



**Future Energy
Lab**

dena-ANALYSE

Energy Communities: Beschleuniger der dezentralen Energiewende

Mit digitalen Technologien auf dem Weg zu neuen Rollen im Energiesystem der Zukunft

Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel: +49 (0)30 66 777-0
Fax: +49 (0)30 66 777-699
E-Mail: futureenergylab@dena.de
Internet: www.dena.de
future-energy-lab.de

Autorinnen und Autoren:

Linda Babilon, dena
Manuel Battaglia, dena
Moritz Robers, dena

Melanie Degel, IZT – Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung gGmbH
Katrin Ludwig, IZT – Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung gGmbH
Unter Mitarbeit von: Carolin Kahlisch, Jennifer Meyer, Britta Oertel

Abbildungsgestaltung:

die wegmeister GmbH

Bildnachweis:

© shutterstock/ktsdesign

Stand:

März 2022

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

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022) „Energy Communities: Beschleuniger der dezentralen Energiewende“



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.

Inhalt

Vorwort.....	5
Kurzfassung.....	6
1 Ausgangslage – Energy Communities und digitale Technologien für ein dezentrales Energiesystem.....	8
1.1 Methodik/Vorgehensweise	10
2 EU-Rahmengesetzgebung	12
2.1 Zentrale Begriffe in der EU-Rahmengesetzgebung	12
2.2 Kollektiver Eigenverbrauch	15
2.3 Rechtlicher Umsetzungsfortschritt in der EU	16
3 Energy Communities – ein erweitertes Begriffsverständnis aus der Perspektive der Geschäftsmodelle	18
4 Ausgewählte digitale Technologien in Energy Communities	21
4.1 Erschließung neuer Einsatzfelder und Marktrollen im Energiesystem.....	21
4.1.1 Aggregation	22
4.1.2 Peer-to-Peer Energy Sharing und Peer-to-Peer Energy Trading.....	23
4.1.3 Bereitstellung von Flexibilität.....	26
4.1.4 Herkunftsnachweise und Regionalnachweise	28
4.2 Digitale Kerntechnologien als Voraussetzung	29
4.2.1 Intelligentes Messsystem (Smart Meter)	31
4.2.2 Plattformen und Datenmanagementsysteme	35
4.2.3 Distributed-Ledger-Technologien, Blockchain, Smart Contracts.....	38
5 Energy Communities in ausgewählten EU-Ländern	43
5.1 Niederlande.....	45
5.1.1 Rechtlicher Rahmen.....	46

5.1.2	Digitalisierung des niederländischen Energiemarkts	47
5.1.3	Anwendungsbeispiel Peer-to-Peer-Direktvermarktung Vandebron	48
5.1.4	Anwendungsbeispiel Marktplattform GOPACS	49
5.2	Spanien.....	50
5.2.1	Rechtlicher Rahmen.....	51
5.2.2	Digitalisierung des spanischen Energiemarkts	52
5.2.3	Anwendungsbeispiel Som Energia	52
5.3	Dänemark.....	53
5.3.1	Rechtlicher Rahmen.....	54
5.3.2	Digitalisierung des dänischen Energiemarkts.....	56
5.3.3	Anwendungsbeispiel EcoGrid 2.0	56
5.4	Fazit zur Umsetzung von Energy Communities in den Ländern	57
5.5	Rechtliche Umsetzung in Deutschland	58
6	Ergebnisse der Befragung zum Einsatz digitaler Technologien in Energy Communities.....	61
6.1	Nutzung digitaler Technologien in den befragten Energy Communities	61
6.2	Allgemeine Potenziale und Hemmnisse für die Nutzung digitaler Technologien in Energy Communities.....	66
6.3	Fazit zum Einsatz digitaler Technologien in den befragten Energy Communities.	68
7	Zusammenfassung und nächste Schritte	69
7.1	Nächste Schritte für die Weiterentwicklung von Energy Communities in Deutschland	74
8	Anhang	76
	Abbildungsverzeichnis.....	78
	Tabellenverzeichnis.....	79
	Literaturverzeichnis.....	80
	Danksagung	96

Vorwort

Dezentralität, Digitalisierung und gewissermaßen auch eine Demokratisierung der Energieversorgung sind wesentliche Bausteine, um den notwendigen Umbau der Energiesysteme in Deutschland und Europa erfolgreich fortzuführen. In Energy Communities kommen diese Aspekte in besonderer Weise zum Tragen. Energy Communities schaffen neue und zusätzliche Möglichkeiten für die Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende aktiv teilzunehmen, indem sie Strom gemeinschaftlich produzieren und verbrauchen und sie können die Bürgerinnen und Bürger somit auch finanziell an der Energiewende teilhaben lassen. Dabei sind für die seit langem bestehende Idee der Energy Communities eine Vielzahl an technischen, regulatorischen und auch ökonomischen Voraussetzungen nötig, die sich in Deutschland und auch in Europa teils noch in der Umsetzung befinden, gänzlich geschaffen werden müssen oder finanziell noch keine ausreichende Attraktivität bieten. Voraussetzungen, die zudem in einer gewissen Abhängigkeit zu einander stehen und die – so müssen wir es bis heute feststellen – nicht in dem Maße existieren, dass Energy Communities sich in der Breite über gemeinschaftliche Energieerzeugung hinausbewegen. Konkret liegt die nötige digitale Infrastruktur noch nicht flächendeckend vor und der regulatorische Rahmen ist nicht optimal, sodass auch der Markt mit überzeugenden Geschäftsmodellen weiter auf sich warten lässt und somit keinen Impuls bzw. keine Sogwirkung erzeugt.

Es kommt jedoch Bewegung in die Sache. Zum einen können neue digitale Lösungsmöglichkeiten den Energy Communities zum entscheidenden Durchbruch verhelfen und deren Weiterentwicklung befeuern. So können intelligente Messsysteme– idealerweise in Echtzeit – die notwendige Datengrundlage liefern, die das Anbieten neuer Dienstleistungen oder die lokale Optimierung der Energieversorgung durch intelligente Datenanalysen erst ermöglicht. Die beteiligten Akteure können über digitale Plattformen zusammengebracht und in dezentralen Peer-to-Peer-Infrastrukturen sogar unmittelbar miteinander verbunden werden, was den direkten Energiehandel untereinander in besonderer Weise widerspiegelt. Und zum anderen greift auch der im Dezember 2021 vorgestellte Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung das Thema Energy Communities im Kontext der Stärkung der Bürgerenergie auf, und hat zugleich ein starkes und überzeugendes Bekenntnis zur Digitalisierung abgelegt.

In der vorliegenden Analyse der Deutschen Energie-Agentur (dena) geht es uns darum, zunächst eine Bestandsaufnahme der derzeit geltenden Rahmenbedingungen für Energy Communities in ausgewählten europäischen Ländern vorzunehmen und auf Grundlage von Befragungen herauszufinden, welche Geschäftsmodelle oder digitale Anwendungen aus welchen Gründen derzeit bereits funktionieren oder nicht funktionieren können. Der Blick auf andere vergleichbare Länder in Europa soll zudem helfen, der Debatte in Deutschland neue Impulse zu verleihen.

Soviel sei vorab verraten: Bei der Digitalisierung von Energy Communities kann Deutschland von Ländern wie den Niederlanden, Spanien oder Dänemark noch etwas lernen. Zusammenfassend lautet hier das Plädoyer, die Potenziale der Digitalisierung für die Menschen mutig aufzugreifen.



Andreas Kuhlmann

Vorsitzender der Geschäftsführung
der Deutschen Energie-Agentur (dena)



Philipp Richard

Bereichsleiter Digitale Technologien & Start-up
Ökosystem der Deutschen Energie-Agentur (dena)

Kurzfassung

Mit dem Clean Energy Package schaffte die EU einen gesetzlichen Rahmen, der die Aktivitäten und die Rechte von Verbraucherinnen und Verbrauchern sowie Gemeinschaften im Energiesektor auf der lokalen Ebene stärkt, damit sie sich in innovativen Geschäftsfeldern wie Aggregation, Regionalstrom (Herkunftsnachweise), Peer-to-Peer Energy Trading, Energy Sharing und Flexibilitätshandel am Energiemarkt einbringen können. Die Entwicklung von Energy Communities im Allgemeinen ist aber nicht neu, sondern in Form von Erzeugergemeinschaften, virtuelle Kraftwerke oder Quartierskonzepte schon vielfach präsent. Die in der vorliegenden Analyse gewählte Definition von Energy Communities geht über die Vorgaben der EU hinaus und umfasst alle Gruppen individueller Akteure, die freiwillig bestimmte Regeln akzeptieren, um gemeinsam im Energiesektor zu agieren, um ein gemeinsames Ziel zu verfolgen (vgl. Kapitel 3).

Vorteile, die mit Energy Communities verbunden werden, umfassen verbesserte Akzeptanz für regionalen erneuerbaren Strom, verstärkten Zubau von EE-Anlagen, Reduktion der EE-Förderung, wirtschaftliche Partizipation an der Energiewende, Entlastung des Stromnetzes durch die passgenaue Bilanzierung des lokalen Angebots und der Nachfrage, wirtschaftlichen Weiterbetrieb von Post-EEG-Anlagen und auch Anreize für neue EE-Anlagen ohne Förderung.

