren optimierten Netzwerke für 16 Cluster im Projektrepositorium<sup>1</sup>.

Im Zeitraum von 2020 bis 2050 wurde in sämtlichen untersuchten Szenarien unter der Variante einer jährlichen Laststeigerung um 1 % ein kontinuierlicher Rückgang der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen prognostiziert. Dieser Verlauf folgte dem im Modell vorgegebenen Reduktionspfad, der das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045 als Ziel hatte und somit als Inputparameter festgelegt war. Die Ergebnisse der Untersuchung zeigten jedoch, dass die tatsächlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Szenarien mit zunehmender P2P-Durchdringung noch unter die Werte des vorgesehenen Reduktionspfads sanken. Die zusätzliche Emissionsminderung resultierte dabei aus dem verstärkten Einsatz von dezentral erzeugtem und direkt vor Ort genutztem Stroms, was im Vergleich zum Referenzszenario zu einer weiteren Entlastung führte. Es wurde der Effekt verschiedener P2P-Durchdringungsgrade auf das Stromsystem systematisch und nachvollziehbar gemessen.

Bereits bei moderaten Durchdringungsgraden im P2P-Stromhandel konnten gegenüber dem zentralen Referenzszenario signifikante Emissionsminderungen festgestellt werden. So wurde beispielsweise durch eine P2P-Durchdringung von etwa 30 TWh bis zum Jahr 2024 ein CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial von rund 10 % erreicht. Im mittleren Szenario, in dem ein beachtlicher, jedoch nicht dominanter Anteil des Stromverbrauchs durch

<sup>1</sup> De Jesús, César. Zusätzliches Material: Teilvorhaben - Bewertung P2P-Konzepte und Auswirkung auf das Stromsystem Deutschlands. 10.5281/zenodo.15607504. Results\_MyPyPSA-Ger-P2P

lokale P2P-Verbindungen gedeckt wurde, führte die verstärkte Deckung des Strombedarfs durch direkte lokale Erzeugung und den Austausch zwischen Nachbarn zu einer sichtbaren Entlastung des zentralen Kraftwerkssystems. Diese Verschiebung hatte unmittelbare Konsequenzen für den Emissionshaushalt, da der nachgefragte Strom weniger aus zentral erzeugten Quellen, die meist auf fossilen Brennstoffen basierten, stammte.

Die Analyse ergab zudem, dass das jeweilige P2P-Lastprofil einen signifikanten Einfluss auf die tatsächlich erzielbaren Emissionsminderungen hatte. In Solar-P2P Szenarien bewegten sich die zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen bei niedriger und mittlerer Verbreitung lediglich im Bereich von 0 bis etwa 3 % im Vergleich zum Referenzszenario. In flexibleren Profilen mit ansteigender P2P-Durchdringung und einer kontinuierlichen Abdeckung ließ sich hingegen schon im mittleren Fall ein jährliches Reduktionspotenzial zwischen 5 % und 15 % erzielen. Erst bei sehr hoher und flächendeckender P2P-Verbreitung stieg das Reduktionspotenzial der CO<sub>2</sub>-Emissionen im theoretischen Maximum auf bis zu 30 % an, was laut Modell bis zum Jahr 2042 als erreichbar galt.

*Tabelle 8: Emissionsreduktionspotenzial durch P2P<sup>1</sup>*

	Solar-Low P2P	Solar-Mid P2P	Solar- High P2P	All-Low P2P	All-Mid P2P	All-High P2P
2024	3%	4%	5%	5%	7%	10%
2025	4%	5%	6%	6%	9%	13%
2026	2%	4%	6%	7%	10%	14%
2027	2%	4%	5%	6%	11%	15%
2028	2%	4%	5%	7%	10%	16%
2029	2%	3%	6%	8%	11%	15%
2030	2%	3%	6%	7%	12%	16%
2031	2%	5%	8%	8%	11%	16%
2032	3%	7%	11%	9%	13%	17%
2033	3%	8%	12%	9%	14%	18%
2034	2%	6%	11%	10%	14%	18%
2035	1%	3%	8%	9%	14%	19%
2036	1%	3%	7%	13%	20%	25%
2037	0%	3%	6%	13%	19%	24%
2038	0%	2%	7%	13%	19%	25%
2039	0%	3%	10%	13%	20%	25%
2040	0%	4%	15%	13%	20%	25%
2041	0%	4%	18%	13%	21%	28%
2042	1%	3%	18%	14%	21%	29%
2043	0%	0%	1%	1%	1%	3%
2044	0%	0%	2%	1%	1%	1%
2045	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Das Modellierungsergebnis für eine 1 % Laststeigerung zeigte eine signifikante Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, die auf eine hohe Durchdringung von P2P-Stromhandel zurückzuführen ist. Bereits bei moderaten P2P-Handelsvolumina von etwa 30 TWh im Jahr 2024 konnte ein CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial von rund zehn % gegenüber dem BAU-Szenario realisiert werden. Mit zunehmender P2P-Durchdringung stiegen die Einsparungen weiter an. Bei einer Handelsmenge von 80 TWh, was in etwa dem Jahr 2030 entspricht, wurde eine Minderungsrate von 15 bis 20 % verzeichnet. In den Szenarien mit maximaler P2P-Durchdringung wurde der Effekt besonders deutlich. Bei einer jährlichen P2P-Handelsmenge von 160 TWh im Jahr 2040 konnte eine Senkung der CO<sub>2</sub>-Emission um bis zu 30 % unter das Niveau des Referenzsystems erreicht werden. Ab

<sup>1</sup> De Jesús, C.; Hartmann, N. Assessing Systemic Effects of P2P Energy Trading Penetration in Germany: Scenario Comparison Using Cross-Impact Balance and Scenario-Based Energy System Analysis. In Erstellung.

einem bestimmten Niveau an lokal erzeugtem und direkt ausgetauschtem P2P-Strom könnten zentrale konventionelle Kraftwerke verdrängt werden. Das könnte zur Dekarbonisierung des Energiesystems beitragen.

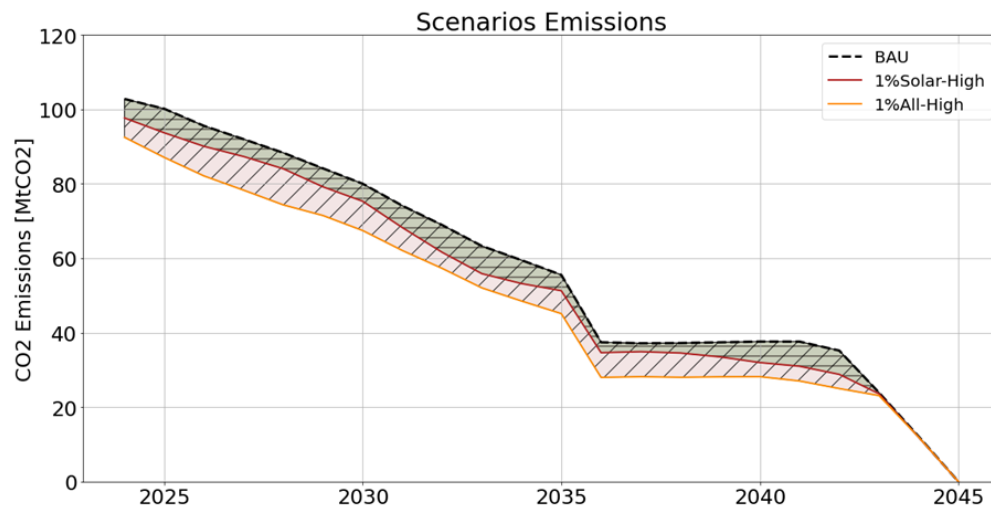


Abbildung 16: Emissionsreduktion hohe P2P-Durchdringung 1% Laststeigerung<sup>1</sup>

Ein Vergleich mit Szenarien höherer Lastensteigerungen von 2 und 3,5 % zeigt, dass der positive Zusammenhang zwischen der P2P-Durchdringung und der Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes erhalten bleibt, sich jedoch in seiner Intensität abschwächt. Es konnte festgestellt werden, dass bei erhöhten P2P-Handelsvolumina substantielle CO<sub>2</sub>-Minderungen im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario erzielt werden konnten. Das maximale Reduktionspotenzial lag jedoch niedriger. Für die Variante mit einer Laststeigerung von 2 % ergab das Modell bei einem P2P-Handelsvolumen von rund 160 TWh eine maximale Emissionsminderung von etwa 20 %. Die CO<sub>2</sub>-Einsparung der Variante mit 3,5 % blieb auf gleichem Niveau. Diese Ergebnisse betonen die Begrenztheit des relativen Beitrags dezentraler P2P-Verbindungen zu systemweiten Emissionssenkungen, die durch das wachsende Grundbedarfsniveau bedingt sind.

Zusätzlich zeigen die Optimierungsergebnisse, dass Szenarien mit Solar-High P2P-Durchdringung im Vergleich zu den All-High P2P-Szenarien keine signifikanten zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen bewirken. Der Unterschied im Emissionsniveau zwischen Solar-High und All-High fällt im Modell insbesondere in den späteren Projektionsjahren gering aus. Im Falle einer hohen Verfügbarkeit dezentraler Flexibilitäten, wie sie im All-High P2P-Szenario gegeben ist, kann die Gesamtlast im System durch die stetige Nutzung dieser Flexibilitäten signifikant reduziert werden. Die vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass dies insgesamt zu höheren Emissionsreduktionen führt als im Solar-High-Szenario, in dem diese Möglichkeiten eingeschränkter sind. Ab dem Jahr 2043 ist ein nahezu vollständiges Stagnieren des zusätzlichen Emissionsminderungspotenzials bis zum Modellhorizont 2045 zu verzeichnen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der Emissionspfad ab diesem Zeitpunkt bereits signifikant durch politische Vorgaben und regulatorische Emissionsobergrenzen limitiert wird. Infolgedessen ist der verbleibende Handlungsspielraum für zusätzliche P2P-Aktivitäten zur Reduktion von CO<sub>2</sub> äußerst begrenzt.

Das künftige Elektrizitätssystem zeichnet sich durch eine klare Fokussierung auf erneuerbare Energien aus. Die tragenden Säulen dieses Systems sind PV, Onshore- und

<sup>1</sup> De Jesús, C.; Hartmann, N. Assessing Systemic Effects of P2P Energy Trading Penetration in Germany: Scenario Comparison Using Cross-Impact Balance and Scenario-Based Energy System Analysis. In Erstellung.

Offshore-Windkraft (onwind und offwind AC/DC), die jeweils einen Beitrag von über 200 GW zur insgesamt installierten Kapazität von rund 500 GW im Jahr 2045 leisten werden. Gemäß der aktuellen Planung wird der Kohleausstieg auf das Jahr 2036 festgelegt. In der Folge werden die verbleibenden fossilen Kapazitäten auf unter 50 GW sinken. OCGT fungieren nach wie vor als klassische Spitzenlastkraftwerke, während CCGT aufgrund ihrer höheren Effizienz vermehrt flexibel eingesetzt werden. Der jährliche Strombedarf wird im Jahr 2045 auf 600 bis 700 TWh geschätzt. Unter der Annahme der strikten Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Limits kann Klimaneutralität erreicht und netto keine Treibhausgasemissionen mehr verursacht werden. In der Konsequenz manifestiert sich ein Stromsystem, das sich durch eine geringe CO<sub>2</sub>-Bilanz, Flexibilität und zunehmende Dezentralität auszeichnet. Diese Entwicklung gewährleistet sowohl die Versorgungssicherheit als auch den Klimaschutz.

