

Future Energy
Lab

STUDIE

Das dezentralisierte Energiesystem im Jahr 2030

Ein systemischer Bottom-up-Ansatz zur
Marktintegration dezentraler Verbrauchs-
und Erzeugungseinheiten

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel.: +49 30 66 777-0

Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet:

www.dena.de

future-energy-lab.de

Autorinnen und Autoren:

Matthias Kaiser, Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Alexander Stohr, Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Prof. Dr. Jens Strüker, Universität Bayreuth & Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Prof. Dr. Martin Weibelzahl, Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Jan Weissflog, Institutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT

Fatuma Ali-Will, Grid Singularity

Ewald Hesse, Grid Singularity

Prof. Dr. Ana Trbovich, Grid Singularity

Spyridon Tzavikas, Grid Singularity

Benedikt Pulvermüller, Deutsche Energie-Agentur GmbH

Philipp Richard, Deutsche Energie-Agentur GmbH

Konzeption und Gestaltung:

die wegmeister gmbh

Stand:

November 2023

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2023): Das dezentralisierte Energiesystem im Jahr 2030

Inhalt

Vorwort	4
Executive Summary	5
Kurzfassung	7
1. Einleitung: Dezentrales Energiesystem der Zukunft	9
2. Spannungsfelder und Chancen der Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten	12
3. Agentenbasierte Modellierung lokaler P2P-Strommärkte	16
4. Modellparametrisierung und Simulationsdesign	19
4.1 Agentenbasiertes Strommarktmodell	20
4.1.1 Regionalisierung	20
4.1.2 Parametrisierung der Agenten	22
4.2 Studiendesign: Simulationsumgebung und Untersuchungsgegenstand	24
4.2.1 Mechanismen zur systematischen Marktintegration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten	27
4.2.2 Definition der Analyseszenarien zur Untersuchung der Integrationsmechanismen	29
4.3 Annahmen und Limitationen	30
5. Analyse der Simulationsergebnisse	31
5.1 Herangezogene Key Performance Indicators	32
5.2 Analyse und Gegenüberstellung der Mechanismen zur Marktintegration dezentraler Einheiten	33
5.2.1 Auswirkung lokaler P2P-Märkte auf den Stromhandel	33
5.2.2 Ökonomische Analyse: Einfluss von zeitvariablen Stromtarifen und P2P-Strommärkten auf die Stromkosten	37
5.2.3 Analyse des Einflusses auf die CO ₂ -Emissionen	40
5.2.4 Zusammenfassung der Kernergebnisse	42
6. Implikationen und Handlungsempfehlungen	43
Anhang	47



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.

Vorwort

Die Energiewende in Deutschland und der damit verbundene Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien schreiten weiter voran. Die Politik der Ampelkoalition, aber auch die durch den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine hervorgerufene Energiekrise beschleunigen diesen Prozess. Diese Transformation erfordert, das Energiesystem insgesamt neu zu denken, aber auch das Strommarktsystem im Besonderen, um ein vollständig klimaneutrales Energiesystem zu ermöglichen. Unter anderem beschäftigt sich die im Frühjahr 2023 ins Leben gerufene Plattform Klimaneutrales Stromsystem (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2023) damit, wie das Strommarktsystem in Zukunft aussehen kann.

Dezentrale Energiemärkte und ihre Integration in das Energiesystem sind von großer Bedeutung für die zukünftige Gestaltung unserer Energieversorgung. Angesichts des genannten Ausbaus erneuerbarer Energien und der voranschreitenden Sektorenkopplung gewinnen dezentrale Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten wie Photovoltaik-Anlagen, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen oder Batteriespeicher immer mehr an Bedeutung. Es entstehen neue Möglichkeiten, bisher durch die EEG-Umlage geförderte Stromerzeugung in den Markt zu integrieren. So können die Energiekosten gesenkt und gleichzeitig wirtschaftliche und soziale Vorteile für die Bürgerinnen und Bürger geschaffen werden.

Die vorliegende Studie untersucht, wie die systematische Integration von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten sowie von Speichern durch die Optimierung der lokalen Nutzung erneuerbarer Energien zu einer Senkung der Energiekosten und klimaschädlicher Emissionen beitragen kann. Dabei werden verschiedene Szenarien simuliert und mit einem Basisszenario verglichen, um die Auswirkungen der Integration von dezentralen Energiemärkten zu untersuchen.

Die Studie reiht sich ein in eine Vielzahl von Projekten und Publikationen, die sich mit dem Thema dezentrale Energiemärkte beschäftigen. Sie baut auf Erkenntnissen früherer Studien auf, um einen umfassenden Überblick über das Thema zu bieten. Sie erweitert das bestehende Wissen durch die Simulation und Analyse konkreter Szenarien.

Darüber hinaus bietet die Studie konkrete Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung und Umsetzung dezentraler Energiemärkte in Deutschland. Dazu gehören Maßnahmen wie der Rollout intelligenter Messsysteme, die Schaffung digitaler Technologien und Register für die Nachverfolgung von Energieflüssen sowie die Förderung des Peer-to-Peer-Stromhandels und die Etablierung von Energiegemeinschaften.

Die Studie liefert somit wichtige Erkenntnisse und Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträgerinnen und -träger innerhalb des Stromsystems in Deutschland. Indem sie eine fundierte Basis für politische Entscheidungen und Maßnahmen bietet, leistet die Studie einen Beitrag zur Transformation des deutschen Stromsystems hin zu einer nachhaltigen und effizienten Energieversorgung.

Ich wünsche Ihnen viel Spaß beim Lesen!



Benedikt Pulvermüller
Arbeitsgebietsleiter Digitale Technologien

Executive Summary

The number of distributed generation units like photovoltaic (PV) or wind turbines, or distributed consumption units and storage capacities like electric vehicles (EV), heat pumps, and battery storages is rapidly growing. The systematic, market-oriented integration of these distributed energy resources (DER) represents a promising opportunity for creating economic, social, and environmental benefits for citizens while reducing grid costs. This study evaluates how a systematic bottom-up market integration of DER through the implementation of local, regional, and national markets and time varying electricity tariffs

can reduce electricity costs and climate-damaging emissions by optimizing the use of renewable energy, thereby contributing to energy security and quality of life in Germany. Accordingly, the study examines six scenarios compassing the introduction of time varying electricity prices or grid charges, the introduction of direct, peer-to-peer (P2P) electricity trading on a local, regional, and national market level. More precisely, the P2P electricity trading is divided into local P2P electricity trading (within communities), regional P2P electricity trading (within regions), and national P2P electricity trading (Germany-wide) (cf. Figure 1).

Current energy-economical parameterization	Time variable electricity price	Time variable grid fees	Local P2P trading	Regional P2P trading	National P2P trading	Time variable grid fees & national P2P trading
Electricity price Constant	Electricity price Time variable	Electricity price Constant				
Trading Not allowed	Trading Not allowed	Trading Not allowed	Trading Local	Trading Regional	Trading National	Trading National
Grid fees Constant	Grid fees Constant	Grid fees Time variable	Grid fees Constant	Grid fees Constant	Grid fees Constant	Grid fees Time variable
Feed-in Allowed	Feed-in Allowed	Feed-in Allowed	Feed-in Not allowed	Feed-in Not allowed	Feed-in Not allowed	Feed-in Not allowed

Figure 1: Scenario description.

This study deploys an agent-based P2P electricity market model, the Grid Singularity Exchange, to simulate P2P electricity trading: 967 agents (digital twins) act on behalf of different DER (PVs, wind turbines, EVs, heat pumps, battery storages, residential and industrial loads) and their trading preferences, configured to represent the German electricity system in 2030. The regional distribution of the agents is based on the German government's forecasts for the DER expansion for 2030. Germany is divided into six regions, with four representative energy communities reflecting the consumption and generation capacity of each region. Each region also includes additional agents representing industry and wind power generation. The market design follows the pay-as-bid mechanism, where bids and offers are matched hourly based on a P2P exchange. The price considers feed-in tariff rates and utility rates, accounting for grid costs and ensuring that any matching gap is supplemented by the utility. These conditions enable direct P2P electricity trading among market participants, which is a more advanced application of EU directives on energy communities than currently available trading mechanisms currently applied in Austria and Spain (2023), which only allow indirect intra-community trading with a single, predefined energy price.

Our analysis shows that the implementation of P2P electricity trading markets leads to a significant reduction in electricity cost for the participating consumers – by four percent in the case of local P2P implementation without intercommunity trading and up to 20 percent P2P trading is enabled across all communities and regions in Germany. Participants in P2P electricity trading were able to purchase electricity from other participants at a lower price than from the utility, resulting in improved matching of electricity generation and consumption at the local, regional, and national levels. Electricity cost savings progressively increased with the expansion of P2P electricity trading. Furthermore, the analysis demonstrated an increase from six percent to 31 percent with the activation of local P2P trading, and a very high seventy percent and 73 percent when P2P trading is scaled to inter-community trading at a regional level and national level, respectively. In conclusion, the study indicates that more than two-thirds of the electricity demands of households and industry in Germany can be met with electricity from national wind and PV generation by moving to a bottom-up P2P market.

Kurzfassung

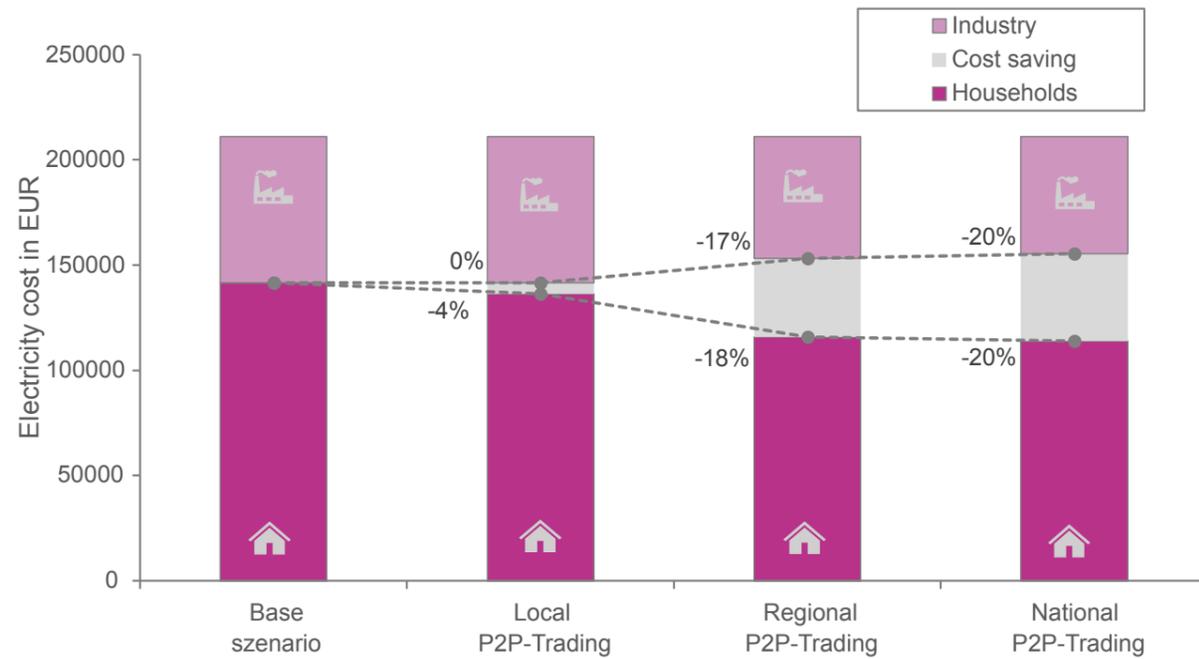


Figure 2: Influence of P2P-Trading on the electricity cost for households and industry.

Based on our findings, we derive the following policy recommendations for Germany:

- The EU directive on the regulation of energy communities should be advanced and implemented nationally. In addition to intra-community trading, trading between energy communities must also be considered to enable more benefits for citizens and the power grid.
- In line with the EU Digital Energy Action Plan, a framework for testing P2P electricity trading in demonstration projects should be created to demonstrate the benefits of energy communities and define clear criteria for implementation in Germany.
- To implement local P2P markets, market platform models should be developed to ensure the holistic operation of these markets. These should enable an operational and regulatory framework to control, protect and settle financial transactions. Further research is needed to standardize such concepts and models.
- The roll-out of smart metering systems and enabling remote access to high-resolution submeter data for energy asset generation and consumption is a prerequisite for P2P electricity trading and other energy and flexibility services and should be implemented quickly and nationwide.

- To connect and integrate a broad mass of market participants, further digital technologies such as digital identities and corresponding, decentralized registers for machine identities of energy assets – ideally linked at EU level – are to be recommended. With the help of digital identities and data exchange concepts such as data spaces, the origin and distribution of electricity, among others, can be verified on an end-by-end basis, e.g., in local (P2P) electricity trading (e.g., certificates of origin for CO₂-emissions), and, in particular, the rapid changeover between market roles (e.g., from self-consumption to ancillary services to trading markets and back to self-consumption). End-to-end Digitalization is an accelerator for implementing and enabling an efficient and secure operation of energy communities.
- The penetration of flexibly deployable home energy storage systems envisaged for the future is not sufficient for time-variable tariffs to develop a global cost-reducing influence on the electricity price. For globally decreasing electricity prices, flexible operation of heat pumps and EVs is necessary across the board. Further studies could investigate what proportion of flexible consumption units, such as heat pumps, should be achieved or how high the degree of flexibility of loads should be for flexible electricity tariffs to contribute to a global reduction in electricity costs.

Die Zahl dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten wie Photovoltaik- (PV) oder Windenergieanlagen, Elektrofahrzeuge (Electric Vehicles, EV), Wärmepumpen und Batteriespeicher nimmt weiter rasch zu. Die systematische, marktorientierte Integration dieser Anlagen in das deutsche Energiesystem stellt eine vielversprechende Möglichkeit dar, um unmittelbar wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Nutzen für die Bürgerinnen und Bürger zu generieren und gleichzeitig Stromnetzkosten zu senken. Die vorliegende Studie untersucht, wie eine systematische Bottom-up-Marktintegration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten durch die Optimierung der Nutzung erneuerbarer

Energien die Energiebezugskosten sowie klimaschädliche Emissionen senken und so zur Energiesicherheit und Lebensqualität in Deutschland unmittelbar beitragen kann. In der Studie werden sechs Szenarien untersucht, die die Einführung von zeitlich variierenden Strompreisen bzw. Netzentgelten sowie die Einführung eines direkten Peer-to-Peer-Stromhandels (P2P) auf lokaler, regionaler und nationaler Marktebene darstellen. Genauer wird der P2P-Stromhandel in lokalen P2P-Stromhandel (innerhalb von Gemeinden), regionalen P2P-Stromhandel (innerhalb von Regionen) und nationalen P2P-Stromhandel (deutschlandweit) unterteilt (siehe Abbildung 1).

Aktuelle energiewirtschaftliche Parametrisierung	Zeitvariable Strompreise	Zeitvariable Netzentgelte	Lokaler P2P-Handel	Regionaler P2P-Handel	Nationaler P2P-Handel	Zeitvariable Netzentgelte & nationaler P2P-Handel
Strompreis Konstant	Strompreis Zeitvariabel	Strompreis Konstant	Strompreis Konstant	Strompreis Konstant	Strompreis Konstant	Strompreis Konstant
Handel Nicht erlaubt	Handel Nicht erlaubt	Handel Nicht erlaubt	Handel Kommunal erlaubt	Handel Regional erlaubt	Handel Vollständig erlaubt	Handel Vollständig erlaubt
Netzentgelte Konstant	Netzentgelte Konstant	Netzentgelte Zeitvariabel	Netzentgelte Konstant	Netzentgelte Konstant	Netzentgelte Konstant	Netzentgelte Zeitvariabel
Einspeisung Erlaubt	Einspeisung Erlaubt	Einspeisung Erlaubt	Einspeisung Nicht erlaubt	Einspeisung Nicht erlaubt	Einspeisung Nicht erlaubt	Einspeisung Nicht erlaubt

Abbildung 1: Beschreibung der Szenarien

Grundlage für die Simulation des P2P-Stromhandels in dieser Studie ist ein agentenbasiertes P2P-Strommarktmodell auf Basis der Simulationsplattform „Grid Singularity Exchange“: 967 Agenten repräsentieren Energieanlagen (PV, EVs, Wärmepumpen, Batteriespeicher, Haushalts- und Industrielasten sowie Windkraftanlagen) und deren Handelspräferenzen im deutschen Strommarkt im Jahr 2030. Die regionale Verteilung der jeweiligen Agenten basiert auf den Plänen und Prognosen der Bundesregierung für das Jahr 2030. Das Simulationsmodell umfasst drei Marktebenen, wobei alle Agenten der Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten, mit Ausnahme der Windkraft und der Industrie, auf lokaler Ebene angesiedelt und in Energy Communities gruppiert sind. Deutschland wurde in sechs Regionen unterteilt, wobei jeweils vier repräsentative Energy Communities die Verbrauchs- und Erzeugungskapazität jeder Region widerspiegeln. Je Region repräsentiert jeweils ein Agent das Verbrauchs- bzw. Erzeugungsverhalten der Industrie bzw. der Windkraftanlagen in dieser Region. Das Marktdesign folgt dem Pay-as-Bid-Mechanismus, bei dem Gebote stündlich miteinander und mit Strompreisen außerhalb des P2P-Strommarktes abgeglichen werden, die sich aus den aktuellen Marktbedingungen ergeben. Die Strompreise außerhalb von P2P-Strommärkten berücksichtigen die Einspeisevergütung und die Tarife der Versorgungsunternehmen für Netzkosten. Diese Rahmenbedingungen ermöglichen einen direkten P2P-Stromhandel der Marktteilnehmer.

Die in Österreich und Spanien angewandten, bekannten Systeme nutzen im Gegensatz dazu nur einen indirekten (ohne P2P-Stromhandel), innergemeinschaftlichen (das heißt innerhalb einer Energy Community) Handel mit einem im Voraus festgelegten Energiepreis.

Die Studie zeigt, dass die Implementierung von P2P-Stromhandelsplätzen, je nach geografischem Ausmaß des P2P-Stromhandels, zu einer deutlichen Reduktion der Stromkosten für die eingebundenen Verbraucher führt – von 4 Prozent bei lokaler Implementation bis zu 20 Prozent bei nationaler Marktöffnung (siehe Abbildung 2). Teilnehmer am P2P-Stromhandel können Strom bei anderen Teilnehmern günstiger als vom Energieversorger beziehen, was zu einer besseren Deckung der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs auf der lokalen, regionalen und nationalen Ebene führt. Dabei sinken die Kosten weiter mit zunehmender Ausweitung des P2P-Stromhandels. Hinzu kommen bei größeren P2P-Strommärkten ein zunehmender Grad an Autonomie und eine Verlagerung des Handelsvolumens von den konventionellen Strommärkten hin zu P2P-Strommärkten von 16 Prozent bei lokalem P2P-Stromhandel bis zu drei Vierteln, wenn der P2P-Stromhandel national ermöglicht wird. Eine Folge hieraus ist die Entlastung des Übertragungsnetzes, aber auch eine höhere Auslastung der unteren Netzebenen.

1. Einleitung: Dezentrales Energiesystem der Zukunft

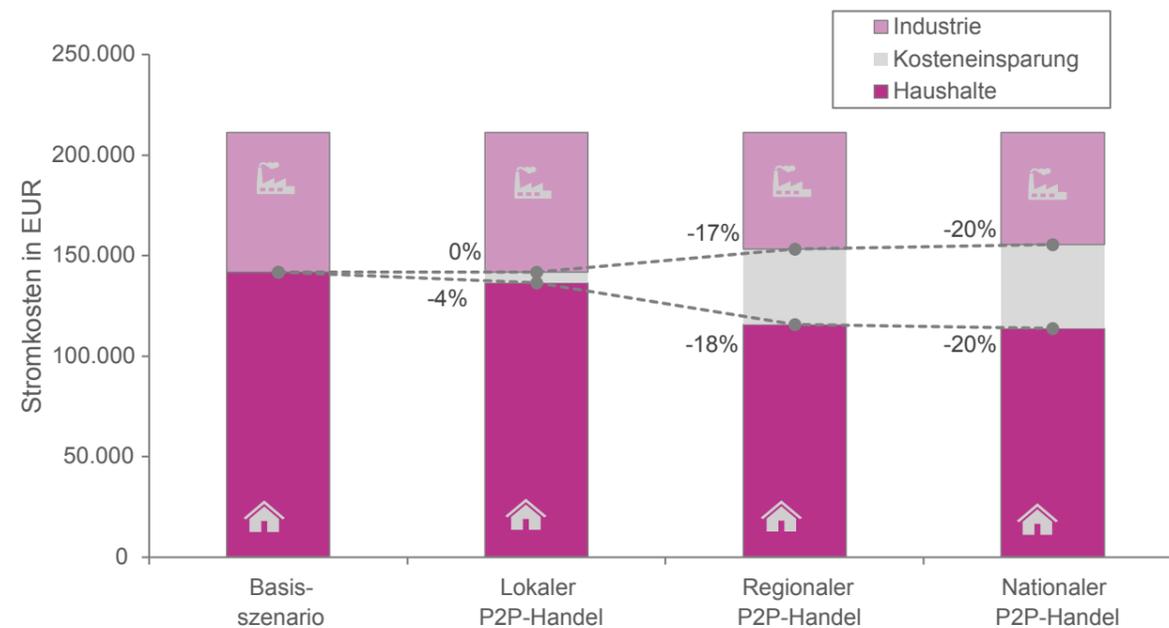


Abbildung 2: Einfluss des P2P-Stromhandels auf die kumulierten Stromkosten von Haushalten und Industrie

Auf Basis der Untersuchungen leiten wir folgende politische Handlungsempfehlungen ab:

- Die EU-Direktive zur Regulierung von Energiegemeinschaften sollte vorangetrieben und national umgesetzt werden. Dabei sollte neben dem innergemeinschaftlichen Handel auch der Handel zwischen den Gemeinschaften in Betracht gezogen werden, um mehr Vorteile für die Bürgerinnen und Bürger und das Netz zu ermöglichen.
- Im Einklang mit dem EU-Aktionsplan für digitale Energie sollte ein Rahmen für die Erprobung des P2P-Stromhandels in unter anderem Demonstrationsprojekten geschaffen werden, um die Vorteile von Energiegemeinschaften aufzuzeigen und klare Kriterien für die Implementierung in Deutschland zu definieren.
- Zur Umsetzung von P2P-Stromhandelsmärkten sind Marktplattformmodelle notwendig, die einen gesamtheitlichen Betrieb dieser Märkte sicherstellen. Sie sollten einen betrieblichen und regulatorischen Rahmen zur Kontrolle, zum Schutz und zur Abwicklung der Finanztransaktionen ermöglichen. Für die Standardisierung derartiger Konzepte und Modelle ist weitere Forschung notwendig.
- Die Einführung und das Ausrollen intelligenter Messsysteme und die Ermöglichung des Remote-Zugriffs auf hochaufgelöste, aktuelle Submeter-Daten für die Erzeugung und den Verbrauch von Anlagen stellen eine Voraussetzung für den P2P-Stromhandel sowie für weitere Energie- und Flexibilitätsdienstleistungen dar und sollten schnell und flächendeckend umgesetzt werden.
- Um eine breite Masse von Marktteilnehmern an- und einzubinden, sind weitere digitale Technologien wie digitale Identitäten und entsprechende Register für Maschinen-Identitäten von Energieanlagen notwendig – idealerweise verbunden auf EU-Ebene. Mithilfe digitaler Identitäten und neuer Konzepte zum Austausch von Energiedaten wie Datenräumen können die Stromherkunft und -verteilung anlagenscharf nachgewiesen werden (z. B. Herkunftsnachweise für CO₂). Insbesondere kann so der rasche Wechsel zwischen Marktrollen (z. B. vom Eigenverbrauch zu Systemdienstleistungen zu Handelsmärkten und zurück zum Eigenverbrauch) ermöglicht werden. Ende-zu-Ende-Digitalisierung beschleunigt die Umsetzung und ermöglicht den effizienten und sicheren Betrieb von Energy Communities.
- Auch eine tiefe Marktdurchdringung flexibel einsetzbarer Heimenergiespeicher reicht unserer Analyse nach nicht dafür aus, dass zeitvariable Tarife einen kostenreduzierenden Einfluss auf den Strompreis entwickeln. Für sinkende Strompreise innerhalb der deutschen Strompreiszone ist flächendeckend ein flexibler Betrieb von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen notwendig. Weiterführende Studien sollten untersuchen, welcher Anteil an flexiblen Verbrauchseinheiten, wie beispielsweise Wärmepumpen, erreicht werden oder wie hoch der Flexibilisierungsgrad von Lasten sein sollte, damit flexible Stromtarife zu einer globalen Stromkostensenkung beitragen.

Die Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2030 mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken. Bereits in der Eröffnungsbilanz des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) im Januar 2022 wurden dafür konkrete Ausbauziele für Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) und Windkraftanlagen, aber auch für batterieelektrische Fahrzeuge festgehalten (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022). Im Rahmen der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) von 2023, Teil des sogenannten Osterpakets, wurden daher diverse Maßnahmen rechtlich verankert. Die fundamentale Transformation des gesamten Energiesystems führt dabei zu einer Vielzahl kleiner, dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten auf den unteren Netzebenen sowie hinter dem Netzanschlusspunkt von Haushalten, Gewerbe und Industrie. Durch die zunehmende Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors in Form von Wärmepumpen und dem flächendeckenden Laden batterieelektrischer Fahrzeuge gewinnt die Dezentralisierung der Energieversorgung zusätzlich an Dynamik.