Derzeit sind Energy Communities vor allem in Stromerzeugung, -versorgung und -verbrauch aktiv. In diesen Aktivitäten liegt auch der Schwerpunkt des Einsatzes innovativer digitaler Technologien. Verbreitet sind Aggregatorenmodelle, die dezentrale Energieerzeugungsanlagen als virtuelle Kraftwerke bündeln, um Produkte auf zentralen Strommärkten wie Spot- oder Regelenergiemärkten anzubieten. Aktivitäten wie Regionalstrom (Herkunftsnachweise), Peer-to-Peer Energy Trading, Energy Sharing und Flexibilitätshandel bieten zusätzliche Perspektiven für Energy Communities. Neben Handelsgeschäften zwischen Erzeugern und Verbraucherinnen sowie Verbrauchern entstehen auch Handelsbeziehungen zwischen Energy Communities und Netzbetreibern.

Inwieweit die heutigen zentralen Energiemärkte effiziente Lösungen für das zunehmend dezentrale Energiesystem bieten, ist derzeit Gegenstand von Forschungsvorhaben und Pilotprojekten. Für die Anforderungen hoher dezentraler erneuerbarer Energieversorgung werden neue Konzepte entwickelt bspw. zu dezentralen Marktplattformen und zur Optimierung von systemdienlichem Verhalten. Die Analyse zeigt, dass digitale Technologien und Energy Communities gleichzeitig Enabler und kritischer Erfolgsfaktor für die dezentrale Energiewende sind. Im Zielbild befähigen sie dezentrale Anlagen und Verbraucher in einer Echtzeitenergie-wirtschaft souverän zwischen Eigenverbrauch, Handelsmärkten und Systemdienstleistungen zu wechseln. Aktuell sind derartige Wechsel oder allein auch Stromanbieterwechsel noch bürokratisch und vor allem zeit-aufwendig.

Die Kerntechnologien für die Einsatzfelder von Energy Communities sind intelligente Messsysteme, Plattformen und Datenmanagementsysteme sowie Distributed Ledger Technologien und Smart Contracts. Mit ihrer Kommunikationseinheit sind intelligente Messsysteme die Basis der Digitalisierung des Stromsystems und bilden die Schnittstelle zwischen physikalischen Stromflüssen und wirtschaftlichen Transaktionen. Damit haben Energy Communities grundsätzlich die Möglichkeit, an lokalen Strom- und Flexibilitätsmärkten in Echtzeit teilzunehmen. Digitale Plattformen dienen dazu, eine Vielzahl von Daten aus unterschiedlichen Quellen zusammenzuführen, zu kombinieren und in Bezug zu setzen, um neue Produkte und Services anzu-

bieten. Sie sind ausgezeichnet geeignet, um dezentrale Anlagen zur Energieerzeugung und Energieverbraucherinnen und -verbraucher miteinander zu verbinden. Distributed Ledger Technologien wie Blockchain ermöglichen in Kombination mit Smart Contracts direkte Transaktionen zwischen Marktteilnehmern, die nachvollziehbar sind, automatisiert verifiziert werden und ohne einen zentralen Intermediär ablaufen. Die Technologie kann somit dazu beitragen, Peer-to-Peer-Geschäfte zu ermöglichen, da sie kleinste Energiemengentransaktionen über kurze Zeiteinheiten vor allem auch wirtschaftlich realisiert. Durch die Kombination von DLT mit intelligenten Messsystemen können verschiedene Stromeigenschaften transparent und fälschungssicher dezentral auf Basis digitaler Signaturen dokumentiert werden. Voraussetzung für die breitere Anwendung sind die Anpassung der Marktkommunikation, Prognosen für dezentrale Akteure in Echtzeit, Marktmechanismen für lokale Märkte, Umgang mit großen Datenmengen und ein digitales Anlagen-Identitätsregister.

Die Investition in digitale Technologien wird von befragten Energy Communities als lohnenswert bewertet. Sie geben an, dass die Aktivitäten und Prozesse verbessert werden, aber gleichzeitig der Aufbau von umfangreichem Wissen und Personal erforderlich ist. Zur Nutzung digitaler Technologien motiviert die meisten Energy Communities die Optimierung ihres Anlagenbetriebs, der Ausbau der Kommunikation, neue Geschäftsmodelle und neue Dienstleistungsangebote. Klare Hemmnisse sehen die befragten Energy Communities vor allem bei fehlenden Fachkräften, regulatorischen Rahmenbedingungen am Energiemarkt, bürokratischem Aufwand und erforderlichen Investitionen.

Deutschland kann vor allem beim rechtlichen Rahmen und der Marktkommunikation von der Umsetzungserfahrung der Länder Niederlande, Spanien und Dänemark profitieren. Digitale Lösungen zur technischen Optimierung der Marktkommunikation in Deutschland sind vorhanden, bedürfen aber der Weiterentwicklung von konkreten Prozessvorschriften und Marktdesign. Mit Blick auf den Rollout der intelligenten Messsysteme als zentrale digitale Infrastruktur steht Deutschland vergleichsweise noch vor großen Aufgaben. Auch bei der Umsetzung des kollektiven Eigenverbrauchs auf Gebäudeebene im Sinne der RED II besteht noch Nachholbedarf. Im Vergleich zu anderen Ländern hat Deutschland bisher keinen konkreten Gesetzesvorschlag zum Energy Sharing (kollektiver Eigenverbrauch) weder auf Gebäudeebene noch auf Ebene von Energy Communities.

Durch die Schaffung eines geeigneten regulatorischen Rahmens, den Ausbau der digitalen Infrastruktur und gezielte Forschung kann sich eine neue Dynamik für die dezentrale Energiewende durch Energy Communities und digitale Technologien entfalten. Dabei müssen auch ökonomische Anreize gesetzt werden. Dabei sollte kontinuierlich evaluiert werden, wie sich diese innovativen Energy Communities in die jeweiligen nationalen Energiemärkte integrieren und welche Herausforderungen und Vorteile sich für das Energiesystem ergeben.

1 Ausgangslage – Energy Communities und digitale Technologien für ein dezentrales Energiesystem

Dezentrale erneuerbare Energieanlagen sind Teil einer sich wandelnden Energiewirtschaft und gewinnen aufgrund der Klimaschutzziele immer mehr an Relevanz. Neue Stakeholder beteiligen sich am Energiesystem, wie einzelne Prosumer oder Mieterinnen und Mieter, die sich mit Strom aus eigenen Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) versorgen. Gemeinschaftliche Versorgungskonzepte gibt es auch für Quartiere oder für Kommunen, in denen bspw. kommunale Stadtwerke die Verbraucherinnen und Verbraucher mit erneuerbarem Strom oder innovativen Energieprodukten und -dienstleistungen versorgen. Die zunehmende **Dezentralisierung der Energieerzeugung** ist jedoch mit einer steigenden Komplexität und neuen Herausforderungen wie einem größeren Koordinationsbedarf verbunden. Die große Anzahl fluktuierender Erzeugungsanlagen muss planbar in das bestehende Energiesystem integriert werden. Aufgrund ihrer technischen Leistung werden erneuerbare Energieanlagen häufig auf Niederspannungsebene im Verteilnetz angeschlossen und die Steuerungsaufgaben verlagern sich zunehmend vom Hoch- ins Niederspannungsnetz. Zum sekundengenauen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage müssen dezentrale Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten aktiv in das Energiesystem eingebunden und koordiniert werden. Gleichzeitig steigt der Strombedarf aufgrund verstärkter **Elektrifizierung der Sektoren** Wärme und Verkehr (z. B. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) und der damit einhergehenden Kopplung an den Stromsektor, der integrierten Energiewende.

Hinzu kommen Post-EEG-Anlagen und sinkende Einspeisevergütungen, die alternative Geschäftsmodelle für Anlagenbetreiber attraktiv werden lassen, die bspw. auf Eigenverbrauch oder lokalem Energiehandel basieren. Bereits heute haben kleine Erzeugungsanlagen in vielen EU-Ländern finanzielle Vorteile, wenn sie Strom selbst verbrauchen, miteinander handeln oder tauschen, anstatt ihn direkt ins Netz einzuspeisen (Szichta und Tietze 2020). Mit dem Clean Energy Package schaffte die EU einen gesetzlichen Rahmen, der die Aktivitäten und die Rechte von Verbraucherinnen und Verbrauchern sowie Gemeinschaften im Energiesektor auf der lokalen Ebene stärkt, damit sie sich direkt in den Energiemarkt einbringen können. Mit der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EMD) und der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (RED II) adressieren zwei Richtlinien dieses Legislativpaketes zentrale Regelungen zur **kollektiven Eigenversorgung** und zu **Energiegemeinschaften** und fordern explizit dezentrale Energieerzeugung und -verbrauch privater Akteurinnen und Akteure zu ermöglichen und zu befördern. Bisher hat Deutschland diese EU-Vorgaben nicht in nationales Recht umgesetzt und bremst so neue Geschäftsmodelle und Innovationen. Vor allem das geforderte Energy Sharing – der gemeinsame Verbrauch des selbst erzeugten Stroms in eigenen Gemeinschaftsanlagen unter Nutzung des öffentlichen Stromnetzes – ist in Deutschland nahezu nicht möglich. Die bisherige individuelle Eigenversorgung und das Mieterstrommodell bieten bei Weitem nicht genug Anreize, erneuerbaren Strom vor Ort zu verbrauchen und sie reichen zudem nicht als Anreize für neue Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften.