Die Gegenüberstellung der Szenarien in Abbildung 17 veranschaulicht die Entwicklung der installierten Leistung im Zeitverlauf. Im BAU-Szenario nimmt die fossile Kraftwerksflotte anfänglich eine dominierende Stellung ein, während die PV-Kapazität bis zum Jahr 2045 auf etwa 200 GW ansteigt. Im Solar-High-Szenario ist ein deutlicher Anstieg der PV-Leistung zu verzeichnen: Rund 60 GW entfallen auf zentralisierte Anlagen und etwa 140 GW auf das dezentrale P2P-Segment, wobei darin rund 120 GW PV-Dachanlagen und 20 GW Windenergie enthalten sind. Im All-High-Szenario fällt der Ausbau insgesamt am stärksten aus, wobei die PV-Leistung die 120 GW-Marke deutlich überschreitet. Der P2P-Teil besteht hierbei aus einer installierten Leistung von 120 GW, die sich jeweils zur Hälfte auf 60 GW PV-Dach und 60 GW Onshore-Wind verteilen. Parallel dazu gehen die Kohlekapazitäten in allen Szenarien bis 2035 deutlich zurück und sinken im All-High-Szenario auf unter 10 GW. Gas bleibt weiterhin relevant und wird insbesondere als flexible Reserve genutzt, mit etwa 50 GW im All-High-Szenario. Demzufolge transformiert sich das System von einer durch fossile Brennstoffe dominierten Struktur im BAU-Szenario zu einer zunehmend dezentraleren und stärker erneuerbar geprägten Landschaft im All-High-Szenario.

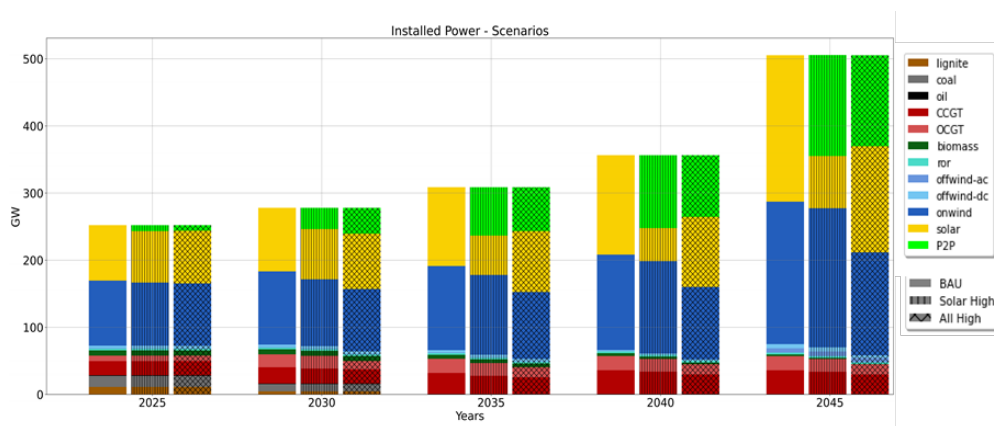


Abbildung 17: Installierte Leistung pro Technologie<sup>1</sup>

Abbildung 18 zeigt deutliche Unterschiede zwischen den Szenarien hinsichtlich der zentralen und dezentralen P2P-Stromerzeugung im Jahr 2045: Im BAU-Szenario werden rund 250 TWh durch zentrale PV-Anlagen und über 400 TWh durch Windkraftanlagen erzeugt. Im Jahr 2040 lag der Beitrag von Gaskraftwerken bei allen Szenarien noch bei etwa 100 TWh. Bis 2045 ist die fossile Stromproduktion jedoch vollständig

<sup>1</sup> De Jesús, C.; Hartmann, N. Assessing Systemic Effects of P2P Energy Trading Penetration in Germany: Scenario Comparison Using Cross-Impact Balance and Scenario-Based Energy System Analysis. In Erstellung.

entfallen und nur noch als Backup-Kraftwerke (s. Abbildung 17) verfügbar. Im Solar-High-Szenario sinkt die zentrale PV-Erzeugung auf etwa 100 TWh, während Wind mit über 400 TWh auf einem vergleichbaren Niveau bleibt. Rund 200 TWh werden dezentral über P2P bereitgestellt, hauptsächlich durch PV-Dachanlagen. Diese Entlastung betrifft insbesondere die zentrale PV-Erzeugung. Im All-High-Szenario steigt die zentrale PV-Erzeugung auf etwa 200 TWh, die Windkraft sinkt auf über 300 TWh. Ähnlich wie im Solar-High-Szenario werden ca. 200 TWh dezentral über P2P erzeugt, bestehend aus PV-Dach- und Onshore-Windanlagen. In diesem Szenario verschiebt sich die Entlastung stärker in Richtung Windkraft, da die dezentralen Erzeugungsprofile breiter über das Jahr verteilt sind. In beiden Fällen reduziert der P2P-Effekt die zentrale Strombereitstellung deutlich und verändert die Zusammensetzung der verbleibenden systemrelevanten Erzeugungskapazitäten grundlegend.

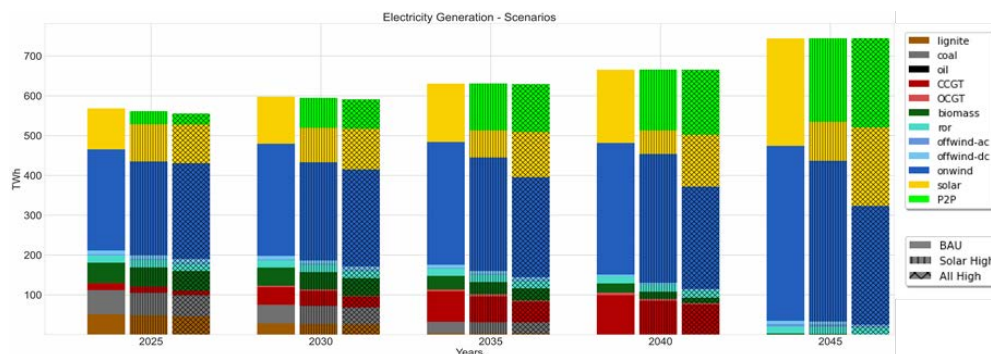


Abbildung 18: Strombereitstellung pro Technologie<sup>1</sup>

Der P2P-Effekt auf die zentrale Strombereitstellung setzt ab etwa 2030 ein und verstärkt sich mit zunehmender Durchdringung bis 2045. Im Solar-High-Szenario wirkt sich die P2P-Erzeugung besonders stark auf die zentrale PV aus, da beide Erzeugungsformen zeitlich stark korreliert sind und die dezentrale PV-Dach somit einen erheblichen Teil der sonst zentral erzeugten Solarenergie ersetzt. Im All-High-Szenario verteilt sich die P2P-Erzeugung stärker über den Tag und das Jahr, da neben PV auch Onshore-Wind integriert ist. Dadurch wird in diesem Szenario nicht nur zentrale PV, sondern in größerem Umfang auch zentrale Windenergie verdrängt, insbesondere in Zeiten mit hoher simultaner Einspeisung.

In Abbildung 19 und Abbildung 20 sind die Auswirkungen der P2P-Durchdringung auf die konventionelle Stromerzeugung im Vergleich zum Referenzszenario dargestellt. Die Balken entlang der x-Achse stellen die Differenz der Stromerzeugung je Energieträger in TWh dar. Negative Werte zeigen eine Reduktion gegenüber dem BAU-Szenario an. Die y-Achse entspricht den Modelljahren der myopischen Optimierung. Insgesamt lässt sich erkennen, dass ein Anstieg der P2P-Durchdringung mit einer kontinuierlichen Abnahme der zentralen Stromerzeugung aus fossilen Quellen einhergeht.

Wie in Abbildung 19 dargestellt, setzt der Rückgang der Kohleverstromung bereits in den frühen Modelljahren deutlich ein und nimmt bis zum Kohleausstieg im Jahr 2036 kontinuierlich ab. Dabei fällt die Reduktion in den P2P-Szenarien gegenüber dem BAU-Szenario systematisch stärker aus. Im Solar-High-Szenario werden bereits im Jahr 2025 bei einem P2P-Anteil von ca. 40 TWh rund 7 TWh Strom aus Steinkohle und Braunkohle nicht mehr generiert. Im All-High-Szenario ist die Wirkung aufgrund der

<sup>1</sup> De Jesús, C.; Hartmann, N. Assessing Systemic Effects of P2P Energy Trading Penetration in Germany: Scenario Comparison Using Cross-Impact Balance and Scenario-Based Energy System Analysis. In Erstellung.

durchgängigen Lastreduktion über alle Stunden des Jahres stärker ausgeprägt: Hier reduziert sich die kohlebasierte Erzeugung im Jahr 2025 um bis zu 12 TWh. Obwohl sich der Effekt in Richtung des vorgegebenen Kohleausstiegsjahres verringert, bleibt in absoluten Zahlen über alle Jahre hinweg eine durch P2P induzierte Reduktion sichtbar. Die Anzahl der Volllaststunden sinkt dabei auf Werte zwischen 100 und 200 Stunden, was den wirtschaftlichen Rückgang konventioneller Kohlekraftwerke zusätzlich unterstreicht.

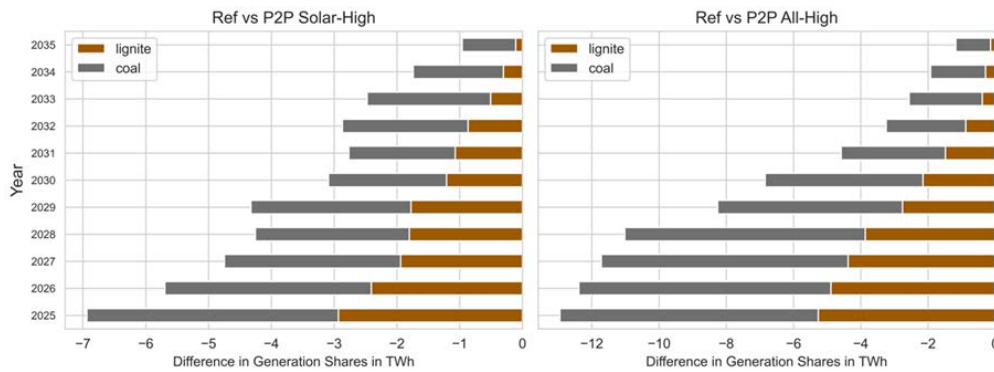


Abbildung 19: Verringerung an Kohleverstromung durch P2P<sup>1</sup>

Auch in Abbildung 20 ist eine deutliche Reduktion der Stromerzeugung aus Gaskraftwerken infolge von P2P-Märkten zu erkennen. Während Gaskraftwerke im Referenzszenario den Rückgang der Kohlekomponente zunehmend kompensieren, wird ihr Einsatz durch die dezentrale Einspeisung im P2P-Kontext spürbar zurückgedrängt. Im Solar-High-Szenario ergibt sich über weite Teile des Zeitraums eine Reduktion von bis zu 15 TWh bei CCGT-Anlagen. Für OCGT zeigt sich ein uneinheitlicheres Bild. In einzelnen Jahren – insbesondere bei hoher Residuallast in PV-armen Zeiten – bleiben die Einsätze stabil oder steigen leicht an, was ihren Charakter als Spitzenlastreserve widerspiegelt. Im All-High-Szenario wird der gasbasierte Erzeugungsanteil ebenfalls deutlich reduziert, mit Rückgängen von bis zu 30 TWh bei CCGT-Anlagen. Diese Effekte resultieren aus der höheren Flexibilität des P2P-Lastprofils. Im All-P2P-Modell wird ganzjährig und stündlich auf lokale Einspeisung und Verschiebungspotenziale zugegriffen, wodurch auch kurzfristige Bedarfsspitzen zunehmend lokal abgedeckt werden.

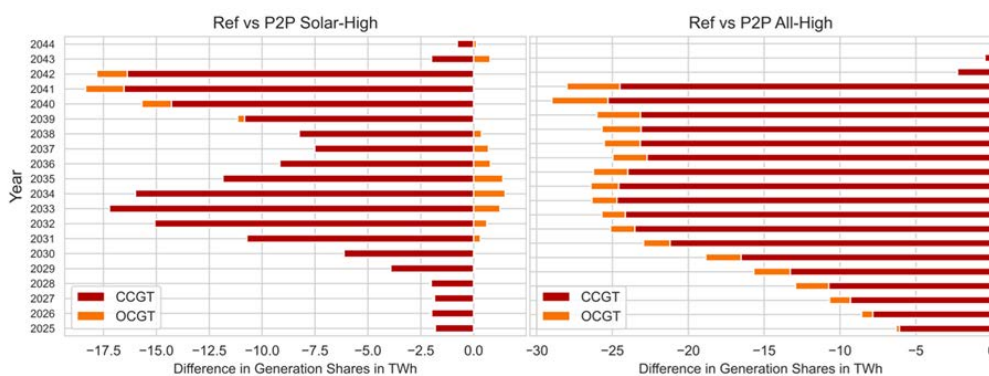


Abbildung 20: Verringerung der Stromerzeugung von Gaskraftwerken durch P2P<sup>1</sup>

<sup>1</sup> De Jesús, C.; Hartmann, N. Assessing Systemic Effects of P2P Energy Trading Penetration in Germany: Scenario Comparison Using Cross-Impact Balance and Scenario-Based Energy System Analysis. In Erstellung.