Eine zentrale Herausforderung der zunehmend volatilen und dezentralen Stromerzeugung und -nachfrage ist die flächendeckend unzureichende informationstechnische Einbindung von Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten (Strüker et al., 2021). Sie führt zu Planungsschwierigkeiten für Netzbetreiber und damit verbunden zu (teils vermeidbaren) Netzengpässen. Erhöhte Kosten für Netzengpassmanagement, wie beispielsweise Redispatch-Maßnahmen, sind die Folge. Maßnahmen wie Netzausbau und der Einsatz von Stromspeichern sind notwendige und sinnvolle Infrastrukturmaßnahmen, können jedoch nicht in der erforderlichen Geschwindigkeit umgesetzt werden. Nachfrageflexibilität kann bei Bedarf durch die Anwendung dynamischer Netztarife geschaffen werden (Kessels et al., 2016; Parag, 2021). Eine systematische, marktliche Integration der dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten stellt dabei eine bisher vernachlässigte Möglichkeit dar, sowohl Redispatch-Kosten zu reduzieren als auch ökonomische Betriebs- und Investitionsanreize für Eigenerzeugungsanlagen und Elektrifizierungsmaßnahmen zu setzen und CO₂-Emissionen einzusparen. Als Alternative zu aktuellen Fördermechanismen wie der EEG-Förderung müssen ökonomische Anreize so beschaffen sein, dass sie insbesondere auch die marktliche Integration kleiner Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten fördern. Die seit dem Frühjahr 2021 steigenden Strommarktpreise reizen bereits eine Direktvermarktung von Erzeugungsanlagen mit einer Leistung größer als 30 Kilowatt-Peak an der Börse an. Da diese unerwarteten Energiepreiserhöhungen auf exogene Einflussfaktoren und eine entsprechende Sondersituation zurückzuführen sind (Agora Energiewende, 2023; Institut für Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT, 2022), hat dieser Effekt voraussichtlich keine langfristige Marktintegrationswirkung. Unter der Annahme mittelfristig

sinkender Energiepreise, wie sie bereits seit Beginn des Jahres 2023 zu beobachten sind, verliert die Direktvermarktung für kleinere Erzeugungsanlagen wieder an Attraktivität. Eine aktive und transaktionskostenarme Markteinbindung dezentraler Anlagen kann jedoch die Markteffizienz erhöhen, klimaschädliche Emissionen durch eine optimierte Nutzung erneuerbarer Energien senken und einen Beitrag zur Energiesicherheit in Deutschland leisten (Strüker et al., 2019). Angesichts der gesunkenen Gesteuerungskosten für erneuerbaren Strom ist im nächsten Schritt die Infrastruktur essenziell, einschließlich der Installation intelligenter Zähler, eines Flexibilitätsregisters für Energieanlagen sowie der Einrichtung von Energiegemeinschaften. Nur so kann die Teilnahme kleiner Erneuerbare-Energien-Anlagen am Markt erleichtert und wirtschaftlich sinnvoll ermöglicht werden.

Eine aktive Markteinbindung erfordert eine digitale Marktkommunikation und damit eine flächendeckende Digitalisierung der Akteure im Markt. Mit einem zunehmenden Aufkommen dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten steigt im Rahmen der Marktkommunikation dabei nicht nur die Datenmenge, sondern auch der Koordinations- und Steuerungsaufwand für die Markt- und Netzintegration. Smart-Meter-Gateways sollen zukünftig die zentrale Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems zur digitalen Marktkommunikation darstellen. Damit werden insbesondere kleine Erzeuger und Verbraucherinnen und Verbraucher zum einen befähigt, mehr Einfluss auf ihre eigene Energienutzung zu nehmen, und gewinnen zum anderen mehr Kontrolle über die erhobenen Daten. So werden Smart-Meter-Gateways zu lokalen Datendrehscheiben, die alle gesetzlich vorgeschriebenen Standards der Informationssicherheit erfüllen und gleichzeitig eine Vertrauens-technologie darstellen müssen, um Akzeptanz und Erfolg zu gewährleisten. Um eine noch weitergehende Marktintegration von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten wie den raschen Wechsel zwischen Marktrollen (z. B. vom Eigenverbrauch zu Systemdienstleistungen zu Handelsmärkten und zurück zum Eigenverbrauch) oder die automatisierbare Anmeldung von Energieanlagen im Stromsystem zu ermöglichen, ist die Ende-zu-Ende-Digitalisierung der Energiedateninfrastruktur weiterzuentwickeln. Mit dem Pilotierungsprojekt „Blockchain Machine Identity Ledger“ hat die dena auf Basis digitaler Identitäten und einer Blockchain hierfür eine vielversprechende technische Umsetzungsoption aufgezeigt (Deutsche Energie-Agentur, 2022a).

Im Kontext der Integration von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten in lokale Märkte wird häufig der Begriff der Energy Community verwendet. Mit dem Clean Energy Package (CEP) veröffentlichte die EU im Jahr 2018 eine Richtlinie, die EU-Länder dazu auffordert, die Implementierung von Energy Communities zu ermöglichen und einen Rechtsrahmen dafür zu schaffen. Im CEP definiert die EU „Renewable Energy Communities“ (REC) und „Citizen

Energy Communities“ (CEC) als zwei Konzepte von Energy Communities und erklärt, welche Möglichkeiten Energy Communities (Agora Energiewende, 2021) bieten und wie sie reguliert werden können. REC sind Zusammenschlüsse von Bürgerinnen und Bürgern, Unternehmen oder lokalen Gemeinschaften, die gemeinsam erneuerbare Energie erzeugen, verteilen und verbrauchen. CEC repräsentieren spezielle Formen von REC, bei denen die Bürgerinnen und Bürger eine bedeutende Rolle bei der Organisation und dem Betrieb der Gemeinschaft spielen. In einer Analyse der dena (Deutsche Energie-Agentur, 2022b) werden Energy Communities über die Definitionen des EU-Rahmens hinaus als eine Gruppe individueller Akteure angesehen, die gemeinsam im Energiesektor agieren und ein gemeinsames Ziel verfolgen. Sie setzen dabei innovative digitale Technologien und Geschäftsmodelle ein, um einen Mehrwert für ihre Mitglieder und die Gesellschaft zu schaffen – über die gemeinsame Nutzung erneuerbarer Energien hinaus. In der Kategorisierung von Energy Communities der Arbeitsgruppe zu intelligenten Energiesystemen des europäischen Forschungsnetzwerks ERA-NET unterscheiden sich Energy Communities in den Merkmalen und Geschäftsmodellen (Leonhartsberger et al., 2021). Eine wichtige Ausprägung von Energy Communities sind lokale Energiemärkte, die eine Koordination von Endverbrauchern, Erzeugern und Prosumern auf lokaler Ebene ermöglichen. In ihrer Ausgestaltung können lokale Energiemärkte unterschiedlichen Konzepten folgen, wie zum Beispiel dem Ansatz des P2P-Handels. Im P2P-Markt erfolgt der Handel erneuerbarer Energien ohne intermediäre Instanz direkt zwischen den Marktteilnehmern. Die EU-Richtlinien beziehen sich auf den Handel sowohl innerhalb als auch zwischen Energy Communities. Es obliegt den Mitgliedstaaten, zu entscheiden, ob beides zulässig ist und welche Art von Handelsmechanismus eingeführt werden soll.

Die vorliegende Studie untersucht die Vorteile einer systematischen, marktlichen Integration von dezentralen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten in das Energiesystem durch ökonomische Marktanreize wie variable Stromtarife sowie eine aktive Teilnahme an lokalen Strommärkten in Form eines P2P-Handels. Durch eine aktive Marktteilnahme sollten volatile Erzeugung und Verbrauch potenziell effizient zum Ausgleich gebracht werden. Dadurch sollte sich der Anteil des durch Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen produzierten Stroms erhöhen und notwendige Netzinvestitionen sollten reduziert sowie Anreize für Investitionen und den Betrieb dezentraler Erzeugungsanlagen geschaffen werden. Das Ziel der Studie ist, abzuschätzen, welche Potenziale diese Maßnahmen haben, den Anteil erneuerbaren Stroms im System zu erhöhen, Stromkosten für Letztverbraucher zu reduzieren sowie schlussendlich CO₂-Emissionen im Energiesektor einzusparen.

2. Spannungsfelder und Chancen der Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten

Eine sinkende Einspeisevergütung aus der EEG-Förderung sowie eine marktorientiertere Vergütung des PV-Stroms, aber auch abnehmende Kosten für Erzeugungsanlagen von erneuerbarer Energie lassen für Betreiberinnen und Betreiber von PV-Erzeugungsanlagen neue Vermarktungsmöglichkeiten und Geschäftsmodelle für PV-Strom attraktiver werden. Neben Neuanlagen betrifft dies zunehmend auch Betreiberinnen und Betreiber von Bestandsanlagen, deren Vergütungsverträge nach einer 20-jährigen Förderung enden. Während für große Erzeugungsanlagen erneuerbarer Energie die Direktteilnahme am Strommarkt aufgrund steigender Börsenstrompreise regelmäßig ausreichend ökonomische Anreize setzt, profitieren Betreiberinnen und Betreiber von kleinen Erzeugungsanlagen stärker von der neu geregelten Einspeisevergütung im EEG 2023 (Deutscher Bundestag, 2022) und einem höheren Eigenverbrauch. Letzterer gewinnt durch die aktuellen Energiepreissteigerungen bei Strom, Gas, Wärme und Treibstoff in allen Sektoren sowie die gleichzeitig zunehmende Elektrifizierung durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen immer mehr an Attraktivität. Betreiberinnen und Betreiber werden hierdurch zunehmend dazu angereizt, durch Eigenverbrauchsoptimierung und den Einsatz von Batteriespeichern ihren Autonomiegrad zu erhöhen. Durch dieses Verhalten geht jedoch das große Potenzial verloren, dezentrale Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten im Kollektiv zu nutzen, um systemische Kosten zu reduzieren und zum Erhalt einer hohen Versorgungssicherheit beim Voranschreiten der Energiewende beizutragen. Demzufolge werden Mechanismen zur Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten benötigt, die sowohl aktuelle und sich verändernde Regularien berücksichtigen als auch zukünftige Ausbau- und Entwicklungspfade dezentraler Einheiten einbeziehen. Entsprechende Anreize können auf unterschiedliche Weise gesetzt werden: Neben tariflichen Anreizen durch variable Stromtarife oder Netzentgelte ist die Einbindung dezentraler Einheiten in lokale, regionale oder nationale Handelsmärkte für erneuerbaren Strom ein möglicher Weg der marktlichen Integration. Diese Mechanismen befinden sich in unterschiedlichen Spannungsfeldern und bergen verschiedene Chancen, sodass Vor- und Nachteile abgewogen werden müssen.

Unter heutigen Marktbedingungen können **nicht statische Strombestandteile** in Form von variablen Arbeitspreisen dezentrale Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten dazu anreizen, auf die volatile Stromerzeugung zu reagieren. Bestehende Tarife wie Nachtspeichertarife, Hochlast- und Niederlasttarife oder Wärmepumpen-Tarife bilden das Konzept zeitvariabler Stromtarife bereits grundlegend ab, sind jedoch in der Regel auf feste Zeitfenster beschränkt und erzielen in ihrer Ausgestaltung noch nicht ihre potenzielle Wirkung. Ebenfalls existieren bereits verbrauchsvariable Stromtarife, die insbesondere für die energieintensive Industrie zugänglich sind. Mit § 41a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) stellt die Politik sukzessive die

Weichen dafür, dass jeder Stromlieferant in einem bestimmten Rahmen dazu verpflichtet ist, lastvariable oder dynamische (tageszeitabhängige) Tarife anzubieten, die das Energiesparen oder das Steuern des Energieverbrauchs anreizen. Dies gilt seit dem 1. Januar 2022 bereits für Stromlieferanten verpflichtend, die am Ende eines Jahres mehr als 100.000 Letztverbraucher beliefern. Ab dem 1. Januar 2025 wird diese Grenze auf 50.000 belieferte Letztverbraucher herabgesetzt. Heute bieten allerdings erst 0,2 Prozent aller Stromlieferanten in Deutschland solche dynamischen oder lastvariablen Stromtarife an (Bundesnetzagentur, 2021b). Die anreizende Wirkung von variablen Arbeitspreisen ist jedoch von der Zusammensetzung der Strompreisbestandteile abhängig. Der in Deutschland hohe Anteil an Steuern und Abgaben bei Kleinverbrauchern schwächt den Effekt eines variablen Arbeitspreises ab, da dieser nur einen geringen Anteil der Gesamtstromkosten einnimmt. Variable Arbeitspreise schlagen damit nur in geringen Schwankungen auf die Stromrechnung von Letztverbrauchern durch und entfalten nur eine schwache Lenkungswirkung (E-Bridge et al., 2018). Weiterhin kann die Kopplung variabler Strompreise an Börsenstrompreise zu Risiken führen, da Preisschwankungen an der Börse an die Letztverbraucher durchgereicht werden. Damit führen exogene Schocks, wie extreme Wetterphänomene (wie der Wintersturm in Texas 2021) oder Kriegssituationen (wie der Ukraine-Krieg 2022), zu unmittelbaren und massiven Preissteigerungen aufgrund einer klaffenden Lücke zwischen Stromangebot und -nachfrage.

Parallel zu dynamischen Arbeitspreisen können auch **dynamische Netzentgeltkomponenten** Betreiberinnen und Betreiber von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten ökonomisch dazu anreizen, ihre Einheiten netz- und systemdienlich zu betreiben. Ein diskutierter Ansatz zur Netzentgeltanpassung ist die bidirektionale Kostenwälzung, wodurch sich die Kostenaufteilung stärker an dem Wirkleistungsfluss orientiert und so eine größere Verursachungsgerechtigkeit erzielt werden kann (Frank et al., 2022). Auf der anderen Seite hätte dieser Ansatz erhebliche Kosten auf den höheren Netzspannungsebenen zur Folge. Die schwierige Zuordnung der Wirkleistung im Übertragungsnetz erschwert die Kostenaufteilung dabei zusätzlich. Weiterhin sind variable Netzentgelte in Form von Time-of-Use- und Real-Time-Netzentgelten denkbar. Während Time-of-Use-Netzentgelte ein stufenbasiertes Entgelt beschreiben, sind Real-Time-Netzentgelte hochdynamisch. Variable Netzentgelte reizen preislich dazu an, Speicherkapazitäten und Flexibilität an- und systemdienlich einzusetzen. In einer Simulationsstudie zeigten Grid Singularity und Engie (Grid Singularity, 2020) eine Reduktion der Import- und Exportspitzen der unteren Netzebenen um bis zu 10 Prozent. Sich regional unterscheidende Netzentgelte können außerdem potenziell Standortentscheidungen von Verbrauchern für weniger ausgelastete Netzgebiete mit sich bringen. Der entstehende Anreiz zur Bereitstellung und Nutzung von Flexibilität hebt

ebenfalls das Potenzial, die Verursachungsgerechtigkeit zu steigern und erneuerbare Erzeugungsanlagen besser zu integrieren. Die Grundlagen zur regulatorischen Umsetzung dynamischer Netzentgeltkomponenten sind bereits in der Stromnetzentgeltverordnung (Deutscher Bundestag, 2005) vorhanden. Neben Anpassungen in der Stromnetzentgeltverordnung können zukünftige Neuerungen des EnWG, im Besonderen des § 14, die Einführung dynamischer Netzentgeltkomponenten beeinflussen. Weiterhin wird der Kapazitätspreis als zusätzliche Komponente des Netzentgelts diskutiert (Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V., 2020). Der Kapazitätspreis ist abhängig von der Dimensionierung des Netzanschlusspunktes und soll bewirken, dass Netzanschlüsse anwendungsorientiert ausgelegt und nicht überdimensioniert werden, was eine Senkung der Netzkosten bewirken würde. Dem gegenüber stehen jedoch auch die Restriktionen, die durch geringere Netzanschlusskapazitäten entstehen. So können Kapazitätseinschränkungen im Einzelfall Flexibilitätsoptionen, wie den flexiblen Einsatz von Wärmepumpen, hemmen. Weiterhin verringert eine fixe Kapazitätskomponente den Anreiz, Strom zu sparen oder den Verbrauch an variablen Tarifen auszurichten, da verbrauchsbabhängige Größen an Einfluss verlieren. Insgesamt müssen Mechanismen zur Netzentgeltanpassung eine möglichst starke Lenkungswirkung hinsichtlich der Kostenverteilung und Verursachergerechtigkeit haben, um die Transformation hin zur Dezentralisierung der Energieversorgung effektiv zu gestalten.

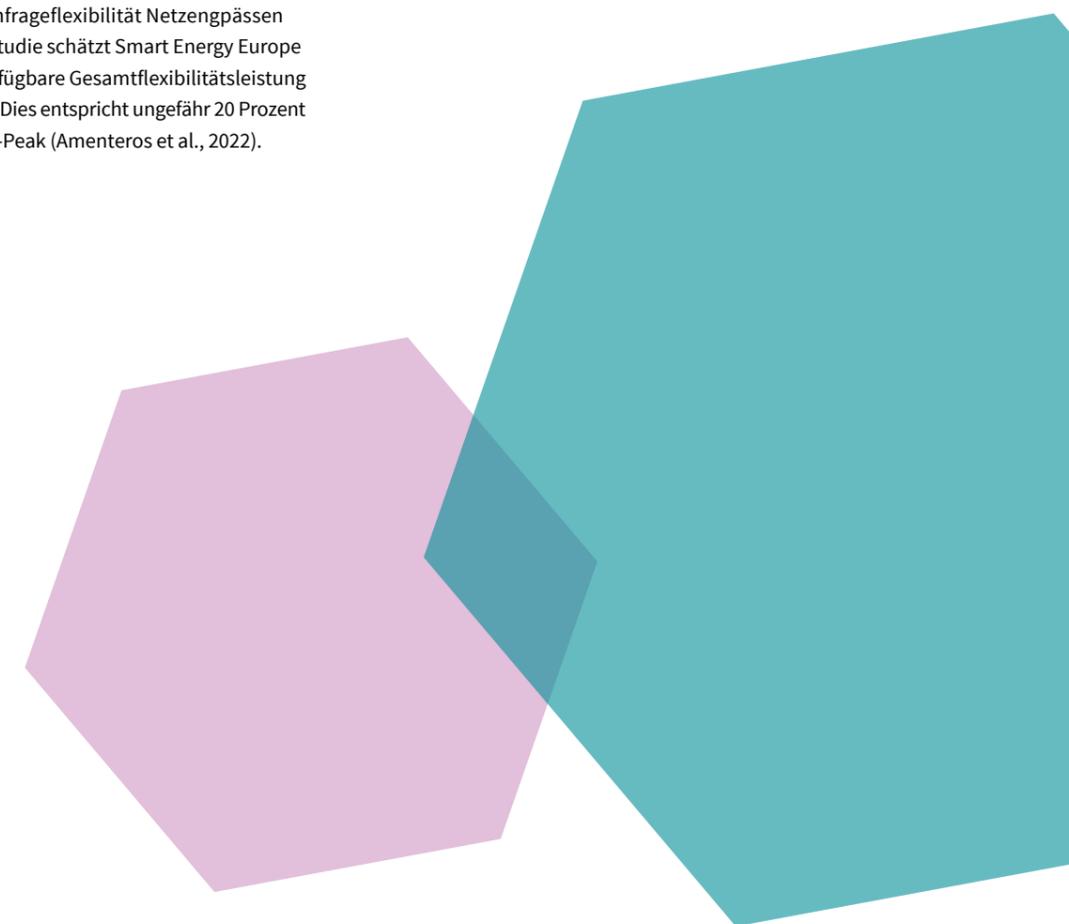
Eine Reform hin zu variablen Netzentgelten und gleichzeitiger Einführung nicht statischer Strompreise kann jedoch zu ungewollten Wechselwirkungen führen, die bei ihrer Gestaltung berücksichtigt werden müssen. Je nach Ausgestaltung von neuen, variablen Netzentgelttarifen können sie die Effekte dynamischer Stromtarife abschwächen oder attraktiver werden lassen. Essenziell für den Erfolg dynamischer Stromtarife in jeglicher Ausgestaltung sind die Akzeptanz und Preiselastizität. Transparenz, Nachvollziehbarkeit und insbesondere Einfachheit schneller Reaktionsmechanismen sind notwendig, um die breite Masse an Betreiberinnen und Betreibern anzureizen, ihre Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten nach Preissignalen auszurichten. Während Akzeptanz maßgeblich politische Kommunikation erfordert, kann das Reagieren auf Preissignale durch Sensorik und Aktorik automatisiert und damit Einfachheit wesentlich gefördert werden.

Eine weitere Form der Marktintegration von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten in Form eines aktiven Handels der Einheiten bieten **lokale Strommärkte**. Lokale Strommärkte stellen eine Handelsplattform dar, auf der in einem räumlich begrenzten Umfeld Strom zwischen Teilnehmern zu den Bedingungen dieses lokalen Marktes gehandelt wird. Bei der Ausgestaltung der zugrunde liegenden Handelsplattform sind verschiedene Konzepte denkbar. Darunter fallen beispielsweise auktionsbasierte

Modelle, preisbestimmende Ansätze, in denen eine Marktplattform die Preise für alle Teilnehmer vorgibt, zentral gesteuerte Energieverteilungsmodelle und der P2P-Marktansatz, in dem Teilnehmer direkten Handel untereinander ohne einen dazwischengeschalteten Intermediär betreiben (Gasten et al., 2021). Der P2P-Stromhandel basiert rein auf ökonomischen Anreizen der Teilnehmer, ihre Kosten im Stromeinkauf zu reduzieren und Erlöse aus dem Stromverkauf zu erhöhen. Der Preis wird dabei zusätzlich von den Stromgestehungskosten, möglichen Netzentgelten und dem Marktpreis höherer Energiemärkte beeinflusst. Zur Definition von Verantwortlichkeiten sowie Betriebs- und Preismechanismen ist ein Marktdesign unerlässlich, das die Leistungsfähigkeit eines P2P-Marktes durch die aktive Gestaltung von Marktregeln sicherstellt. Hierbei ist Transparenz essenziell, um die prozedurale Gerechtigkeit zwischen allen Beteiligten eines lokalen Marktes aufrechtzuerhalten. Insbesondere bei der Optimierung des gemeinschaftlichen Nutzens spielt das Thema Gerechtigkeit eine zentrale Rolle. So ist der Nutzen für alle Marktteilnehmer bei einem bestimmten Anteil an Prosumern im Verhältnis zu Konsumenten am höchsten. Demzufolge können innerhalb von lokalen Märkten finanzielle Ungleichgewichte auftreten, deren Ausgleich zusätzliche Ausgleichsmechanismen erfordern könnte (Monroe et al., 2020). Die EU-Direktive des Clean Energy Package unterstützt die Marktintegration mithilfe lokaler Strommärkte durch die Förderung von **Energy Communities**. Energy Communities haben vor allem das Potenzial, die lokale Synchronisation von Stromangebot und -nachfrage zu fördern sowie perspektivisch auch auf Niederspannungsnetzebene Verbraucherinnen und Verbraucher in dezentrale Strom- und Flexibilitätsmärkte zu integrieren. Die übergeordneten Ziele, die mit der Etablierung von lokalen Energy Communities in Deutschland verfolgt werden, sind die Steigerung der lokalen Systemeffizienz, das Vermeiden von überdimensionierten Netzausbaumaßnahmen, die Entlastung von Übertragungsnetzen und das Schaffen von Investitionsanreizen für den Ausbau lokaler Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen und Elektrifizierungs- und Flexibilisierungsmaßnahmen. Über lokale Strommärkte hinaus ergeben sich durch Energy Communities weitere neue Geschäftsmodelle wie beispielsweise P2P-Sharing-Modelle oder neue Energiedienstleistungsmodelle wie Aggregationsdienstleistungen, die Energy Communities auch ohne direkte physische Verknüpfungspunkte ermöglichen (Deutsche Energie-Agentur, 2022b).

Grundlage für die Wirkung von Preisanreizen und einflussnehmend auf das Potenzial der Integration durch P2P-Strommärkte ist, das Nutzen von Stromangebot und -nachfrage zu synchronisieren. Eine Variante zur Erbringung von Energieflexibilität sind Energiespeicher. Im häuslichen Umfeld werden Stromspeichereinheiten oft in Verbindung mit PV-Anlagen genutzt, um den Eigenverbrauchsanteil von selbst erzeugtem PV-Strom durch

gezieltes Ein- und Ausspeichern des Stroms zu maximieren. Eine weitere häusliche Flexibilitätsvariante ist der flexible Betrieb von Lasten, wie zum Beispiel der Betrieb von Wärmepumpen und Haushaltsgeräten oder das Laden von Elektrofahrzeugen. Im Gegensatz zu Stromspeichereinheiten können diese Lasten lediglich flexibel genutzt werden und erfordern zur gezielten Steuerung eine Integration über Heimenergiemanagementsysteme. Weiter kann durch Anpassung geltender Regulatorik in der Zukunft mit dem bidirektionalen Laden von Elektrofahrzeugen weiteres Flexibilitätspotenzial gehoben werden (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2021). In der Industrie existieren insbesondere Nachfrageflexibilitätspotenziale, die durch das zeitliche Verschieben von (energieintensiven) Produktionsprozessen gehoben werden können. Industrieunternehmen setzen Flexibilitätskapazitäten aus unternehmerischen Gründen hauptsächlich für den Handel auf Flexibilitätsmärkten ein. Neben den jeweiligen ökonomischen Potenzialen der Flexibilitätsnutzung für Privatpersonen oder Unternehmen können Übertragungsnetzbetreiber diese Flexibilitäten für Systemdienstleistungen zur Auflösung von Netzengpässen nutzen, die mit einem Markthochlauf dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten häufiger und flächendeckender auftreten können. Während Netzbetreiber vor der Herausforderung zunehmender Netzengpässe stehen, rentiert sich die Bereitstellung der zuvor skizzierten Flexibilitätskapazitäten durch ihren häufigeren Einsatz schneller. Zunehmend dezentrale Flexibilitätskapazitäten bergen das Potenzial, durch Speicherkapazität oder Nachfrageflexibilität Netzengpässen lokal vorzubeugen. In einer Studie schätzt Smart Energy Europe eine sektorübergreifende verfügbare Gesamtflexibilitätsleistung von ca. 160.000 MW in der EU. Dies entspricht ungefähr 20 Prozent des europaweiten Nachfrage-Peak (Amenteros et al., 2022).



3. Agentenbasierte Modellierung lokaler P2P-Strommärkte

Ziel dieser Studie ist es, die Potenziale einer systematischen, marktlichen Integration von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten wie Batteriespeichern, Elektrofahrzeugen, PV-Anlagen und Windkraftanlagen sowie von Industrie und Haushalten zu untersuchen. Neben tariflichen Anreizen durch zeitvariable Stromtarife oder Netzentgelte wird die Implementierung von lokalen, regionalen und nationalen P2P-Strommärkten untersucht. Diese P2P-Strommärkte werden dafür anhand eines Bottom-up-Marktmodells dargestellt. Das gewählte Marktmodell bietet die Möglichkeit, auf verschiedenen Marktebenen Stromhandel zu betreiben. Für die Simulation von Märkten, insbesondere des Verhaltens von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten, die miteinander interagieren, sind agentenbasierte Modelle besonders geeignet (Nienhaus et al; Wooldridge, 2012). Im Literaturüberblick zu agentenbasierten Simulationsansätzen zur Modellierung von Stromnetzen und -märkten verdeutlichen Ringler et al. (2016) die Eignung von agentenbasierter Modellierung von lokalen Marktkonzepten.