Für die weitere Stufe der Energiewende – die zunehmende Dezentralisierung von Erzeugungs- und Speicheranlagen und deren wirtschaftlichem Betrieb im ebenfalls vom Wandel begriffenen Strommarkt – gelten **digitale Technologien** nicht nur als Enabler, sondern als kritischer Erfolgsfaktor. Dazu gehören digitale Lösungen für die Anwendung in der Industrie als auch bei Prosumern und Endverbraucherinnen und -verbrauchern, z. B. in Form von Werkzeugen für Prognose, Steuerung, Überwachung, Management und Abrechnung. Diese Werkzeuge können bei entsprechendem Ausbau der digitalen Infrastruktur zukünftig ermöglichen, Netzengpässe bereits in der Niederspannungsebene zu verringern sowie lokal und regional Flexibilität und temporäre

Inselbetriebe durch einen zellulären Ansatz umzusetzen. So kann die Digitalisierung helfen, die Versorgungssicherheit auch bei einem hohen Anteil erneuerbarer Erzeugung ökonomisch effizient zu sichern.

Darüber hinaus sollen Anlagen lokaler Akteure nicht nur einspeisen können, sondern an lokalen und nationalen Energiemärkten teilnehmen. Im Idealfall wechseln dezentrale Anlagen und Verbraucherinnen und Verbraucher in einer Echtzeitenergiewirtschaft souverän zwischen Eigenverbrauch, Handelsmärkten und Systemdienstleistungen. Aktuell sind derartige Wechsel oder allein auch Stromanbieterwechsel noch bürokratisch und vor allem zeitaufwendig.

Weiterhin prägt die Digitalisierung **neue Geschäftsmodelle** des Energiehandels, die sich etablieren, wenn individuelle, gemeinschaftliche, aber auch gesamtwirtschaftliche Vorteile überwiegen. Digitale Technologien und Verfahren, darunter intelligente Messsysteme, Peer-to-Peer-Plattformen, Big-Data-Analysen oder Distributed-Ledger-Technologien wie Blockchain, gelten als Schlüssel für Innovationen wie virtuelle Kraftwerke, Echtzeitbewertungen, Smart Grids und den effizienten Handel kleinster Energiemengen (vgl. Mayer und Brunekreeft 2020; dena 2019). Sie ermöglichen damit die Transformation von einem zentralen zu einem dezentralen und komplexeren Energiesystem im Sinne des energiepolitischen Zieldreiecks der Energiewende: Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit.

Während große Unternehmen der Energiewirtschaft ihre Geschäftsprozesse zunehmend digitalisieren, läuft der Prozess bei vielen kleinen Akteuren gerade erst an. Ein Mangel an Fachkräften, der bürokratische Aufwand und der oft noch fehlende regulatorische Rahmen haben die Erschließung der kleineren Abnahmestellen und Erzeugerinnen und Erzeuger sowie den kurz- und mittelfristigen Einsatz neuer digitaler Technologien gehemmt.

Der **Koalitionsvertrag** der neuen Regierung lässt für Energy Communities künftig positive Entwicklungen erwarten. Da die gesamte Energiewende wieder an Dynamik gewinnen soll, werden der weitere Ausbau dezentraler erneuerbarer Energieanlagen und ein neues Strommarktdesign wieder fokussiert (vgl. Koalitionsvertrag 2021).

Erneuerbarer Regionalstrom soll gestärkt und die ausstehenden Reformen bei Mieterstrommodell und Energy Sharing für Energiegemeinschaften auf den Weg gebracht werden. Zudem sollen Mieterstrom und Quartierskonzepte bei der Novellierung des Steuer-, Abgaben- und Umlagesystems vereinfacht und gestärkt werden. Hemmnisse für Bürgerenergieprojekte sollen abgebaut werden, um ihre Wirkung für die Akzeptanz der Energiewende zu stärken. In der Folge sollen dann individuell und kollektiv handelnde Prosumer sowie Energy Communities an lokalen, regionalen und nationalen Strommärkten teilnehmen und Systemdienstleistungen an Regelenergiemärkten anbieten können.

Außerdem will die Bundesregierung die Modernisierung, Digitalisierung und Steuerbarkeit der Verteilnetze voranbringen. Als Voraussetzung dafür soll der Smart-Meter-Rollout erheblich beschleunigt werden (vgl. Koalitionsvertrag 2021). Für einen dynamischen Ausgleich von Angebot und Nachfrage von Millionen von Marktakteuren werden Millionen von Transaktionen notwendig, die schnelle und effiziente Interaktionen ermöglichen. Hier braucht es Weiterentwicklungen beim Informationsaustausch zwischen Verteilnetzbetreiber (VNB) und Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), beim Engpassmanagement und bei der Marktkommunikation sowie zukünftig einen flexiblen und lernenden Regulierungsrahmen.

Vor diesem Hintergrund gibt die vorliegende Studie zunächst einen Überblick über die EU-Rahmengesetzgebung zu Energy Communities und deren Umsetzungsstand in den Mitgliedsländern. Das Verständnis von Energy Communities der Studie geht über die Definition der „Energiegemeinschaften“ aus dem Clean Energy

Package der EU hinaus. In der vorliegenden Studie werden Energy Communities wie folgt beschrieben: „Eine Energy Community ist eine Gruppe individueller Akteure (Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen, öffentliche Einrichtungen), die freiwillig bestimmte Regeln akzeptieren, um gemeinsam im Energiesektor zu agieren, um ein gemeinsames Ziel zu verfolgen.“ Dadurch kann eine breite Analyse erfolgen, welche neuen Geschäftsmodelle durch digitale Technologien im Rahmen von Energy Communities entstehen können und welchen Beitrag sie zur Beschleunigung der dezentralen Energiewende leisten. Diese innovativen Ansätze vermitteln einen Eindruck von der Dynamik, die vor dem Hintergrund der sich wandelnden Akteursstruktur, der zunehmenden Kleinteiligkeit des Energiesystems und der Erfordernisse des Strommarktes durch die digitalen Technologien entfaltet werden kann.

Die Studie möchte folgende Fragen beantworten:

- Was sind Energy Communities und welche Bedeutung können sie im Energiesystem haben?
- Welche digitalen Handlungsfelder und Kerntechnologien sind für die Umsetzung der Aktivitäten, insbesondere neuerer Geschäftsmodelle, von Energy Communities relevant?
- Welche EU-Länder haben fortschrittliche Rahmenbedingungen für die Nutzung digitaler Technologien, in Bezug auf Daten und Infrastrukturen in Energy Communities?
- Welche Hürden sollten aus Sicht der Akteure beseitigt werden, um das Potenzial von Energy Communities für das Energiesystem auszuschöpfen?

1.1 Methodik/Vorgehensweise

Methodisch wurden zur Bearbeitung der Fragestellungen folgende Arbeitsschritte durchgeführt:

- **Umfeldanalyse:** Die Umfeldanalyse umfasst die EU-rechtliche Definition von Energiegemeinschaften und führt eine erweiterte Definition des Begriffs Energy Communities im Rahmen der Studie ein. Dem folgte eine vertiefte Untersuchung der digitalen Handlungsfelder und zentralen digitalen Technologien von Energy Communities aktuell und zukünftig auf Basis von Forschungsprojekten, europäischen und länderspezifischen Studien, Fallbeispielen, wissenschaftlichen Artikeln und weiteren öffentlichen Quellen von Verbänden, Initiativen und Unternehmen. Teil der Umfeldanalyse war die Untersuchung vom Stand der Digitalisierung und Energy Communities in drei ausgewählten EU-Ländern.
- **Leitfadengestützte Interviews:** Mit Expertinnen und Experten digitaler Technologien mit Bezug zu Energy Communities wurden leitfadengestützte Interviews geführt, um Erfahrungen zum Stand des Einsatzes und zur zukünftigen Weiterentwicklung der betrachteten Kerntechnologien zu erfragen. Adressiert wurden Energieexpertinnen und -experten mit Bezug zum Einsatz dezentraler Energieerzeugung und Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler mit Bezug zu digitalen Technologien in Energy Communities.
- **Online-Befragung:** Eine schriftliche, standardisierte Online-Befragung zum Einsatz digitaler Technologien unter den relevanten Akteuren der Energy Communities wurde durchgeführt.

Nachfolgend legt die Studie in Kapitel 2 die EU-Rahmengesetzgebung zum individuellen und kollektiven Eigenverbrauch sowie zu Energiegemeinschaften vor und stellt darüber hinaus die rechtliche Umsetzung in den EU-Mitgliedsländern dar. In Kapitel 3 wird ein erweitertes Begriffsverständnis zu Energy Communities vorgestellt. Diese erweiterte Definition von Energy Communities bildet anschließend die Grundlage für die untersuchten Fragen in allen folgenden Kapiteln. In Kapitel 4 werden die wesentlichen Handlungsfelder von Energy Communities erläutert und die damit verbundenen digitalen Kerntechnologien vorgestellt.