Die zunehmende Integration von P2P-Konzepten verändert nicht nur die Zusammensetzung der konventionellen Erzeugung, sondern wirkt sich auch deutlich auf Struktur und Ausbaupfade der erneuerbaren Energien (EE) aus. Vor allem die Verlagerung von zentralen hin zu dezentralen Erzeugungsstrukturen verschiebt die Bedeutung etablierter Ausbauziele und verändert die räumliche Verteilung der EE-Kapazitäten.

Abbildung 21 zeigt, dass der zentrale Zubau von PV-Anlagen in den P2P-Szenarien ab dem Jahr 2025 kontinuierlich geringer ist als im BAU-Szenario und erreicht bis 2045 eine Differenz von rund 140 GW im Vergleich zum Referenzszenario. Diese Differenz ist auf die zunehmende Deckung der Stromnachfrage durch dezentrale Erzeugung von PV-Dachanlagen innerhalb von P2P-Energiegemeinschaften zurückzuführen. Im Solar-High-Szenario entsteht dadurch ein signifikanter Verdrängungseffekt auf die zentral geplante PV-Erzeugung. Die zentrale Onshore-Windenergie bleibt hingegen nahezu unbeeinflusst; über den gesamten Zeitraum beträgt die Differenz der installierten Kapazität lediglich rund 5 GW, da sich die Einspeiseprofile von Wind und dezentraler PV zeitlich nur gering überschneiden. Im All-High-Szenario, das eine kontinuierliche stündliche Lastreduktion durch ein vollständig flexibles P2P-Modell abbildet, zeigt sich eine vergleichbare Entwicklung: Auch hier sinken zentrale PV- und Onshore-Windkapazitäten um etwa 5 bis 60 GW zwischen 2025 und 2045, wobei die Reduktion im Vergleich zum Bau Szenario gleichmäßig über den Zeitraum verteilt ist. Der Effekt resultiert aus der erweiterten lokalen Erzeugung, bei der neben PV-Dachanlagen auch Wind Onshore zur Deckung regionaler Lasten in P2P-Strukturen eingebunden sind. Dadurch verschieben sich nicht nur die Ausbaupfade, sondern es ergeben sich potenziell auch Auswirkungen auf die regionale Verteilung der EE-Kapazitäten im System.

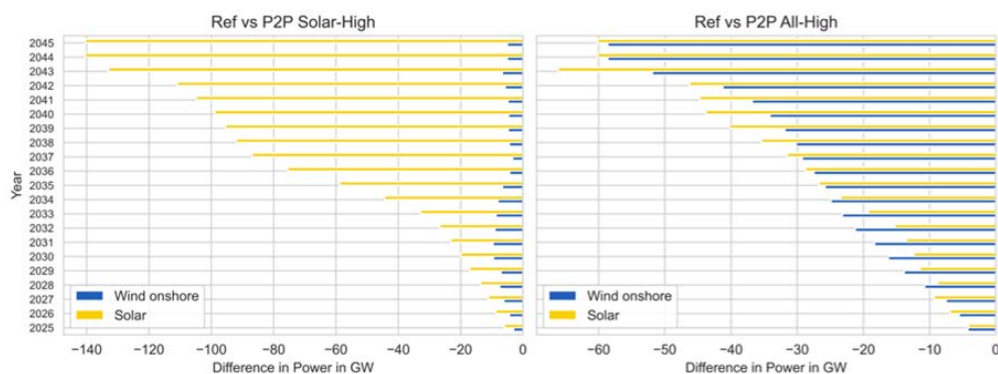


Abbildung 21: Entwicklung der installierten EE-Leistung (PV, Wind) in den Referenz- und P2P-Szenarien von 2025 bis 2045<sup>1</sup>

Begleitet wird dieser Strukturwandel durch eine Verschiebung im Flexibilitätsparc, wobei mit wachsender Bedeutung lokaler EE-Einspeisung steuerbare Verbraucher, prosumerbasierte Flexibilitäten und verteilte Speichertechnologien zunehmend an Relevanz gewinnen. In Bezug auf die installierte Wind-Offshore-Kapazität zeigen die P2P-Szenarien keine signifikanten Veränderungen, und bleibt in diesem Zusammenhang unbeeinflusst. Für den Umfang, die Lokalisierung und die Systemwirkung zukünftiger EE-Zubauten ist die genaue Ausgestaltung der P2P-Märkte und der organisatorischen Strukturen von Energiegemeinschaften entscheidend.

Mit zunehmender P2P-Durchdringung verändern sich die Flexibilitätsanforderungen im Energiesystem grundlegend. Die vermehrte lokale Deckung von Lasten führt dazu, dass Speicher nicht mehr nur auf zentraler Ebene zur Residuallastglättung eingesetzt

<sup>1</sup> De Jesús, C.; Hartmann, N. Assessing Systemic Effects of P2P Energy Trading Penetration in Germany: Scenario Comparison Using Cross-Impact Balance and Scenario-Based Energy System Analysis. In Erstellung.

werden, sondern verstärkt innerhalb dezentraler Strukturen zur Integration fluktuierender Erzeugung. Besonders im Solar-High-Szenario zeigt sich ein deutlicher Anstieg im Vergleich zum BAU-Szenario und eine zeitliche Vorverlagerung des Speicherbedarfs, da die dezentrale PV-Einspeisung vorrangig tagsüber erfolgt und zeitlich nicht mit dem Verbrauch übereinstimmt. Im All-High-Szenario fällt die Entwicklung hingegen differenzierter aus: Zwar kommt es durch die kontinuierliche, flexible Lastreduktion zu einer systemischen Entlastung, jedoch zeigen sich keine zusätzlichen Anforderungen an großskalige Speicher; teils sinkt die installierte Kapazität gegenüber dem Referenzszenario sogar ab. Die dynamische Wirkung auf den Speicherzubau ist somit primär auf selektive, PV-dominierte P2P-Strukturen zurückzuführen.

Die Entwicklung der installierten Leistung von Batteriespeichern und Wasserstoffspeichern für alle Szenarien ist in Abbildung 22 für den Zeitraum von 2025 bis 2045 dargestellt. Im BAU-Szenario wird die installierte Leistung im Jahr 2045 sowohl bei Batteriespeichern als auch bei Wasserstoffspeichern mit jeweils etwa 45 Gigawatt erwartet. Im Solar-High-Szenario ist der Ausbau hingegen deutlicher ausgeprägt. Die installierte Leistung von Batteriespeichern wird bis 2045 auf rund 50 Gigawatt ansteigen, während die wasserstoffbasierte Leistung mit etwa 45 Gigawatt auf einem vergleichbaren Niveau verbleiben wird. Der Zubau setzt zudem signifikant früher ein als im Referenzszenario, mit beschleunigten Ausbauraten ab dem Jahr 2030. Im All-High-Szenario fällt der Ausbau insgesamt moderater aus. Im Jahr 2045 wird die installierte Leistung sowohl für Batteriespeicher als auch für Wasserstoffspeicher jeweils etwa 35 Gigawatt betragen. Die Gegenüberstellung der Szenarien verdeutlicht die spezifischen Anforderungen an die Systemflexibilität. Im Solar-High-Szenario werden Speicher zur zeitlichen Verschiebung von PV-Überschüssen benötigt, während im All-High-Modell eine gleichmäßige Lastreduktion den Bedarf an zusätzlicher Speicherleistung verringert.



Abbildung 22: Batteriespeicher und Wasserstoffspeicher – installierte Leistung (2025–2045<sup>1</sup>)

In Abbildung 23 wird die Differenz der installierten Leistung von Batteriespeichern und Wasserstoffspeichern zwischen dem Referenzszenario und dem Solar-High-Szenario für 2029–2045 dargestellt. Im Mittel beträgt die zusätzliche Batterieleistung gegenüber BAU zwischen 2030 und 2035 rund 8 GW; jährliche Abweichungen liegen zwischen 2 und 8 GW. Wasserstoffspeicher sind in dieser frühen Phase nicht berücksichtigt. Erst ab 2038 ist ein signifikanter Anstieg bei den Wasserstoffspeichern zu beobachten. Bis 2042 ergibt sich eine relative Mehrleistung von etwa 12 GW bei Batterien und rund 3 GW bei Wasserstoffspeichern im Vergleich zum Referenzszenario. Die Vorverlagerung des Speicherzubaues und die stärkeren Zubauraten spiegeln die zeitliche Entkopplung

<sup>1</sup> De Jesús, C.; Hartmann, N. Assessing Systemic Effects of P2P Energy Trading Penetration in Germany: Scenario Comparison Using Cross-Impact Balance and Scenario-Based Energy System Analysis. In Erstellung.

zwischen PV-Erzeugung und Stromnachfrage im Solar-High-Szenario wider, die lokale Kurzzeitspeicher erforderlich macht.

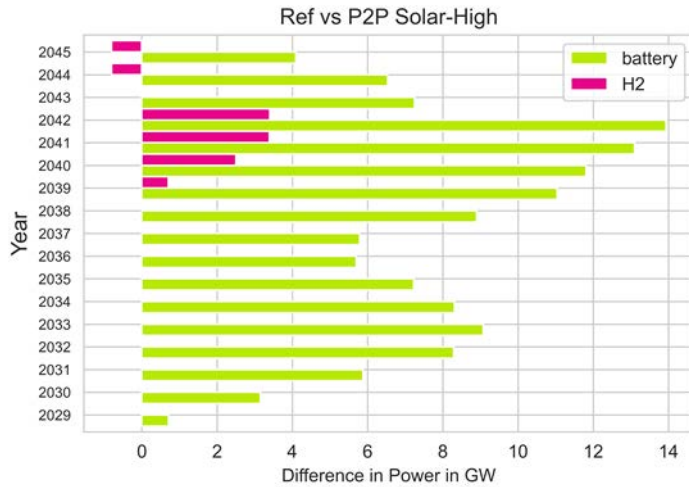


Abbildung 23: Abweichung der Speicherleistung: Solar-High vs. BAU (2029–2045)<sup>1</sup>

Die relative Veränderung der installierten Leistung von Batteriespeichern und Wasserstoffspeichern im All-High-Szenario gegenüber dem BAU-Szenario im Zeitraum von 2033 bis 2045 wird in Abbildung 24 veranschaulicht. Die negativen Balkenwerte weisen auf eine kontinuierliche Verringerung der Speicherleistung im Vergleich zum Referenzszenario hin. Die Differenz der Batteriekapazität beträgt zwischen 2033 und 2042 etwa 1 bis 8 GW, wobei der maximale Abbau um 2043 bei circa 12 GW liegt. Eine Analyse der Wasserstoffspeicher zeigt, dass bis zum Jahr 2039 kaum Veränderungen zu verzeichnen sind. Ab dem Jahr 2040 wird jedoch eine leichte Änderung erkennbar, die ab dem Jahr 2043 signifikant zunimmt. Die maximalen Differenz für Wasserstoff erreichen im Jahr 2044 und 2045 jeweils einen Wert von rund –10 GW.

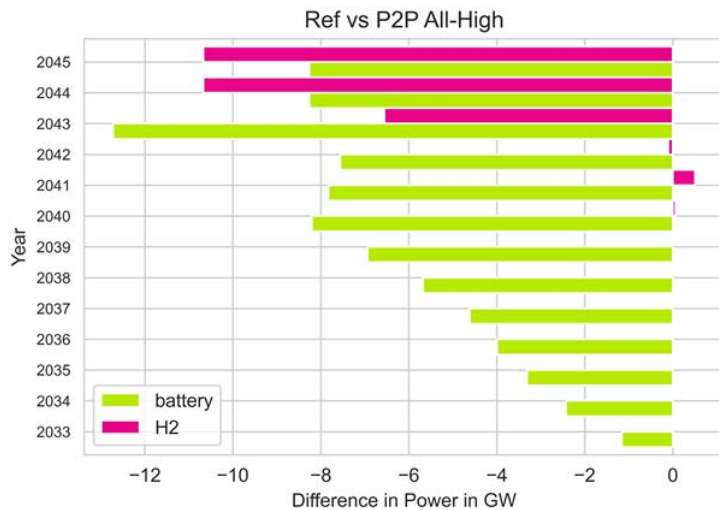


Abbildung 24: Abweichung der Speicherleistung: All-High vs. BAU (2033–2045)<sup>1</sup>

<sup>1</sup> De Jesús, C.; Hartmann, N. Assessing Systemic Effects of P2P Energy Trading Penetration in Germany: Scenario Comparison Using Cross-Impact Balance and Scenario-Based Energy System Analysis. In Erstellung.