So finden insbesondere in wissenschaftlichen Arbeiten agentenbasierte Modelle häufig Anwendung, wenn die Abbildung von intelligenten Stromnetzen (Smart Grids) mit individuell im Strommarkt handelnden Akteuren im Fokus steht. Dabei untersuchen mehrere Arbeiten den bilateralen Nachbarschaftsstromhandel innerhalb einer Energy Community und seine Auswirkungen in Bezug auf die Lastverschiebung im und die Nutzung von Erzeugungs- und Speichereinheiten des Smart Grid (Kahrobaee et al., 2014; Reis et al., 2018). Weitere Forschungsarbeiten untersuchen mithilfe von Multi-Agenten-Systemen stärker energiewirtschaftlich getriebene Fragestellungen eines P2P-Stromhandels. Dazu zählen die Maximierung des Autonomiegrads einer Energy Community, die entstehenden P2P-Stromhandelskosten, der Trade-off zwischen der Maximierung des P2P-Stromhandels und der Maximierung der Einnahmen von Prosumern, das wirtschaftliche Potenzial des P2P-Stromhandels oder die Auswirkungen von wirtschaftlichen Anreizen für Verbraucherinnen und Verbraucher und Prosumer auf den P2P-Stromhandel (Guimaraes et al., 2021; Neves et al., 2020; Reis et al., 2020).

Im BMWK-geförderten Forschungsprojekt AMIRIS wurde erstmals ein agentenbasiertes Modell zur Analyse der Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt entwickelt. Unabhängig von einem zugrunde liegenden Stromnetz bilden verschiedene Akteure (Betreiber von Erzeugeranlagen, Speicherbetreiber, Netzbetreiber, Zwischenhändler, Strombörse etc.) innerhalb des Ökosystems energiewirtschaftlicher und politischer Rahmenbedingungen den Handel im Energiemarkt ab. Fokus dieser Studie war die Bewertung von Politikinstrumenten wie des Marktprämienmodells zur Direktvermarktung aus dem EEG 2012, der Managementprämie aus der folgenden Novellierung des EEG 2012 und des stufenweisen Übergangs zu einer verpflichtenden Direktvermarktung in Bezug auf ihre Wechselwirkungen mit Akteuren und dem Energiesystem. Damit schließt AMIRIS die in vielen Strommarktmodellen bestehende Lücke zwischen der Makro- und Mikroebene und ermöglicht die Analyse einer Änderung der beschriebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Nienhaus et al.). Die Vorteile des Energieaustauschs in Quartieren untersucht die Studie des Fraunhofer ISE (Triebel et al.) mithilfe eines mathematischen Bottom-up-Optimierungsmodells. Dabei werden die Vorteile einer Quartiersoptimierung quantifiziert und gegenüber der Einzeloptimierung der Akteure deutlich hervorgehoben. Während die Studie Aufschluss über das Potenzial der technischen Energieversorgung von Quartieren der Zukunft gibt, vernachlässigt sie durch die Annahme des kostenfreien Stromaustauschs den Blick auf lokale Energiemärkte. Seit 2009 arbeitet Power TAC (Power Trading Agent Competition) an einer öffentlichen Plattform zur agentenbasierten Simulation zukünftiger, dezentraler Energiemärkte (Ketter et al., 2013). Die 2020 veröffentlichte Spezifikation (Power TAC 2020) ist eine Wettbewerbssimulation eines liberalisierten Stromeinzelhandelsmarktes, auf dem Unternehmen direkt oder über Intermediäre Energiedienstleistungen für die Kundschaft durch Tarifverträge anbieten. Die Plattform ermöglicht so, in einer Spielumgebung theoretische Informationssysteme auszuprobieren, die neue Formen des dynamischen Stromhandels durch Echtzeit-Verbrauchsdaten oder Preissignale ermöglichen sollen.

4. Modellparametrisierung und Simulationsdesign

Kurzinfo: Agentenbasierte Modellierung (ABM)

- ABM ist ein rechnergestützter Ansatz, der in der Forschung und Praxis verwendet wird, um das Verhalten von interagierenden Agenten in einem komplexen System zu untersuchen.
- Ein Agent ist eine entscheidungsfähige Einheit, bei der es sich um ein Individuum oder eine Gruppe oder um ein Elektroauto oder ein Industriegebäude handeln kann. Die Agenten in einem agentenbasierten Modell werden durch eine Reihe von Regeln oder Entscheidungsstrategien dargestellt, die bestimmen, wie sich der Agent als Reaktion auf veränderte Bedingungen im System verhält.
- ABM wird verwendet, um Interaktionen zwischen den Agenten zu simulieren und dadurch sogenannte emergente Effekte, also die Entstehung von Mustern und Verhaltensweisen im Gesamtsystem, zu untersuchen.
- ABM wird in einer Vielzahl von Bereichen eingesetzt, darunter Physik, Ökologie, Wirtschaft und Sozialwissenschaften.
- Andrae und Pobuda (2021) (siehe QR-Code) bieten eine Einführung in deutscher Sprache:



Bislang beschäftigt sich keine Studie mit einer deutschlandweiten Potenzialanalyse der Integration von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten durch Tarifierungen und insbesondere die Implementierung lokaler Strommärkte in Form eines P2P-Stromhandels. In dieser Studie wird dazu ein Bottom-up-Marktmodell zur Darstellung des deutschen Strommarktes als agentenbasiertes Simulationsmodell umgesetzt. Es wird die Simulationsplattform „Grid Singularity Exchange“ genutzt, um ein repräsentatives Abbild aller Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten des deutschen Stromsystems im Jahr 2030 zu kreieren. Die dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten (Agenten) können dabei nach eigenen ökonomischen Präferenzen über ihr Marktverhalten selbst entscheiden. Neben der Quantifizierung der Marktteilnahme, einem entsprechenden Beitrag zur Dekarbonisierung und den Kostenreduktionspotenzialen von Tarifierungen und P2P-Stromhandelsmärkten dient diese Studie ebenfalls als Proof-of-Concept dieses Simulationsansatzes und differenziert sich damit von aktuell verbreiteten Modellkonzepten.

Die systematische Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten wird im Rahmen der Studie anhand verschiedener Szenarien untersucht und einem Basisszenario gegenübergestellt, das den Status quo repräsentiert. Diese Szenarien bilden definierte Marktintegrationsmechanismen wie zeitvariables Netzentgelt, Arbeitsstrompreise und verschiedene Ebenen von P2P-Stromhandelsmärkten ab. Zur Identifikation der betrachteten Szenarien wurden Interviews mit verschiedenen Expertinnen und Experten aus dem Netzbetrieb, dem Verbandswesen, zuständigen Ministerien und der Forschung geführt. Zusätzlich wurde dieser Input genutzt, um in einem Projekt-Workshop die Szenarien zu definieren und zu priorisieren. Zum Vergleich der Szenarien wurden verschiedene Key Performance Indicators (KPIs) aufgestellt, anhand deren die Simulationsergebnisse ausgewertet werden. Sie werden in Kapitel 5.1 näher spezifiziert.

In diesem Kapitel wird ein agentenbasiertes Strommarktmodell mit dem Ziel eingeführt, relevante Erkenntnisse für die Transformation des deutschen Markt- und Stromsystems bezüglich der Bottom-up-Integration dezentraler Einheiten zu liefern. Zur Analyse tariflicher Anreize und eines direkten P2P-Stromhandels in einem zukünftigen Stromsystem wird im Rahmen dieser Studie das perspektivische Stromsystem im Jahr 2030 im Modell zugrunde gelegt. Dazu werden die aktuellen Bestrebungen der Bundesregierung und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hinsichtlich der Dekarbonisierung des Energiesystems genutzt und die bereits vorgestellten Ziele des BMWK berücksichtigt. Die folgenden Abschnitte beinhalten eine kompakte Beschreibung des zugrunde liegenden Simulations-Settings sowie der Modellparametrisierung des agentenbasierten Strommarktmodells. Anschließend werden die in Kapitel 2 diskutierten Integrationsmechanismen (dargestellt als Szenarien) wie tarifliche Anreize und verschiedene Stufen des P2P-Stromhandels hinsichtlich der KPIs analysiert.

4.1 Agentenbasiertes Strommarktmodell

Gemäß dem Untersuchungsgegenstand des Projekts bilden die Agenten im Strommarktmodell hauptsächlich dezentrale Stromverbrauchs- und Erzeugungseinheiten ab. Als dezentrale Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten werden dabei Anlagen auf einer Verteilnetzebene bezeichnet, die erneuerbaren Strom erzeugen und/oder verbrauchen können. Hierunter fallen im Rahmen dieser Studie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, PV-Anlagen, Heimbatteriespeicher und Haushaltslasten. Zusätzlich werden Industrielasten und Windkraftanlagen als weitere Stromerzeugungseinheiten, die der Übertragungsnetzebene zugeordnet werden können, mit einbezogen. Im Folgenden wird dargestellt, gemäß welchem Vorgehen die Art und Anzahl der Agenten ausgewählt und parametrisiert wurden, um ein Abbild des deutschen Stromsystems im Jahr 2030 zu kreieren.

4.1.1 Regionalisierung

Ausgangspunkt ist die Unterteilung Deutschlands in sechs Regionen. Hierbei handelt es sich um eine fiktive Unterteilung, die keinem realen Versorgungsnetz entspricht, jedoch ein grobes Abbild der Verteilung der Bevölkerung, der Industrie und der Wind- und PV-Erzeugungsanlagen schafft. Konkret unterteilen wir Deutschland in sechs Regionen gemäß Abbildung 3. Jede Region umfasst vier repräsentative Energy Communities, in denen Haushalte, Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher, Wärmepumpen und PV-Anlagen zusammengefasst sind. Regionale Unterschiede werden über die Anzahl und Parametrisierung der Agenten, die einer Region und innerhalb dieser einer Energy Community zugeordnet sind, abgebildet (siehe Abschnitt 4.1.2). Nicht einer Energy Community, aber dennoch einer Region zugeordnet sind Agenten, die aggregiert die Windkraftanlagen und industriellen Lasten einer Region abbilden. Während bei den kleinen dezentralen Einheiten in Haushalten regionsspezifische Unterschiede über die Anzahl der modellierten Einheiten gesteuert werden, erfolgt dies bei den Einheiten für die Windkraftanlagen und die industriellen Lasten über die Eigenschaften dieser Agenten in Form des Stromangebots und der Stromnachfrage. Abbildung 3 illustriert neben der Anzahl der jeweiligen Agenten je Region auch den prozentualen Anteil der Windstromproduktion und des industriellen Stromverbrauchs. Zum Beispiel sind ein verstärktes Angebot von Windstrom im Norden sowie ein erhöhtes Aufkommen an PV-Anlagen im Süden sichtbar. Zudem sind regionale Unterschiede in der Anzahl an Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen zu beobachten. Ebenso sind Lastzentren der Industrie wie in Region 2 zu erkennen.

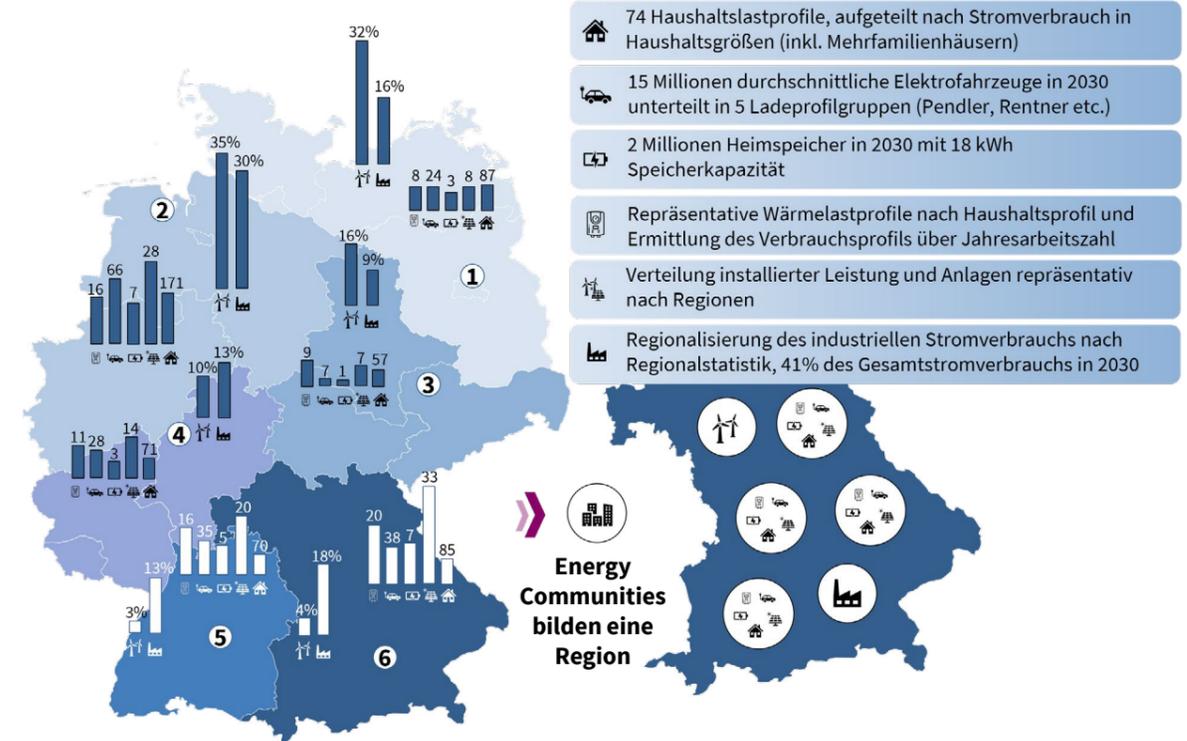


Abbildung 3: Regionalisierung der dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten

Die Anzahl der modellierten Agenten für EVs, PV-Anlagen, Wärmepumpen und Batteriespeicher basiert auf Prognosen für das Jahr 2030. Die Datenherkunft und Parametereauflistung werden in Abschnitt 4.1.2 näher erläutert. Um eine hohe Ergebnisgüte bei gleichzeitiger Durchführbarkeit der Simulationen zu

gewährleisten, wurden insgesamt 967 Agenten modelliert, die das Stromsystem im Jahr 2030 im Maßstab 1:75.000 abbilden. Tabelle 1 fasst die Anzahl der modellierten Agenten je Einheit und Region zusammen.

Region	Haushalte	Elektrofahrzeuge	Batterie-speicher	Wärmepumpen	PV-Anlagen	Wind-kraft	Industrie	Gesamt
1	87	24	3	8	8	1	1	132
2	171	66	7	16	28	1	1	290
3	57	7	1	9	7	1	1	83
4	71	28	3	11	14	1	1	129
5	70	35	5	16	20	1	1	148
6	85	38	7	20	33	1	1	185
Gesamt	541	198	26	80	110	6	6	967

Tabelle 1: Überblick über die Verteilung der Agenten auf die einzelnen Regionen

4.1.2 Parametrisierung der Agenten

Haushalte

Es wird angenommen, dass die Anzahl der Haushalte bis zum Jahr 2030 stabil bleibt. Damit liegt eine Basis von ca. 41 Millionen Haushalten zugrunde. Auf Basis historischer Daten zur geografischen Verteilung der Haushalte und ihrer Größe (Statistisches Bundesamt) wird eine Verteilung unterschiedlicher Haushaltsgrößen auf die oben genannten sechs Regionen vorgenommen. Diese Verteilungen sind wichtig, um den Haushalten je nach ihrer Größe Lastprofile zuzuordnen zu können. Die Grundlage für diese Lastprofile bilden 74 repräsentative Verbrauchsprofile von Wohnhäusern, die die HTW Berlin (Tjaden et al., 2022) zur Verfügung stellt. Anhand des jährlichen Stromverbrauchs ordnen wir diese Verbrauchsprofile von Wohnhäusern einer Haushaltsgröße zu. Die Haushaltsgrößen erstrecken sich von Single-Haushalten bis zu Haushalten mit fünf oder mehr Personen. Große Haushalte können dabei auch die Größe von kleinen Mehrparteienhäusern repräsentieren. Da unabhängig von der Haushaltsgröße und der Region Bewohnerinnen und Bewohner unterschiedliche Lastprofile aufweisen, wird für jede Haushaltsgröße ein Pool aus möglichen Lastprofilen definiert, aus dem das bewohnerspezifische Lastprofil zufällig einem Haushalt einer bestimmten Größe zugeordnet wird.

Elektrofahrzeuge

Das BMWK strebt bis zum Jahr 2030 mindestens 15 Millionen zugelassene Elektrofahrzeuge an (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022). Gemessen an der historischen Zielsetzung von 1 Million Elektrofahrzeugen bis zum Jahr 2020 wird damit ein ambitioniertes Ziel gesetzt (Umweltbundesamt, 2022). Die wachsende Notwendigkeit einer raschen Dekarbonisierung des Verkehrssektors, die aktuell schnell steigenden Zulassungszahlen und Ankündigungen der deutschen Automobilindustrie lassen jedoch höhere Wachstumszahlen erwarten. Damit erscheint eine Zulassung von 15 Millionen Elektrofahrzeugen bei einem Bestand von 46 Millionen Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor keineswegs anspruchsvoll, sondern moderat und notwendig. In unserer Studie wird weiter angenommen, dass die regionale Verteilung der Zulassungszahlen kaum zeitabhängig ist, weshalb für die regionale Verteilung der Fahrzeuge im Modell die durchschnittliche Verteilung von Elektrofahrzeugen auf die einzelnen Bundesländer der Jahre 2021 und 2022 angenommen wird (Kraftfahrzeugbundesamt, 2022). Analog zu den Haushalten sind die Agenten der Elektrofahrzeuge als statische Lastprofile im Modell dargestellt. Die Anwendung von Elektrofahrzeugen als Speicher durch bidirektionales Laden wird in dieser Studie nicht betrachtet. Das Ladeverhalten der Elektrofahrzeuge folgt im Modell fünf repräsentativen Lastprofilen (durchschnittliche viertelstündliche Lastwerte in kW/Fahrzeug) für verschiedene Gruppen: Pendlerinnen und Pendler, nicht Pendelnde, Ein-/Mehrpersonenhaushalte mit Kindern, Ein-/Mehrpersonenhaushalte ohne Kinder sowie Rentnerinnen und Rentner (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2020b). Die Lastprofile wurden auf Basis des Wetterjahres 2012, einer Fahrzeugbatteriekapazität

von 50 kWh für Mittelklassewagen mit einem durchschnittlichen Verbrauch von 17,9 kWh/100 km sowie unter Annahme des Direktladens erstellt. Direktladen bedeutet, dass ein Fahrzeug seinen Ladebedarf unmittelbar und so schnell wie möglich decken möchte.

Batteriespeicher

Heimbatteriespeicher ermöglichen es Haushalten, den durch die eigene PV-Anlage produzierten Strom zwischenspeichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu nutzen oder Strom zu günstigen Marktbedingungen einzulagern und zu einem anderen Zeitpunkt zu nutzen. Der Wegfall der EEG-Vergütung könnte als Beschleuniger für das Wachstum des Speichermarktes wirken. Gleichzeitig sieht die neue EEG-Novelle aber auch einen leichten Anstieg der Einspeisevergütung vor (Deutscher Bundestag, 2023). Nach Berechnungen des Bundesverbands Solarwirtschaft muss die Speicherkapazität bis zum Jahr 2030 im Vergleich zum heutigen Stand versiebenfacht werden, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Dies entspräche einer kumulierten elektrischen Speicherkapazität von 18 GWh (Bundesverband Solarwirtschaft e. V., 2021). Bei gleichbleibenden Speicherkapazitäten heutiger Heimspeicher entspräche dies in etwa 2 Millionen Batteriespeichern. Grundlage für die regionale Aufteilung der Agenten für Heimspeicher auf die einzelnen Regionen bildet die aktuelle Verteilung der sich im Betrieb befindlichen Batteriespeicher zu Beginn des Jahres 2022 aus dem Marktstammdatenregister (Bundesnetzagentur, 2022). Für die technische Spezifikation von Heimspeichern wird der VARTA element 9/S4 mit einer Batteriekapazität von 9,8 kWh (von denen 8,8 kWh nutzbar sind) und einer Lade- bzw. Entladeleistung von 3 kW (VARTA, 2021) als repräsentativer Heimspeicher verwendet.

Wärmepumpen

Maßnahmen zur Dekarbonisierung sind häufig eng mit einer zunehmenden Elektrifizierung verknüpft. Dies wirkt sich auch stark auf die Heizungsstruktur in Deutschland aus, bei deren Transformation Wärmepumpen einen wichtigen Baustein darstellen. Die Bundesregierung strebt an, den Bestand an Wärmepumpen auf das Vier- bis Sechsfache zu erhöhen. Das entspräche einem Zielbestand von 4 bis 6 Millionen Wärmepumpen im Jahr 2030 (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022). Die Verteilung der Wärmepumpen auf die in der Simulationsstudie definierten Regionen im Jahr 2030 stützt sich auf historische Daten zur Verteilung existierender Wärmepumpen auf die Bundesländer im Jahr 2018 (Bundesverband Wärmepumpe e. V., 2018). Analog zu den Haushaltslasten werden für Wärmepumpen repräsentative Lastprofile verwendet, die sich an den Haushaltsgrößen orientieren (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2020c). Das elektrische Verbrauchsprofil der Wärmepumpen wurde anhand der repräsentativen Wärmelastprofile sowie einer durchschnittlichen Jahresarbeitszahl ermittelt. Die Jahresarbeitszahl gibt die Effizienz einer Wärmepumpe an und entspricht dem Verhältnis zugeführter elektrischer zu abgeführter thermischer Energie.

Photovoltaik- und Windkraftanlagen

Bis zum Jahr 2030 strebt Deutschland eine signifikante Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Erzeugungstechnologien an (PV, Wind onshore, Wind offshore, Biomasse und Laufwasserkraftwerke). Im Jahr 2021 waren in Deutschland ca. 1,3 Millionen PV-Anlagen auf Ein- und Zweifamilienhäusern installiert. Gemäß EUPD Research entspricht dies lediglich 11 Prozent der deutschen Ein- und Zweifamilienhäuser (von insgesamt 11,7 Millionen), die hinsichtlich ihrer Dachflächen für PV-Dachanlagen als geeignet eingestuft werden können. Die durchschnittliche Leistung bestehender PV-Dachanlagen betrug im Jahr 2020 7,5 kWp (EUPD Research, 2021). Insgesamt liegt die Nennleistung der PV-Dachanlagen in Deutschland aktuell bei ca. 58 GW (Statistisches Bundesamt, 2022). Gemäß Koalitionsvertrag liegen die Ausbauziele der Bundesregierung bei 200 GW bis 2030 (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022). Für den Ausbau der Windkraft sollen laut Koalitionsvertrag 2 Prozent der bundesdeutschen Fläche vorgehalten werden. Daraus resultiert ein geplanter Zubau von Onshore-Windanlagen in Höhe einer installierten Leistung von 126 GW (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022). Parallel wird für Offshore-Windanlagen eine installierte Leistung von 30 GW zum Jahr 2030 angestrebt.

Industrie

Neben der zunehmenden Elektrifizierung im Wärme- und Verkehrssektor werden auch in der Industrie verstärkt Prozesse elektrifiziert oder Strom zur Erzeugung von Wasserstoff eingesetzt, der konventionelles Erdgas ersetzen kann. Damit ist mit einem Anstieg des Bruttostromverbrauchs in Deutschland bis zum Jahr 2030 zu rechnen. In der Eröffnungsbilanz des BMWK wird der Bruttostromverbrauch für das Jahr 2030 auf 680 bis 750 TWh geschätzt (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, 2022). In dieser Studie wird mit einem Bruttostromverbrauch

von 715 TWh der Mittelwert des Intervalls angenommen. Als aktuell größter Stromverbraucher wird der Industrie auch für das Jahr 2030 ein dominierender Anteil des nationalen Strombedarfs von schätzungsweise 41 Prozent zugeordnet. Analog zu Haushalten, EVs und Wärmepumpen verwendet die Studie auch für die Industrie repräsentative Lastprofile (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V., 2020a). Die Verteilung des Stromverbrauchs auf einzelne Regionen erfolgt wiederum auf Basis der durchschnittlichen Verteilung von Industrieunternehmen in den Jahren 2018, 2019 und 2020 (Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2022).

Strompreis und Netzentgelte

Für das Jahr 2030 wurde ein stündlicher Day-Ahead-Börsenstrompreis auf Basis der zu erwartenden Erneuerbare-Energien-Erzeugungsprofile synthetisiert. Hierzu wurde das Open-Source-Preisvorhersage-Tool Prophet (Taylor und Letham, 2017) mit historischen Erzeugungs- und Strompreiszereihen trainiert. Für das Jahr 2030 werden volatilere stündliche Börsenstrompreise prognostiziert, was auf die zukünftig höhere fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (siehe Abbildung 4) zurückzuführen ist. Der durchschnittliche Börsenstrompreis beträgt auf Basis der Vorhersage 73,14 Euro/MWh, was einen Anstieg um 43 Prozent im Vergleich zu den Vorjahren (2016 bis 2020) bedeutet. Die zunehmende Volatilität spiegelt sich im Anstieg der Standardabweichung um 37 Prozent wider. Nach Addition aller Umlagen und Steuerbelastungen, ausgenommen der EEG-Umlage, ergibt sich ein Haushaltsstrompreis von 21,05 ct/kWh abzüglich der Netzentgelte. Zur Berechnung der Umlagen und Steuerbelastungen wurde das Mittel der 2018 bis 2021 gültigen Werte verwendet.