Kapitel 5 wirft anschließend einen Blick in drei europäische Länder, die einerseits hinsichtlich der Ermöglichung von Energy Communities und ihres Zugangs zum Strommarkt und andererseits bezüglich der Nutzung digitaler Technologien im Energiesystem und in Energy Communities gegenüber Deutschland als fortschrittlich bewertet werden können. In Kapitel 6 werden die Ergebnisse der Befragung zum Einsatz digitaler Technologien in europäischen Energy Communities präsentiert. Neben Fragen zu konkret genutzten digitalen Technologien wurden auch die damit verbundenen Erfahrungen, erwarteten Potenziale und aktuellen Hemmnisse adressiert. Im abschließenden Kapitel 7 werden dann die Ergebnisse der Studie gebündelt und Optionen, bzw. nächste Schritte zur Weiterentwicklung von Energy Communities vorgestellt.

2 EU-Rahmengesetzgebung

In ganz Europa engagieren sich Bürgerinnen und Bürger, Gemeinschaften, Kommunen und Unternehmen unter unterschiedlichsten Rahmenbedingungen beim Bau und Betrieb eigener erneuerbarer Energieanlagen. Die Voraussetzungen dafür wurden mit der Liberalisierung des Strommarktes, die vor mehr als 20 Jahren mit dem Unbundling von Netz, Erzeugung und Verbrauch begann, geschaffen und wurde nun von der EU mit dem Clean Energy Package deutlich erweitert. Grundsätzlich möchte die EU-Kommission allen Akteuren wettbewerbliche Beteiligung im Energiesystem ermöglichen und bestärkt mit ihrer Gesetzgebung explizit kleine Marktakteure sowie dezentrale Erzeugung und Verbrauch (vgl. BUND und BEE n 2019).

Insbesondere die Neufassungen der Erneuerbare Energie Richtlinie (RED II) (EU) 2018/2001 und der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EMD) (EU) 2019/944, im Rahmen des Clean Energy Package, enthalten entscheidende Regelungen zur individuellen Eigenversorgung und zur kollektiven Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien sowie zu den hier definierten Renewable Energy Communities (REC) und Citizen Energy Communities (CEC).

Neben der Möglichkeit zur Versorgung mit Energie aus eigenen Anlagen, können sich Bürgerinnen und Bürger gemeinsam als Energiegemeinschaften im Energiesystem organisieren. Der Energiemarkt wandelt sich und integriert zunehmend diese neuen Akteure, stellt aber auch Anforderungen an sie. Die gegenseitige Energieversorgung zwischen Prosumer und die kollektive Energieversorgung in Energiegemeinschaften führt wiederum zu Transformation und Innovation. Lokale Energiegemeinschaften können systemdienlich handeln und Stromangebot und Stromnachfrage flexibel abgleichen. Dezentrale Flexibilität gilt als eine der wichtigsten Voraussetzungen im Energiemarkt der Zukunft. Für die einzelnen Verbraucherinnen und Verbraucher innerhalb einer Gemeinschaft ist der Anreiz nicht nur der Preis, sondern weitere gemeinsame Ziele wie regionale erneuerbare Energieversorgung, CO₂-Reduktion, die Beteiligung am Energiesystem und die Qualität der Energieversorgung (vgl. Fischer 2021). Lokale Marktmechanismen können vorteilhaft sein, wenn, wie in Energiegemeinschaften, explizit lokale Nachfrage für lokales Angebot vorliegt. Dies ist bei einer eindeutigen Präferenz für lokal erzeugten Strom der Fall oder beim Einsatz lokaler Flexibilität zur Vermeidung von Netzengpässen im gleichen Verteilnetz (vgl. Wagner et al. 2021).

In einigen EU-Mitgliedsstaaten werden Konzepte zur kollektiven Eigenversorgung schon länger diskutiert oder sind eingeführt. Bei Energiegemeinschaften machte die Umsetzung des EU-Rechtsrahmens 2020 Fortschritte. Die Umsetzungen von EMD mussten bis Ende 2020 und die von RED II sollte bis Mitte 2021 erfolgen (vgl. Frieden et al. 2020).

2.1 Zentrale Begriffe in der EU-Rahmengesetzgebung

Das Clean Energy Package setzt den Rahmen für Energiegemeinschaften, die dort aus zwei unterschiedlichen Richtlinien hervorgehen. Die EMD zielt dabei vor allem auf gleiche Wettbewerbsbedingungen auf dem Energiemarkt ab. Die RED II verfolgt die Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien (vgl. Hansen et al. 2019). Erneuerbare Energiegemeinschaften (REC) sind in der RED II definiert als Gemeinschaften der erneuerbaren Strom- und Wärmeerzeugung. Bürgerenergiegemeinschaften (CEC) werden in der EMD als neue Rolle im Energiemarkt beschrieben und umfassen nur die Stromerzeugung, die auch nicht erneuerbar sein kann (technologieneutral).

Mit der RED II verlangt die EU von den Mitgliedsstaaten den Ausbau erneuerbarer Energien auch durch erneuerbare Energiegemeinschaften zu fördern und sie in den Förderregelungen zu berücksichtigen. Die EMD zielt vor allem auf gleiche Wettbewerbsbedingungen ab. Beide Richtlinien ermöglichen Bürgerinnen und Bürgern, sich gemeinsam im Energiesystem zu organisieren in Form von Verein, Genossenschaft oder vergleichbaren Organisationen. Ferner schließt die EMD ein optionales Recht zum Betrieb eines Verteilnetzes ein und die RED II formuliert, dass Energiegemeinschaften als Verteilnetzbetreiber nicht diskriminiert werden dürfen (vgl. Frieden et al. 2019). Energiegemeinschaften sollen aber keine rein kommerziellen Marktakteure sein, sondern wirtschaftliche mit ökologischen und sozialen Zielen verbinden. Hierfür wurden in beiden Richtlinien gemeinsame Kriterien und Aktivitäten festgelegt:

- **Governance:** Offene und freiwillige Beteiligung der Mitglieder der Energiegemeinschaft.
- **Eigentumsverhältnisse und Kontrolle:** Beteiligung und effektive Kontrolle erfolgen durch Bürgerinnen und Bürger, lokale Behörden und KMU, die nicht primär im Energiesektor tätig sind.
- **Zweck:** Primär schaffen Energiegemeinschaften ökologische und soziale Vorteile für ihre Mitglieder oder die Gemeinschaft und nicht wirtschaftliche Gewinne.

In folgenden Punkten unterscheiden sich die Kriterien für Energiegemeinschaften in RED II und EMD:

- **Geografischer Geltungsbereich:** Die RED II erfordert für lokale Gemeinschaften die geografische Nähe ihrer Anlagen, die im Besitz der Gemeinschaft und von ihr entwickelt sein sollen. In der EMD müssen die geografischen Standorte von Erzeugung und Verbrauch nicht in der Nähe sein.
- **Aktivitäten:** Energiegemeinschaften der EMD (CEC) sind nur im Strombereich aktiv, können aber auf erneuerbaren und fossilen Energieträgern basieren. Energiegemeinschaften der RED II (REC) umfassen ausschließlich erneuerbare Energien, die aber Strom- und Wärmesektor beinhalten können.
- **Teilnehmerinnen und Teilnehmer:** An einer CEC können sich alle Akteure beteiligen, solange große gewerbliche Mitglieder oder Anteilseigner mit hauptwirtschaftlicher Tätigkeit im Energiesektor keine Entscheidungsbefugnis ausüben. Die Mitgliedschaft in einer REC ist eingeschränkter und lässt nur natürliche Personen, lokale Behörden sowie Kleinst-, kleine und mittlere Unternehmen zu, deren Beteiligung nicht ihre primäre Wirtschaftstätigkeit darstellt. Außerdem müssen Mitgliedsstaaten auch einkommensschwachen oder schutzbedürftigen Haushalten die Teilnahme an einer REC ermöglichen.
- **Autonomie:** Die RED II verlangt die Unabhängigkeit beteiligter Mitglieder oder Anteilseignern. Die EMD verlangt zwar keine Autonomie, aber Entscheidungsbefugnisse dürfen nicht bei Mitgliedern oder Anteilseignern liegen, die groß sind oder hauptberuflich im Energiesektor tätig sind.
- **Wirksame Kontrolle:** Die RED II erlaubt die Kontrolle durch lokale KMU. In der EMD sind mittlere und große Unternehmen von der Kontrollausübung ausgeschlossen (vgl. Caramizaru und Uihlein 2020).

Zentrale Begriffe und Aktivitäten von Energiegemeinschaften

Mit Blick auf die potenziellen Aktivitäten von Energiegemeinschaften sind einige Begriffe zentral und unterscheiden sich leicht je nach Richtlinie. In der EMD ist „Versorgung“ definiert als „Verkauf, einschließlich des Weiterverkaufs, von Elektrizität an Kunden“. Die RED II übernimmt die Definition der EMD, nutzt aber den Begriff „Verkauf“ anstelle von „Versorgung“. Zudem werden in der RED II neben dem Verkauf über Stromabnahmeverträge spezielle Verkaufsformen wie z. B. Peer-to-Peer-Handel benannt. Peer-to-Peer-Handel wird in der RED II beschrieben als „der Verkauf von erneuerbarer Energie zwischen Marktteilnehmern“ mit spezifischen Mitteln, einschließlich der „automatischen Ausführung und Abrechnung der Transaktion“.