In der Zeitspanne von 2026 bis 2030 ist im All-High-Szenario kein Effekt auf den Speicherausbau durch P2P erkennbar. Dieser Umstand ist darauf zurückzuführen, dass zu Beginn die Kosten für Batteriespeicher und Wasserstoffsysteme nicht ausreichen, um konventionelle Kohlekraftwerke zu verdrängen. In dieser Phase kann das System weiterhin auf bestehende konventionelle Kapazitäten zurückgreifen, weshalb dezentrale Speicherinvestitionen erst ab etwa 2035 wirtschaftlich werden. Das All-High-Szenario zeigt insgesamt keine Zunahme des Speicherbedarfs, sondern eine Reduktion der installierten Leistungen im Vergleich zum Referenzszenario. Dies ist auf die kontinuierliche, stündliche Reduktion der Last zurückzuführen, welche zu einer ausreichenden Entlastung der Systemreserven führt und den Bedarf an zusätzlicher Speicherflexibilität signifikant reduziert.

### 2.1.4.3 Schlussfolgerung

Die Ergebnisse der Analyse zeigen, dass eine Durchdringung von P2P-Märkten zu zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen führen kann, die über die vorgegebenen Reduktionsziele hinausgehen. Es konnte festgestellt werden, dass bereits moderate P2P gehandelte Energie messbare Emissionssenkungen erzielt. Dabei fällt der Effekt auf das Stromsystem bei einer konservativen Laststeigerung von 1 % pro Jahr am größten aus. Bei höheren jährlichen Laststeigerungen von 2 % und 3,5 % sinkt der relative Beitrag von P2P, bleibt jedoch positiv. Die Analyse zeigt, dass P2P-Märkte einen relevanten Beitrag zur Emissionsreduktion leisten können, insbesondere bei moderatem Lastwachstum. Bereits geringe Handelsvolumina haben spürbare Effekte auf zentrale CO<sub>2</sub>-Emissionen. Mit steigender P2P-Durchdringung verlagert sich der EE-Ausbau von Großprojekten hin zu dezentralen PV-Dachanlagen und Onshore-Windvorhaben.

Die Modellierung demonstriert eine signifikante Verschiebung zentraler und dezentraler Erzeugungskapazitäten durch die P2P-Durchdringung. Während die zentrale PV-Leistung in den Solar-High- und All-High-Szenarien im Vergleich zum Referenzszenario deutlich reduziert wird, verzeichnet die dezentrale P2P-Erzeugung einen entsprechenden Anstieg. Der Ansatz von P2P bedingt eine Verschiebung des EE-Ausbaus von zentralen Wind- und PV-Anlagen zu dezentralen PV-Dachanlagen. Im P2P Solar-Szenario wird eine signifikante Reduktion der zentralen PV-Kapazität im Vergleich zum Referenzszenario festgestellt, da ein substantieller Anteil des Strombedarfs durch lokale PV-Dachanlagen gedeckt wird. Im All-High-Szenario kommt es darüber hinaus zu einem Rückgang der Wind-onshore-Kapazitäten im Vergleich zum Referenzszenario, da dezentrale Windprojekte ebenfalls in P2P-Strukturen integriert werden.

In den P2P-Szenarien ist zudem ein deutlicher Rückgang des Einsatzes von Kohle- und Gaskraftwerken im Vergleich zum Referenzszenario zu verzeichnen. Diese Effekte sind darauf zurückzuführen, dass dezentral erzeugter PV-Strom und Onshore-Wind lokale Lasten im Netz decken. Konventionelle Kraftwerke werden durch P2P entlastet, da dezentrale Erzeugung Lastspitzen abfedert.

Im Solar-High-Szenario führen volatile Einspeisespitzen der PV-Dachanlagen zu einer beschleunigten Nachfrage nach speicherbasierter Flexibilität. Im All-High-Szenario hingegen dämpft eine gleichmäßige stündliche Lastreduktion den Speicherbedarf deutlich. Der Speicherbedarf variiert je nach Szenario. In Solar-High-Szenarien rechtfertigen volatile PV-Spitzen einen frühen Ausbau von Batteriespeichern und Wasserstoffspeichern, während im All-High-Modell eine gleichmäßige Lastreduktion den Bedarf deutlich senkt.

Quantitative CIB-Deskriptoren (P2P-Marktdurchdringung, EE-Ausbau, Flexibilität) können direkt in das Energiesystemmodell integriert werden, während qualitative Einflussgrößen (Marktstrukturen, Betreiberlogiken) lediglich indirekt berücksichtigt sind. Um die Umsetzung qualitativer Deskriptoren zu verbessern, empfiehlt es sich, Szenarien mit

narrativen Elementen zu verbinden — etwa durch Stakeholder-Befragungen, agentenbasierte Modellierung oder Multi-Kriterien-Analysen — und diese Ergebnisse iterativ in das Modell einzuspeisen.

## 2.2 Feldversuch

### 2.2.1 Energy Community in Aschaffenburg

#### 2.2.1.1 Vorgehen

Anhand des Neubaugebietes im Anwandeweg in Aschaffenburg sollte die neu gegründete Aschaffener Strom Community abgebildet werden. Aufgrund Bauverzögerungen und der damit geringen Nachfrage hat die Aschaffener Versorgungs-GmbH (AVG) das Community Modell als eigenen Bilanzkreis abgebildet und auf das gesamte Stadtgebiet erweitert. Ziel der Community ist die intelligente Vernetzung aller Teilnehmer der Strom-Community („Prosumer“). Durch den Einsatz digitaler Plattformen und Messsysteme wird sichergestellt, dass nicht verbrauchter Strom aus den Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen und Brennstoffzellen) anderen Community-Mitgliedern zur Verfügung gestellt wird. Abgebildet wurde das über einen eigenen Bilanzkreis, der die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten der Teilnehmer darstellt, sowie über ein Energiemanagementsystem.

Jedes Community-Mitglied erzeugt Strom mit einer eigenen Photovoltaikanlage und/oder einer Brennstoffzelle und betreibt mindestens einen steuerbaren Verbraucher (Wärmepumpe, Wallbox, Heimspeicher). Die Daten fließen im Energiemanagementsystem (Coneva Smartbox) zusammen, wo der Eigenverbrauch optimiert und der überschüssige Strom mit anderen geteilt werden kann. Über die Smartbox wird erfasst, wie viel Strom erzeugt, verbraucht oder eingespeist wird. Reicht die Eigenproduktion nicht aus, können Mitglieder Strom aus dem Community-Pool beziehen.

Überschüssiger Strom wird den anderen Community Teilnehmern zur Verfügung gestellt und dem Stromerzeuger über den Community Preis vergütet. Erzeugt das Community Mitglied weniger Strom als es im Abrechnungszeitraum benötigt, wird die Differenz ebenfalls zum Community Preis bewertet und in Rechnung gestellt. Die Abrechnung des Community Dienstleistungsentgelts erfolgt dabei zum 30.6 und zum 31.12.

Die AVG tritt nicht mehr als klassischer Stromlieferant auf, sondern übernimmt die koordinierende Rolle als Community-Manager. Sie stellt die technische Plattform, betreut die Speichersteuerung, übernimmt die Abrechnung der Stromflüsse innerhalb der Community und sorgt für einen fairen und transparenten Ausgleich unter den Mitgliedern.

#### 2.2.1.2 Praxiserfahrungen

Die Aschaffener Strom-Community stieß grundsätzlich auf hohes Interesse seitens der Nutzer. Dieses Interesse wurde durch die Energiekrise zusätzlich verstärkt, was die Relevanz gemeinschaftlicher Energielösungen unterstreicht. Die Teilnehmer lassen sich dabei vor allem in folgende Gruppen kategorisieren:

Bauherren, die durch ihr Interesse an Smart-Home-Technologien eine Affinität zu Community-basierten Energielösungen aufweisen, Betreiber von Photovoltaik-Anlagen, mit einer Laufzeit von über 20 Jahren, die nach geeigneten Vermarktungsformen für ihren PV-Strom suchen, Betreiber neuer PV-Anlagen, bei denen die Einspeisevergütung gering ist, sowie Prosumer, bei denen der regionale Ansatz und die lokale Gemeinschaft im Vordergrund stehen. Diese vielfältigen Nutzergruppen spiegeln die breite Akzeptanz und das Potenzial der Community-Modelle wider, um nachhaltige und wirtschaftlich sinnvolle Energielösungen zu fördern.



Die Komplexität beim Einrichten der Voraussetzungen für die Teilnahme an der Strom-Community beginnt bereits bei der Installation. Ein häufig auftretendes Problem ist unzureichender Platz im Zählerschrank, was schnell zu erhöhten Kosten und aufwändigeren Installationsprozessen führen kann. Um solchen Herausforderungen effektiv zu begegnen, sind ein strukturierter Ablauf sowie die Verwendung von Checklisten von enormer Bedeutung, um Fehler zu vermeiden und die Effizienz zu steigern. Die Komplexität des deutschen Energiemarkts ist für potenzielle Teilnehmer einerseits wenig transparent und kaum nachvollziehbar. Andererseits führt diese Komplexität dazu, dass auf Basis des bestehenden Marktes in der Fläche vermarktbar und praktikable Lösungen erschwert oder sogar verhindert werden. Innovative, vollautomatisierte Lösungen, die für die Teilnehmer nur schwer verständliche Abrechnungsergebnisse liefern, werden nur dann breit akzeptiert, wenn sie einen dauerhaft garantierten ökonomischen Vorteil gegenüber der klassischen Einspeise- und Verbrauchsabrechnung bieten. Ohne klare wirtschaftliche Vorteile ist die Bereitschaft der Nutzer, sich auf komplexe und teilweise schwer nachvollziehbare Systeme einzulassen, gering. Die Prozesse müssen für den Kunden transparent und einfach dargestellt werden, was durch die beschriebenen Herausforderungen nicht ohne weiteres möglich ist.

Die notwendige Bilanzierung sollte nicht ausschließlich auf synthetischen, idealisierten Erzeugungs- und Verbrauchslastprofilen basieren. Stattdessen sind individuell gemessene, reale Lastverläufe auch bei geringen Einspeisemengen und Verbräuchen von großer Bedeutung. Diese realen Daten ermöglichen eine genauere und zuverlässigere Abbildung der tatsächlichen Energieflüsse und damit eine Optimierung der Strom-Community. Durch den Einsatz von Smart Metern wird sich dieses Problem in Zukunft voraussichtlich deutlich verbessern, da sie eine präzise und kontinuierliche Messung der realen Lastverläufe ermöglichen. Damit wird die Bilanzierung genauer und die Steuerung des Energiesystems effizienter.

Autarkie, die Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz, ist für die Teilnehmer ein wichtiger Faktor, insbesondere im Vergleich zur reinen Ökonomie. Allerdings lässt sich Autarkie aufgrund der vernetzten, energietechnischen Infrastruktur nur in abgrenzbaren Versorgungssystemen mit 100% Teilnehmern (also mit Teilnahmepflicht) realisieren. Sowohl die Ökonomie als auch die Autarkie gelten als die wichtigsten Argumente für die Vermarktung solcher Systeme. Die ökologische Komponente wird eher als „nice to have“ betrachtet, also als zusätzlicher Vorteil, aber nicht der Hauptfokus. Außerdem muss die Entwicklung an der Strombörse berücksichtigt werden, insbesondere die Tendenz zu negativen Preisen. Reiner PV-Strom ist zu Zeiten, in denen ihn viele haben, finanziell betrachtet oft nichts wert bzw. verursacht der PV-Strom bei negativen Spotmarktpreisen Kosten, was bei der Planung und Vermarktung der Community beachtet werden sollte. Es ist wichtig, die Community vor äußeren Einflüssen zu schützen bzw. die Auswirkungen dieser möglichst gering zu halten, um Stabilität und Effizienz im System zu gewährleisten.