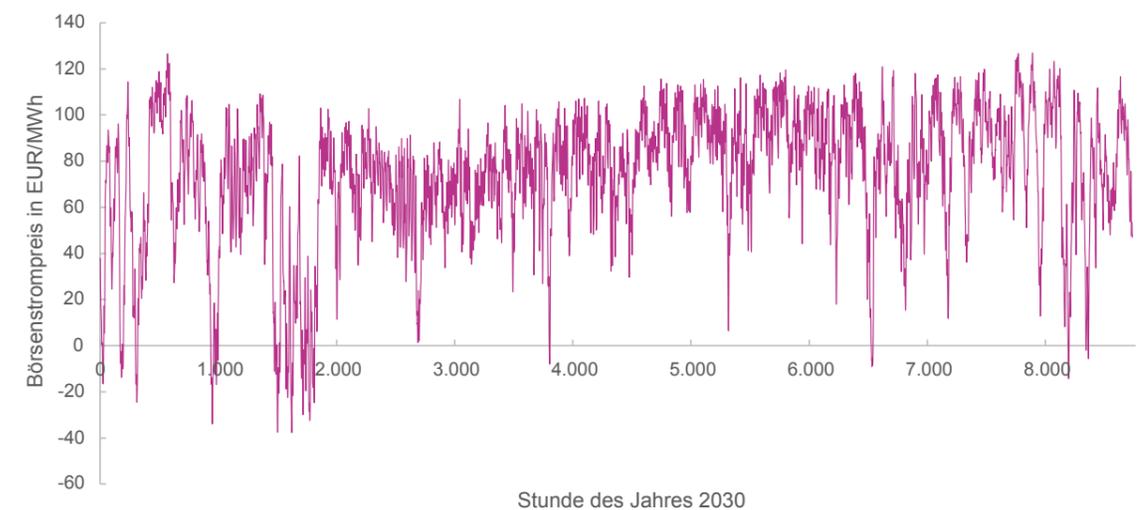


Abbildung 4: Synthetisierte stündliche Börsenstrompreise für das Jahr 2030

Die Netzentgelte für Industrie und Haushalte wurden auf Basis der durchschnittlichen Netzentgelte der letzten Jahre sowie von Daten der Bundesnetzagentur und des BDEW (Bundesnetzagentur, 2021a; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., 2022) bestimmt. Für Haushalte entspricht dies Netzentgelten von 7,68 ct/kWh und für die Industrie von 2,63 ct/kWh. In der vorliegenden Simulationsstudie werden keine leistungsabhängigen Netzentgelte betrachtet. Zur Untersuchung des Einflusses zeitvariabler Netzentgelte wurde die durchschnittliche tägliche

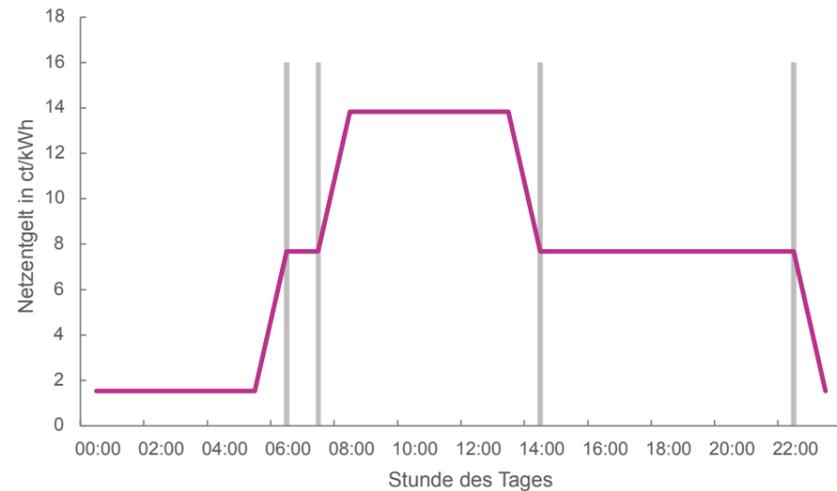


Abbildung 5: Zeitvariable Netzentgelte je Stunde (Quelle: eigene Darstellung)

Netzauslastung auf regionaler Ebene pro Stunde des simulierten Basisszenarios bestimmt. Dabei konnten Stunden mit einer Abweichung nach oben oder unten von mehr als 10 Prozent gegenüber der durchschnittlichen Netzauslastung ermittelt werden, die zur Analyse mit Netzentgelten parametrisiert wurden, die um 80 Prozent höher oder niedriger im Vergleich zum Basisszenario liegen. Die zeitvariablen Netzentgelte für einen Tag sind in Abbildung 5 dargestellt.

4.2 Studiendesign: Simulationsumgebung und Untersuchungsgegenstand

Für die Umsetzung des agentenbasierten Simulationsansatzes wird in dieser Studie die Grid Singularity Energy Exchange (Grid Singularity, 2022) herangezogen. Die Grid Singularity Exchange ist ein Open-Source-Energiemarktsimulationsmodell, das durch seinen agentenbasierten Ansatz geeignet ist, Bottom-up-Energiemärkte und damit P2P-Strommärkte zu simulieren. Die umgesetzten Marktebenen des P2P-Handels folgen dabei dem hierarchischen Aufbau des deutschen Stromnetzes mit den lokalen bzw. regionalen Verteilnetzebenen und den überregionalen Übertragungsebenen. Abbildung 6 zeigt die beispielhafte Topologie für ein lokales P2P-Marktmodell, in dem Agenten (Haushalte und ihre zugehörigen Verbrauchs-, Erzeugungs- und Speichereinheiten) innerhalb einer Energy Community miteinander handeln können. Erweitert man das P2P-Marktmodell auf eine regionale Ebene (in Abbildung 6 als zweiter Layer angedeutet), wird ein regionaler P2P-Stromhandel ermöglicht. Damit ist der direkte Stromhandel nicht nur innerhalb einer Energy Community, sondern auch darüber hinaus zwischen den Energy Communities und zwischen Agenten verschiedener Energy Communities innerhalb einer Region erlaubt. Analog öffnet ein nationales P2P-Marktmodell

die Möglichkeiten des überregionalen P2P-Stromhandels (in Abbildung 6 als dritter Layer angedeutet). In der Realität wäre bei Umsetzung solcher P2P-Marktmodelle mit der Öffnung des Marktes neben der Verteilnetzebene auch die Übertragungsnetzebene des Stromsystems im P2P-Handel von Bedeutung. Für den Stromhandel wird angenommen, dass Einheiten innerhalb eines Haushalts keine Netzentgelte für den hausinternen Handel mit Strom bezahlen müssen, da dieser Handel einer Stromverschiebung zwischen den Energiekomponenten eines Haushalts gleicht. Sobald ein Haushalt mit einer anderen Einheit, wie beispielsweise einem anderen Haushalt, Handel betreibt, fallen auf allen Netzebenen Netzentgelte an, die die einkaufende Entität zu entrichten hat. Wie Abbildung 6 zeigt, gibt es für jeden P2P-Strommarkt einen Energiehändler („Market Maker (MM)“), der zum Beispiel einem Energieversorgungsunternehmen entspricht. Seine Funktionsweise und die der anderen Agenten werden nachfolgend genauer erläutert.

Um aussagekräftige Ergebnisse und gleichzeitig eine im Projekt realisierbare Simulationszeit zu gewährleisten, wird die Simulation in stündlicher Auflösung für vier repräsentative Wochen eines Jahres durchgeführt.

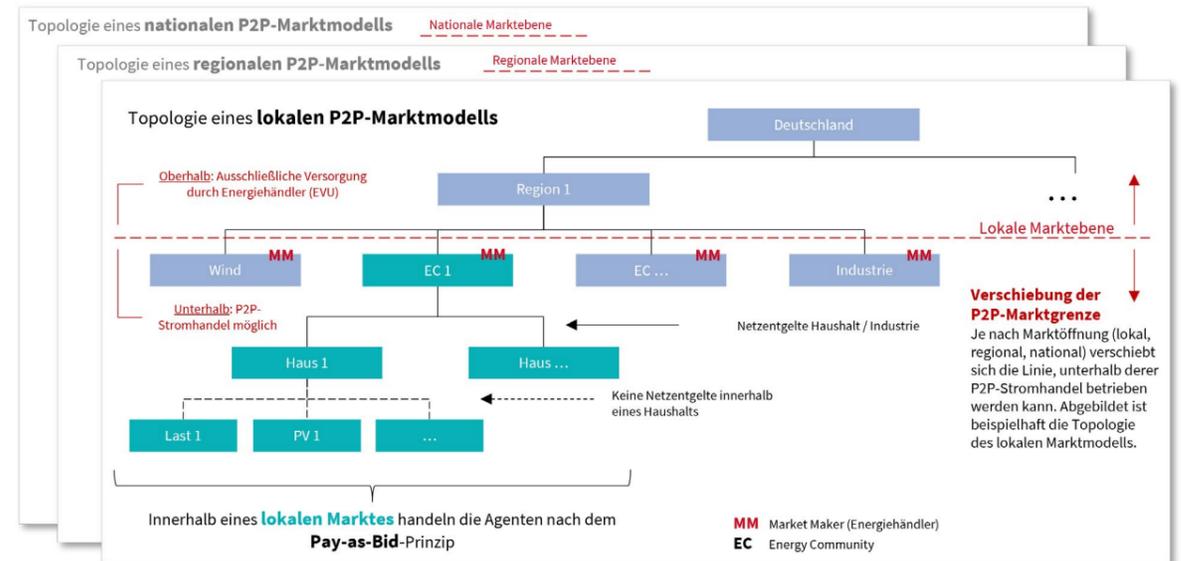


Abbildung 6: Topologie des Marktmodells am Beispiel des lokalen P2P-Marktmodells

Agenten

Im Simulationsmodell existieren drei verschiedene Agententypen zur Darstellung von dezentralen Stromeinheiten. Dazu gehören Lasten (z. B. Haushalte, Industrie o. Ä.), Erzeuger (PV-Anlagen, konventionelle Kraftwerke o. Ä.) sowie Batteriespeicher, die alle als eigenständige Agenten durch verschiedene Größen charakterisiert sind (siehe Kapitel 4.1). Lasten und Erzeuger sind durch die jeweiligen Last- bzw. Erzeugungsprofile, ihre Verortung im hierarchischen System, eine Handelsstrategie sowie gegebenenfalls Handelspräferenzen beschrieben. Batteriespeicher werden durch die Speicherkapazität, den maximalen und minimalen State-of-Charge sowie die Be- und Entladeleistung parametrisiert. Haushalte, Energy Communities, Regionen und alle Energiehändler sind Agenten, die keine technischen Parameter aufweisen, sondern lediglich benötigte Strommengen kaufen oder überschüssige Strommengen verkaufen. Die Agenten agieren folglich auf Basis ihrer Parametrisierung und ihrer Präferenzen. Sie unterliegen keiner Vorausschau oder Abschätzung der Zukunft, sondern entscheiden basierend auf den aktuellen Gegebenheiten.

Energiehändler

Für den bilanziellen Ausgleich eines P2P-Strommarktes ist im Modell der Grid Singularity Energy Exchange ein Energiehändler verantwortlich. Ein Energiehändler fungiert als eine Art Energieversorger bzw. -dienstleister und damit als Schnittstelle zu den konventionellen Strommärkten, um Stromüberschüsse zu einem Feed-in-Tarif aufzukaufen bzw. nicht bediente Nachfrage zum Marktstrompreis zu decken. Daher gleicht er das System zu jedem Zeitpunkt aus und stellt sicher, dass Stromangebot und -nachfrage innerhalb eines P2P-Strommarktes im Gleichgewicht sind. Verschiedene Regionen und Energy Communities haben möglicherweise unterschiedliche Eigenverbrauchsquoten und

könnten Energieüberschüsse untereinander aufteilen. Da sie je nach Modellkonfiguration nicht zwingend miteinander handeln können, muss der Energiehändler jede zusätzlich benötigte Strommenge bereitstellen und eventuelle Erzeugungsüberschüsse abnehmen und gegebenenfalls vergüten. Das bedeutet zudem, dass keine Abregelung der modellierten erneuerbaren Erzeugung stattfindet, da Netzengpässe nicht berücksichtigt werden können.

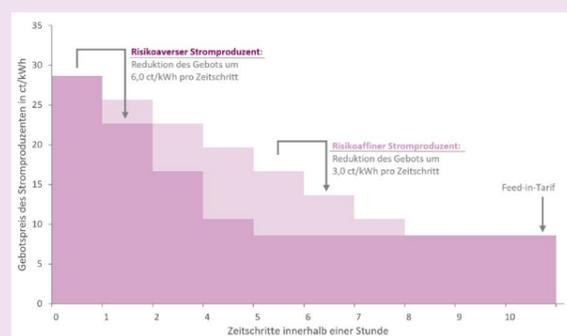
Preisgestaltung an P2P-Strommärkten

Während außerhalb eines P2P-Strommarktes ein konstant angenommener Strompreis gilt, ist dieser innerhalb von P2P-Strommärkten abhängig vom Stromangebot und von der Stromnachfrage innerhalb dieses Marktes. Der Strompreis wird pro Stunde bestimmt und ist abhängig vom aktuell am P2P-Markt verfügbaren Angebot und Nachfragegebot. Der Strompreis für die Energiehändler ist agnostisch hinsichtlich der Marktmodelltopologie und immer identisch. Je nach Analyseszenario ist der Strompreis zeitvariabel oder konstant. Zusätzlich zum Strompreis umfassen die endgültig zu bezahlenden Stromkosten auch Netzentgelte, die immer dann anfallen, wenn mindestens haushaltsübergreifend in Energy Communities gehandelt wird. Damit wird der Eigenverbrauch innerhalb eines Hauses nicht mit Netzentgelten belegt. Bei Handel zwischen Agenten unterschiedlicher Energy Communities oder Regionen berechnet dieses Modell die zu entrichtenden Netzentgelte pro genutzter Netzebene. Diese Charakteristik soll zum einen die Netznutzung fair bepreisen, zum anderen führt sie zu einem Anreiz, Strom lokal zu handeln, da die Nutzung mehrerer Netzebenen bei einem Stromhandel über Energy Communities oder Regionen hinweg zu höheren Netzentgelten führt. Analog zum Strompreis können Netzentgelte je nach Analyseszenario variabel je Stunde oder als konstanter Wert parametrisiert werden.

Bildung des Strommarktpreises an P2P-Strommärkten

Der Handel zwischen zwei Agenten basiert auf einem Pay-as-Bid-Mechanismus. Dabei wird für jeden bilateralen Handel ein individueller Preis basierend auf den Nachfrage- und Angebotspreisen bestimmt. Dazu platzieren alle handelnden Agenten ihre Angebots- und Nachfragegebote auf dem P2P-Strommarkt, in dem sie sich je nach Markttopologie befinden. Wie in der folgenden Infobox näher erläutert, liegen den verschiedenen Agenten Handelsstrategien zugrunde, die jeweils durch ein Start- und Endgebot charakterisiert sind. Zu diesen Geboten ist ein Agent jeweils bereit, seine Last zu decken bzw. seine erzeugte Strommenge zu verkaufen. Das Clearing der Gebote wird stufenweise jede Stunde vollzogen. Hierzu wird eine Stunde in zehn Zeitschritte aufgeteilt. Zu Beginn der Stunde bietet jeder Agent mit seinem Startgebot in dem Markt. Erfolgt kein Clearing, kann das Gebot in jedem Zeitschritt der Stunde erhöht oder reduziert werden, bis das Clearing erfolgt oder das Endgebot erreicht wird.

Der Agententyp „Last“ kauft Strom maximal zum Strompreis des Energiehändlers ein, was demnach seinem Endgebot entspricht. Das Endgebot der PV- oder Windanlagen, Strom zu verkaufen, entspricht vice versa je nach Konfiguration dem Feed-in-Tarif des Energiehändlers oder null, wenn davon ausgegangen wird, dass es in einem P2P-Strommarkt keine Mindesteinspeisevergütung oder Vergleichbares gibt. Finden Anfragegebot und Angebot nicht innerhalb der möglichen Zeitschritte am P2P-Markt zusammen, handeln sowohl Stromproduzenten als auch Stromkonsumenten mit dem Energiehändler. Das in dieser Studie verwendete Modell ermöglicht es, neben dem Start- und Endgebot ebenfalls die Gebotserhöhung oder -reduktion je Zeitschritt für jeden Agenten einzustellen. Dadurch wird das individuelle Endgebot früher oder später erreicht, wodurch aggressive oder passive Handelsstrategien abbildbar sind. Für Untersuchungen in dieser Studie werden den Agenten in einem vordefinierten Intervall randomisiert individuelle Gebotsschritte zugeteilt.

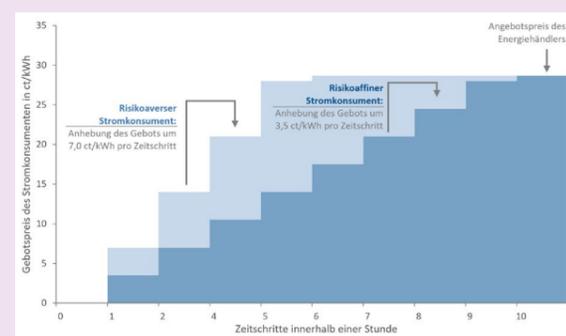


Handelsstrategie der Stromproduzenten

Der Stromproduzent bietet zu Beginn einer jeden Stunde verfügbaren Strom zum Preis des Energiehändlers am P2P-Markt an. In jedem Zeitschritt wird das Gebot um beispielsweise 6,0 ct/kWh gesenkt. Je nach Risikoaversität des Stromproduzenten ist dieser Betrag höher oder niedriger (z. B. 3,0 ct/kWh). Je höher der Reduktionsbetrag, desto eher wird der Stromproduzent zum minimalen Erlös in Form des festgelegten Feed-in-Tarifs an den Energiehändler verkaufen. Auf der linken Seite sind beispielhaft zwei Handelsstrategien eines risikoaversen und eines risikoaffinen Stromproduzenten dargestellt.

Clearing

Sobald sich die Gebotskurven eines Stromproduzenten und eines Stromkonsumenten auf einem P2P-Handelsplatz treffen, wird zu diesem Preis bilateral Strom gehandelt. Hierbei muss nicht zwingend die gesamte Stromnachfrage des Stromkonsumenten in einem Handelsschritt gedeckt werden. Die residuale Nachfrage wird entsprechend der Gebotskurve weiterhin über den P2P-Handelsplatz oder anschließend über den Energiehändler beschafft.



Handelsstrategie der Stromkonsumenten

Der Stromkonsument gibt zu Beginn jeder Stunde für seinen Strombedarf eine niedrige Zahlungsbereitschaft an. Mit jedem Zeitschritt, in dem die Nachfrage nicht gedeckt werden konnte, ist der Stromkonsument bereit, mehr für die benötigte Strommenge zu zahlen. Der Betrag, um den das Gebot erhöht wird, kann je nach Risikoaffinität des Stromkonsumenten höher (z. B. 7,0 ct/kWh) oder niedriger (z. B. 3,5 ct/kWh) ausfallen. Der Stromkonsument ist höchstens bereit, den Betrag zu bezahlen, für den er seinen Strombedarf beim Energiehändler decken kann. Beispielhaft sind rechts zwei verschiedene Handelsstrategien dargestellt.



4.2.1 Mechanismen zur systematischen Marktintegration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten

Die zuvor beschriebenen Parameter bilden die Grundlage für das Bottom-up-Strommarktmodell zur Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten. Im Folgenden werden Mechanismen (siehe Kapitel 2) zur Integration der dezentralen Einheiten im Detail beschrieben, sodass anschließend konkrete Analyseszenarien abgeleitet werden können. Der Fokus liegt dabei auf Anreizen durch Preissignale (zeitvariable Strompreise oder zeitvariable Netzentgelte) sowie der Einrichtung von lokalen P2P-Strommärkten auf verschiedenen Handelsebenen.

Time-of-Use-Stromtarife

Time-of-Use-Stromtarife zielen insbesondere darauf ab, Anreize für flexibles Verhalten von Stromverbrauchern zu schaffen, durch das diese unter anderem ihre jeweiligen Stromkosten reduzieren können. Die bisher vorherrschende vertragliche Festlegung des Arbeitsstrompreises auf ein fixiertes Niveau für Haushalte führt dazu, dass der Zeitpunkt des Strombezugs für Verbraucherinnen und Verbraucher keine Auswirkungen auf die Stromkosten hat. Dies hat zur Folge, dass preisgesteuerte Mechanismen, die auf ein Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage abzielen, nicht beachtet werden.

Zur Gestaltung von Time-of-Use-Stromtarifen für Endkundinnen und Endkunden bestehen unterschiedliche Ansatzpunkte, da sich Stromtarife in Deutschland aus mehreren Bestandteilen zusammensetzen (Arbeitsstrompreis, Netzentgelt, Abgaben, Steuern etc.). Durch zeitvariable Arbeitsstrompreise (siehe Punkt (1) des nachfolgenden Infokastens) kann die Volatilität der Einspeisung erneuerbarer Energien im Stromtarif widerspiegelt und so an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben werden. Dadurch wird ein ökonomischer Anreiz geschaffen, den Stromverbrauch an die aktuelle Erzeugung von erneuerbarer Energie anzupassen: Zum Beispiel können niedrigere Arbeitsstrompreise zu einem Stromverbrauch anreizen, wenn zu einem Zeitpunkt (zu) viel erneuerbarer Strom im Netz vorhanden ist, oder zum Stromsparen anreizen, wenn der Strommix zu einem hohen Anteil aus Strom aus konventionellen, fossilen Kraftwerken besteht. Neben diesen marktdienlichen Preissignalen können durch zeitvariable Netzentgelte (siehe Punkt (2) des nachfolgenden Infokastens) auch netzdienliche Signale gesetzt werden. Entsprechende Preise wirken ähnlich auf das Verbraucherverhalten in Zeiten, in denen das Netz wenig bzw. stark belastet ist. Zu diesen Zeitpunkten können ein flexibler Stromverbrauch oder eine flexible Strom-einspeisung zu einer besseren Aus- bzw. Entlastung des Netzes führen und präventiv Netzengpässe vermeiden. Diese zeitvariablen, dynamischen Tarife können in verschiedenen Ausprägungen und unterschiedlicher zeitlicher Granularität gestaltet werden.

(1) Zeitvariable Arbeitsstrompreise

Zeitvariable Arbeitsstrompreise können die Volatilität in der Einspeisung erneuerbarer Energie widerspiegeln, die beispielsweise durch die geringere Einspeisung von PV-Anlagen in der Nacht oder die hohe Einspeisung von Windkraftanlagen in Starkwindphasen ausgelöst wird. Somit können die damit einhergehenden schwankenden Großhandelsstrompreise an kleinere, nicht an der Börse handelnde Konsumenten und Prosumer weitergegeben werden. Durch ein flexibles Verhalten dieser dezentralen Einheiten können die Strombezugskosten gesenkt und mehr erneuerbar erzeugter Strom genau dann genutzt werden, wenn er vorhanden ist.

Zur Umsetzung zeitvariabler Arbeitsstrompreise in Endkundertarifen gibt es verschiedene Ansätze, die zum Teil bereits etablierte Instrumente darstellen, um Stromangebot und -nachfrage besser zu synchronisieren.

Tag-Nacht-Tarif

Der Tag-Nacht-Tarif wurde bereits in der Vergangenheit, als Kern- und Kohlekraftwerke die dominanten Stromerzeugungstechnologien darstellten, als variabler Stromtarif angeboten. Um die Volllaststunden der konventionellen, kalorischen Kraftwerke zu erhöhen bzw. ineffiziente Teillastzustände zu vermeiden, wurde der nächtliche Stromüberschuss für Nachtspeicherheizungen vergünstigt zur Verfügung gestellt. Durch den Preisanreiz konnte die nächtliche Stromnachfrage durch das kostengünstige Aufladen von Nachtspeichern erhöht werden. Übertragen auf eine überwiegend erneuerbare Stromerzeugung, kann der Tag-Nacht-Tarif in umgekehrter Logik beispielsweise helfen, den Strombedarf an die PV-Erzeugung anzupassen, und so einen gewissen Beitrag zur Synchronisation von Stromangebot und -nachfrage leisten.

Zeitfenster-Tarif

Eine höhere Granularität bietet ein Tarif, der, im Gegensatz zum Tag-Nacht-Tarif, mehrere Preiszeitfenster bzw. Preisniveaus abbildet. Durch die höhere Granularität können, neben der Tag-Nacht-Schwankung der erneuerbaren Stromerzeugung, auch die Gegebenheiten des Stromsystems und des Strommarktes besser berücksichtigt und damit die Auswirkungen des flexiblen Verhaltens verstärkt werden. Die Dauer dieser Preiszeitfenster kann dabei zum Beispiel auf 4 Stunden, orientiert am Regelleistungsmarkt, festgelegt werden.

Real-Time Pricing

Die zeitlich feingranularste Form des zeitvariablen Arbeitsstrompreises ist das Real-Time Pricing. Hierbei spiegelt sich der Preis des Stromgroßhandels, zum Beispiel des Day-Ahead-Marktes, direkt im aktuellen Arbeitsstrompreis wider. Dezentrale Verbrauchseinheiten können auf diesen Strompreis reagieren und ihren Strombezug bzw. ihre Einspeisung flexibel anpassen. Der Vorteil des Real-Time Pricing ist die zeitgranular genaueste Weitergabe von Strom(über)erzeugungs- und -knappheitssignalen an die dezentralen Einheiten.

(2) Zeitvariable Netzentgelte

Im Status quo werden Netzentgelte für kleine Stromverbraucher vom jeweiligen Verteilnetzbetreiber festgelegt und sind konstant in ihrer Höhe. Daher ist der Zeitpunkt des Strombezugs bzw. der Stromeinspeisung irrelevant für die Berechnung des Netzentgelts. Durch zeitvariable Netzentgelte kann ein flexibles, netzdienliches Verhalten von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten incentiviert werden. Das Ziel ist, das Einspeise- und Verbrauchsverhalten dezentraler Einheiten an die Netzgegebenheiten, wie beispielsweise Netzengpässe, anzupassen. Folgende Ausgestaltungen der zeitvariablen Netzentgelte sind denkbar:

Time-of-Use-Tarif

Beim Time-of-Use-Tarif wird das Netzentgelt entsprechend dem Regelleistungs- bzw. Arbeitsstrommarkt in 4-Stunden-Blöcken variiert. In Abständen dieser 4-Stunden-Blöcke schafft dies Anreize für ein flexibles Verhalten dezentraler Einheiten. Ausschlaggebend dafür sind der Status quo von Strombezug und Stromeinspeisung aus dem bzw. in das Netz sowie das festgesetzte Netzentgeltniveau.

Real-Time-Tarif

Real-Time-Netzentgelttarife schaffen Anreize dafür, dass die dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten unmittelbar auf die aktuellen Netzgegebenheiten reagieren und sich netzdienlich verhalten. Ein Real-Time-Netzentgelttarif kann daher über eine Reduktion (oder Erhöhung) der Netzentgelte unterstützend zum Regelleistungsmarkt eine schnelle Reaktion dezentraler Einheiten fördern und einen Beitrag zur Netzstabilität leisten.

Regionale Tarife

Regionale Tarife berücksichtigen regionale Netzgegebenheiten und bieten verschiedenen regionalen Verbrauchs- und Erzeugungseinheitsgruppen unterschiedliche zeitvariable und differenzierte Netzentgelte. Diese Tarife können lokal auftretende Netzengpässe gezielter durch differenziertere Anreize für ein flexibles Verhalten dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten adressieren.