Dies kann „entweder direkt zwischen den Beteiligten oder auf indirektem Wege über einen zertifizierten Dritten Marktteilnehmer, beispielsweise einen Aggregator“ erfolgen. Auch Aggregation definieren die Richtlinien als die Ausübung einer Funktion von einer natürlichen oder juristischen Person, die mehrere Kundenlasten oder erzeugte Elektrizität für den Verkauf, den Kauf oder die Versteigerung auf einem Strommarkt zusammenfasst (vgl. Frieden et al. 2020).

Zudem ist in der EMD und in der RED II das Konzept Energy Sharing vorgesehen, das sich von der klassischen Versorgung unterscheidet. Die EMD definiert Energy Sharing nicht, aber beschreibt, dass Energiegemeinschaften erlaubt ist „Strom, der mit Hilfe von Erzeugungsanlagen innerhalb der Bürgerenergiegemeinschaft erzeugt wird, nach marktwirtschaftlichen Grundsätzen unter ihren Mitgliedern oder Anteilseignern aufzuteilen“. Auch die RED II fordert Energy Sharing und formuliert „Gemeinschaften, die erneuerbare Energien nutzen, sollten in der Lage sein, die von ihren gemeinschaftseigenen Anlagen erzeugte Energie untereinander zu teilen“. In der RED II wird Energy Sharing auch für den kollektiven Eigenverbrauch gefordert „Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Eigenverbraucher von erneuerbaren Energien, die sich in demselben Gebäude, einschließlich Mehrfamilienhäusern, befinden, [...] die Möglichkeit haben, die gemeinsame Nutzung der auf ihrem Grundstück oder ihren Grundstücken erzeugten erneuerbaren Energie zu vereinbaren“ (vgl. Frieden et al. 2020). Ferner definieren beide Richtlinien die Begriffe Aggregation und Peer-to-Peer-Handel.

Energiegemeinschaften können sowohl traditionelle Tätigkeiten ausüben als auch neue Rollen übernehmen, bisher üben Energiegemeinschaften häufig folgende Aktivitäten aus:

- **Erzeugung:** Energiegemeinschaften nutzen oder besitzen gemeinsam Erzeugungsanlagen, deren Energie sie nicht selbst verbrauchen, sondern ins Netz einspeisen oder an Energieversorger oder Händler verkaufen.
- **Versorgung:** Verkauf von Energie an Kundinnen und Kunden. Energiegemeinschaften können Kundinnen und Kunden in ihrer Nähe versorgen, sich an Aggregationsaktivitäten beteiligen und die Lasten und Flexibilitäten kombinieren und aktiv am Stromhandel teilnehmen.
- **Konsum und Teilen:** Die in der Energiegemeinschaft produzierte Energie wird innerhalb der Gemeinschaft verteilt und verbraucht.
- **Verteilung:** Besitz oder Betrieb von eigenen Verteilnetzen für Strom oder Wärme oder Biogas. Energiegemeinschaften dürfen besitzen und betreiben, wenn sie über Netzinfrastruktur verfügen.
- **Energiedienstleistungen:** Energiegemeinschaften können Dienstleistungen wie Energieeffizienz, Energieeinsparung, Verbrauchsüberwachung z. B. im Gebäudebereich anbieten. Das Spektrum umfasst darüber hinaus auch Flexibilitäts-, Energiespeicher-, Netzdienstleistungen oder Finanzdienstleistungen.
- **Elektromobilität:** Hierunter fallen Angebote im Bereich Carsharing, Betrieb und Management von Ladesäulen oder vergleichbare Angebote an Mitglieder.
- **Weitere Aktivitäten:** Angebote rund um die Entwicklung von Energiegemeinschaften wie Kampagnendurchführung oder Angebote zum Abbau von Energiearmut (vgl. Caramizaru und Uihlein 2020; Frieden et al. 2020).

2.2 Kollektiver Eigenverbrauch

Die RED II definiert (Art. 2 Abs. 14 und Abs. 15) erneuerbare Eigenverbraucherinnen und -verbraucher und gemeinsam handelnde erneuerbare Eigenverbraucherinnen und -verbraucher. Im Rahmen der Richtlinie bezeichnet der Ausdruck

- **Eigenverbraucherinnen bzw. Eigenverbraucher:** „„Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ einen Endkunden, der an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen oder, sofern die Mitgliedstaaten das gestatten, an einem anderen Ort für seine Eigenversorgung erneuerbare Elektrizität erzeugt und eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität speichern oder verkaufen darf, sofern es sich bei diesen Tätigkeiten – im Falle gewerblicher Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität – nicht um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt“ (Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union 2018: S. L328/103).
- **Kollektive Eigenverbraucherinnen bzw. Eigenverbraucher:** „„Gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ eine Gruppe von zumindest zwei gemeinsam handelnden Eigenversorgern im Bereich erneuerbare Elektrizität [...], die sich in demselben Gebäude oder Mehrfamilienhaus befinden“ (Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union 2018: S. L328/103).

Der Begriff kollektive Eigenverbraucherinnen bzw. Eigenverbraucher bezeichnet gemeinsam handelnde Eigenverbraucherinnen und -verbraucher im Bereich erneuerbarer Stromerzeugung. Der individuelle Eigenverbrauch ist in den meisten EU-Ländern möglich, aber der kollektive Eigenverbrauch (Collective Self-Consumption (CSC)) ist noch neu (s. Abbildung 1). Einige Länder haben dafür bereits einen Rechtsrahmen bzw. entwickeln diesen. Die Regelungen der Länder unterscheiden sich darin nach Anwendungsbereich, Rechtsstruktur, Technologien, Rechte für Verbraucherinnen und Verbraucher, Entgelten und Steuern.

- **Anwendungsbereich:** Meist nutzen kollektive Eigenverbrauchsprojekte kein öffentliches Netz (z. B. in Österreich). Für Verbraucherinnen und Verbraucher hinter demselben Anschlusspunkt kann das aber (wie in Frankreich) erweitert werden.
- **Rechtliche Struktur:** In einigen Ländern erfordert kollektiver Eigenverbrauch eine rechtliche Organisation, während in anderen Ländern weniger formelle Vereinbarungen zulässig sind.
- **Technologien:** Die meisten Regelungen in den Mitgliedsstaaten beziehen sich auf erneuerbare Energien.
- **Verbraucherinnenschutz und Verbraucherschutz:** Die meisten Regelungen gewähren den Verbraucherinnen und Verbrauchern das Recht zur Wahl der eigenen Energieversorger.
- **Netzentgelte, Abgaben, Umlagen und Steuern:** I. d. R. werden keine Netzentgelte für Stromtransport ohne Nutzung des öffentlichen Netzes erhoben. Allerdings wird die Belastung kollektiven Eigenverbrauchs durch Abgaben, Umlagen etc. unterschiedlich gehandhabt. Einige Länder gewähren eine Befreiung von der Stromsteuer, während andere den vollen Steuersatz erheben (vgl. Hansen et al. 2019).

Auch die EMD enthält mit der Definition „aktiver Kunde“¹ eine vergleichbare Formulierung zum Eigenverbrauch. Trotz verschiedener Begriffe („Kundin/Kunde“ und „Verbraucherin/Verbraucher“) sind die Konzepte von EMD und RED II ähnlich. Die Definition der aktiven Kundin bzw. des aktiven Kunden in der EMD ist aber

¹ Für die Zwecke dieser Richtlinie bezeichnet der Ausdruck „Ein 'aktiver Kunde' ist ein Endkunde oder eine Gruppe von gemeinsam handelnden Endkunden, die Strom verbrauchen oder speichern, der auf ihrem eigenen Gelände innerhalb begrenzter Grenzen oder, soweit von den Mitgliedstaaten zugelassen, auf anderen Grundstücken erzeugt wurde, oder selbst erzeugten Strom verkaufen oder an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzprogrammen teilnehmen, sofern diese Tätigkeiten nicht ihre primäre gewerbliche oder berufliche Tätigkeit darstellen.“ (Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union 2019, S. L158/139)

weiter gefasst als die der Eigenverbraucherin oder des Eigenverbrauchers der RED II. Sie umfasst zudem Flexibilitätmechanismen, Energieeffizienzprogramme und nicht erneuerbare Eigenerzeugung. Die EMD enthält keine Definition „gemeinsam handelnder Kunden“ führt aber aus „die Mitgliedstaaten können in ihren nationalen Rechtsvorschriften unterschiedliche Regelungen für einzelne und gemeinsam handelnde Endkunden vorsehen, sofern alle in diesem Artikel festgelegten Rechte und Pflichten auf alle aktiven Kund/-innen angewandt werden“ (Art. 15.1b des Entwurfs der Neufassung der Elektrizitätsrichtlinie) (vgl. Toporek und Campos 2019).

2.3 Rechtlicher Umsetzungsfortschritt in der EU

In den meisten Mitgliedsstaaten gab es im Jahr 2020 Fortschritte bei den rechtlichen Umsetzungen der RED II beim kollektiven Eigenverbrauch und bei erneuerbaren Energiegemeinschaften (REC). Die nationalen Umsetzungen des kollektiven Eigenverbrauchs beziehen sich meist auf die direkte Stromnutzung in Mehrfamilien- und Gewerbegebäuden, häufig ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes. Die Schweiz, Österreich und Frankreich hatten bereits vor Abschluss des Clean Energy Package rechtliche Rahmenbedingungen zum kollektiven Eigenverbrauch geschaffen, ebenfalls in Gebäuden ohne Einbindung des öffentlichen Stromnetzes. Spanien, Frankreich und Italien haben bei kollektivem Eigenverbrauch auch die Nutzung des öffentlichen Netzes vorgesehen.