#### **2.2.1.4 Betrieb der Community**

Die Aschaffener Strom Community hatte 18 aktive Teilnehmer. Die Abrechnung der erzeugten Strommengen, des Stromverbrauchs sowie der Community-Dienstleistungen erfolgte halbjährlich, jeweils zum 30. Juni und zum 31. Dezember. Dabei wurde die erzeugte Energie den Verbrauchswerten gegenübergestellt.

Ist die Stromerzeugung und der Verbrauch im jeweiligen Abrechnungszeitraum ausgeglichen, fallen lediglich die Dienstleistungsentgelte für die Community an. Bei einer höheren Erzeugung als Verbrauch erhält der jeweilige Teilnehmer den Überschuss zum Community-Preis vergütet. Umgekehrt zahlt er für den benötigten Strom ebenfalls den Community-Preis. Dieses Abrechnungssystem sorgt für eine faire und transparente

Verteilung der Energieressourcen innerhalb der Community und fördert eine nachhaltige Nutzung der erzeugten Energie.

Konkret implementierte die AVG ein Energiemanagementsystem, welches eine zählpunktbezogene Eigenverbrauchsoptimierung auf Basis der steuerbaren Verbrauchs- oder Speichereinheit durchführt. Erzeugungsüberschuss aus den PV-Anlagen der Teilnehmer wird der Community zugeführt und in der Gesamtheit aller Teilnehmer bilanziert. Durch die Nutzung der steuerbaren Verbrauchs- und Speichereinheiten der Teilnehmer soll diese netzbezogene Community aktiv optimiert und der Autarkiegrad gesteigert werden.

Jeder Teilnehmer kann über das Energiemanagementsystem die Energieflüsse in seinem Haushalt und die in der Community per Smartphone-App von überall aus überwachen und analysieren. Der Teilnehmer, der mindestens so viel Strom innerhalb eines Abrechnungszeitraums erzeugt, wie er im gleichen Zeitraum verbraucht, erhält keine Stromrechnung mehr. Es ist lediglich eine Dienstleistungspauschale zu zahlen, mit der der Betrieb der Community, die Bereitstellung des Energiemanagementsystems und die Nutzung der App abgegolten wird.

### 2.2.1.5 Fazit und Fortgang

Community-Konzepte die in der Fläche erfolgreich sein sollen, müssen folgende Kriterien erfüllen:

- Einfache Implementierung aller teilnehmenden Systeme.
- Ökonomische Anreize zur Verbrauchsanpassung in Abhängigkeit der Energieverfügbarkeit.
- Transparente, einfach nachvollziehende Abrechnung von Verbrauch und Erzeugung.
- Abrechnungsmethodik sollte möglichst unabhängig von „Verwerfungen“ am Energiemarkt sein (Base-Peak-Verhältnis, Transportentgelte, etc.)
- Vereinfachte rechtliche Rahmenbedingungen und flächendeckender Einsatz von intelligenten Messsystemen.

Die Abrechnung der Community muss für den Prosumer transparent und einfach nachvollziehbar sein. Der Betreuungsaufwand für die Community Teilnehmer ist sehr hoch, da die Fragen individuell sind. Die Abrechnungsmethodik sollte resilient gegenüber „Verwerfungen“ am Energiemarkt sein. (Base-Peak-Verhältnis, Netzentgelte, etc.)

Ohne Anpassung der rechtlichen Rahmenbedingungen und ohne die Nutzung intelligenter Messsysteme ist die Community nicht massentauglich. Die entstehenden Kosten und der Aufwand für die Einbindung der Teilnehmer sind dem Nutzen nicht angemessen.

Ein wesentlicher Punkt ist die Komplexität der Abrechnung, die für die Teilnehmer schwer verständlich und nachvollziehbar ist. Die hinterlegte Formel zur Berechnung des Community-Entgelts ist für Privatkunden zu komplex gestaltet, was die Akzeptanz und die Massentauglichkeit des Konzepts erheblich einschränkt.

**Berechnung des Entgelts für die Dienstleistung der Aschaffener Strom-Community**

$$DPO_0 = GP + Z_{RSP} \times 0,23 + \left( \sum Z_{ERR} \right) \times -0,04$$

- DP<sub>0</sub>= Dienstleistung-Pauschale in Euro pro Jahr
- DP<sub>1</sub>= Dienstleistungspauschale bei Überschreiten des maximalen Verhältnisses von Stromerzeugung zu Stromverbrauch
- Ist das Verhältnis Gesamterzeugung / Gesamtverbrauch ≥ 1.5 dann gilt
- $$DP_1 = DP_0 \times 1 \times e^{(0,03 \times (Z_{ERR} + Z_{RSP}))}$$
- GP= Grund-Preis in Euro, abhängig von:
- a) der Gesamt- Anschlussleistung der schaltbaren Verbraucher, wobei:
- $$P_{TOT} = P_{WB1} + P_{WP1} + P_{KAL} + P_{TOT1} + P_{HS1}$$
- $$P_{WB1} = P_{WB0} \times 0,5$$
- $$P_{WP1} = P_{WPD} \times 0,5$$
- $$P_{KAL} = P_{KAD} \times 0,5$$
- $$P_{TOT1} = P_{TOT0} \times 0,5$$
- $$P_{HS1} = P_{HS0} \times 1,5$$
- b) Nur PV-Stromerzeugung:  
 GP = 330 – 2,5 × P<sub>TOT</sub>
- PV-Stromerzeugung und eine weitere Strom-Erzeugungsanlage (z.B. Brennstoffzelle oder BHKW):  
 GP = 290 – 2,5 × P<sub>TOT</sub>

Abbildung 14: Community Vertrag – Ausschnitt Preisblatt

Darüber hinaus führte die halbjährliche Rechnungsstellung zu zahlreichen Rückfragen und Unsicherheiten bei den Teilnehmern, was den administrativen Aufwand deutlich erhöhte. Der zeitliche und personelle Aufwand, der für die Abwicklung notwendig ist, steht in keinem Verhältnis zum tatsächlichen Stromabsatz der lediglich 18 Community-Teilnehmer.

Insgesamt zeigt sich, dass das Community-Modell in seiner aktuellen Form nicht die gewünschte Effizienz und Akzeptanz erreicht hat. Für eine zukünftige Umsetzung ähnlicher Konzepte wäre es notwendig, die Einrichtungs- und Abrechnungsprozesse zu vereinfachen und transparenter zu gestalten, um eine breitere Akzeptanz und damit eine nachhaltige Nutzung zu gewährleisten.

Die Einführung der dynamischen Tarife, sowie die Situation an den Strombörsen (negative Preise an sonnigem Sonn-/Feiertag werden die Situation bzgl. der Strom-Community nachhaltig beeinflussen.

Durch die Kündigung seitens der Coneva ist die transparente Darstellung / Visualisierung der Energieflüsse und damit das Herzstück der Community zukünftig ungelöst. Die Strom-Community wurde daher in Aschaffenburg zum 31.12.2024 beendet.

**2.2.2 Prognosen und Prognosetreue**

Um einen Bilanzkreis gut bilanzieren zu können sind gute Prognosen essenziell. Innerhalb des Projekts BKM 2.0 wurden die folgenden zwei Fragen beantwortet:

1. Helfen Prognosen auf niedriger Ebene beim Bilanzkreismanagement?
2. Welche Vor- und Nachteile hat ein prognosebasiertes Verfahren gegenüber dem SLP-Verfahren bei einer Energy-Community?
3. Sollte ein Quartierspeicher zum Ausgleich der Prognoseabweichungen eingesetzt werden?

Methodisch wurde ein qualitativer Vergleich von verschiedenen Prognosemethoden durchgeführt, sowie qualitative Experteninterviews zum Thema.

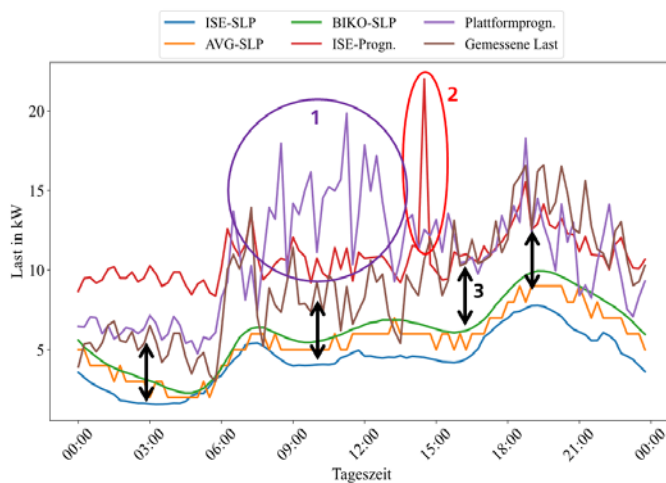
### 2.2.2.1 Vergleich der Prognosemethoden und Quantifizierung des Mehrwerts

Bei der quantitativen Gegenüberstellung verschiedener Prognosen wurden verschiedene Standardlastprofilverfahren, eine Prognose des Fraunhofer ISE, basierend auf dem k-Nearest-Neighbor Verfahren, sowie eine kommerzielle Prognose, basierend auf einer hierarchischen ARIMA-Methode, verglichen. In Abbildung 15 a) ist das Ergebnis anhand eines repräsentativen Beispieltages dargestellt. Es lässt sich festhalten, dass:

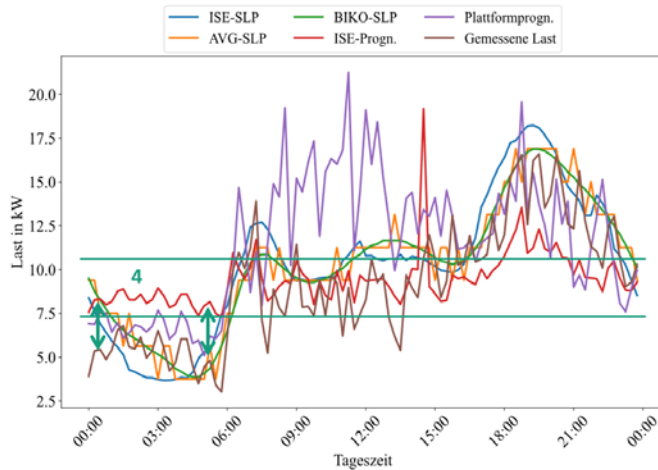
1. Eine systematische Überschätzung der Mittagslast durch die kommerzielle Plattformprognose (hierarchische ARIMA Methode) erfolgte.
2. Einzelne Lastspitzen unvorhersagbar auftreten. Beide Prognoseverfahren lernen, dass Lastspitzen auftreten und wann diese statistisch am wahrscheinlichsten sind. Die einzelne Lastspitze kann aber nicht vorhergesagt werden.
3. Eine systematische Unterschätzung der Saisonalität durch die drei SLP auftrat. Wahrscheinlich ist dies zurückzuführen auf die Wärmepumpen.

Für eine bessere Evaluation der Tagescharakteristik wurde eine Skalierung auf identische Monatsenergien vorgenommen (Abbildung 15 b). Es lässt sich zusätzlich festhalten, dass:

4. Die ISE Prognose eine hohe Grundlast aufweist.



a) Ohne Skalierung (Rohdaten)



b) Skaliert auf identische Monatsverbräuche

Abbildung 15: Gegenüberstellung der Prognosen anhand eines repräsentativen Beispieltages

Um beurteilen zu können, wie sich die Prognosen auf die tatsächliche benötigte Ausgleichsenergie auswirken wurden in Abbildung 16 die den Verfahren zugehörigen Energien im Betrachtungszeitraum dargestellt. Der sich ergebenden regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP) sind kein sinnvoller Güteindikator, da hier Prognoseuntreue zufällig belohnt werden kann, weswegen hier Energien und keine Kosten dargestellt sind.