(Lokaler) P2P-Stromhandel

Neben der Einführung zeitvariabler Tarife kann die Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten auch über eine direkte Teilnahme an lokalen P2P-Strommärkten erfolgen und verbessert werden. An einem lokalen P2P-Strommarkt kann die Strommenge gehandelt werden, die auf einer definierten lokalen Ebene erzeugt und nachgefragt wird. Durch eine Teilnahme der dezentralen Einheiten an P2P-Strommärkten mit einem möglichen dynamischen, transaktionskostenarmen Wechsel zwischen den konventionellen Strommärkten und P2P-Strommärkten können positive volkswirtschaftliche Wohlfahrtseffekte erzielt werden. Im Rahmen dieser Studie wird die Implementierung von P2P-Strommärkten auf lokaler, regionaler und nationaler Ebene untersucht (siehe Punkt (3) des Infokastens).

(3) (Lokale) P2P-Strommärkte

Eine Einführung lokaler P2P-Strommärkte ermöglicht die Synchronisation von Stromangebot und Stromnachfrage auf lokaler Ebene. Durch diese Synchronisation kann die Nutzung lokal erzeugten Stroms ohne hohe Übertragungsverluste zu positiven volkswirtschaftlichen Wohlfahrtseffekten, beispielsweise durch die Vermeidung von Netzengpässen, sowie einem wirtschaftlichen Betrieb von Post-EEG-Anlagen beitragen.

Grundsätzlich kann hierbei zwischen unterschiedlichen Marktgestaltungen unterschieden werden:

Einseitiger Pay-as-Bid-Markt

Bei einem einseitigen Pay-as-Bid-Markt liegen einem Stromnachfrager alle Gebote der Anbieter transparent vor. Der Nachfrager wählt auf Basis seiner Präferenzen das passende Gebot aus. Der Marktpreis entspricht dem gewählten Angebotspreis.

Zweiseitiger Pay-as-Bid-Markt

Auf einem zweiseitigen Pay-as-Bid-Markt werden die Gebote der Anbieter sowie der Nachfrager auf dem Markt inseriert. Ein Marktmechanismus führt fortlaufend ein Matching der Gebote durch. Die gezogenen Anbieter erhalten den jeweils aufgerufenen Preis. Dieser Mechanismus wird im Rahmen dieser Studie herangezogen.

Zweiseitiger Pay-as-Clear-Markt

Auf einem zweiseitigen Pay-as-Clear-Markt werden ebenfalls die Gebote der Anbieter und der Nachfrager auf dem Markt inseriert. Der Markt gleicht die abgegebenen Gebote ab und ordnet sie in absteigender (Gebote der Nachfrageseite) bzw. aufsteigender (Gebote der Angebotsseite) Reihenfolge einander zu. Daraufhin werden die Gleichgewichtsmenge und der sich einstellende Gleichgewichtspreis berechnet.

4.2.2 Definition der Analyseszenarien zur Untersuchung der Integrationsmechanismen

Auf Basis der dargestellten Integrationsmechanismen wurden Analyseszenarien abgeleitet, die im Rahmen dieser Studie simulativ untersucht werden. Als Referenz der Analyseergebnisse dient ein sogenanntes Basisszenario, das dem Status quo – fixierte Netzentgelte und konstante Strompreise sowie keine Möglichkeit zum P2P-Stromhandel – entspricht. Gegenübergestellt werden dem Basisszenario zwei Szenarien mit variablen Stromtarifbestandteilen (zeitvariable Arbeitsstrompreise und zeitvariable Netzentgelte), drei Szenarien, die den P2P-Stromhandel auf drei verschiedenen Ebenen (lokal, regional und national) simulieren, und ein Szenario, das die vollständige Öffnung eines P2P-Stromhandels auf nationaler Ebene mit zeitvariablen Netzentgelten kombiniert. Diese Szenarien wurden auf Basis von Experteninterviews und einem Workshop mit den Projektpartnern sowie dem BMWK gebildet. Die geführten Interviews mit Expertinnen und Experten aus dem Bereich des Netzbetriebs, des Verbandswesens und der Wissenschaft bildeten dabei die Basis für die Ausgestaltung der Szenarien.

Basisszenario: Keine Integration von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten

Im Mittelpunkt des Projekts steht die Untersuchung einer marktlichen Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten. Ausgangspunkt für die Analyse von Opportunitätskosten unterschiedlicher Integrationsmechanismen bildet daher der Status quo einer nicht vorhandenen marktlichen Integration dieser Einheiten. In diesem Szenario können lediglich Haushalte mit eigener PV-Anlage ihren Strom selbst nutzen. Der Überschuss und die Stromerzeugung aus Windkraftanlagen werden in das Netz eingespeist und vom Energiehändler vergütet.

Szenario 1: Time-of-Use-Arbeitsstrompreis

Durch die zeitvariablen Arbeitsstrompreise sollen Anreize für flexibles Verhalten der dezentralen Einheiten geschaffen werden. Die Arbeitsstrompreise berücksichtigen hierbei die Volatilität der Einspeisung von erneuerbarem Strom. Konkret zielt dieses Szenario auf die Synchronisation von erneuerbarer Erzeugung und Stromverbrauch ab, wobei der Anreiz die Senkung individueller Stromkosten ist. Der fixe Strompreis von 21,05 ct/kWh exklusive der Netzentgelte des Basisszenarios wird in diesem Szenario durch einen stündlich variierenden Strompreis ersetzt (siehe Kapitel 4.1.2).

Szenario 2: Zeitvariable Netzentgelte

Durch die zeitvariablen Netzentgelte werden Knappheits- bzw. Überkapazitätssignale an dezentrale Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten weitergegeben. Hierdurch sollen Anreize für die Entlastung des Stromnetzes geschaffen werden, was zur Reduktion von Netzeingriffen führen kann. Für die dezentralen

Einheiten bestehen die Anreize wiederum darin, die individuellen Stromkosten zu senken. Hierzu werden im Zuge der Studie die Netzentgelte der Haushalte, die mithilfe eines Speichers flexibel agieren können, stündlich variiert. In Stunden, in denen die Last der Haushalte eine Abweichung von 10 Prozent überschreitet, werden die Netzentgelte um 80 Prozent im Vergleich zum Basisszenario erhöht bzw. gesenkt. Die stündlich variierten Netzentgelte sind in Abschnitt 4.1.2 dargestellt.

Szenario 3: Lokale Marktöffnung des P2P-Stromhandels

Auf lokalen P2P-Strommärkten handeln dezentrale Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten Strom vorrangig innerhalb von Energy Communities. Lediglich Stromdefizite bzw. -überschüsse werden über einen Energiehändler gehandelt. Dieses Szenario zielt auf eine Synchronisation des lokalen Angebots an erneuerbarem Strom und der lokalen Nachfrage ab. Auch hier bestehen Anreize hinsichtlich der Senkung der individuellen Stromkosten bzw. der Maximierung des individuellen Erlöses.

Szenario 4: Regionale Marktöffnung des P2P-Stromhandels

Im Vergleich zum vorangegangenen Szenario wird der P2P-Stromhandel in diesem Szenario zusätzlich zwischen Energy Communities innerhalb einer Region ermöglicht. Hierdurch werden auch industrielle Lasten und Windkraftanlagen als zusätzliche Erzeugungseinheiten in den regionalen P2P-Stromhandel integriert. Analog werden Stromdefizite bzw. -überschüsse pro Region über einen Energiehändler gehandelt.

Szenario 5: Nationale Marktöffnung des P2P-Stromhandels

Dieses Szenario repräsentiert eine „vollständige“ Öffnung des P2P-Stromhandels auf nationaler Ebene. Hierdurch kann beispielsweise ein Überschuss an Winderzeugung im Norden über regional P2P an Lasten im Süden verkauft werden, sollte er nicht in der eigenen Region genutzt werden können. Dabei kann die Integration volatiler Erneuerbare-Energien-Anlagen noch effizienter gestaltet werden. Anreize bestehen hinsichtlich der Senkung der individuellen Stromkosten bzw. der Maximierung des individuellen Erlöses. Analog werden nationale Stromdefizite bzw. -überschüsse über einen zentralen Energiehändler gehandelt.

Szenario 6: Nationale Marktöffnung des P2P-Stromhandels kombiniert mit zeitvariablen Netzentgelten

In diesem Szenario wird die Marktöffnung des P2P-Stromhandels auf nationaler Ebene mit zeitvariablen Netzentgelten gepaart. Hierdurch sollen neben einer effektiveren Synchronisation des Angebots und der Nachfrage von erneuerbarem Strom (lokale) Lastspitzen reduziert werden.

4.3 Annahmen und Limitationen

Die vorliegende Studie birgt wie jede andere wissenschaftliche Arbeit Limitationen. Diese sind zum einen im Fokus der Studie, die Potenziale einer marktlichen Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten aufzuzeigen, und zum anderen in modelltechnischen Annahmen und Restriktionen begründet.

Zur Analyse der vorgestellten Integrationsmechanismen unter Berücksichtigung des Stromsystems im Jahr 2030 wird die Annahme getroffen, dass alle technologischen Grundlagen, wie beispielsweise intelligente Messsysteme, zur Ermöglichung eines P2P-Stromhandels vorhanden und nutzbar sind. Die Digitalisierung der Infrastruktur ist eine Voraussetzung für die Umsetzung entsprechender Konzepte. Zudem werden Transformations- und Transaktionskosten nicht betrachtet. Vonseiten des Modells und der entsprechenden Parametrisierung ist herauszustellen, dass die Grid Singularity Exchange ein marktorientiertes Simulationsmodell von P2P-Strommärkten ist. Dem Modell liegt daher keine Repräsentation des Stromnetzes zugrunde, weshalb in der Simulation keine Lastflussberechnungen oder Stromnetzrestriktionen betrachtet werden. Entsprechende Einschränkungen könnten in der Preisgestaltung der Netzentgelte berücksichtigt werden, um Netzengpässe präventiv zu vermeiden oder Lastspitzen zu mindern. Daher können etwaige Netzengpässe aufgrund der Erreichung der Leitungskapazitäten durch die Handelsaktivitäten in unserer Studie nicht mit einbezogen werden. Entsprechende dynamische Knappheitssignale werden deshalb nicht berücksichtigt. Netzengpässe können jedoch über variable Netzentgelte ex ante bepreist werden, um eine Vermeidung ökonomisch anzureizen. Durch den Fokus auf lokale P2P-Handelsplätze und eine entsprechende Bottom-up-Betrachtung ist eine direkte Rückkopplung mit den konventionellen Strommärkten nicht möglich. Der bereits beschriebene Energiehändler hat bei einem Erzeugungsüberschuss eine stromabnehmende und bei einem Versorgungsdefizit eine stromanbietende Funktion. Dies führt dazu, dass eventuelle Arbitrage-Geschäfte nicht möglich sind. Auch strategisches Bieten (wie zum Beispiel Inc-Dec Gaming) ist hierdurch im genutzten Modellansatz nicht möglich. Durch den hierarchischen Bottom-up-Simulationsansatz können Netzentgelte auf jeder Handelsebene vergeben werden. Wird entsprechend über mehrere Ebenen gehandelt, fallen pro durchlaufener Handelsebene entsprechende Netzentgelte an. Im Rahmen dieser Studie wurden die gesamten Netzentgelte auf die lokale Ebene projiziert. So wird der Eigenverbrauch innerhalb eines Hauses nicht mit Netzentgelten belegt, aber jeder Handel darüber hinaus. Dies führt bei regionalem und nationalem P2P-Stromhandel dazu, dass bei Handel zwischen Energy Communities die entsprechenden Netzentgelte aufaddiert werden. Weiterhin

unterliegt das aufgebaute Simulationsmodell der Annahme, dass die Letztverbraucher preisunelastisch sind. Eine Suffizienz, das heißt die Einschränkung der Stromnachfrage, aufgrund eines hohen Preisniveaus ist daher nicht möglich. Eine Lastverschiebung kann nur über einen Batteriespeicher erfolgen. Eine weitere Modell-Limitation ist, dass dem P2P-Stromhandel ein Zufallselement zugrunde liegt. Gibt es mehrere gleichwertige Übereinstimmungen zwischen Angebot und Nachfrage, wird randomisiert ausgewählt, welche Agenten miteinander handeln. Den Agenten, die Lasten im System repräsentieren, liegt keine Elastizität im Verbrauch zugrunde. Das bedeutet, dass sie sich nur dann flexibel verhalten können, wenn die als Haus zusammengefassten Agenten über einen Batteriespeicher verfügen. Suffizienz durch zum Beispiel ein steigendes Preisniveau wird daher nicht abgebildet. Weiterhin werden keine alternativen Ausbaupfade und demnach Veränderungen der Anzahl der jeweiligen Agenten untersucht.

5. Analyse der Simulationsergebnisse

5.1 Herangezogene Key Performance Indicators

Zur Bewertung der gewählten Marktintegrationsmechanismen gegenüber dem Status quo der marktlichen Integration werden die simulierten Szenarien anhand aussagekräftiger KPIs analysiert (siehe Tabelle 2). Dazu werden KPIs aus Studien rund um Markt- und Stromsysteme zur Bewertung von Strommarktmechanismen und aktuellen Projekten im Bereich der Strommarktanalyse

herangezogen (Stromimport, CO₂-Emissionen, Gesamtkosten, Haushaltsstromkosten). Zusätzlich wurden im Projekt weitere KPIs in Workshops mit Projektpartnern, Vertreterinnen und Vertretern des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz sowie weiteren Expertinnen und Experten aus dem Bereich Markt- und Stromsystem ausgewählt (vermarktete und nicht vermarktete Strommenge, vertikale Netzlast, Autonomiegrad).

	Beschreibung
Netzbezug / Stromimport	Die importierte Strommenge ist die von einem Haushalt, einer Energy Community oder einer Region beim Energiehändler beschaffte Strommenge, die innerhalb eines abgeschlossenen Strommarktes nicht durch eigenerzeugten Strom gedeckt werden kann. Der Stromimport gibt Aufschluss über die Auswirkung der Integration der dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten auf die Belastung der übergeordneten Handelsebenen.
CO₂-Emissionen	Treibhausgasemissionen in Form von CO ₂ -Äquivalenten werden in der Stromversorgung durch die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen emittiert. Durch die Integration der dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten können durch beispielsweise Einspeicherung und Einspeisung bzw. Auspeisung von lokal erzeugtem Grünstrom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen die Emissionen des Gesamtsystems gesenkt werden. Durch das flexible Verhalten dezentraler Einheiten und lokalen Stromhandel kann eine bessere Synchronisation des Strombedarfs mit der Erzeugung erneuerbaren Stroms erzielt werden. Damit können weitere CO ₂ -Emissionen vermieden werden.
Gesamtkosten	Die Gesamtkosten errechnen sich aus der Summe der Stromkosten aller Verbraucherinnen und Verbraucher. Variable Strompreise und P2P-Strommärkte haben durch sich ändernde Strompreise einen Einfluss auf die Gesamtkosten von Verbraucherinnen und Verbrauchern.
Vermarktete und nicht vermarktete Strommenge	Die vermarktete Strommenge ist die Menge, die innerhalb eines P2P-Marktes durch lokale dezentrale Erzeugungseinheiten erzeugt und innerhalb dieses Marktes durch Handel verbraucht bzw. eingespeichert wird. Die nicht vermarktete Strommenge gleicht der über den Energiehändler eines Marktes exportierten Menge.
Durchschnittliche Haushaltsstromkosten	Die Stromkosten eines Haushalts errechnen sich aus dem Strombedarf, den zeitlichen Strompreisen und gegebenenfalls der Einspeisung von PV-Strom. Die durchschnittlichen Haushaltsstromkosten sind ein wichtiges Maß, um die Effekte von variablen Stromtarifen oder P2P-Strommärkten auf die Gesellschaft als Letztverbraucher zu untersuchen.
Durchschnittliche vertikale Netzlast	Als vertikale Netzlast wird die Leistung bezeichnet, die in einem Stromsystem zwischen Netzebenen verschoben wird. Aufgrund der fehlenden Modellierung von Netzebenen werden vertikale Netzlasten in dieser Studie als die überregional zwischen P2P-Strommärkten gehandelte Strommenge interpretiert. Die Begründung liegt darin, dass zwischen lokalen und regionalen Strommärkten beim Stromhandel in der Regel über Netzebenen hinweg gehandelt wird.
Autonomiegrad	Der Autonomiegrad (Selbstbestimmtheit) einer Einheit oder eines Marktes im Stromsystem beschreibt, zu welchem Grad sich die Einheit oder der Markt durch eigenerzeugten Strom selbst versorgen kann. Der Autonomiegrad kann damit sowohl ein Maß für einen hohen Eigenverbrauchsanteil als auch für eine ausgeprägte marktliche Integration bedeuten.

Tabelle 2: Beschreibung der ausgewählten Key Performance Indicators (KPIs), die für die Analyse und den Vergleich der untersuchten Szenarien herangezogen werden

5.2 Analyse und Gegenüberstellung der Mechanismen zur Marktintegration dezentraler Einheiten

Die Analyse der Ergebnisse erfolgt anhand der in Tabelle 2 vorgestellten KPIs. In der folgenden Präsentation werden zunächst die Effekte des P2P-Stromhandels auf den Autonomiegrad und die vertikalen Handelsvolumen analysiert. Anschließend werden die P2P-Strommarktszenarien und der Einfluss zeitvariabler Stromtarife aus ökonomischer und abschließend auch aus ökologischer Perspektive evaluiert. Bei der Interpretation von Ergebnissen in absoluten Zahlen ist darauf zu achten, dass diese stets als Potenziale der analysierten Mechanismen unter Einbezug der getroffenen Annahmen zu verstehen sind.

5.2.1 Auswirkung lokaler P2P-Märkte auf den Stromhandel

Die Implementierung von P2P-Stromhandel sorgt generell für eine stärkere Synchronisierung der Nachfrage mit dem Stromangebot aus Wind und PV. Dies wirkt sich je nach geografischem Ausmaß des P2P-Strommarktes auf den Autonomiegrad sowie auf den Eigenverbrauch einzelner Haushalte, der Industrie und ganzer Energy Communities und Regionen aus. Basierend hierauf ergeben sich zudem Veränderungen der Strommenge, die zwischen der nationalen und regionalen Ebene bzw. der regionalen und lokalen Ebene gehandelt werden muss. Zur näheren Untersuchung dieser Hintergründe werden im Folgenden der Autonomiegrad, vertikale Lasten sowie vermarktete Strommengen näher beleuchtet.

Autonomiegrad

Im Basisszenario kann der von einer PV-Anlage erzeugte Strom lediglich von dem zugehörigen Haushalt und dessen zugehörigen Lasten verbraucht werden. Der Autonomiegrad eines Haushalts ist eine Kennzahl dafür, bis zu welchem Grad sich ein Haushalt selbst durch eigenerzeugten PV-Strom versorgen kann. Der Autonomiegrad berechnet sich damit als Quotient der Strommenge des Eigenverbrauchs und des Gesamtverbrauchs. Im Durchschnitt über alle Haushalte beträgt der Autonomiegrad im Basisszenario **6 Prozent**.

Durch die Implementierung von P2P-Stromhandel auf lokaler Ebene wird die Synchronisation von Prosumern und Konsumenten innerhalb der Energy Communities stärker forciert. Dies hebt den Autonomiegrad einer Energy Community im Durchschnitt auf **31 Prozent** an. Durch die weitere Öffnung des P2P-Stromhandels auf regionaler Ebene wird die Stromerzeugung aus Windkraft und der Verbrauch der Industrie in den P2P-Handel mit einbezogen. Damit ist es nun möglich, über Energy Communities hinaus zwischen Energy Communities innerhalb einer Region zu handeln. **Im Durchschnitt erreicht eine Region einen Autonomiegrad von 70 Prozent.** Bei der Marktöffnung hin zu einem nationalen P2P-Stromhandel erreicht die Simulation einen deutschlandweiten Autonomiegrad von **73 Prozent, was bedeutet, dass über zwei Drittel der Stromnachfrage der Haushalte und der Industrie mit dem Strom aus nationaler Wind- und PV-Erzeugung durch den P2P-Handel gedeckt** werden können.

Beispielhaft zeigt Abbildung 7 den Autonomiegrad der sechs Regionen bei regionalem (links) und bei nationalem P2P-Stromhandel (rechts), repräsentiert durch die sechs Kreise um die dargestellte Deutschlandkarte. Durch regionale Unterschiede in der Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur in den jeweiligen Regionen (siehe Kapitel 4.1.1) variiert der Autonomiegrad über die Regionen hinweg deutlich. Vergleicht man außerdem die Veränderung des Autonomiegrads einer Region bei unterschiedlich großen P2P-Strommärkten, ist sichtbar, dass durch die nationale Öffnung des P2P-Stromhandels der Autonomiegrad einer Region im Vergleich zum regionalen P2P-Stromhandel sinkt. Grund dafür ist, dass der in einer Region erzeugte Wind- oder PV-Strom im nationalen P2P-Strommarkt auch überregional gehandelt werden kann. Dadurch verringert sich rechnerisch der Autonomiegrad einer im nationalen P2P-Stromhandel betrachteten Region im Vergleich zum regionalen P2P-Strommarkt, in dem der gesamte regionale Wind- und PV-Strom nur regional vermarktet wird. Regionen, die ein Defizit an erneuerbarer Erzeugung aufweisen, werden jedoch so von anderen Regionen gestützt.

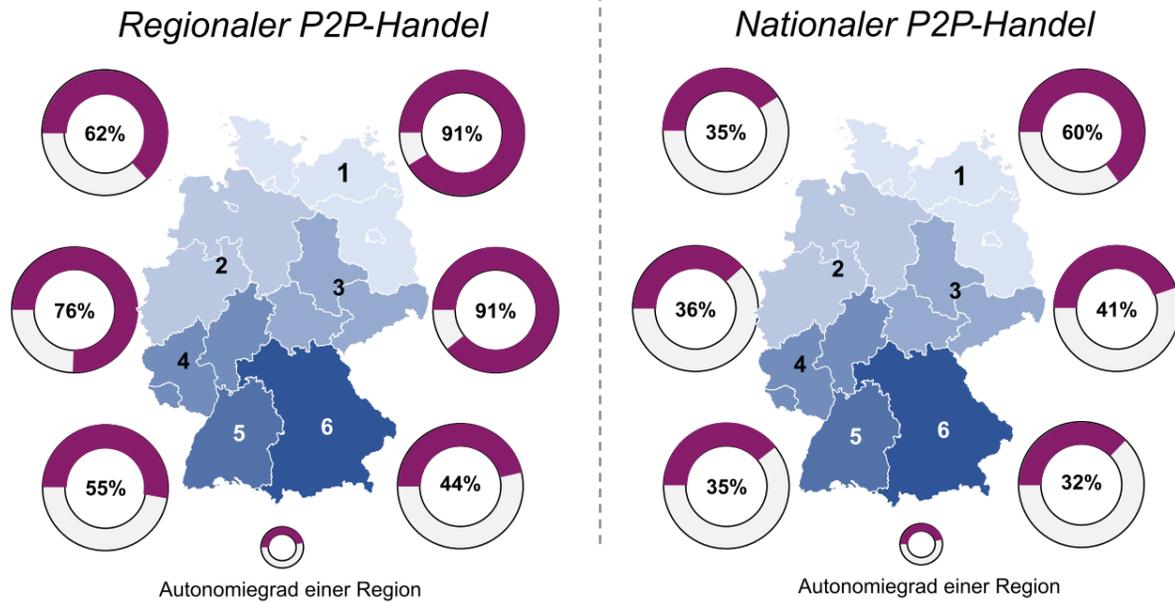


Abbildung 7: Autonomiegrad je Region bei Öffnung des P2P-Stromhandels auf regionaler (links) sowie nationaler Ebene (rechts)

Regionen mit hoher installierter Leistung an Windkraft- (vor allem Region 1 und 3) weisen einen hohen Autonomiegrad auf. In Region 2 ist die installierte Leistung an Windkraftanlagen zwar ebenfalls hoch, jedoch liegen hier auch große Stromverbrauchszentren, weshalb sich der Autonomiegrad bei regionalem P2P-Stromhandel nicht auf ein ähnliches Niveau wie zum Beispiel in Region 1 heben lässt. In Region 3 ist die installierte Leistung an Windkraft- und PV-Anlagen moderater. Gleiches gilt jedoch auch für den Verbrauch, der durch das regionale Stromangebot weitestgehend gedeckt werden kann. Aus diesem Grund ist der Autonomiegrad vergleichbar hoch wie in Region 1. Region 6 weist hohe installierte PV-Kapazitäten auf, besitzt jedoch nur geringe installierte Winderzeugungskapazitäten, weshalb das Stromangebot in dieser Region stärker an der stark fluktuierenden Sonneneinstrahlung ausgerichtet ist. Mangels Flexibilität kann sich die hohe Stromnachfrage nicht an der Stromerzeugung durch PV ausrichten, weshalb diese Region signifikant Strom sowohl importiert als auch exportiert. Demnach kann Region 6 nur einen verhältnismäßig geringeren Autonomiegrad erreichen.

Im Vergleich zwischen der regionalen Öffnung des P2P-Stromhandels (Abbildung 7, links) und der nationalen Öffnung (Abbildung 7, rechts) ist eine Reduktion des Autonomiegrads der Regionen erkennbar. Die Regionen mit hoher Erzeugungskapazität aus Windkraftanlagen profitieren tendenziell von der Möglichkeit, überregional den vorhandenen Windstrom vermarkten zu können.

Durch die nationale Öffnung steigt die Anzahl der Stromnachfrager im System. Da keine Netzrestriktionen im Modell berücksichtigt werden konnten, spielt es keine Rolle, ob der nachfragende Agent sich in der Region des Stromanbieters oder in einer anderen Region befindet – lediglich der Preis entscheidet über den P2P-Handel zwischen den Agenten.

Vertikale Last

Wie bereits am Autonomiegrad sichtbar, ist keine Veränderung in der lokalen Synchronisation der Erzeugung und des Verbrauchs durch zeitvariable Stromtarife und Netzentgelte sichtbar. Aus diesem Grund verändert sich die vertikale Last in Form der importierten und exportierten Strommenge zwischen den verschiedenen Marktebenen – Energy Community, Regionen und national – nicht.

Da im Basisszenario lediglich der Eigenverbrauch von PV- und Windstromerzeugung möglich ist, sind die importierten und exportierten Strommengen über alle Handelsebenen hinweg groß. Der eingespeiste Strom wird auf die höchste Ebene exportiert, wobei der Stromverbrauch von höchster Ebene importiert wird. Die Implementierung des P2P-Stromhandels kann durch den vorrangigen lokalen Handel wie gezeigt den Autonomiegrad erhöhen und folglich die importierten und exportierten Strommengen reduzieren (siehe Abbildung 8).