Bei der rechtlichen Umsetzung von REC hat Griechenland bereits 2018 einen umfassenden Rechtsrahmen geschaffen und war damit Vorreiter (vgl. Peraudeau 2019). Auch Portugal, Belgien (Wallonie und Flandern), Litauen, Frankreich, Österreich, die Tschechische Republik, Luxemburg, Estland, Irland, Italien, Schweden und Slowenien haben den europäischen Rahmen für REC mittlerweile vollständig oder teilweise umgesetzt. Die Umsetzung von Bürgerenergiegemeinschaften (CEC) auf Basis der EMD-Richtlinie ist in den Mitgliedsländern trotz früherer Umsetzungsdeadline weniger weit (s. Abbildung 1). Konkrete Gesetzesvorschläge haben Frankreich, Belgien (Flandern), Österreich und Dänemark gemacht. Griechenland hat nicht zwischen CEC und REC unterschieden (vgl. Frieden et al. 2020).

Länder mit ausstehender Umsetzung

Polen, Kroatien, Zypern, Lettland, Deutschland und die Niederlande haben bisher weder gesetzliche Vorschläge für kollektiven Eigenverbrauch noch für Energiegemeinschaften (CEC und REC) gemacht. Die in den Niederlanden und in Deutschland bereits vorliegenden rechtlichen Rahmen zur Regelung von bestimmten Aktivitäten von Energiegenossenschaften, wie z. B. Energieerzeugung oder Bereitstellung von Energieeffizienzdienstleistungen gelten als gute Grundlage für eine Weiterentwicklung im Sinne der EU-Vorgaben. In den Niederlanden werden bspw. für Stromerzeugung von Genossenschaften oder von Eigentümergemeinschaften Steuererleichterungen garantiert, die für Mitglieder im gleichen oder angrenzenden Postleitzahlgebiet gelten (Postcoderegulering siehe auch Kapitel 5.1.1). Kroatien plant eine Umsetzung der EU-Vorgaben im Laufe des Jahres 2021 (vgl. Frieden et al. 2020).

Zudem haben Deutschland (Mieterstrommodell), Bulgarien, Rumänien und die Slowakei Ansätze zur Umsetzung vom kollektiven Eigenverbrauch, die aber nicht das Konzept Energy Sharing erfüllen. Für den kollektiven Eigenverbrauch bedeutet dies, dass Besitzerinnen und Besitzer, Betreiberinnen und Betreiber sowie Verbraucherinnen und Verbraucher einer Anlage identisch sein dürfen.

Abbildung 1 gibt einen Überblick zum Umsetzungsstand der EU-Richtlinien in den einzelnen Ländern.

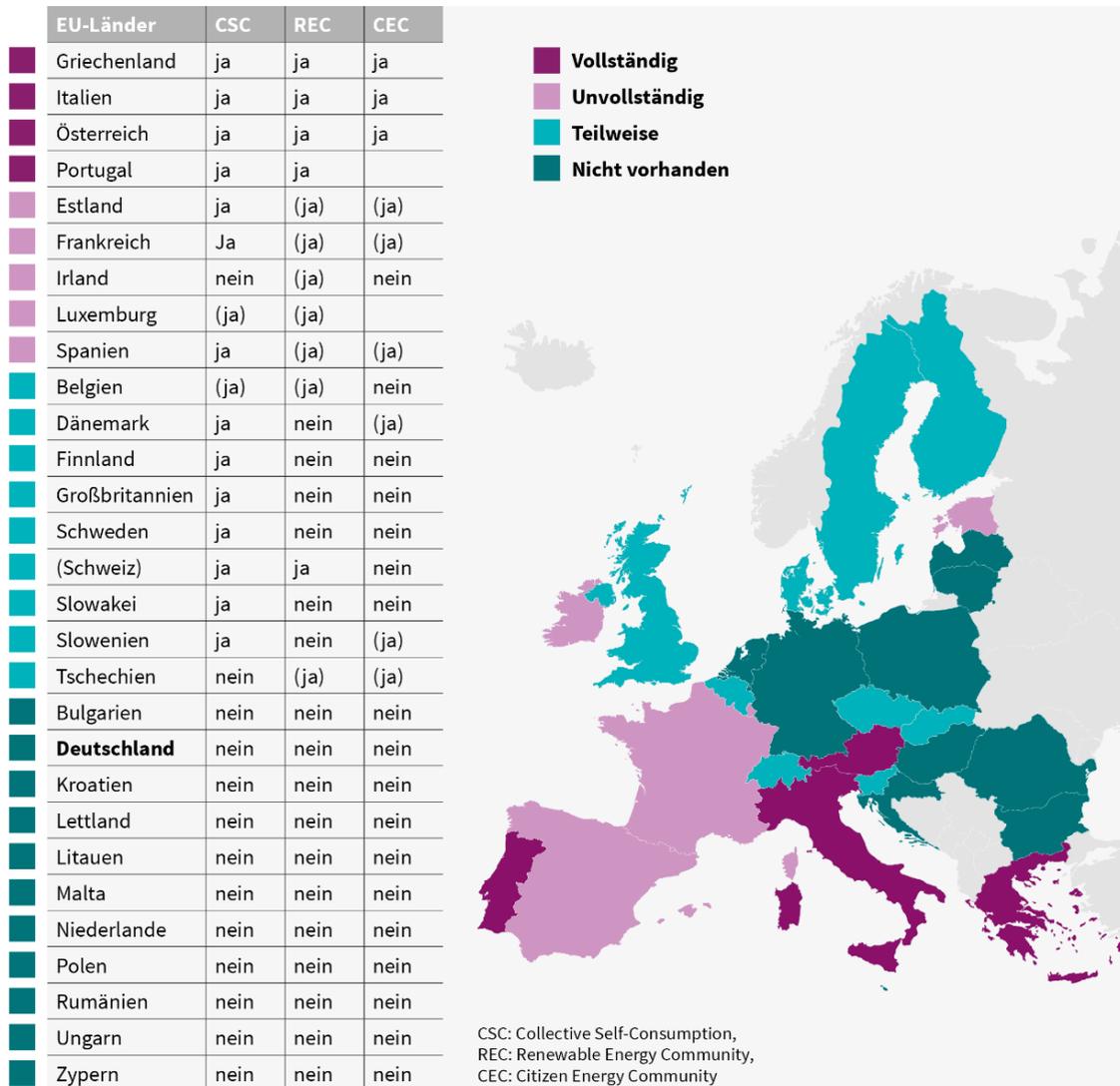


Abbildung 1: Überblick zum Umsetzungsstand von EMD und RED II in den EU-27 (Quelle: eigene Abbildung in Anlehnung an Karg (2020))

3 Energy Communities – ein erweitertes Begriffsverständnis aus der Perspektive der Geschäftsmodelle

In der Literatur gibt es für bürgerschaftliche Initiativen im Energiebereich bisher viele Begriffe, beispielsweise: gemeinschaftliche Energie, gemeinschaftliche erneuerbare Energie, integrierte gemeinschaftliche Energiesysteme, saubere Energiegemeinschaften, lokale Gemeinschaftsinitiativen, kohlenstoffarme Gemeinschaften, Energiegemeinschaften, Gemeinschaften, Community Energy, Energy Cooperatives, genossenschaftliche Energie, Energiegenossenschaften, Genossenschaften, Kooperativen u. a.

Die Definition dieser Studie geht über den gesetzten EU-Rahmen in der RED II und der EMD hinaus. Denn grundsätzlich ist die Entwicklung von Energiegemeinschaften nicht neu, sondern gerade bei der Integration dezentraler erneuerbarer Energieerzeugung sind sie u. a. in Form virtueller Kraftwerke, Stadtwerke oder Quartierskonzepte schon vielfach aktiv. Betrachtet man Energy Communities über diesen Rahmen hinaus, ergeben sich durch die vermehrte Nutzung digitaler Technologien eine Vielzahl weiterer Geschäftsmodelle, die dazu beitragen, die dezentrale Energiewende zu beschleunigen. Eine Erweiterung um wirtschaftlich handelnde Akteure kann eine völlig neue Dynamik entfalten, auch angesichts der erreichten Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien PV und Wind. Auf der Basis neuer Partnerschaften und innovativer Kooperationen zwischen vielfältigen Akteuren (Bürgerinnen und Bürgern, Unternehmen, Energiewirtschaft und Kommunen) können sich Vorreiter-Energiegemeinschaften entwickeln, die verstärkt innovative und intelligente digitale Technologien einsetzen. Dadurch schaffen sie Mehrwerte für ihre Mitglieder und die Gesellschaft, die über die gemeinsame Erzeugung erneuerbarer Energien hinausgeht. Aus diesem Grund soll kein Ansatz aufgrund der EU-Gesetzgebung explizit ausgeschlossen werden, sondern der Untersuchungsrahmen offen sein. Die vorliegende Studie schließt sich der erweiterten Definition von Energiegemeinschaften der Arbeitsgruppe „Energy Communities“ des Netzwerkes ERA-Net Smart Energy Systems (vgl. ERA-Net 2021) an, die formuliert:

Eine Energiegemeinschaft (Energy Community) ist eine Gruppe individueller Akteure (Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen, öffentliche Einrichtungen), die freiwillig bestimmte Regeln akzeptieren, um gemeinsam im Energiesektor zu agieren, um ein gemeinsames Ziel zu verfolgen. Dies beinhaltet zu einem bestimmten Maß die (direkt oder indirekte) gemeinschaftliche Einbindung in die Organisation und das Teilen des Ergebnisses (über den finanziellen Gewinn hinaus) zum Zweck eines gemeinsamen Ziels (nur oder auch) im Zusammenhang mit Energie, das heißt z. B.: 1. Einkauf von Energie als kollektive Gruppe, 2. Und/oder Management von Energiebedarf und -angebot, 3. Und/oder Erzeugung von Energie, 4. Und/oder Erbringung energiebezogener Dienstleistungen, 5. Und/oder Bereitstellung von Mechanismen, die energiebezogene Verhaltensänderungen fördern (Karg und Hannoset ohne Jahr).