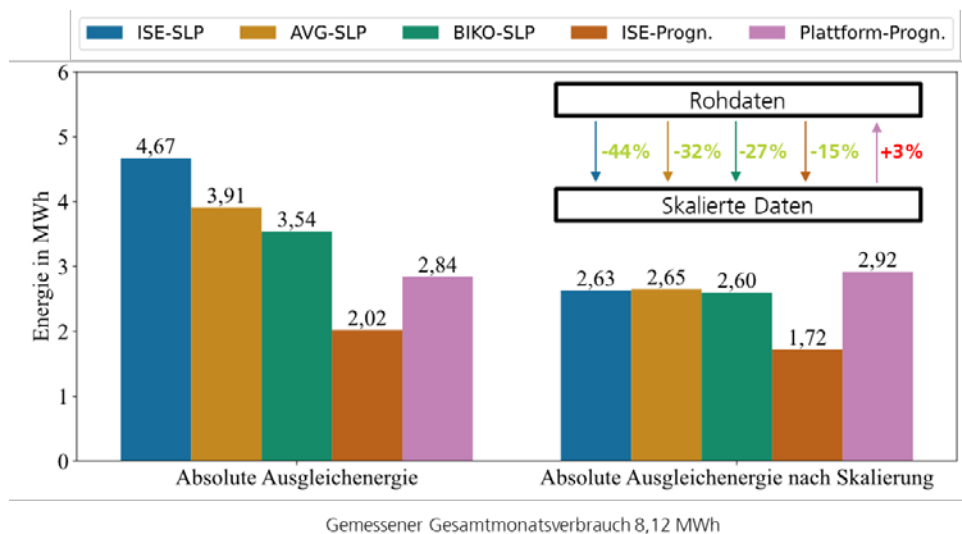


Abbildung 16: Benötigte Ausgleichsenergie nach Prognoseverfahren

Aus den beobachteten Ergebnissen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- Durch eine regelmäßige Anpassung der SLP-Verfahren an die monatlichen Energieverbräuche ließe sich deren Qualität stark verbessern
- Die Plattformprognose bildet den Tagesenergieverbrauch bereits gut ab. Eine Skalierung erhöht die Ausgleichsenergiemenge
- Die ISE-Prognose verursacht ca. 35% weniger Ausgleichsenergie gegenüber der skalierten SLP, die Plattformprognose hingegen ca. 10% mehr

Insgesamt lassen sich die folgenden zwei Aussagen für die im Projekt betrachtete Community und die betrachteten Prognosemethoden festhalten:

- Ohne Skalierung schneiden die Prognosen besser ab, mit Skalierung ist die Aussage uneindeutig.
- Insgesamt sollten Prognosen immer wieder mit der Realität abgeglichen und nachjustiert werden. Derzeit sind bestehende Verfahren nicht zwingend besser als ein SLP Verfahren.

Aus den qualitativen Experteninterviews mit Vertreter\*innen von EVUs, BKVs aus der Forschung und Beratung lassen sich zusätzlich die folgenden Aussagen zusammenfassen:

- Synthetische SLP können das Verbrauchsverhalten nicht mehr realitätsnah abbilden
- iMSys ermöglichen Anpassung von SLP und Verwendung von Prognoseverfahren
- Insbesondere für Netzbetreiber und Endkunden können durch Prognoseverfahren Vorteile entstehen
- Prognoseverfahren ermöglichen kurzfristige Anpassungen von Verbrauch und Erzeugung und können netzdienliche Verbrauchsanpassungen fördern
- Prognoseverfahren bringen zwar Vorteile für das BKM, sind jedoch aufgrund des hohen Aufwands noch nicht rentabel (komplexe und teure Software sowie Hardware)

### 2.2.2.2 Ausgleich der Prognoseabweichung durch einen Quartierspeicher

Zur Beantwortung der Frage, ob ein Quartierspeicher zur verbliebenen Prognoseabweichung nach optimierter Prognose eingesetzt werden sollte, wurde eine Speichersimulation mit verschiedenen Speichergößen durchgeführt. Hierbei ist anzumerken, dass ein vollständiger Ausgleich der Prognoseabweichung nur bei identischer Energiemenge der positiven wie negativen Werten möglich ist. Im optimierten Betrieb würde aber der Speicher in den Prognosen bzw. dann in den Fahrplänen des Speichers integriert werden, so dass der Speicher immer wieder in die Balance gebracht werden würde. Die Rückwirkung des Speichers auf die Prognose wurde nicht untersucht. Es wurden drei verschiedene Speicherdimensionen untersucht und den Prognosemethoden gegenübergestellt. Das Ergebnis ist in Tabelle 8 dargestellt. Es lässt sich festhalten, dass ein Ausgleich zwischen 32% und 71% möglich wäre, dafür die Batterie aber sehr groß dimensioniert werden müsste. Mit einer realistischen Speichergöße von 80 kWh könnten zwischen 29% und 55% der Prognoseabweichung ausgeglichen werden.

Tabelle 8 Batterievergleich nach Verfahren für Ausgleich der Prognoseabweichung

	„Max. Ausgleich“		„90% Ausgleich“		„Pauschal 80 kWh“	
	Ausgleich	Kapazität	Ausgleich	Kapazität	Ausgleich	Kapazität
AVG-SLP	46,65 %	288 kWh	41,89 %	175 kWh	35,79 %	80 kWh
ISE-Progn.	70,99 %	314 kWh	64,04 %	200 kWh	54,86 %	80 kWh
Plattform-Progn.	32,33 %	174 kWh	28,85 %	80 kWh	28,85 %	80 kWh

Vergleich mit identischer Speichergöße

Insgesamt lässt sich in Bezug auf den Speicher festhalten:

- Durch Communityspeicher und große flexible Verbraucher kann innerhalb einer Energy Community eine bessere Steuerung und Optimierung erfolgen und Prognoseabweichungen abgefangen werden
- Flexibilitäten sind mit hohen Investitionskosten verbunden und nicht zwangsweise wirtschaftlich. Ein Speicher zum reinen Ausgleich der Prognoseabweichung ist nicht sinnvoll, in Kombination mit anderen Anwendungen (Multi-Use Betrieb) kann ein Community Speicher jedoch sinnvoll sein.

### 2.2.3 Bilanzkreismanagement 2.0

#### 2.2.3.1 Anforderungen aus heutiger Sicht

Das BKM bildet den Rahmen, der für eine stabile Energieversorgung im deutschen Stromnetz sorgt. Für ein stabiles Stromnetz ist eine zuverlässige Energieerzeugung- und -verteilung unerlässlich. Das bedeutet, dass nicht nur dauerhaft Energie erzeugt wird, sondern, dass zu jedem Zeitpunkt genauso viel Energie erzeugt wie verbraucht wird. Dies gilt für das große Europäische Verbundnetz, lässt sich aber auch auf die Community Ebene anwenden. Aufgrund der Homogenität von Strom im Netz ist der physikalische Fluss einer bestimmten eingespeisten Strommenge nicht einfach nachverfolgbar und ein System für die Zuordnung von Ein- und Ausspeisungen ist notwendig. Zu diesem Zweck müssen nach § 4 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) innerhalb der vier Regelzonen Bilanzkreise gebildet werden, die über die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) jeweils einem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zugeordnet sind. Sub-Bilanzkreise, zum Beispiel innerhalb einer Energy Community, deren Verantwortung an den übergeordneten Bilanzkreis übertragen wird, sind zulässig. Zwecks Zuordnung und eindeutiger Identifizierung erhält jeder Bilanzkreis einen Energy Identification Code (EIC). Bilanzkreise bestehen aus einer beliebigen Anzahl von Einspeise und Entnahmestellen innerhalb der Regelzone. Einspeiser können in mehreren Bilanzkreisen aktiv sein, Verbraucher hingegen müssen eindeutig einem einzigen zugeordnet sein. Die Einspeise- und Entnahmestellen werden auch Zählpunkte genannt. Die Bilanzkreise stellen hierbei jeweils ein Energiemengenkonto eines Bilanzierungsgebiets für die Abrechnung von Stromlieferungen dar. Es handelt sich bei Stromlieferungen technisch und wirtschaftlich um zwei voneinander getrennte Vorgänge. Gehandelte Stromlieferungen können daher physische Lieferungen beinhalten, aber auch rein finanzielle Produkte sein.

Mit der Einführung von Peer-2-Peer Handel für den Stromhandel zwischen (auch) kleineren Akteuren (Erzeugern, Verbrauchern, Betreibern flexibler technischer Komponenten) stellt sich die Frage, ob und welche Besonderheiten sich hinsichtlich der kommunikativen Vernetzung der Partner und der prozessualen Datenflüsse ergeben. Im aktuellen System der Stromversorgung in Deutschland existieren für kleinere Akteure eine Reihe vereinfachender Regelungen gegenüber den energiewirtschaftlichen und regulatorischen Anforderungen. So wird beispielsweise die Beschaffung und bilanzielle Behandlung der Strommengen kleinerer und mittlerer Verbraucher über Standardlastprofile (SLP) realisiert oder eine Einspeisung aus EEG-Anlagen ohne Direktvermarktung auch ohne die Erstellung von Zeitreihen für die prognostizierten Einspeisemengen durch die Anlagenbetreiber zugelassen. Mit dem Übergang zu einem „intelligenten“ Smart Grid Betrieb sowie dem Rollout von Smart Metering Systemen ist aber ein klarer Trend sichtbar, auch kleinere Akteure im Energiesystem zu systemdienlichen Verhalten zu motivieren, was u.a. individualisierte Prognosen und Fahrpläne für Einzelakteure beinhaltet.

#### 2.2.3.2 Themenkomplexe des zukünftigen BKM

Im derzeitigen BKM werden Großteile des täglichen Strombedarfes durch den Bilanzkreisverantwortlichen an der Strombörse (z.B. EPEX) oder über Handelspartner (OTC= over the counter) eingedeckt. Dabei werden die Bilanzkreise durch initiale Day-ahead Prognosen ausgeglichen.

Dies erfolgt derzeit üblicherweise am Spotmarkt in einer Stundenauktion bis 12:00 Uhr für den Folgetag und drei weiteren Auktionen im Viertelstundenraster um 15:00 Uhr und 22:00 Uhr vor dem Liefertag und in einer weiteren um 10:00 Uhr des Liefertages für die zweite Tageshälfte.

Ab Herbst dieses Jahres wird es dann auch schon um 12:00 Uhr die Möglichkeit einer Eindeckung im Viertelstundenraster geben. Die drei Folgeauktionen bleiben bestehen. Diese Angleichung der zeitlichen Granularität der Spotmärkte an die kontinuierlichen Intradaymärkte eröffnet bessere und genauere Eindeckungen der Bilanzkreise und flexiblere Eingriffe bei sich regelmäßig ändernden Prognoseanpassungen. Die sich dahingehend verbesserten Möglichkeiten auf Flexibilitäten, Absatz und auch erzeugungsseitig zu reagieren, belassen aber die kleinste handelbare Menge immer noch bei 100 kW. Das heißt somit im Umkehrschluss, dass der BKV Kleinstmengen nicht handeln kann.

Neben der täglichen Spoteindeckung müssen BKV täglich (mehrmals) Energiefahrpläne an die Übertragungsnetzbetreiber (siehe Abbildung 2) senden. In diesen Fahrplänen werden sämtliche Energiemengen wie Prognosen, Börsengeschäfte (Spot- und Terminlieferungen) und sonstige Handelsgeschäfte aufgeführt.