Abbildung 8: Durchschnittliche importierte und exportierte Strommenge der Energy Communities (oben) und der Regionen (Mitte) sowie importierte und exportierte Strommenge national (unten)

Eine Öffnung des P2P-Stromhandels auf lokaler Ebene wirkt sich zuerst auf die importierten und exportierten Strommengen auf dieser Ebene aus. Abbildung 8 zeigt, dass die durchschnittlich **importierte und exportierte Strommenge der Energy Communities um 15 Prozent bzw. 18 Prozent gesenkt** werden kann. Diese Reduktion ist ebenfalls für die importierten und exportierten Strommengen auf regionaler und nationaler Ebene zu beobachten. Eine weitere Öffnung des P2P-Stromhandels auf die regionale Ebene wirkt sich auf die Reduktion auf lokaler Ebene nicht weiter aus. Jedoch kann die importierte und die exportierte Strommenge auf regionaler Ebene **um 64 Prozent bzw. 73 Prozent reduziert** werden, was sich ebenfalls in der nationalen Ebene widerspiegelt. Eine vollständige Marktöffnung reduziert die importierte bzw. exportierte Strommenge **auf regionaler Ebene nur um 34 Prozent bzw. 39 Prozent, auf nationaler Ebene jedoch um 71 Prozent bzw. 81 Prozent**. Aufgrund der nationalen Öffnung des P2P-Stromhandels wird der von den Agenten angebotene Strom nicht nur in einer Region, sondern national vermarktet. Dies führt aufgrund des kompetitiven Preis-

niveaus in jeder Region zu einer Reduktion der importierten und exportierten Strommenge auf regionaler Ebene. Da nun aber ein Überschuss an Grünstrom in einer Region national nachgefragt werden kann, reduziert sich die importierte und exportierte Strommenge auf nationaler Ebene.

Vermarktete und nicht vermarktete Strommenge durch P2P-Stromhandel

Die Implementierung von P2P-Stromhandelsmärkten wirft die Frage auf, inwiefern sich die Strommengen, die bisher über Energieversorger auf den konventionellen Strommärkten beschafft werden, verändern. Abbildung 9 zeigt den Anteil der Strommenge, die nicht über den P2P-Stromhandel beschafft wird, im Vergleich zu der Menge, die über P2P-Märkte beschafft wird (aufgeschlüsselt nach Handelsebene). Die Strommenge, die nicht über P2P-Märkte beschafft wird, steht repräsentativ für die Strommenge, die über die konventionellen Strommärkte gehandelt wird.

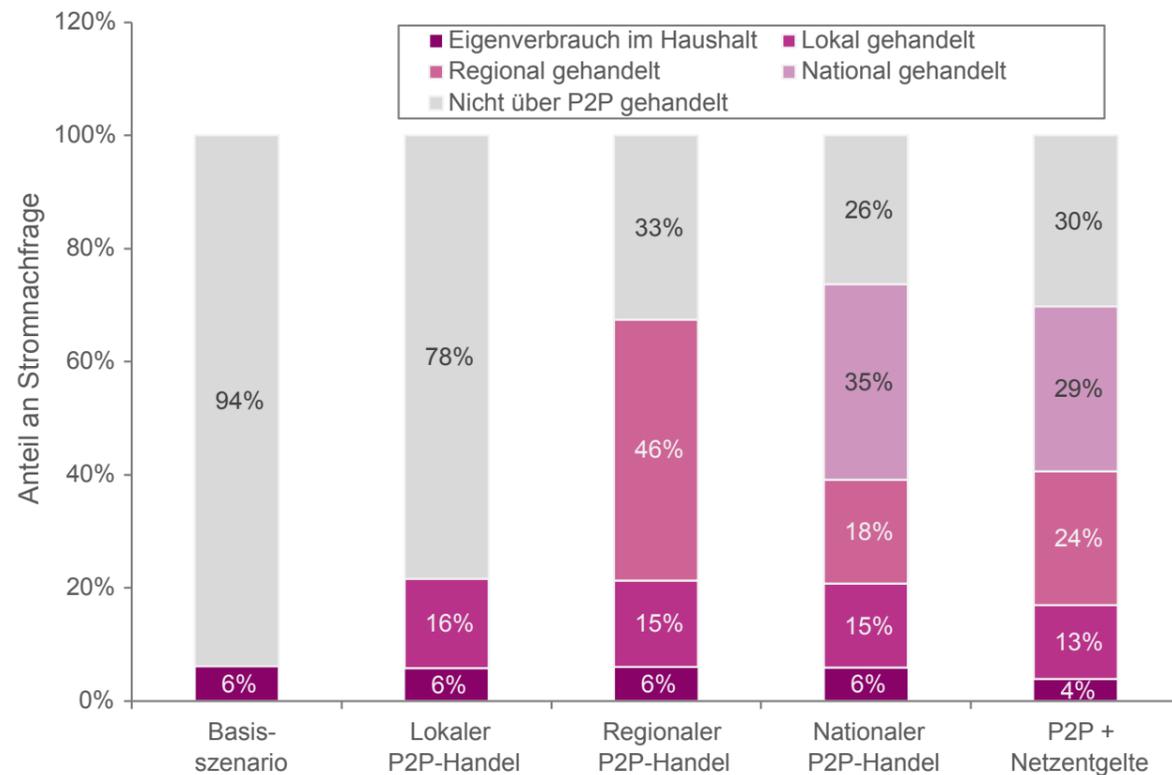


Abbildung 9: Anteil der P2P gehandelten Strommenge am Gesamtstromverbrauch (Quelle: eigene Darstellung)

In Abbildung 9 zeigt sich analog zum Autonomiegrad, dass mit fortschreitender Marktöffnung der Anteil, der nicht an P2P-Strommärkten gehandelt wird, signifikant reduziert wird – **von 94 Prozent im Basisszenario auf 78 Prozent bzw. 33 Prozent durch lokalen bzw. regionalen Handel**. Die regionale Öffnung des P2P-Stromhandels ermöglicht die Einbindung der Industrie sowie von Windkraftanlagen in den P2P-Strommarkt. Dies führt zu einem höheren Angebot erneuerbaren Stroms und somit zu einer Reduktion der Strommenge, die nicht über den P2P-Stromhandel beschafft wird. Die vollständige Öffnung des P2P-Stromhandels auf nationaler Ebene führt **zu einer Reduktion auf 26 Prozent der Stromnachfrage**. Dies bedeutet, dass **Dreiviertel der Stromnachfrage des Haushalts- und Industriesektors nicht mehr über konventionelle Strommärkte beschafft** wird. Es zeigt sich, dass die nationale Öffnung den Handel zwischen den Regionen (national) anregt, der 35 Prozent an der gesamten Stromnachfrage ausmacht, womit der Handel innerhalb einer Region von **46 Prozent auf 18 Prozent reduziert** wird. Durch die

Kombination eines vollständigen, nationalen P2P-Stromhandels mit zeitvariablen Netzentgelten (siehe Kapitel 4.1.2 Parametrisierung der Agenten) wird die Strommenge, die nicht P2P gehandelt wird, um 4 Prozentpunkte gesteigert. Der Anteil an regional gehandeltem Strom steigt an, während der Anteil an national gehandeltem Strom reduziert wird.

5.2.2 Ökonomische Analyse: Einfluss von zeitvariablen Stromtarifen und P2P-Strommärkten auf die Stromkosten

Betrachtet man die im gesamten System anfallenden Kosten, so zeigen sich durch die Implementierung von zeitvariablen Stromtarifen und Netzentgelten konträre Effekte. Durch die Dynamisierung des Arbeitsstrompreises **steigen die Stromkosten um 11 Prozent** an (siehe Abbildung 10). Zeitvariable Netzentgelte für Haushalte führen dagegen zu einer **kaum wahrnehmbaren Veränderung der anfallenden Stromkosten** im betrachteten System.

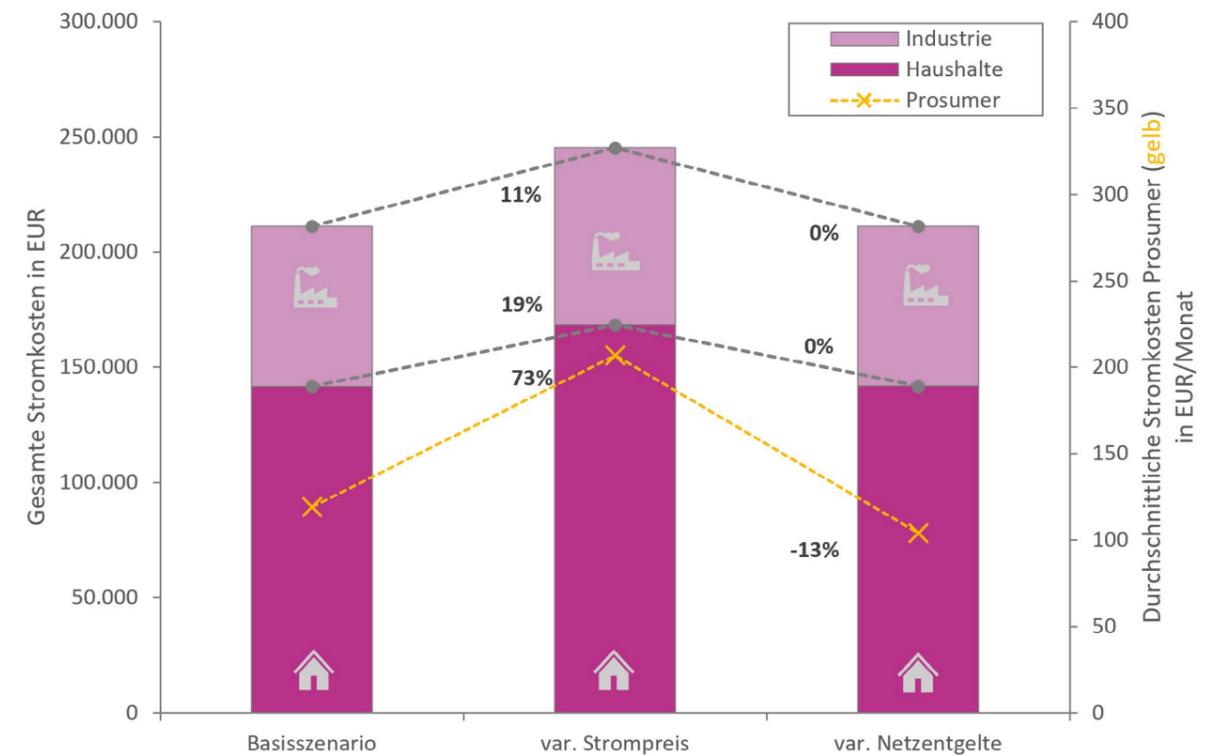


Abbildung 10 Einfluss zeitvariabler Strompreise und Netzentgelte auf die kumulierten Stromkosten im betrachteten System aufgeteilt nach Haushalten und Industrie

Betrachtet man die durchschnittlichen Stromkosten der Haushalte und der Industrie pro Monat, wird deutlich, dass ein dynamischer Arbeitsstrompreistarif inflexible Haushalte benachteiligt. Das Modell lässt keine Preiselastizität bzw. Suffizienz zu, was bedeutet, dass bei hohen Strompreisen der Verbrauch nicht gesenkt werden kann, ohne einen Batteriespeicher zur Lastverschiebung zu nutzen. Eine vorhandene Preiselastizität der Haushalte würde vor allem zu Stunden mit hohen Strompreisen Stromverbrauch vermeiden, kann sich jedoch ebenfalls auch auf längere Zeitspannen auswirken. Beispielsweise hat die europäische Gaskrise im Jahr 2022 gezeigt, dass Letztverbraucher weniger Heizenergie verbraucht haben, um einer hohen Gasrechnung vorzubeugen (Ruhnau et al., 2022). Bei der gegebenen Parametrisierung fällt die Last der Haushalte zunehmend in Stunden mit überdurchschnittlichen Strompreisen, wodurch die **durchschnittlichen Stromkosten für Durchschnittshaushalte von 262 Euro/Monat auf 311 Euro/Monat** ansteigen. Die durchschnittlichen Stromkosten der Agenten, die die Industrie in den sechs Regionen repräsentieren, steigen gleichfalls um **11 Prozent**. Dieser Effekt ist zu beobachten, weil nur 5 Prozent der Haushalte über einen Batteriespeicher und somit über die Möglichkeit verfügen, flexibel auf veränderte Arbeitspreise zu reagieren. Da im Rahmen der vorliegenden Studie keine industriellen Flexibilitätspotenziale – bis zu 3,3 GW Lastverzicht bzw. 1,5 GW Lasterhöhung für 15 Minuten (Kopernikus-Projekt SynErgie, 2022) – berücksichtigt werden, können hier keine Kosteneinsparungen beobachtet werden. Die Auswirkung von zeitvariablen Netzentgelten auf die gesamten Stromkosten ist ebenfalls gering, da analog zu variablen Arbeitsstrompreisen nur flexible Agenten auf die variablen Netzentgelte reagieren können. Betrachtet man jedoch ausschließlich die Prosumer – Letztverbraucher mit Batteriespeicher und PV-Anlagen –, ist eine **Reduktion der Stromkosten um 13 Prozent** sichtbar.

Die Betrachtung der Stromkosten bei variablen Strompreisen oder Netzentgelten zeigt, dass die weitestgehend inelastische Stromnachfrage wie erwartet nur begrenzt auf preisliche Anreize reagieren kann. Da inflexible Industrielasten, Haushaltslasten, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen ihr Verbrauchsverhalten im vorherrschenden Energiesystem nicht an zeitvariable Preise anpassen können, werden sie im Vergleich zu Prosumern, die über einen flexibel agierenden Batteriespeicher verfügen, benachteiligt. Die isolierte Betrachtung dieser Prosumer im Umfeld von variablen Netzentgelten, die gegenüber variablen Strompreisen weniger stark schwanken und bei denen niedrige bzw. erhöhte Netzentgelte über mehrere Stunden konstant sind, zeigt jedoch ein deutliches Potenzial, Stromkosten durch flexible Nachfrage zu senken. Dass in der Nutzung industrieller und häuslicher Nachfrageflexibilität aller Arten ein enormes Potenzial liegt, niedrigere Strompreise zu erzielen, ist bereits der Konsens einer Vielzahl an wissenschaftlichen Arbeiten (Eid et al., 2015; Golmohamadi, 2022; Heffron et al., 2020; Saffari et al., 2023). Um dieses Potenzial zu nutzen, sind jedoch einige Herausforderungen zu meistern, die über den reinen Markthochlauf von Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, wie er dieser Studie

bis zum Jahr 2030 zugrunde liegt, hinausgehen. Bestehende Studien weisen bereits darauf hin, dass Flexibilitätsdienstleister fehlen und Planungssicherheit bei der Nachfrageflexibilität teils nicht gewährleistet ist (Kohlhepp et al., 2019). Mess- und Verifizierungsverfahren sind erforderlich, um die Verpflichtungen gegenüber dem Markt zu überprüfen. Die Zufriedenheit von Endnutzerinnen und Endnutzern ist entscheidend für den Erfolg von Lastverschiebungsprogrammen. Es müssen neue Möglichkeiten identifiziert werden, um die Beteiligung der Endnutzerschaft an solchen Programmen zu erleichtern (D’Ettorre et al., 2022). Weitere Barrieren sind beispielsweise steuerorientierte Modelle, Hardware und Kommunikation sowie die fehlende Akzeptanz der Endnutzerinnen und Endnutzer, die in der Praxis effektiv beseitigt werden müssen (Zong et al., 2019).

Auf der Stromangebotsseite ist für die Einnahmen aus dem Stromangebot der Windkraftanlagen ebenfalls keine Änderung durch die Einführung von variablen Arbeitsstrompreisen oder Netzentgelten zu beobachten, da die Einspeisevergütung nicht variabel gestaltet ist.

Einfluss des P2P-Stromhandels

Die Implementierung von P2P-Stromhandelsplätzen führt zu einer Reduktion der Stromkosten. Je nach Ausdehnung der P2P-Märkte – lokal, regional oder national – wirkt sich der P2P-Stromhandel unterschiedlich auf die dezentral handelnden Einheiten aus. Wird lediglich der lokale Handel innerhalb von Energy Communities ermöglicht, beeinflusst dies im gewählten Simulations-Setting alle Haushalte einer Energy Community mit den dahinterliegenden Agenten. Konsumentinnen und Konsumenten versuchen, am Markt ihre Nachfrage zu decken, während Prosumer auch Strom anbieten können. Haushalte mit Batteriespeicher können zusätzlich die Batteriespeicherkapazität als flexible Handelsmasse einsetzen. Beispielsweise ermöglicht der lokale Handel, den Batteriespeicher oder die PV-Erzeugungsleistung einer Nachbarin oder eines Nachbarn in der Energy Community zu nutzen. Da die Nachfragegebote immer unter dem vom Energiehändler aufgerufenen Preis liegen, können die Haushalte ihre **kumulierten Stromkosten reduzieren**. Die Stromkosten der Industrie bleiben unverändert, da sie nur auf regionaler Ebene am P2P-Handel teilnehmen kann. Durch den lokalen P2P-Handel innerhalb der Energy Communities können 32 Prozent des Stromverbrauchs der Haushalte durch lokalen PV-Strom gedeckt werden. Durch den gewählten Marktmechanismus Pay-as-Bid kann der lokal vermarktete PV-Strom günstiger als der Strom des Energiehändlers eingekauft werden. Der Preis für lokal gehandelten PV-Strom liegt im Durchschnitt bei knapp 25 ct/kWh und damit 13 Prozent unter dem Preis des Energiehändlers. In Zeiten mit hohem PV-Ertrag kann der Strompreis im Mittel über alle Haushalte bis auf knapp 15 ct/kWh gesenkt werden. Der Anteil des Strombedarfs der Haushalte, der nicht durch den Handel innerhalb der Energy Community gedeckt werden kann, muss weiterhin vom Energiehändler bezogen werden, worauf sich in Summe eine **Reduktion der Strombezugskosten der Haushalte um 4 Prozent** einstellt. Dies

entspricht einer **Reduktion der durchschnittlichen Stromkosten eines Wohnhauses von 262 Euro/Monat auf 252 Euro/Monat**.

Werden durch eine regionale Öffnung des P2P-Stromhandels auch die Industrie und Windkraftanlagen in den Handel einbezogen, zeigt sich eine Reduktion der Stromkosten der Industrie um 17 Prozent im Vergleich zum Basisszenario. Die zusätzliche Marktöffnung des P2P-Stromhandels hin zu regionalem Handel ermöglicht außerdem direktes Handeln zwischen den Energy Communities. Dadurch können die Stromkosten der **Haushalte um 18 Prozent** reduziert werden. Dies entspricht einer Reduktion der Stromkosten der Haushalte **von durchschnittlich 262 Euro/Monat auf 213 Euro/Monat**. Die gesamten Stromkosten aller Verbrauchseinheiten können im Vergleich zum Basisszenario **um 18 Prozent gesenkt** werden.

Eine vollständige, nationale Öffnung des P2P-Stromhandels führt zu einer weiteren Reduktion der Stromkosten für Haushalte und Industrie. Die regional überschüssige Erzeugung kann im Modell uneingeschränkt national gehandelt werden, wodurch die Haushalte und auch die Industrie weiter ökonomisch profitieren. Im Vergleich zum Basisszenario können die Haushalts- und Industriestromkosten jeweils in Summe **um 20 Prozent gesenkt** werden. Die durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte werden durch den nationalen P2P-Stromhandel **von 262 Euro/Monat auf 210 Euro/Monat** gesenkt.

Werden zusätzlich zum nationalen P2P-Stromhandel zeitvariable Netzentgelte an flexible Haushalte – das heißt Haushalte mit Batteriespeicher – weitergegeben, zeigen sich konträre Effekte bei der Betrachtung der Stromkosten von Haushalten und Industrie. Haushalte können ihre Stromkosten im Vergleich zum Basisszenario um 40 Prozent senken, 20 Prozent mehr als bei nur nationalem P2P-Handel. Die Stromkosten der Haushalte setzen sich aus zwei Teilen zusammen: den Strombezugskosten und den Einnahmen aus dem Verkauf von selbst erzeugtem PV-Strom. Die Einnahmen aus dem Verkauf des PV-Stroms verdoppeln sich jedoch durch die Einführung variabler Netzentgelte. Die Begründung hierfür liegt in der Parametrisierung der Netzentgelte (siehe Kapitel 4.1). Sie steigen bei hoher Netzauslastung, also zu Zeiten sehr aktiven Stromhandels. Dieser tritt, analog zur Einspeisung der PV-Anlagen, vorwiegend in den Mittagsstunden auf. Durch die steigenden Netzentgelte steigt nach unseren Analysen auch der Preis, zu dem der lokale PV-Strom und der regionale Windstrom verkauft werden können. Wirft man einen Blick auf die Strombezugskosten der Haushalte insgesamt, zeigt sich jedoch, dass diese im Vergleich zum Szenario mit nationalem P2P-Handel um 2 Prozent sinken. Das bedeutet, dass der höhere Einkaufspreis von P2P gehandeltem Strom in den Mittagsstunden durch den günstigeren Strombezug in Zeiten geringer Netzentgelte ausgeglichen wird. Die Industrie kann die Stromkosten nur um 8 Prozent im Vergleich zum Basisszenario senken, hingegen zu 20 Prozent bei nationalem P2P-Handel. Durch die Einführung variabler Netzentgelte und die daraus resultierende Steigerung der Strombezugskosten aus lokalem PV-Strom steigen die Strombezugskosten der Industrie um 14 Prozent im Vergleich zum Szenario mit nationalem P2P-Handel.

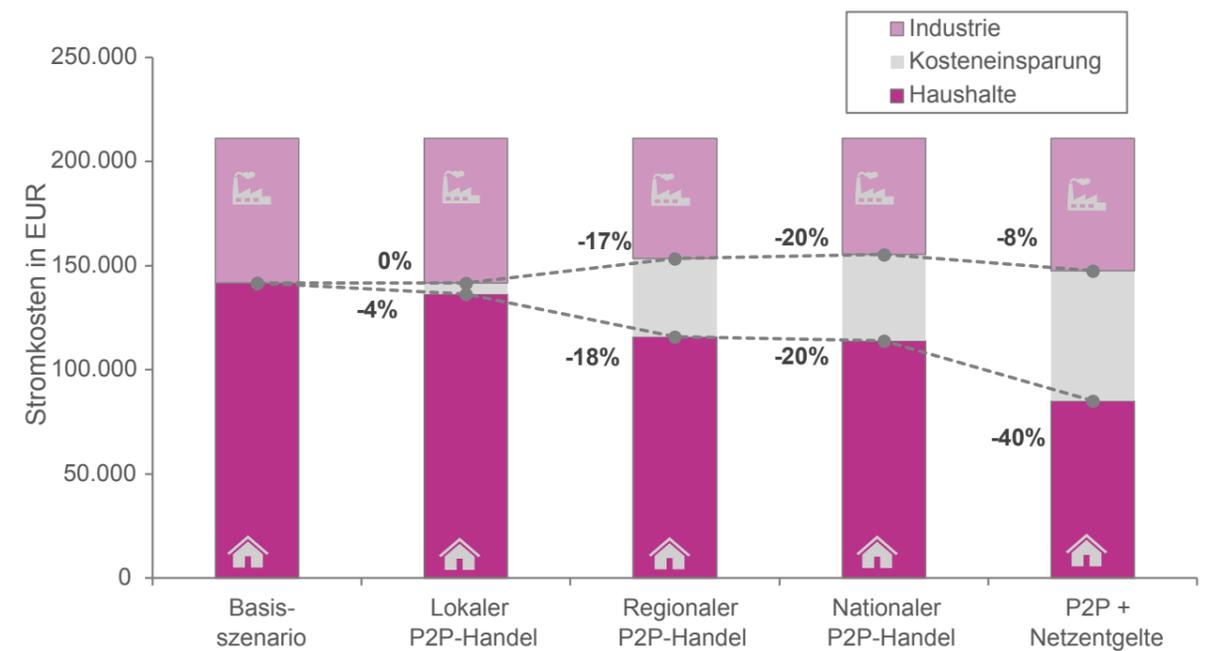


Abbildung 11: Einfluss von P2P-Stromhandel auf die kumulierten Stromkosten im betrachteten System aufgeteilt nach Haushalten und Industrie

Aus der Perspektive der Windkraftanlagenbetreiber bietet die Öffnung des P2P-Stromhandels von regionaler auf die nationale Ebene entscheidende Vorteile. Da die Nachfrage mit weiterer Marktöffnung steigt, kann der Windstrom gewinnbringend an eine größere Anzahl an Agenten verkauft und muss nicht an den Energiehändler ohne Einspeisevergütung abgegeben werden. Durch die Öffnung des Marktgebiets von der jeweiligen Region auf alle Regionen können die Einnahmen gesteigert werden. Im Szenario mit regionaler Öffnung des P2P-Stromhandels werden 61 Prozent des erzeugten Stroms über den P2P-Stromhandel verkauft – bei nationaler Marktöffnung sind es 68 Prozent.

5.2.3 Analyse des Einflusses auf die CO₂-Emissionen Berechnungsmethodik

Um die CO₂-Emissionen zu analysieren, wird der durch die Agenten verbrauchte Strom mit zeitlich und örtlich spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren multipliziert. Diese variieren je nach Anteil erneuerbaren Stroms beim Strombezug eines Agenten. Der im System durch Produzenten oder Prosumer selbst erzeugte Strom stammt aus PV-Anlagen oder Windkraftanlagen und ist daher grundsätzlich erneuerbarer „Grünstrom“. Dafür wird ein Emissionsfaktor von 0,00 g CO₂e/kWh angenommen (Umweltbundesamt, 2019). Für den außerhalb eines P2P-Strommarktes bezogenen Strom (sogenannter „Graustrom“) wird ein Emissionsfaktor von 181,79 g CO₂e/kWh zugrunde gelegt. Er unterliegt dem Strommix, erzeugt aus Wasserkraft, Tiefengeothermie, (flüssiger) Biomasse, Biogas, Klärgas und Gas, gewichtet an ihrem Anteil an der Stromproduktion im Jahr 2019 (Umweltbundesamt, 2019). Aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie und der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030 werden die Emissionsfaktoren dieser Energieträger für den Strommix im Jahr 2030 nicht berücksichtigt.

Für die Berechnung der CO₂-Emissionen werden zwei Methoden mit jeweils unterschiedlichen Annahmen herangezogen: die Methode „Kupferplatte“ und die Methode „Externes Netz“. Für die bundesweite Betrachtung ergibt dieses Vorgehen für jedes Szenario eine vergleichbare Summe an CO₂-Emissionen. Die Emissionen jeder Entität setzen sich zusammen aus der im Simulationszeitraum verbrauchten Menge an Grau- und Grünstrom in Kilowattstunden, multipliziert mit dem jeweiligen CO₂-Emissionsfaktor. Dabei sind Entitäten alle im System abgebildeten Akteure (Agenten, Energy Communities, Regionen, Deutschland). Da Emissionen immer dort anfallen, wo der Strom tatsächlich verbraucht wird, werden die Emissionen der an andere Entitäten verkauften Strommengen den verkaufenden Entitäten gutgeschrieben (P2P-Handel).