Energy Communities können **ortsgebunden** gebildet werden oder **virtuell** mit einer Gruppe Mitglieder, die den gleichen Zweck verfolgen (vgl. Biresselioglu et al. 2021). Die ERA-Net Arbeitsgruppe hat eine Kategorisierung von Energy Communities in zehn Klassen vorgenommen, die in Tabelle 1 aufgeführt ist:

<p>Klasse 1: _____</p> <p>Kollektive Erzeugung und Handel von Strom (Virtuelle Kraftwerke)</p> <ul style="list-style-type: none"> alle Arten von territorialen oder kommerziellen Gruppierungen von Stromerzeugern - unabhängig davon, ob sie auf dem Markt oder im Rahmen von Einspeisemechanismen aktiv sind. 	<p>Klasse 6: _____</p> <p>Kommunale Versorgungsbetriebe (Stadtwerke, Genossenschaften u.ä.)</p> <ul style="list-style-type: none"> Bestehende Organisationen zur Energieerzeugung, -versorgung und zum Netzbetrieb unter der Kontrolle der Bürger - direkt (z.B. Genossenschaft) oder indirekt (z.B. von der lokalen Verwaltung kontrolliert).
<p>Klasse 2: _____</p> <p>Erzeuger-Verbrauchs-Gemeinschaften (Energiegemeinschaften i.S.d RED II)</p> <ul style="list-style-type: none"> zertifizierte Beschaffung von Strom in einer geschlossenen Gruppe von Erzeugern und Verbrauchern - nicht notwendigerweise in der Nähe, allerdings unter Einbeziehung des lokalen oder regionalen Energiemarktes. 	<p>Klasse 7: _____</p> <p>Finanzielle Aggregation und Investition</p> <ul style="list-style-type: none"> "Gemeinschaft" von Investoren, die sich zusammenschließen, um die Höhe der Investitionen in Erzeugungsanlagen zu skalieren oder zu verwalten (ohne weitere Beteiligung an der Organisation etc.).
<p>Klasse 3: _____</p> <p>Kollektiver privater & industrieller Eigenverbrauch (Kollektive Eigenverbrauch)</p> <ul style="list-style-type: none"> Erzeugung, Speicherung und Verbrauch in Wohnsituationen mit mehreren Wohnungen; beinhaltet Mieterstrom-Modelle (Tenant-Power). 	<p>Klasse 8: _____</p> <p>Genossenschaftliche Finanzierung von Energieeffizienz</p> <ul style="list-style-type: none"> Bürgerinnen und Bürger investieren gemeinsam in Effizienzmaßnahmen von KMU und Kommunen, ggf. in der eigenen Region (z. B. Contracting / ESCO, Crowd-Funding).
<p>Klasse 4: _____</p> <p>Energiepositiver Stadtteil</p> <ul style="list-style-type: none"> Quartiere mit Wohn- und Gewerbebetrieben, die ihre Energieversorgungssysteme in Eigenregie betreiben. 	<p>Klasse 9: _____</p> <p>Kollektiv-Dienstleister</p> <ul style="list-style-type: none"> alle Arten von kommerziellen Gruppierungen von Energiedienstleistungen (z. B. Gruppierung von EV-Ladestationen, Aggregation von Demand Side Management Dienstleistungen).
<p>Klasse 5: _____</p> <p>Energieinseln (Inselversorgung)</p> <ul style="list-style-type: none"> Reale Inseln oder Teile des Verteilnetzes, die eigenständig betrieben werden können (z. B. zelluläres System oder Microgrids). 	<p>Klasse 10: _____</p> <p>Digitale Systeme für Energieversorgung und Demand-Response (z.B. Plattformbetreiber und -entwickler)</p> <ul style="list-style-type: none"> alle Arten von digital gesteuerten Energiesystemen (z. B. implementiert mit Blockchain), heutzutage möglicherweise als Sandbox-Modus¹ betrieben.

¹ Eine Sandbox ist ein meist geschlossener und begrenzter Raum, z. B. ein Gebäude oder ein Stadtviertel, in dem einige der Regeln, die normalerweise für die Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Lieferung von Strom gelten, vorübergehend außer Kraft gesetzt sind (Glachant und Rossetto 2021).

Tabelle 1: Einteilung von Energy Communities in Klassen

Abbildung 2 zeigt die Ausprägung von Energy Communities nach wichtigen Merkmalen, bestehenden und zukünftigen Geschäftsmodellen sowie deren Status quo in Deutschland.

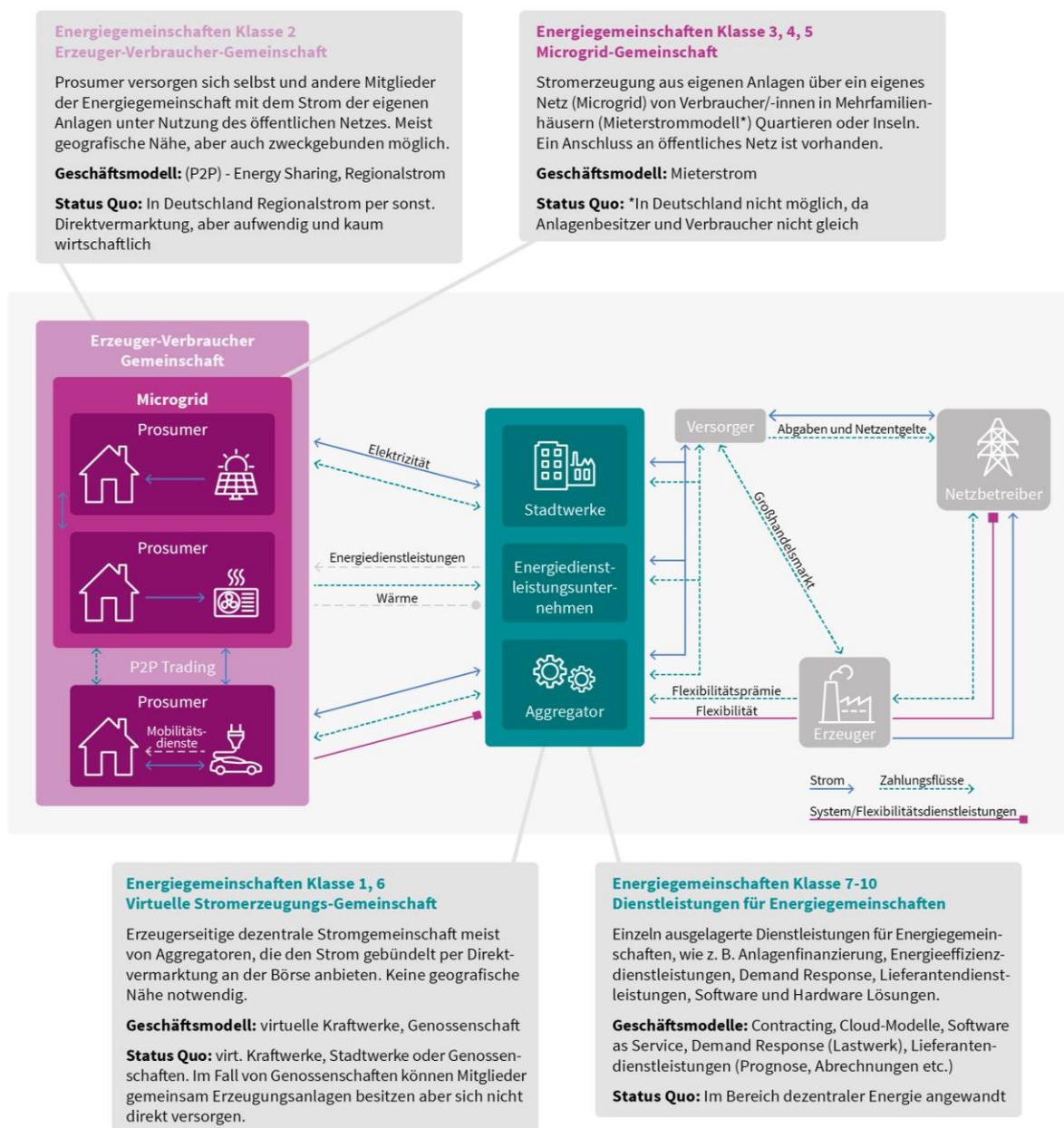


Abbildung 2: Darstellung der Kategorisierung von Energy Communities (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an ERA-Net (2021) und Brown et al. (2020))

4 Ausgewählte digitale Technologien in Energy Communities

Die Aktivitäten von Energy Communities können alle Bereiche der Wertschöpfungskette von der Erzeugung, Verteilung, Speicherung, Versorgung und bis zum Verbrauch umfassen (vgl. Kapitel 3), konzentrierten sich bisher aber auf die gemeinsame Investition in lokale Projekte zur erneuerbaren Energieerzeugung und auf die Energieversorgung.