## Fahrplan

Msg-ID / TS-ID	1964868 / 14042179	1964868 / 14042178	1964868 / 14042177
Msg-Ident	11XMUSTER—SLDFSADE	11XMUSTER—SLDFSADE	11XMUSTER—SLDFSADE
TS Ident	rrs11XFC-CONS-----0	rr11XFC-PROD-----Es	rr11XSUEDWESTSTRO8s
TS-Typ / TS-Version	consumption / 2	production / 2	intern / 2
Msg-Status (acc, rej)	aktuell / acc	aktuell / acc	aktuell / acc
TS-Status (acc, rej)	offen	offen	offen
ANO-/CNF-Status	matching	matching	matching
Empfänger	10XDE-EON-NETZ-C	10XDE-EON-NETZ-C	10XDE-EON-NETZ-C
Absender	11XMUSTERBCKSTRO1	11XMUSTERBCKSTRO1	11XMUSTERBCKSTRO1
FP-Tag	25.06.2021	25.06.2021	25.06.2021
von RZ	10YDE-EON-----1	10YDE-EON-----1	10YDE-EON-----1
an RZ	10YDE-EON-----1	10YDE-EON-----1	10YDE-EON-----1
von BK	11XMUSTERBCKSTRO1	11XFC-PROD-----E	11XSUEDWESTSTRO8
an BK	11XFC-CONS-----0	11XMUSTERBCKSTRO1	11XMUSTERBCKSTRO1
BusinessType	A04	A01	A02
Capacity Contract Type			
CAP - Ident			
MeteringPoint			
Vertrag-Nr			
Product	8716867000016	8716867000016	8716867000016
ObjectAggregation	A01	A01	A01
Einheit	MW	MW	MW
Arbeit	5,742 ▲	2,310 ▼	3,432 ▼
01 00:00 - 00:15	0,165	0,098	0,067
02 00:15 - 00:30	0,154	0,099	0,055
03 00:30 - 00:45	0,146	0,099	0,047
04 00:45 - 01:00	0,139	0,100	0,039
05 01:00 - 01:15	0,133	0,099	0,034
06 01:15 - 01:30	0,128	0,099	0,029
07 01:30 - 01:45	0,125	0,100	0,025
08 01:45 - 02:00	0,123	0,100	0,023
09 02:00 - 02:15	0,121	0,100	0,021
10 02:15 - 02:30	0,120	0,100	0,020
11 02:30 - 02:45	0,119	0,101	0,018

Abbildung 17 Fahrplan

Diese Fahrpläne müssen gemäß den Marktregeln eine ausgeglichene viertelstündliche Leistungsbilanz ausweisen. Die kleinste Granularität ist hier 1 kW (im Gegensatz zu 100 kW an den Strombörsen). Allein daraus ergibt sich schon eine gewisse Unschärfe.

Die schon seit langem gültigen Standardlastprofile (SLP) stehen einem echten P2P im Wege und bringen keinen Mehrwert. Die SLP bilden ein Profil ab, welches den Haushaltskunden zugewiesen wird. Diese Profile sind mit dem heutigen Verbrauchsverhalten nicht mehr konform. Prognostiziert werden die SLP nach dem zugrundeliegenden Profil, genauso wie die Bilanzierung durch den Netzbetreiber. Abweichungen zwischen Profil und dem realen Verbrauchsverhalten sind eine logische Entwicklung.

Abhilfe schaffen aber mittlerweile die intelligenten Messsysteme (IMS), die auch in diesem breiten Haushaltskundensegment eine viertelstündliche Messung erlauben. Diese Angleichung der Granularitäten in der Prognoseerstellung, Spotausgleich, Intradayanpassung, Fahrplanmeldung und Bilanzierung sind ein weiterer Schritt in ein künftig flexibleres Bilanzkreismanagement. Kleinst- oder auch kleinere Mengen können dadurch vom BKV in handelbare Größen gebracht und vermarktet werden. Prognoseupdates könnten mehrmals täglich ausgeglichen werden.

### 2.2.3.3 Einordnung der Optionen zum zukünftigen Strommarktdesign aus Sicht von BKM

Aus dem Optionenpapier zum zukünftigen Strommarktdesign<sup>1</sup> sind insbesondere vier Mechanismen relevant im Bereich Bilanzkreismanagement. Im Folgenden sind die Optionen kurz erläutert und aus Sicht des Bilanzkreisverantwortlichen qualitativ eingeordnet:

#### **Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging:**

Diese Option stellt eine Weiterentwicklung der Hedgingpflicht entsprechend der neuen EU-Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung zu einer erweiterten Absicherungspflicht dar.

„Diese soll die Versorger anhalten, ihre Beschaffungsmengen gezielt auch gegen Preisspitzen und damit für Situationen hoher Knappheit abzusichern.

Konkret verpflichtet wären sinnvollerweise die Bilanzkreisverantwortlichen (BKVs). Sie führen bereits ein virtuelles Energiemengenkonto und sie müssen letztlich auch die neue EU-Hedgingverpflichtung umsetzen, da sie für die Strombeschaffung und Preisabsicherung verantwortlich sind und bei ihnen bereits die für die Umsetzung des Mechanismus notwendigen Daten vorliegen.

Damit der Mechanismus funktioniert und tatsächlich zusätzliche Erlöse für die Anbieter von steuerbaren Kapazitäten entstehen, muss sichergestellt sein, dass die BKVs jederzeit gegen Preisspitzen abgesichert sind. Bei Verstößen gegen die Absicherungspflicht würden Strafzahlungen fällig. Diese Strafzahlungen sind nicht neu und bestehen schon heute im Fall unausgeglichener Bilanzkreise, wenn Lieferanten nicht ausreichend Strom am Markt beschafft haben, um ihre Endkunden zu beliefern. Die notwendigen Informationen könnten zum Beispiel über die Auswertung von Handelsgeschäften generiert werden, die auf Basis der EU-REMIT-Verordnung<sup>17</sup> standardmäßig erfasst werden.“

Die BKVs sind bereits verpflichtet, die aktuellen EU-Verordnungen umzusetzen. Grundsätzlich ist diese Option eine Weiterführung eines bereits bestehenden Mechanismus, der dennoch eine Ertüchtigung des BKV erfordert. Bislang beschränkt sich das BKM weitgehend auf den synchronen Mengenausgleich zwischen Stromproduktion und -konsum. Die Preisabsicherung an den Terminbörsen liegt in der Verantwortung des Versorgers bzw. primär in der Rolle Lieferant und fokussiert hierbei derzeit nahezu ausschließlich auf Base- und Peakbänder. Ein Spitzenpreishedging würde bislang nicht oder kaum verfügbare Terminprodukte erfordern und die Rolle der BKV müsste für diese neue Aufgabe erst umfassend ertüchtigt werden. Die dafür notwendigen

---

<sup>1</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), Strommarktdesign der Zukunft, 2024, online verfügbar unter [https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=18](https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18), zul. geprüft am 30.06.2025

Transaktionskosten sind zwar schwer abschätzbar, aber dürften bei einem Vielfachen der aktuellen Transaktionskosten der Rolle BKV liegen.

### **Dezentraler Kapazitätsmarkt (DKM):**

Stromversorger sind verantwortlich für die Absicherung ihrer Lieferungen. Der DKM erfordert hohen bürokratischen Aufwand und erhöht die BKV-Kosten erforderlich. Die (dezentrale) Verantwortung jedes einzelnen Marktakteurs würde ebenfalls (siehe Option 1) einen deutlichen Anstieg der Transaktionskosten verursachen. Sollte die Verantwortung für die Eindeckung der Kapazität primär auf den BKV übertragen werden, würde dies eine deutliche Ausweitung des Aufwands dieser Rolle bedürfen. Die regionale Komponente wäre bei der aktuellen Ausgestaltung der Bilanzkreise schwer abbildbar.

### **Zentraler Kapazitätsmarkt:**

Hierbei werden flexible Kraftwerkskapazitäten zentral ausgeschrieben und vergeben. Wesentliche Änderungen für Bilanzkreisverantwortliche sind nicht zu erwarten. Im Vergleich zum Spitzenpreishedging und dem Dezentralen Kapazitätsmarkt dürfte dies zu den geringsten Änderungsanforderungen an die heutige BKV-Rolle führen. Die bei den zentralen Akteuren entstehenden Umlagen würden 1:1 durch die BKV weitergereicht. Die Herausforderung für die BKV ist damit vergleichsweise gering.

### **Kombinierter Kapazitätsmarkt:**

Dieser kombiniert zentrale Ausschreibung mit dezentralem Zertifikatehandel. Es ist davon auszugehen, dass der Kontrollaufwand dieser Variante vergleichbar ist zum dezentralen Kapazitätsmarkt. Die dadurch resultierenden Mehrkosten im BKM sind jedoch abhängig von der Gewichtung der zentralen und dezentralen Komponente. Bei geringerer Gewichtung der dezentralen Komponente ist davon auszugehen, dass Mehrkosten und Mehraufwand geringer ausfallen als bei der Umsetzung eines reinen dezentralen Kapazitätsmarktes.

### **Gebotszonensplit:**

Ein möglicher Gebotszonensplit, wie im Bidding Zone Review of the 2025 Target Year<sup>1</sup> diskutiert, wäre in der Erwartung der Bilanzkreisverantwortlichen mit Mehrkosten verbunden. Da die Bilanzkreise der ÜNB bereits separat geführt werden, wird von einer technischen Umsetzbarkeit, auch Software-seitig, ausgegangen. Jedoch dürfte der Bilanzkreisausgleich zwischen den Gebotszonen mit höheren Kosten verbunden sein als der bisherige Ausgleich nur innerhalb einer Gebotszone. Deswegen sind insgesamt Kostensteigerungen erwartbar.

Ein Gebotszonensplit könnte die Wirksamkeit von Energiegemeinschaft erhöhen. Die (kostensteigernden) Auswirkungen auf das Bilanzkreismanagement wären zwar signifikant, aber überschaubar, da bis heute die Bilanzkreise für die vier Übertragungsnetze ohnehin separat geführt werden. Der Unterschied wäre, dass es dann statt einer einheitlichen DA-Auktion bzw. einem Spotmarkt, zwei oder mehrere geben würde und damit ein Bilanzkreisausgleich zwischen den Gebotszonen mit entsprechenden Kosten verbunden wäre. Für die (Software-)Systeme sollte es aber relativ problemarm umsetzbar sein.

---

<sup>1</sup> ENTSO-E AISBL (2025). Bidding Zone Review of the 2025 Target Year

#### 2.2.3.4 Weiterentwicklungsbedarf im BKM

Ein wesentlicher Schlüssel zu einem Bilanzkreismanagement, das den Peer-2-Peer-Ansatz effizient fördert (BKM 2.0), liegt in Messsystemen, die den Marktakteuren einschließlich der Peers eine direkte und jederzeitige Transparenz der relevanten Verbräuche (Ausspeisungen) und Erzeugungen (Einspeisungen) ermöglicht und eine bedarfs- bzw. preisorientierte Steuerung für das Management zulässt. Damit könnte eine Vernetzung zwischen den Peers anreizgerecht erfolgen. Dafür müssten auch die heute nur eingeschränkt verfügbaren Abrechnungssysteme für dynamische Tarife so weiterentwickelt werden, dass diese die Viertelstundendaten (96 pro Tag bzw. bis zu 2976 pro Monat) mit unterschiedlichen Preisen nachvollziehbar aufbereiten und valide verarbeiten können. Idealerweise sollten auch kurzfristige Anpassungen nach den Auktionshandelszeitpunkten im kontinuierlichen Spothandel möglich und abbildbar sein.

Um die Anreizpotentiale der dynamischen Preise auch voll ausschöpfen zu können, sollten nicht nur die Messdaten den einzelnen Akteuren zugänglich sein, sondern ergänzend entsprechend Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen kombiniert mit Preisvorhersagekorridoren. Damit könnten flexible Verbraucher wie Wärmepumpen oder Batteriespeicher entsprechend anreizoptimiert innerhalb der Energiegemeinschaft gesteuert werden.

Um regionale Handelsplätze bzw. die Engpässe von regionalen Netzen im Rahmen eines Bilanzkreismanagements zu berücksichtigen, müsste die Entwicklung in Richtung regionaler Einschränkung bzw. auf die Region beschränkte Bilanzkreise erfolgen. Denkbar wäre auch eine synchronisierte Kopplung bzw. eine Rückkopplung des Bilanzkreismanagements der Energiegemeinschaft einerseits auf das Bilanzkreismanagement des jeweils regionalen Verteilnetzbetreibers mit dessen Netzbilanzkreisen (insbesondere DBA, aber auch VZR). Die Rückkopplung könnte bspw. durch verminderte Netzentgelte innerhalb einzelner Verteilnetze erfolgen. Für dieses kleinteiligere Bilanzkreismanagement müssten die IT-Systeme der Verteilnetzbetreiber deutlich ausgebaut werden. Denkbar sind dann auch die Steuerung von flexiblen Verbrauchern und Erzeugern der Energiegemeinschaften durch die jeweiligen Verteilnetzbetreiber in der Niederspannung (siehe auch § 14a EnWG).

### 3 Zahlenmäßiger Nachweis

Der zahlenmäßige Nachweis erfolgt separat und wird durch die Verbundpartner separat vorgelegt.

### 4 Notwendigkeit und Angemessenheit der Arbeit

Die Notwendigkeit und Angemessenheit der Arbeiten durch das Fraunhofer ISE sind in Tabelle 9 dargestellt.