Die Annahme der Methode „Kupferplatte“ besteht darin, dass der erneuerbare Strom, der ins Netz eingespeist wird, an jeder Stelle im System genutzt werden kann, und bildet damit eine Minimalabschätzung der Emissionsreduktion ab. Restriktionen in der Stromübertragung und -verteilung sowie Maßnahmen zur Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen werden nicht berücksichtigt. Entstehender Überschuss an erneuerbarem Strom, der nicht zum selben Zeitpunkt von anderen Entitäten

im System verbraucht wird, kann im Modell nicht exportiert werden, weshalb der Überschussstrom in eine Stromsenke fließt, um die Energiebilanz zu erhalten. Dies kann zu höheren CO₂-Emissionen führen. Um im Vergleich zur Methode „Kupferplatte“ eine Maximalabschätzung zu treffen, wird im Zuge der alternativen Berechnungsmethode „Externes Netz“ der an den Energiehändler verkaufte Grünstrom von Produzenten oder Überschussstrom von Prosumern nicht auf die CO₂-Bilanz des betrachteten Systems angerechnet. Demnach wird nur der Grünstrom dem System zugerechnet, der über den P2P-Stromhandel verteilt wird. Die Öffnung verschiedener P2P-Handelsebenen führt folglich zu großen Unterschieden bezogen auf die CO₂-Emissionen. Da beide Berechnungsmethoden mit der an den Energiehändler verkauften Strommenge unterschiedlich umgehen, ergeben sich für die CO₂-Betrachtung eine untere und eine obere Schranke. Die Methode „Kupferplatte“, die den Entitäten die Emissionen der an den Energiehändler verkauften Strommenge gutschreibt, ergibt für das Basisszenario im Simulationszeitraum bundesweite CO₂-Emissionen von 49,06 t CO₂e. Die Methode „Externes Netz“, bei der beim Verkauf an den Energiehändler keine Emissionen gutgeschrieben werden, ergibt für das gleiche Szenario 156,32 t CO₂e. Im Folgenden werden die anderen Szenarien bezüglich der CO₂-Emissionen anhand beider Berechnungsmethoden verglichen.

Einfluss zeitvariabler Stromtarife und Netzentgelte

Da sich in diesen Szenarien die Annahmen zum P2P-Handel nicht unterscheiden, führen beide Berechnungsmethoden („Kupferplatte“ und „Externes Netz“) zu den gleichen Ergebnissen wie im Basisszenario. Dies liegt daran, dass für die CO₂-Emissionen des vom Energiehändler bezogenen Graustroms pro Zeitpunkt stets der gleiche Emissionsfaktor angenommen wird. Da dynamische Stromtarife und Netzentgelte den Stromverbrauch zeitlich verschieben, könnte die Betrachtung eines stündlichen CO₂-Emissionsfaktors für den deutschen Strommix in diesen Szenarien zu einem sichtbaren Effekt führen. Unter der Voraussetzung, dass Strompreis und zeitvariable CO₂-Emissionsfaktoren für den in der Simulation betrachteten Graustrom positiv korreliert sind, führen beide Szenarien mit zeitvariablen Stromtarifen und Netzentgelten verglichen mit dem Basisszenario zu bundesweit geringeren CO₂-Emissionen.

Einfluss des P2P-Stromhandels

Wie eingangs beschrieben, führt die Berechnungsmethode „Kupferplatte“ zu vernachlässigbar kleinen Unterschieden zwischen den Szenarien, weil jeweils der gleiche bundesweite „Stromsee“ betrachtet wird. Anders sieht es bei der Methode „Externes Netz“ aus. Da hier nur der Grünstrom im System erhalten bleibt, der im P2P-Handel gehandelt wird, führen die Annahmen zur Struktur und Größe des P2P-Handels zu großen Unterschieden bei den CO₂-Emissionen. Damit bilden im folgenden Vergleich die beiden Berechnungsmethoden eine untere und eine obere Schranke für die durch unterschiedlich weit geöffneten P2P-Stromhandel erzielten CO₂-Emissionseinsparungen. Wie im vorherigen Kapitel beschrieben, führen zeitvariable Stromtarife und Netzentgelte

bei zeitlich konstanten CO₂-Emissionsfaktoren zu keinen Unterschieden der bundesweiten Emissionen. Deshalb werden im Folgenden nur die drei Szenarien verglichen, die sich bezüglich der Struktur des P2P-Handels unterscheiden. Das Szenario, das zusätzlich zum nationalen P2P-Handel zeitvariable Netzentgelte betrachtet, wird deshalb hier vernachlässigt. Die drei betrachteten Szenarien unterscheiden lokalen, regionalen und nationalen P2P-Handel.

Die Berechnungsmethode „Kupferplatte“ ergibt nur geringe Emissionsunterschiede, die sich mit dem eingangs beschriebenen Effekt der bundesweiten Grünstromexporte bei der Berechnungsmethode „Kupferplatte“ erklären lassen: Zu gewissen Zeitpunkten übersteigt der im System produzierte Grünstrom den Verbrauch und wird daher an den Energiehändler exportiert. So gehen die vergleichsweise geringen Emissionen der exportierten Menge Grünstrom für die folgenden Zeitpunkte verloren. Mit zunehmender Größe des P2P-Handels (von lokal zu national) sinkt der durchschnittliche Strompreis für die Agenten. Zu Zeitpunkten mit hoher Grünstromerzeugung erreicht der Strompreis so ein Niveau, bei dem die Speicher den Grünstrom, der sonst an den

Energiehändler exportiert und damit verloren gegangen wäre, einkaufen bzw. einspeichern. Der sich nun in den Speichern befindende Grünstrom führt zu einem geringeren Verbrauch von CO₂-intensivem Graustrom zu nachfolgenden Zeitpunkten und damit zu einer relativen CO₂-Ersparnis für das System insgesamt. Diese Unterschiede bilden die untere Schranke der unter Annahme der Methode „Kupferplatte“ möglichen CO₂-Ersparnis. Die obere Schranke wird durch die Annahme des externen Netzes definiert und unterscheidet sich wesentlich stärker je nach Szenario. Gegenüber dem Basisszenario erreicht der lokale P2P-Handel eine CO₂-Ersparnis von 16 Prozent, der regionale eine Ersparnis von 65 Prozent und der nationale P2P-Handel eine Ersparnis von 72 Prozent (siehe Abbildung 12). Der Anstieg der Emissionsreduktion vom lokalen zum regionalen und zum nationalen P2P-Handel resultiert maßgeblich aus der Integration der Windkraftanlagen in den P2P-Handel. Durch die hierdurch integrierten großen erneuerbaren Strommengen können nach der Berechnungsmethode „Externes Netz“ die Emissionen um fast zwei Drittel reduziert werden.

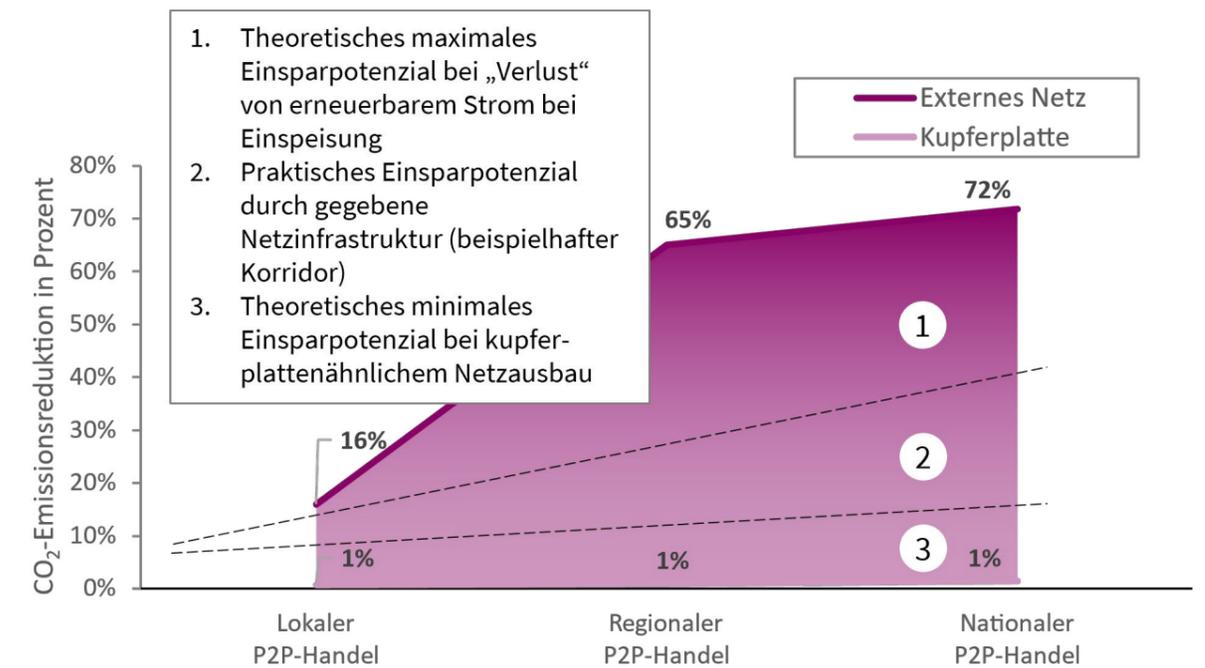


Abbildung 12: CO₂-Einsparungen durch P2P-Handel unter verschiedenen Annahmen, relativ zum Basisszenario (Hinweis: Die drei dargestellten Bereiche sind nur zur Veranschaulichung gewählt.)

6. Implikationen und Handlungsempfehlungen

5.2.4 Zusammenfassung der Kernergebnisse

P2P-Stromhandel

Die ausgewählten KPIs zeigen, dass die Implementierung von P2P-Stromhandelsplätzen deutliche Auswirkungen auf das betrachtete System mit sich bringt. Die lokale, regionale und nationale Synchronisation der Nachfrage von Haushalten und Industrie mit der Wind- und PV-Stromerzeugung führt zunächst zu einer **Reduktion der Stromkosten für die Stromverbraucher von 4 Prozent bis 20 Prozent. Je weiter der P2P-Markt geöffnet wird, desto stärker sinken die Stromkosten.** Der P2P-Stromhandel führt außerdem **zu einem höheren Autonomiegrad bis hin zu 70 Prozent** im Durchschnitt für eine Region im Falle des regionalen P2P-Stromhandels. Dies bedeutet, dass weniger Strom von höheren Marktebenen importiert bzw. dorthin exportiert wird. Auf der einen Seite werden hierdurch die höher liegenden Netzebenen entlastet, andererseits kann dies zu einer höheren Belastung der lokalen Netze führen. Durch die Marktöffnung des P2P-Stromhandels über mehrere Ebenen und die stückweise Integration von größeren Stromerzeugern und Nachfragern lässt sich beobachten, dass ein großer Teil der Strommenge durch P2P-Stromhandel gedeckt wird. Das heißt, dass die Volumen, die über die konventionellen Strommärkte beschafft werden müssen, deutlich reduziert werden (von 94 Prozent auf bis zu 26 Prozent der abgebildeten Nachfrage). In Bezug auf die Integration erneuerbarer Energien und damit die Reduktion von CO₂-Emissionen zeigt sich, dass durch den P2P-Stromhandel erneuerbare Erzeugung direkt und lokal genutzt werden kann. Da dem Modell keine Netzrestriktionen zugrunde liegen, kann nur der Rahmen einer möglichen Einsparung von CO₂-Emissionen abgesteckt werden. Für eine genauere Bestimmung der CO₂-Emissionen müssen dem Simulationsmodell Netzrestriktionen hinzugefügt werden.

Zeitvariable Strompreise und Netzentgelte

Die Analyse der durchschnittlichen Stromkosten für Haushalte und Industrie zeigt, dass die für das Jahr 2030 angenommene Batteriespeicherkapazität über alle Haushalte hinweg zeitvariable Stromtarife nicht ausreichend nutzen kann, um die durchschnittlichen Stromkosten zu senken. Im Gegenzug dazu zeigt sich, dass börsenähnliche Strompreisschwankungen, unter der Annahme des Ausbaupfads der Bundesregierung für Batteriespeicher, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge für das Jahr 2030, bei inflexiblen Verbraucherinnen und Verbrauchern zu einer Stromkostensteigerung von durchschnittlich 19 Prozent führen und lediglich vereinzelt Prosumer sowie Batteriespeicherbesitzer die schwankenden Preise nutzen können. Im Vergleich zu sehr volatil schwankenden Strompreisen wirken zeitvariable Netzentgelte aufgrund ihrer längeren Hoch- und Niedrigpreisphasen weniger nachteilig auf inflexible Verbraucherinnen und Verbraucher. Besitzerinnen und Besitzer von Batteriespeichereinheiten können die hohen Netzentgeltunterschiede profitabel nutzen und erreichen in dieser Simulationsstudie eine durchschnittliche Reduktion ihrer Stromkosten um 13 Prozent.

Aus der Reduktion der Stromkosten durch den Betrieb eines Batteriespeichers kann abgeleitet werden, dass die Flexibilisierung von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen sowie Haushalts- und Industrielasten ein hohes Potenzial besitzt, zeitvariable Strompreise und Netzentgelte zu nutzen (um Stromkosten zu sparen). Diese Beobachtung deckt sich auch mit einigen bisherigen Untersuchungen (vgl. Eid et al., 2015; Golmohamadi, 2022; Heffron et al., 2020; Saffari et al., 2023). Um dieses Potenzial zu nutzen, muss neben dem Markthochlauf dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten deren Flexibilisierung ermöglicht werden. Zur praktischen Umsetzung der Flexibilisierung sind in Deutschland einige Hindernisse zu überwinden. Wie auch andere Studien (vgl. Kohlhepp et al., 2019) bemängeln, fehlen Flexibilitätsdienstleister und existiert weiter unzureichende Planungssicherheit bei der Bereitstellung von Nachfrageflexibilität. Zudem sind entsprechende Mess- und Verifizierungsverfahren erforderlich, um die Verpflichtungen gegenüber dem Markt zu überprüfen. Die Zufriedenheit der Endnutzerinnen und Endnutzer ist entscheidend für den Erfolg von Lastverschiebungsprogrammen. Es müssen neue Möglichkeiten identifiziert werden, um ihre Beteiligung an solchen Programmen zu erleichtern (vgl. auch D’Ettorre et al., 2022). Zusätzlich müssen zum einen Verhaltensänderungen herbeigeführt werden und zum anderen muss der regelmäßige Einsatz von Nachfrageflexibilität vollständig automatisiert und digitalisiert werden. Dazu sind beispielsweise steuerungsorientierte Modelle, Hardware und Kommunikation notwendig (Zong et al., 2019).

Die vorliegende Studie untersucht und bewertet erstmalig für Deutschland die Einführung von zeitlich variierenden Strompreisen und Netzentgelten gemeinsam mit einem lokalen, regionalen und nationalen direkten Peer-to-Peer-Stromhandel. In sechs Szenarien werden diese marktbasierenden Mechanismen zur Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten mit dem Status quo der Integration anhand der Kennzahlen Stromimport, CO₂-Emissionen, Gesamtkosten, Haushaltsstromkosten, Anteil erneuerbarer Energien, vermarktete und nicht vermarktete Strommenge, vertikale Netzlast und Autonomiegrad verglichen. Insgesamt überwiegen bei den gewählten Modellrestriktionen die positiven Effekte des P2P-Stromhandels und unter Berücksichtigung zunehmender Nachfrageflexibilität durch die Flexibilisierung von Lasten und flexibleres Nutzungsverhalten auch zeitvariabler Stromtarife. Sie können somit einen wertvollen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesystems leisten.

Die Ergebnisse und Handlungsempfehlungen dieser Studie sind unter anderem im Kontext verschiedener vernetzter Forschungsprojekte und Studien im Rahmen des Future Energy Lab der dena und anderer Fördergeber zu bewerten, die weitere wesentliche Elemente und Voraussetzungen eines digitalen und dezentralen Energiesystems adressieren. In der Gesamtschau stehen diese Studien im Einklang mit den Empfehlungen politischer Maßnahmen für ein digitales Energiesystem des Wirtschafts- und Sozialrats der Vereinten Nationen (Economic and Social Council UN, 2022). Die energiepolitische Aufgabe der Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten als aktive Marktteilnehmer mittels der untersuchten Mechanismen ist somit eng verbunden mit weiteren Bausteinen für die Transformation des Energiesystems und bei den nachfolgenden Handlungsempfehlungen zu berücksichtigen.



BMIL – Digitale Maschinen-Identität

- Sichere, datenschutzkonforme und für alle relevanten Akteure leicht zugängliche digitale Identitäten im Energiesektor
- Verknüpfung der SMGW-Infrastruktur mit digitalen Identitäten und einem Blockchain-basierten Anlagenregister
- Demonstration der technischen Machbarkeit anhand von Anwendungsbeispielen

Projekt: Redispatch 3.0

- Identifikation von technischen Anbindungen für Kleinanlagen über iMSys/CLS-Schnittstelle von SMGWs
- Laborexperiment zur Cloud-basierten Integration von SCADA-App und Netzleitsystem (NLS)
- Analyse der Anreize und der Nachvermarktung von Flexibilitäten



Energy Communities

- Umfeldanalyse zur EU-rechtlichen Definition von Energiegemeinschaften, zu Handlungsfeldern und zu zentralen digitalen Technologien
- Interviewstudie zu Erfahrungen und zum Stand des Einsatzes und zur zukünftigen Weiterentwicklung der betrachteten Kerntechnologien in Energy Communities

Projekt: Dezentraler Redispatch (DEER)

- Entwicklung eines Multi-Agenten-Systems zur Einbindung dezentraler Kleinanlagen in den Redispatch-Prozess
- Durch Maschinen-Identitäten und Zero-Knowledge-Proofs werden anlagenscharfe und robuste Nachweise erbracht und die Abrechnung wird gewährleistet



Pilotierung eines Energy Data Space

- Bessere Datenverfügbarkeit über die gesamte Energie-Wertschöpfungskette
- Förderung einer sektorübergreifenden Datenweitergabe auf kundenorientierte, sichere und vertrauenswürdige Weise
- Etablierung einer Gaia-X- und IDSA-kompatiblen Umsetzungsplattform für die deutsche Energiewirtschaft

Grundlegend für die Einführung von P2P-Strommärkten sind unter anderem digitale Technologien, die marktrelevante Informationen transparent, sicher und glaubhaft zur Verfügung stellen. Die Einführung und das Ausrollen intelligenter Messsysteme und die Sicherstellung von hochauflösenden Submeter-Daten für die Erzeugung und den Verbrauch von Anlagen stellen damit eine Voraussetzung für den P2P-Stromhandel sowie weitere Energie- und Flexibilitätsdienstleistungen dar.

- **Handlungsempfehlung – Schnelles und flächendeckendes Ausrollen intelligenter Messsysteme:** Um P2P-Märkte technisch zu ermöglichen, sollten intelligente Messsysteme ausgerollt werden, die eine hohe Auflösung von Submeter-Daten und einen Remote-Zugriff ermöglichen. Zusätzlich sind weitere digitale Technologien wie digitale Identitäten und entsprechende Register für Maschinen-Identitäten von Energieanlagen – idealerweise auf EU-Ebene – notwendig, um die Stromherkunft und -verteilung anlagenscharf unter anderem in einem lokalen (P2P-) Stromhandel nachzuweisen (z. B. Herkunftsnachweise für CO₂) sowie insbesondere den raschen Wechsel zwischen Marktrollen (z. B. vom Eigenverbrauch zu Systemdienstleistungen zu Handelsmärkten und zurück zum Eigenverbrauch) zu ermöglichen. Hierdurch kann ein effizienter und sicherer Betrieb der betrachteten Energy Communities und des entsprechenden P2P-Stromhandels ermöglicht werden.

Die Implementierung von P2P-Strommärkten führt zu einer unmittelbaren Synchronisation der Erzeugung von erneuerbarem Strom und der Nachfrage. Dabei ist zu beobachten, dass sich auf den lokalen Märkten bei genügend erneuerbarer Stromerzeugung **niedrigere Strompreise** bilden, als über herkömmliche Energieversorger angeboten werden. Dies ist durch den direkten Handel beider Parteien ohne Zwischenhändler und mit niedrigeren Transaktionskosten möglich. Bereits durch lokale P2P-Strommärkte in Energy Communities sinkt der durchschnittliche Strompreis für Haushalte um ca. 4 Prozent. Insgesamt führt dies zu sinkenden Stromkosten über alle Verbraucher hinweg. Dabei sinken die Kosten im Durchschnitt stärker, je mehr Akteure deutschlandweit in einen lokalen Markt einbezogen werden. Hier ist jedoch zu differenzieren, dass etwaige Netz- und Übertragungsengpässe nicht betrachtet und damit nicht eingepreist werden können. Der Vergleich eines P2P-Handels auf nationaler Ebene mit dem konventionellen Stromhandel, insbesondere vor dem Hintergrund der volkswirtschaftlichen Wohlfahrt sowie der Finanzierung von Systemkosten wie beispielsweise für Backup-Kapazitäten oder (Netz-)Infrastruktur, stellt daher eine relevante Fragestellung für die anknüpfende Forschung dar. Die Größe des P2P-Marktes hat dabei jedoch auch einen differenzierten Einfluss auf die Profitabilitätssteigerung der jeweiligen Teilnehmer. Während kleine, lokale P2P-Märkte, wie zum Beispiel Energy Communities, sowohl für Prosumer als auch für Konsumenten eine Kostenreduktion hervorgerufen können, profitieren Prosumer im regionalen oder nationalen P2P-Stromhandel nicht signifikant mehr. Bei zunehmender

Marktöffnung steigt die verfügbare Menge an PV- und Windstrom, sodass der P2P-Marktpreis deutlich sinkt und Prosumer nur geringe Erlöse erwirtschaften können. Konsumenten hingegen profitieren von den sinkenden Marktpreisen. Diese Studie zeigt dabei auch, dass die Einnahmen für Wind- und PV-Strom hinter den erwarteten Einspeisevergütungen zurückbleiben. Analog zu den Erkenntnissen aus (Guimaraes et al., 2021) kann erwartet werden, dass sich am lokalen Markt das Verhältnis von Prosumern und Konsumenten bedarfsorientiert einstellen wird. Dies könnte langfristig einen Rückgang des Ausbaus dezentraler Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen wie Wind- und PV-Anlagen bewirken. Um diesem Effekt entgegenzuwirken, sollte auch in P2P-Strommärkten eine untere Grenze der Einspeisevergütung für Erneuerbare-Energien-Anlagen sichergestellt sein. Insbesondere ist durch den Bottom-up-Ansatz der Simulation zu beobachten, dass der Einbezug von großen Erzeugern und Verbrauchern, wie Erneuerbare-Energien-Anlagen der Industrie oder von leistungsstarken, erneuerbaren Kraftwerken, in lokalen Märkten strompreisbestimmend sein kann. Eine mögliche Marktmacht dieser Einheiten in P2P-Strommärkten kann nicht ausgeschlossen werden und könnte beispielsweise durch ein entsprechendes intelligentes Monitoring und Zugangsregeln kontinuierlich überwacht werden. Hier besteht insgesamt erheblicher Forschungsbedarf.

- **Handlungsempfehlung – Umsetzung der EU-Direktive zur Regulierung von Energy Communities:** Um die ökonomischen und ökologischen Potenziale lokaler P2P-Märkte auszuschöpfen, müssen diese in sinnvollem Umfang national implementiert und gemonitort werden. Dabei sollten zu Beginn Energy Communities in einem kontrollierten Testumfeld als Demonstrationsprojekte umgesetzt und verbessert werden, um klare Kriterien für die Implementierung von lokalen P2P-Strommärkten in Form von Energy Communities in Deutschland zu definieren. Hilfestellung dazu leistet der EU-Aktionsplan zur Digitalisierung des Energiesystems (Europäische Kommission, 2022), in dem sich die EU dazu bekennt, digitale Instrumente und Programme für den Peer-to-Peer-Handel von lokal erzeugtem Strom zu unterstützen und in Förderprogrammen den Wissensaustausch zu fördern. Insbesondere besteht dabei ein weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich der Zugangsregeln zu P2P-Strommärkten und in Bezug auf Maßnahmen wie zum Beispiel die Vergesellschaftung von Anlagen oder Preisobergrenzen zur Eindämmung von Monopolstellungen.

Durch die Einführung von P2P-Stromhandel wird **weniger Strom vom klassischen Energiehändler** bezogen, der in den untersuchten Szenarien außerhalb der lokalen Märkte handelt. Eine Implikation der Verschiebung des Stromhandels auf lokale und regionale P2P-Märkte ist, dass die Netzbelastung in den Übertragungsnetzen abnimmt und in den Verteilnetzen zunimmt. Während für die Verlagerung des Handels für die unterschiedlichen

P2P-Märkte in dieser Studie Handelsvolumen quantifiziert werden können, sind für die Quantifizierung der Netzbelastung weitere Untersuchungen notwendig, da im Modell kein Netz abgebildet ist. Lokale P2P-Strommärkte reizen jedoch an, lokale Erzeugungskapazitäten auszubauen und damit mehr Stromnachfrage mit lokal erzeugtem Strom zu decken. Wie bereits einige Studien zeigen (Bauer et al., 2021; Frontiers Economics Ltd; Sauer et al., 2022; Wagner et al., 2021), kann Flexibilität auf lokalen Märkten helfen, Netzengpasssituationen zu vermeiden. Eine reine marktliche Integration flexibler Einheiten in einen P2P-Markt dürfte für das Netzengpassmanagement jedoch nicht ausreichen. Die Studie zeigt, dass Flexibilität in Form von Speicherkapazität je nach spezifischer Sensitivität gegenüber dem lokalen Marktpreis eingesetzt wird. Je größer der geografische Rahmen eines P2P-Strommarktes gewählt wird, desto weniger effektiv können diese Flexibilitätspotenziale für das lokale Netzengpassmanagement genutzt werden. Gleichzeitig erfordern großräumige P2P-Strommärkte mehr Kapazitäten auf Übertragungsebene, um den interregionalen Stromhandel zu bewerkstelligen. Damit wird deutlich, dass flankierende Maßnahmen für das Netzengpassmanagement in P2P-Strommärkten notwendig sind. Durch die lukrativeren Strompreise in P2P-Strommärkten wandert außerdem ein Großteil des Handels weg von konventionellen, kontrollierten Märkten hin zu lokalen P2P-Strommärkten. Eine Implementierung von P2P-Strommärkten sollte aufgrund der skizzierten unsicheren realen Netzimplikationen und des bisher fehlenden Marktdesigns für P2P-Strommärkte sowie aus Praktikabilitätsgründen sukzessive in lokaler Form geschehen, bevor diese bei Bedarf Schritt für Schritt hin zu größeren P2P-Strommärkten entwickelt werden können. Zusätzlich ist weitere Forschung zu geografisch weit ausgedehnten P2P-Märkten notwendig, um die Vor- und Nachteile neben der in dieser Studie gezeigten Stromkostenreduktion im Vergleich zum konventionellen Stromhandel zu untersuchen.