*Tabelle 9: Notwendigkeit und Angemessenheit der Arbeit des Fraunhofer ISE im Projekt BKM\_2.0*

Ohne BKM_2.0	Mit BKM_2.0
Keine Erkenntnis über die praktischen Hürden in der Umsetzung einer Energy Community.	Umfassendes Ablaufschema des Onboardings neuer Teilnehmer, um alle aufgetretenen Herausforderungen zu adressieren. Erkenntnisgewinn hinsichtlich des hohen Kommunikationsaufwandes, der aktuell für die Einbindung von Teilnehmern notwendig ist. Umfassende Schulung der ausführenden Kräfte.
Mangelnde Kenntnis der Herausforderungen des Bilanzkreismanagements im zukünftigen Energiesystem und deren Zusammenspiel mit anderen Themenkomplexen	Analyse der aktuellen und zukünftigen Herausforderungen, die sich durch fortschreitende Digitalisierung, eine großflächigere Durchdringung von Eigenerzeugung und Prosumern, dynamischen Stromtarifen und lokalen Handels- oder Sharingkonzepten ergeben.
Unklarheit über die Abbildung von Peer-2-Peer Handel oder Energiegemeinschaften im Prozess des Bilanzkreismanagements	Erarbeitung einer Lösung mittels virtueller Bilanzkreise, die bereits in die heutigen Prozesse umsetzbar sind.
Keine Erkenntnisse über die Auswirkungen der Vorschläge zum neuen Strommarktdesign aus Perspektive der Bilanzkreisverantwortlichen	Einordnung der BKV betreffenden Themenkomplexe aus BKV Sicht hinsichtlich der Umsetzbarkeit, Kosten und Effizienz. Diskussion der Einordnung im Abschlusswebinar.
Unklarheiten, welche Zielgruppen aktuell Interesse an neuen Community Konzepten haben	Erkenntnisse über die Motivatoren und Voraussetzungen möglicher Teilnehmergruppen aus dem Feldversuch.
Mangelnde Kenntnis über die Herausforderungen durch Teilnehmerverhalten	Erfahrungen im Feldversuch haben deutliche Herausforderungen aufgezeigt, wie individuelles Verhalten die Verfügbarkeit von Messdaten bereits bei interessierten, engagierten Teilnehmern beeinflussen kann. Dies ist eine wesentliche Erkenntnis für zukünftige Konzepte.

Mangelnde Kenntnis über aktuelle Verfahren zur Lastprognose und deren Eignung für Privatkunden

Test und Bewertung unterschiedlicher Prognoseverfahren wurde durchgeführt. Erkenntnisse über aktuelle KI-Prognosen im Vergleich mit angepassten Standardlastprofilen wurden erarbeitet.

Voraussichtlicher  
Nutzen/Verwertbarkeit der  
Ergebnisse

Keine allgemeine Charakterisierungslogik der unterschiedlichen Ausprägungen lokaler Handels- und Sharingkonzepte und wie diese sich in den deutschen Regulierungsrahmen einbetten.

Veröffentlichung einer allgemeinen Charakterisierung, die die unterschiedlichen Konzepte und Akteursbeziehungen beschreibt.

Unklarheit über die Auswirkungen unterschiedlicher Akteurskonstellationen im Zusammenspiel eines lokalen Energiehandels

Erkenntnisse über Vor- und Nachteile unterschiedlicher Zusammenstellungen von Akteuren und Technologien in lokalen Märkten. Neue Erkenntnisse über die Auswirkungen unterschiedlicher Preisfindungs- und Verteilungsmechanismen auf die Ergebnisse lokaler Märkte und welche Akteure in heterogenen Gruppen von welchen Mechanismen profitieren.

Keine Erkenntnisse über die möglichen Auswirkungen eines Hochlaufs lokaler Handelskonzepte auf das gesamtdeutsche Energiesystem

Quantifizierte Erkenntnisse über die möglichen positiven und negativen Auswirkungen, die neue Marktstrukturen in einem klimaneutralen Stromsystem haben können.

## 5 Voraussichtlicher Nutzen/Verwertbarkeit der Ergebnisse

Das Projekt hat entscheidend zur erfolgreichen Implementation einer Community-Struktur in Aschaffenburg beigetragen und dabei wertvolle Erkenntnisse im Bereich Digitalisierung und Prosumerverhalten generiert. Diese Erkenntnisse werden auch über die Projektlaufzeit hinaus gewinnbringend für die Einführung neuer Angebote, wie beispielsweise dynamischer Tarife, genutzt werden können. Darüber hinaus hat das Projekt den dringenden Bedarf an vereinfachten Abrechnungsmodalitäten aufgezeigt, die für den Erfolg innovativer Sharing-Konzepte von zentraler Bedeutung sind. Die im Rahmen des Projekts gewonnenen Erfahrungen werden künftig durch die Beteiligten und Experten in die öffentliche Diskussion eingebracht, um zur Entwicklung rechtskonformer lokaler Handels- und Sharing-Konzepte beizutragen. Der derzeitige Rechtsrahmen des deutschen Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) erlaubt eine Umsetzung solcher Konzepte außerhalb von Forschungsprojekten bisher nicht, sodass hier weiterer Entwicklungsbedarf besteht.

Im Bereich der Lastprognosen konnte das Projekt die Leistungsfähigkeit und Effizienz angepasster Standardlastprofile (SLP) im Kontext des Bilanzkreismanagements eindrucksvoll demonstrieren. Die gewonnenen Erkenntnisse zur notwendigen Anpassung der SLP bieten eine wertvolle Grundlage für die praktische Anwendung durch die Projektpartner und deren Verankerung in den operativen Alltag. Gleichwohl bedarf die konkrete Anpassung der Profile einer weiteren Entwicklung und fortlaufenden Verfeinerung, um eine nachhaltige Umsetzung sicherzustellen.

Besonders hervorzuheben sind auch die wissenschaftlichen Fortschritte, die durch die Kopplung der Modelle REmod und MyPyPSA-Ger ermöglicht wurden. Diese Methodik wird bereits in weiteren Forschungsprojekten wie „Ind-Supply“ genutzt, das die Dekarbonisierung von Industriegebieten thematisiert. Ebenso stellt die im Rahmen des Projekts BKM\_2.0 entwickelte Regionalisierung von MyPyPSA-Ger einen Meilenstein dar, der als essentielle Grundlage für weitere Arbeiten in diesem Forschungsbereich dient.

Durch die breite Veröffentlichung der Ergebnisse sowohl im wissenschaftlichen Kontext durch Journalveröffentlichungen und Präsentationen auf internationalen wissenschaftlichen Fachkonferenzen sowie als auch für die interessierte Fachöffentlichkeit in populärwissenschaftlichen Medien und durch das zweiteilige Abschlusswebinar mit über 100 Teilnehmenden sowie den öffentlich zugänglichen Ergebnisbericht, ergeben sich weitere Anknüpfungspunkte für weiterführende Arbeiten. Diese liegen im Bereich der weiteren Begleitung des Themenkomplexes Energiegemeinschaften im deutschen und europäischen Kontext, insbesondere in der Verknüpfung mit dezentralen Flexibilitäten, sowie dynamischen Tarifen und der langfristigen Energiesystementwicklung. Die Erkenntnisse aus dem Demonstrationsprojekt sind insbesondere im Abschlusswebinar auf sehr großes Interesse gestoßen und tragen so dazu bei, bei weiteren Projekten im Bereich Energiegemeinschaften und lokaler Handel schneller in die Umsetzung zu kommen.

## 6 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Im Themenbereich Peer-to-Peer Trading sind zahlreiche Veröffentlichungen insbesondere von Forschungsarbeiten außerhalb Deutschlands im Projektzeitraum erschienen. Das 2023 erschienene Paper von Barabino et al.<sup>1</sup> zeigt, dass weiterhin der Fokus der Forschung auf lokalen Systemen mit PV und Batterie lag und hinsichtlich anderer Konstellationen wenig Fortschritt erzielt wurde. Zu den Gesamtsystemimplikationen von Energy Communities ist kein Forschungsfortschritt bekannt.

Während der Projektlaufzeit wurde in vielen europäischen Ländern zudem die RED II hinsichtlich Energy Sharing deutlich umfassender umgesetzt als in Deutschland. Dies führte dazu, dass beispielsweise in Österreich Energy Sharing und Energy Communities in der Umsetzung einen deutlichen Aufschwung erfahren haben und das Thema direkter Peer-to-Peer Handel in den Hintergrund gedrängt. Auch der Roll-Out intelligenter Messsysteme geht in den europäischen Nachbarländern deutlich schneller voran. Die dena beschäftigt sich aktuell damit, Energy Sharing in Deutschland zu pilotieren und in die Umsetzung zu bringen und hat 2024 einen Statusbericht zu Energy Sharing in Deutschland veröffentlicht<sup>2</sup>.

Zur Weiterentwicklung des Bilanzkreismanagements sind keine Fortschritte bei anderen Stellen bekannt.

---

<sup>1</sup> Edoardo Barabino, Davide Fioriti, Emanuele Guerrazzi, Ivan Mariuzzo, Davide Poli, Marco Raugi, Ehsan Razaeei, Eva Schito, Dimitri Thomopoulos, Energy Communities: A review on trends, energy system modelling, business models, and optimisation objectives, Sustainable Energy, Grids and Networks, Volume 36, 2023, 101187, ISSN 2352-4677, <https://doi.org/10.1016/j.segan.2023.101187>.

<sup>2</sup> Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024): Energy Sharing in Deutschland: Vom Konzept zur energie-wirtschaftlichen Umsetzung, online verfügbar unter [Energy Sharing in Deutschland](#)

## 7 Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen

Erfolgte oder geplante  
Veröffentlichungen

---

### Masterarbeiten

1. Tutte, Max. Modeling Peer-to-Peer Energy Trading with Sector Coupling using an Equilibrium Model, Masterarbeit, TU Berlin, März 2022
2. Al-Mousa, Yazeed. Peer-to-peer (P2P) energy trading impact on the residential sector. Masterarbeit, Hochschule Offenburg. April, 2022
3. Somwanshi, Sourabh. Assessing peer-to-peer electricity trading dissemination in the residential sector of Baden-Württemberg. Masterarbeit, Hochschule Offenburg. März 2023
4. Margithazi, Peter: Model-based assessment of local energy systems under future market concepts such as P2P, Masterarbeit, Hochschule Offenburg, September 2022

### Konferenzbeiträge/ -paper

1. De Jesús, C.; Hartmann, N. Dissemination potential in Germany of peer-to-peer energy trading and local electricity markets as an option of decentralized energy system. 17th IAEE European Conference "The Future of Global Energy Systems" in Athens, Greece. September 2022.
2. N. Wanapinit, M. Tutte and J. Thomsen, "Electricity Trading in Local Sector-coupled Energy Communities," 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM), Ljubljana, Slovenia, 2022, pp. 1-6, doi: 10.1109/EEM54602.2022.9921002
3. De Jesús, C; Somwanshi, Sourabh; Hartmann, N. Assessment of regional peer-to-peer electricity trading. 18<sup>th</sup> IAEE European Energy Conference "The Global Energy Transition Toward Decarbonization: a multi-scalar perspective and transformation" in Mailand, Italien. Juli 2023
4. Thomsen, J. (2024). Energiegemeinschaften und Sharing-Konzepte aus systemischer Perspektive–Potenziale, Herausforderungen, Lösungsansätze. In *Österreichischen Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften (Jahreskonferenz) 2024*.

### Journal Paper

1. Domènech Monfort, M.; De Jesús, C.; Wanapinit, N.; Hartmann, N. "A Review of Peer-to-Peer Energy Trading with Standard Terminology Proposal and a Techno-Economic Characterisation Matrix." *Energies* **2022**, *15*, 9070. <https://doi.org/10.3390/en15239070>
2. Arne Surmann und Jannik Verkely (2024) "Energy Communities als Teil des Bilanzkreismanagements 2.0" in *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN* 74. Jg. 2024 Heft 12
3. De Jesús, C.; Hartmann, N. Assessing Systemic Effects of P2P Energy Trading Penetration in Germany: Scenario Comparison Using Cross-Impact Balance and Scenario-Based Energy System Analysis. **In Erstellung.**

4. N. Wanapinit and J. Thomsen, "Benefits and Allocation Principles of Sector-coupled Energy Communities", **Aktuell im Review**

Erfolgte oder geplante  
Veröffentlichungen  
-----  
-----