■ **Handlungsempfehlung – Entwicklung und Standardisierung von Marktplattformmodellen:** Für den Betrieb lokaler P2P-Märkte sind Plattformmodelle notwendig, die Geschäftsmodelle auf der einen Seite und einen fair funktionierenden Markt auf der anderen Seite sicherstellen. Dabei müssen Strukturen des Handels und der Finanztransaktionen standardisiert und auf diese Weise standardisierte digitale Lösungen für die Schaffung lokaler Märkte entwickelt werden. Damit eng verknüpft ist eine entsprechend zu entwickelnde Regulatorik, die lokale P2P-Strommärkte ermöglicht und gleichzeitig kontrolliert. Für die Ausgestaltung der Regulatorik und entsprechender Plattformkonzepte müssen Modelle entwickelt werden, die die entsprechenden regulatorischen Rahmenbedingungen und Plattformsystematiken abbilden.

Eine Marktteilnahme von dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen durch tarifliche Anreize wie einen variablen Strompreis oder variable Netzentgelte erzielt nur bei ausreichend verfügbarer Flexibilitätskapazität im System einen kostenreduzierenden Effekt. Die in der Simulation für das Jahr 2030 prognostizierte elektrische Heimspeicherkapazität in Deutschland reicht nicht aus, um Stromkosteneinsparungen für alle Verbraucher zu realisieren. Da inflexible Verbraucher von variablen Strompreisen im Durchschnitt benachteiligt werden, würde eine Implementierung variabler Strompreise jedoch flächendeckend dazu anreizen, Flexibilität bereitzustellen. Beispielsweise zeigen die durch den russischen Angriffskrieg gegen die Ukraine ausgelösten starken Energiepreissteigerungen seit Frühjahr 2021 eindeutig, dass Preisänderungen Nutzergewohnheiten verändern können. Um komplett inflexible (nicht steuerbare) Verbraucher nicht zu benachteiligen, können variable Netzentgelte nur für Verbraucher, die flexible Einheiten betreiben, eingerichtet werden. Der in der Studie berücksichtigte Umfang an Flexibilität durch Heimspeicher reicht jedoch nicht aus, um weiträumig signifikante Stromkosteneinsparungen für Haushalte und industrielle Stromabnehmer zu erzielen. Da die einzelnen flexiblen Verbraucher auf die Netzentgeltschwankungen reagieren, ist aber davon auszugehen, dass eine breitere Masse an flexiblen Einheiten einen signifikanten Einfluss haben würde. Das insbesondere auch industrielle Verbraucher auf Netzentgelte reagieren, zeigen bereits energieintensive Unternehmen, die durch einen gleichmäßigeren Stromverbrauch Netzentgeltvergünstigungen in Anspruch nehmen (Amprion GmbH, 2022; Wawer, 2022).

■ **Handlungsempfehlung – Nähere Untersuchungen des Einflusses sich ändernden Nutzerverhaltens auf die Bereitstellung von Flexibilität und zum Einfluss auf die Gesamtkosten:** Um die Auswirkungen und die Anreizwirkung variabler Stromtarife bei zunehmender Nachfrageflexibilität unterschiedlicher Verbrauchseinheiten zu bewerten, sollten weiterführende Studien Szenarien der Verhaltensänderungen bei der Bereitstellung von Nachfrageflexibilität untersuchen. Insbesondere sind Verhaltensänderungen in Bezug auf den Einsatz von flexiblen Lasten, Heimspeichern, Elektrofahrzeugen etc. und unterschiedliche Ausbaupfade zu untersuchen. Dabei sollten Speicher- und Nachfrageflexibilität als individuelle Eigenschaften von Agenten modelliert und der Einfluss tariflicher Anreize auf die Flexibilitätsbereitstellung und die Potenziale zur Reduktion von Stromkosten untersucht werden.

Anhang

Aufteilung der Agenten auf Regionen und Energy Communities

Energy Community	Haushalte	Elektrofahrzeuge	Batteriespeicher	Wärmepumpen	PV-Anlagen	Gesamt
Region 1						
1	21	6	0	2	2	31
2	22	6	1	2	2	33
3	22	6	1	2	2	33
4	22	6	1	2	2	33
Gesamt	87	24	3	8	8	130
Region 2						
1	42	15	1	4	7	69
2	43	17	2	4	7	73
3	43	17	2	4	7	73
4	43	17	2	4	7	73
Gesamt	171	66	7	16	28	288
Region 3						
1	15	1	1	3	1	21
2	14	2	0	2	2	20
3	14	2	0	2	2	20
4	14	2	0	2	2	20
Gesamt	57	7	1	9	7	81
Region 4						
1	17	7	0	2	2	28
2	18	7	1	3	4	33
3	18	7	1	3	4	33
4	18	7	1	3	4	33
Gesamt	71	28	3	11	14	127

Energy Community	Haushalte	Elektrofahrzeuge	Batteriespeicher	Wärmepumpen	PV-Anlagen	Gesamt
Region 5						
1	16	8	2	4	5	35
2	18	9	1	4	5	37
3	18	9	1	4	5	37
4	18	9	1	4	5	37
Gesamt	70	35	5	16	20	146
Region 6						
1	22	8	1	5	9	45
2	21	10	2	5	8	46
3	21	10	2	5	8	46
4	21	10	2	5	8	46
Gesamt	85	38	7	20	33	183

Tabella 3: Verteilung der Agenten auf Energy Communities in den verschiedenen Regionen (ohne Windkraft und Industrie)

Verteilung der projizierten Anzahl an Einheiten auf die Regionen

Regionen	Haushalte	Elektrofahrzeuge	Batteriespeicher	Wärmepumpen	PV-Anlagen	Gesamt
1	6.467.016	1.762.518	155.003	663.980	582.408	9.630.925
2	12.864.442	4.892.935	524.189	1.177.482	2.073.263	21.532.311
3	4.331.274	552.089	138.733	660.372	514.401	6.196.869
4	5.419.238	2.099.309	235.589	820.593	1.116.778	9.691.507
5	5.223.933	2.604.109	352.797	1.198.051	1.514.046	10.892.936
6	6.350.378	2.846.014	497.690	1.479.522	2.453.483	13.627.086
Gesamt	40.656.281	14.756.974	1.904.001	5.999.999	8.254.379	71.571.634

Tabella 4: Überblick über die Verteilung der Agenten auf die einzelnen Regionen anhand der gewählten Projektionen

Key Performance Indicators

	Key Performance Indicators	Basis-szenario	Variabler Strompreis	Variable Netzentgelte	Lokaler P2P-Stromhandel	Regionaler P2P-Stromhandel	Nationaler 2P-Stromhandel	Nationaler P2P-Handel + var. Netzentgelte
Stromkosten	Gesamt	211.137	245.272	211.256	205.815	173.577	169.625	148.834
			16%	0%	-3%	-18%	-20%	-30%
	Haushalts-sektor	141.658	168.319	141.777	136.336	115.757	113.857	85.194
			19%	0%	-4%	-18%	-20%	-40%
	Industrie-sektor	69.479	76.952	69.479	69.479	57.819	55.768	63.640
			11%	0%	0%	-17%	-20%	-8%
Autonomiegrad	Durchschnitt ECs	6%	5%	6%	31%	31%	30%	22%
	Durchschnitt Regionen	6%	5%	6%	31%	70%	40%	41%
	National	6%	5%	6%	31%	70%	73%	68%
Gehandelte Strommenge	In einem Haushalt	56.222	45.455	56.891	53.297	55.782	54.370	36.461
	Lokal	0	0	0	146.265	141.744	136.988	123.081
	Regional	0	0	0	0	427.293	169.684	224.008
	National	0	0	0	0	0	318.647	276.015
	Auf konventionellen Strommärkten	859.915	849.754	860.296	722.698	300.931	242.945	285.168

Tabella 5: Ergebnistabelle

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Beschreibung der Szenarien	7
Abbildung 2:	Einfluss des P2P-Stromhandels auf die kumulierten Stromkosten von Haushalten und Industrie	8
Abbildung 3:	Regionalisierung der dezentralen Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten	21
Abbildung 4:	Synthetisierte stündliche Börsenstrompreise für das Jahr 2030	23
Abbildung 5:	Zeitvariable Netzentgelte je Stunde	24
Abbildung 6:	Topologie des Marktmodells am Beispiel des lokalen P2P-Marktmodells	25
Abbildung 7:	Autonomiegrad je Region bei Öffnung des P2P-Stromhandels auf regionaler sowie nationaler Ebene	34
Abbildung 8:	Durchschnittliche importierte und exportierte Strommenge der Energy Communities und der Regionen sowie importierte und exportierte Strommenge national	35
Abbildung 9:	Anteil der P2P gehandelten Strommenge am Gesamtstromverbrauch	36
Abbildung 10:	Einfluss zeitvariabler Strompreise und Netzentgelte auf die kumulierten Stromkosten im betrachteten System aufgeteilt nach Haushalten und Industrie	37
Abbildung 11:	Einfluss von P2P-Stromhandel auf die kumulierten Stromkosten im betrachteten System aufgeteilt nach Haushalten und Industrie	39
Abbildung 12:	CO ₂ -Einsparungen durch P2P-Handel unter verschiedenen Annahmen, relativ zum Basisszenario	41

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Überblick über die Verteilung der Agenten auf die einzelnen Regionen	21
Tabelle 2:	Beschreibung der ausgewählten Key Performance Indikatoren (KPIs), die für die Analyse und den Vergleich der untersuchten Szenarien herangezogen werden	32
Tabelle 3:	Verteilung der Agenten auf Energy Communities in den verschiedenen Regionen (ohne Windkraft und Industrie)	47
Tabelle 4:	Überblick über die Verteilung der Agenten auf die einzelnen Regionen anhand der gewählten Projektionen	48
Tabelle 5:	Ergebnistabelle	49

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2021): Die Energiewende im Corona-Jahr: Stand der Dinge 2020: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie auf 2021, 82 pp. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2021/2020_01_Jahresauswertung_2020/200_A-EW_Jahresauswertung_2020_WEB.pdf (accessed 14 July 2022).

Agora Energiewende (2023): Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2022: Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2023, 106 pp. https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2022/2022-10_DE_JAW2022/A-EW_283_JAW2022_WEB.pdf (accessed 12 January 2023).

Amenteros, A.S., Heer, H. de, Fiorini, L., Castillo, María Miranda, Slot, Thijs (2022): Demand-side flexibility in the EU: Quantification of benefits in 2030, 60 pp. https://smarten.eu/wp-content/uploads/2022/09/SmartEN-DSF-benefits-2030-Report_DIGITAL.pdf (accessed 9 December 2022).

Amprion GmbH (2022): Preisblatt zu Sonderformen der Netznutzung 2022, 4 pp. https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Netzkunden/Netzentgelte/2023/Preisblatt-Sonderformen-der-Netznutzung_2022-deu_F_2022_12.pdf (accessed 5 January 2023).

Andrae, S., Pobuda, P. (2021): Agentenbasierte Modellierung – eine interdisziplinäre Einführung. Springer Gabler, Wiesbaden.

Bauer, D., Hieronymus, A., Kaymakci, C., Köberlein, J., Schimmelpfennig, J., Wenninger, S., Zeiser, R. (2021): Wie IT die Energieflexibilitätsvermarktung von Industrieunternehmen ermöglicht und die Energiewende unterstützt. HMD 58, 102–115. <https://doi.org/10.1365/s40702-020-00679-8>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Eröffnungsbilanz Klimaschutz. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=22 (accessed 19 July 2022).

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2023): Plattform Klimaneutrales Stromsystem – im Dialog für ein neues Markt-design. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/plattform-klimaneutrales-stromsystem.html> (accessed 2 August 2023).

Bundesnetzagentur (2021a): Stromnetzentgelte im Bundesschnitt 2021 weitgehend konstant, 4 pp.

Bundesnetzagentur (2021b): Monitoringbericht 2020, 508 pp. https://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2020.pdf;jsessionid=1280252DD79FB5ECACFD305B20CF224C.1_cid378?__blob=publicationFile&v=4 (accessed 17 August 2022).

Bundesnetzagentur (2022): Marktstammdatenregister. <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> (accessed 21 November 2022).

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2022): BDEW-Strompreisanalyse Juni 2021, 56 pp. https://www.bdew.de/media/documents/220124_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2022_24.01.2022_final.pdf (accessed 9 December 2022).

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (2021): Solarbatterie-Boom. <https://www.solarwirtschaft.de/2021/02/18/solarbatterie-boom/> (accessed 19 July 2022).

Bundesverband Wärmepumpe e. V. (2018): Wärmepumpen in Deutschland. https://www.waermepumpe.de/fileadmin/_processed_/2/f/csm_619_WPinDeutschland_2018_e6367c28d7.png.

D’Ettorre, F., Banaei, M., Ebrahimi, R., Pourmousavi, S.A., Blomgren, E., Kowalski, J., Bohdanowicz, Z., Łopaciuk-Goncaryk, B., Biele, C., Madsen, H. (2022): Exploiting demand-side flexibility: State-of-the-art, open issues and social perspective. Renewable and Sustainable Energy Reviews 165, 112605. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112605>.

Deutsche Energie-Agentur (2022a): Digitale Maschinen-Identitäten als Grundbaustein für ein automatisiertes Energiesystem: Aufbau eines Identitätsregisters auf Basis der Blockchain-Technologie (Pilot: Blockchain Machine Identity Ledger), 132 pp. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Digitale_Maschinen-Identitaeten_als_Grundbaustein_fuer_ein_automatisiertes_Energiesystem.pdf (accessed 13 December 2022).

Deutsche Energie-Agentur (2022b): Energy Communities: Beschleuniger der dezentralen Energiewende, 97 pp. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena-ANALYSE_Energy_Communities_Beschleuniger_der_dezentralen_Energiewende.pdf (accessed 9 December 2022).

Deutscher Bundestag (2005): Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen: StromNEV.

Deutscher Bundestag (2022): Erneuerbare-Energien-Gesetz: EEG 2023.

Deutscher Bundestag (2023): Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor.

E-Bridge, ZEW, TU Clausthal (2018): Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft: Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile, 162 pp. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/146_Neue-Preismodelle_WEB.pdf (accessed 3 January 2023).

Economic and Social Council UN (2022): Digitalization: Accelerating the Electricity System Transformation. Joint Paper by the Task Force on Digitalization in Energy of the Group of Experts on Energy Efficiency and the Group of Experts on Cleaner Electricity Systems.

Eid, C., Codani, P., Chen, Y., Perez, Y., Hakvoort, R. (2015): Aggregation of demand side flexibility in a smart grid: A review for European market design, in: 2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM). 2015 12th International Conference on the European Energy Market (EEM), Lisbon, Portugal. 19.05.2015 - 22.05.2015. IEEE, pp. 1–5.

EUPD Research (2021): 89 Prozent des Solarpotenzials noch ungenutzt. <https://www.eupd-research.com/89-prozent-des-solarpotenzials-noch-ungenutzt/> (accessed 19 July 2022).

Europäische Kommission (2022): Digitalisierung des Energiesystems: EU-Aktionsplan, 28 pp. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022DC0552&from=EN> (accessed 12 January 2023).

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2020a): Lastprofile des Industriesektors – Dynamis fuEL-Szenario (Deutschland). <http://opendata.ffe.de/dataset/load-profiles-of-the-industry-sector-dynamis-fuel-scenario-germany/> (accessed 16 June 2022).

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2020b): Load Profiles of Battery-Electric Vehicles by Usergroups (Germany). <http://opendata.ffe.de/dataset/load-profiles-of-battery-electric-vehicles-by-usergroups-germany/> (accessed 25 May 2022).

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2020c): Synthetic Sample Thermal Load Profile by Household Types (Germany). <http://opendata.ffe.de/dataset/synthetic-sample-thermal-load-profile-by-household-types-germany/> (accessed 3 June 2022).

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. (2021): Bidirektionales Lademanagement im Kontext von Vehicle-to-Home (V2H) (Eigenverbrauchserhöhung) – Positionspapier. <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/betrachtung-der-umsetzung-des-bidirektionalen-lademanagements-im-kontext-von-vehicle-to-home-v2h-2/>.

Frank, D., Kleis, K., Schmid, E., Schrader, T.-S., Schwarze, E., Zimmermann, H. (2022): Effektive Stromnetzentgelte für die Transformation: Den Weg zur Klimaneutralität innovativ und sozial gerecht gestalten, 32 pp. https://www.germanwatch.org/sites/default/files/germanwatch_effektive_stromnetzentgelte.pdf (accessed 17 August 2022).

Frontiers Economics Ltd.: Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland, 69 pp. https://www.bdew.de/media/documents/20170809_Studie-Redispatchkosten.pdf (accessed 5 January 2023).

Gasten, J., Klaus, J., Cramer, W., Amthor, A., Jessenberger, S., Metzger, M. (2021): Ein Plattform-Konzept für eine kostenoptimierte Energiewende mit Hilfe lokaler Energiemärkte.

Golmohamadi, H. (2022): Demand-Side Flexibility in Power Systems: A Survey of Residential, Industrial, Commercial, and Agricultural Sectors. Sustainability 14, 7916. <https://doi.org/10.3390/su14137916>.

Grid Singularity (2020): Energy Singularity Challenge 2020: Testing Novel Grid Fee Models and Intelligent Peer-to-Peer Trading Strategies.

Grid Singularity (2022): Grid Singularity Wiki. <https://gridsingularity.github.io/gsy-e/documentation/> (accessed 15 November 2022).

Guimaraes, D.V., Gough, M.B., Santos, S.F., Reis, I.F., Home-Ortiz, J.M., Catalao, J.P.S (2021): Agent-Based Modeling of Peer-to-Peer Energy Trading in a Smart Grid Environment, in: IEEEIC 2021, Bari: 21st IEEEIC International Conference on Environment and Electrical Engineering, 5th I&CPS Industrial and Commercial Power System Europe : 7th-10th September 2021, Politecnico di Bari : conference proceedings. 2021 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2021 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (IEEEIC / I&CPS Europe), Bari, Italy. 9/7/2021 – 9/10/2021. IEEE, Piscataway, NJ, pp. 1–6.

Heffron, R., Körner, M.-F., Wagner, J., Weibelzahl, M., Fridgen, G. (2020): Industrial demand-side flexibility: A key element of a just energy transition and industrial development. *Applied Energy* 269, 115026. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115026>.

Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e. V. (2020): Systemische Ansätze zur Reform der Netzentgelte für die Energiewende 2.0, 34 pp.

Intstitutsteil Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (2022): Strompreise sind bereits heute so hoch wie für 2030 vorhergesagt. SynErgie-Projekt.

Kahrobaee, S., Rajabzadeh, R.A., Soh, L.-K., Asgarpoor, S. (2014): Multiagent study of smart grid customers with neighborhood electricity trading. *Electric Power Systems Research* 111, 123–132. <https://doi.org/10.1016/j.epr.2014.02.013>.

Kessels, K., Kraan, C., Karg, L., Maggiore, S., Valkering, P., Laes, E. (2016): Fostering Residential Demand Response through Dynamic Pricing Schemes: A Behavioural Review of Smart Grid Pilots in Europe. *Sustainability* 8, 929. <https://doi.org/10.3390/su8090929>.

Ketter, W., Collins, J., Reddy, P. (2013): Power TAC: A competitive economic simulation of the smart grid. *Energy Economics* 39, 262–270. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.04.015>.

Kohlhepp, P., Harb, H., Wolisz, H., Waczowicz, S., Müller, D., Hagenmeyer, V. (2019): Large-scale grid integration of residential thermal energy storages as demand-side flexibility resource: A review of international field studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 101, 527–547. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.09.045>.

Kopernikus-Projekt SynErgie (2022): Analyse: Flexibilitätspotenzial Phase II.

Kraftfahrzeugbundesamt (2022): Zulassungsbezirke und Gemeinden. https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke_node.html.

Leonhartsberger, K., Bhat, K., Ettwein, F., Rao, B.-V., Stefan, M., Berne, P., Hallbeck, J., Stryi-Hipp, G., McKeever, P., Nwobu, J. (2021): High-level Description of Use Cases and Business Models, 121 pp. https://project-clue.eu/wp-content/uploads/2021/04/D3.1_High-Level-Description-of-Use-Cases-and-Business-Models_v1.0.pdf (accessed 20 January 2023).

Monroe, J.G., Hansen, P., Sorell, M., Berglund, E.Z. (2020): Agent-Based Model of a Blockchain Enabled Peer-to-Peer Energy Market: Application for a Neighborhood Trial in Perth, Australia. *Smart Cities* 3, 1072–1099. <https://doi.org/10.3390/smartcities3030053>.

Neves, D., Scott, I., Silva, C.A. (2020): Peer-to-peer energy trading potential: An assessment for the residential sector under different technology and tariff availabilities. *Energy* 205, 118023. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.118023>.

Nienhaus, Reeg, Deissenroth, Roloff, Wassermann, Hauser, Klann, Kast: AMIRIS – Ein Agentenmodell zur Analyse der Integration Erneuerbarer Energien in den Strommarkt.

Parag, Y. (2021): Which factors influence large households' decision to join a time-of-use program? The interplay between demand flexibility, personal benefits and national benefits. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 139, 110594. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110594>.

Reis, I.F., Gonçalves, I., Lopes, M.A., Antunes, C.H. (2020): A multi-agent system approach to exploit demand-side flexibility in an energy community. *Utilities Policy* 67, 101114. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2020.101114>.

Reis, I.F.G., Lopes, M.A.R., Antunes, C.H. (2018): Energy Transactions Between Energy Community Members: an Agent-Based Modeling Approach, in: 2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST) conference proceedings. 2018 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Sevilla. 9/10/2018 – 9/12/2018. IEEE, Piscataway, NJ, USA, pp. 1–6.

Ringler, P., Keles, D., Fichtner, W. (2016): Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets – A literature review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57, 205–215. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.169>.

Ruhnau, O., Stiewe, C., Muessel, J., Hirth, L. (2022): Gas demand in times of crisis. The response of German households and industry to the 2021/22 energy crisis.

Saffari, M., Crownshaw, T., McPherson, M (2023): Assessing the potential of demand-side flexibility to improve the performance of electricity systems under high variable renewable energy penetration. *Energy* 272, 127133. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127133>.

Sauer, A., Buhl, H.U., Mitsos, A., Weigold, M. (Hrsg.) (2022): Markt- und Stromsystem, Managementsysteme und Technologien energieflexibler Fabriken: Kopernikus-Projekt SynErgie – Die Zukunft unserer Energie. Fraunhofer Verlag, Stuttgart, 535 pp.

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2022): Regionalstatistik. <https://www.regionalstatistik.de/genesis/online?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1655383939110&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&code=52111-04-01-4-B&auswahltext=&nummer=5&variable=5&name=D-LAND&werteabruf=Werteabruf#breadcrumb>.

Statistisches Bundesamt: Genesis-Online: 1221-9034. Datenlizenz by-2-0. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online> (accessed 8 December 2022).

Statistisches Bundesamt (2022): 2,2 Millionen Photovoltaik-Anlagen in Deutschland installiert. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/06/PD22_N037_43.html (accessed 19 July 2022).

Strüker, J., Albrecht, S., Schmid, J., Utz, M., Mohr, R. (2019): European Energy Lab 2030: A Digital Real-time Energy Economy. Building Blocks for a Market-Based Target Model, 44 pp. https://energylab2030.eu/wp-content/uploads/2019/11/Leitstudie_EnergyLab2030-en.pdf (accessed 14 July 2022).

Strüker, J., Weibelzahl, M., Körner, M.-F., Kießling, A., Franke-Sluijk, A., Hermann, M. (2021): Dekarbonisierung durch Digitalisierung: Thesen zur Transformation der Energiewirtschaft.

Taylor, S.J., Letham, B. (2017): Forecasting at scale.

Tjaden, T., Bergner, J., Weniger, J., Quaschnig, V. (2022): Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekundiger Datenbasis. Datensatz, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Lizenz: CC-BY-NC-4.0. , <https://pvspeicher.htw-berlin.de/veroeffentlichungen/daten/lastprofile/> (accessed 24 April 2022).

Triebel, M.-A., Steingrube, A., Stryi-Hipp, G., Reggentin, P.: Modellierung Sektorintegrierter Energieversorgung im Quartier, 89 pp. https://www.gebaeudeforum.de/fileadmin/gebaeudeforum/Downloads/Studie-Bericht/STUDIE_Modellierung_sektorintegrierter_Energieversorgung_im_Quartier.pdf (accessed 9 December 2022).

Umweltbundesamt (2019): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger, 158 pp. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-11-07_cc-37-2019_emissionsbilanz-erneuerbarer-energien_2018.pdf (accessed 12 December 2022).

Umweltbundesamt (2022): Verkehrsinfrastruktur und Fahrzeugbestand. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/verkehr/verkehrsinfrastruktur-fahrzeugbestand#lange-der-verkehrswege> (accessed 19 July 2022).

VARTA (2021): VARTA element: Die Unabhängigkeit für Familien. https://www.varta-ag.com/fileadmin/varta/consumer/downloads/energy-storage/varta-element/Datasheet_VARTA_element_dach_de_4.pdf (accessed 20 June 2022).

Wagner, J., Namockel, N., Gruber, K. (2021): Ökonomische Bewertung des Nutzens lokaler Koordinationsmechanismen in der Stromversorgung, 55 pp. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2021/03/210323_EWI-Kurzstudie_Oekonomische-Bewertung-des-Nutzens-lokaler-Koordinationsmechanismen.pdf (accessed 3 January 2023).

Wawer, T. (2022): Elektrizitätswirtschaft: Eine praxisorientierte Einführung in Strommärkte und Stromhandel. Springer Fachmedien Wiesbaden; Imprint Springer Gabler, Wiesbaden, 306108 pp.

Wooldridge, M.J. (2012): An introduction to multiagent systems, 2nd ed. Wiley, Chichester, 461 pp.

Zong, Y., Su, W., Wang, J., Rodek, J.K., Jiang, C., Christensen, M.H., You, S., Zhou, Y., Mu, S. (2019): Model Predictive Control for Smart Buildings to Provide the Demand Side Flexibility in the Multi-Carrier Energy Context: Current Status, Pros and Cons, Feasibility and Barriers. Energy Procedia 158, 3026–3031. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2019.01.981>.