Die **Einsatzfelder für digitale Technologien** in Energy Communities orientieren sich an diesen Aktivitäten. Im Mittelpunkt stehen somit bisher vor allem Stromerzeugung, -versorgung und -verbrauch. Zukünftig relevanter werden zudem Energy Sharing und Dienstleistungen im Bereich von Energieeffizienz, Elektromobilität sowie Wärme.

4.1 Erschließung neuer Einsatzfelder und Marktrollen im Energiesystem

Mit der Digitalisierung entstehen auf lokaler Ebene neue Geschäftsmodelle, an denen Marktentwickler, darunter Unternehmen, Bürgerinitiativen unter der Leitung von lokalen Behörden oder natürliche Personen, beteiligt sind. Energy Communities können in den Bereichen **Aggregation**, **Peer-to-Peer-Trading** und **Energy Sharing** und **Flexibilitätsbereitstellung** aktiv sein (vgl. Benedettini et al. 2019). Sie etablieren sich im Energiemarkt, werden professioneller und streben neue Rollen, wie Versorger, Aggregator und Händler an (vgl. Lowitzsch et al. 2020). Für einen direkten regionalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage am Markt, der über einen bilanziellen Ausgleich hinausgeht, können Energy Communities eine wichtige Funktion in größeren Energiezellen einnehmen.

Die Angebote neuer Dienstleistungen an ihre Mitglieder wie flexible Lasten, Erzeugungsanlagen oder Speicher bieten Energy Communities neue wirtschaftliche Anreize (vgl. Klaassen und van der Laan 2019). Viele Energy Communities sehen ihre Bestrebungen zunächst innerhalb ihrer Gemeinschaft, z. B. in der Maximierung des Eigenverbrauchs mit Speichern und Energiemanagementsystemen oder dem lokalen Energieaustausch. Um die Vorteile lokaler Erzeugung und Verbrauch weiter auszuschöpfen, werden für sie perspektivisch aber auch der Handel an Strommärkten und Regelenergiemärkten attraktiv, die bisher nur größeren Marktakteuren vorbehalten waren. Energy Communities können Ressourcen besser nutzen und so bspw. Hausspeicheranlagen für den Eigenverbrauch und den Regelenergiemarkt optimieren, um dadurch bessere Wirtschaftlichkeit zu erzielen. Dezentrale Akteure nutzen bisher i. d. R. externe Aggregationsdienstleistungen, um ihren Strom an bestehenden Handelsmärkten (Direktvermarktung) und Regelenergiemärkten anzubieten.

Energie dort zu verbrauchen, wo sie erzeugt wird, bietet Vorteile, beispielsweise beim Ausbaubedarf des Stromnetzes sowie in Fragen von Resilienz (vgl. Körnig und Menke 2020). Gleichzeitig steigt mit der Anzahl volatiler erneuerbarer Erzeugungsanlagen auch der Koordinierungsbedarf im Energiesystem. Die effiziente Integration ist für viele Netzbetreiber bereits heute eine große Herausforderung, technisch wie wirtschaftlich.

Für die gemeinsame Stromnutzung auf lokaler Ebene über Gebäude hinaus werden folgende Vorteile gesehen: erhöhte Akzeptanz der Anwohnerinnen und Anwohner für EE-Strom, gemeinschaftlich optimierte Stromerzeugung, verstärkter Zubau von EE-Anlagen, Kostenreduktion bei der EE-Förderung, Ermöglichung

wirtschaftlicher Partizipation an der Energiewende, Entlastung des Stromnetzes durch die passgenaue Bilanzierung des lokalen Angebots und der Nachfrage, wirtschaftlicher Weiterbetrieb von Post EEG-Anlagen und Anreize für neue EE-Anlagen ohne Förderung.

„Wenn wir das Energiesystem technisch betrachten, so kommen wir von einem zentralen Ausgangspunkt in eine immer dezentralere Zukunft. Natürlich stehen die dezentralen Erzeuger nicht nur einzeln, sondern werden auch wieder aggregiert, beispielsweise zu virtuellen Kraftwerken in einem zellulären System. Demgegenüber ist der Energiemarkt aber noch immer zentral organisiert, als reguliertes Oligopol mit der EEX, den Regelenergiemärkten und so weiter. Da stellt sich doch die Frage, ob die Marktplätze nicht auch dezentralisiert werden sollten. Oder mindestens auf den zentralen Marktplätzen regionale Produkte gehandelt werden“ (Experteninterview 2021).

Inwieweit die heutigen zentralen Energiemärkte effizient mit neuen Lösungen für das zunehmend dezentrale Energiesystem verbunden werden können, ist derzeit eine viel diskutierte Frage in Forschungsvorhaben und Pilotprojekten. In Zukunft stellen neue Märkte (z. B. Peer-to-Peer-Handelsplätze) dezentralen Akteuren Perspektiven für Energy Sharing und Energy Trading innerhalb der Energy Community sowie über die Grenzen der eigenen Anlage(n) hinaus direkten Zugang für Handelsgeschäfte in Aussicht. Aus Kundensicht kann die Herkunft des Stroms dabei einen wichtigen Treiber von Kaufentscheidungen darstellen. Neben Handelsgeschäften zwischen Erzeugerinnen und Erzeugern sowie Verbraucherinnen und Verbrauchern entstehen auch Handelsbeziehungen zwischen Energy Communities und Netzbetreibern. Da lokale Netzengpässe abhängig von der regionalen Verteilung erneuerbarer Energien und den verfügbaren Netzkapazitäten auftreten, können kleinteilige Flexibilitätsoptionen (Batteriespeicher von PV-Anlagen oder Elektromobilen, Lastmanagement in Haushalten) in räumlicher Nähe von erneuerbaren Anlagen zu Vorteilen für die lokale erneuerbare Energieerzeugung und dem Verteilnetzbetrieb beitragen. Eine netzdienliche Organisation von Flexibilitäten kann lokale Netzengpässe verringern und zukünftig auch auf Verteilnetzebene wirtschaftlich lösen (vgl. Koch et al. 2021). Energy Communities werden damit Teil einer **räumlichen Optimierung** von Erzeugung, Nutzung und Organisation von Energie. Hieraus abgeleitete digitale Handlungsfelder von Energy Communities werden nachfolgend näher vorgestellt.

4.1.1 Aggregation

„Zu den Vorreitern beim Einsatz innovativer digitaler Technologien gehören definitiv die Aggregatoren, weil die für ihre Geschäftsmodelle auf umfangreiche und exakte Daten angewiesen sind. Aggregatoren, die beispielsweise Regelleistung anbieten, müssen in kürzester Zeit ihre Anlagen flexibel schalten. Das ist nur mit einem neuwertigen Grad an Digitalisierung möglich. Erwähnenswert an dieser Stelle ist, dass die Marktrolle ‚Aggregator‘ als solche bisher gar nicht definiert ist“ (Experteninterview 2021).

Im Rahmen bestehender Aggregatorenmodelle erfolgt bereits heute die Bündelung dezentraler Energien in Form virtueller Kraftwerke, deren Betreiber ihre Produkte auf bestehenden zentralen Strommärkten, wie Spot- oder Regelenergiemärkten anbieten (Energiegemeinschaft Klasse 1) (vgl. Wagner et al. 2021). Die Produkte umfassen sowohl gebündelte Energiemengen kleiner EE-Anlagen als auch nachfrageseitige Demand-Response-Ressourcen von industriellen und gewerblichen Stromkunden (vgl. Poplavskaya und Vries 2020). Die Sonnen GmbH aggregiert Stromspeicher privater Stromkunden und bietet damit Produkte am Regelenergiemarkt an. Seit 2018 hat das Unternehmen die Präqualifizierung für Primärregelleistung erhalten und ist damit einer von 29 Anbietern in Deutschland. Diese Leistungen mit einem virtuellen Netzwerk aus Heimspeichern anzubieten ist weltweit einzigartig (vgl. Sonnen GmbH 2021).

Die Flexibilität auf der Angebotsseite wird durch die Optimierung der Stromerzeugung aus flexiblen Ressourcen wie Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK), Biogasanlagen usw. und durch den Einsatz von Energiespeichern bereitgestellt. Die Optimierung erfolgt auf der Grundlage von historischen und prognostizierten Daten von Nachfrage, Erzeugung und Preisen (vgl. IRENA 2019). Ziel der Aggregatoren ist die Erstellung von Mindestgrößen für Großhandelsmarktangebote und wertvollen Produkten für Akteure auf der Großhandelsebene, wie bspw. ÜNB (vgl. Glachant und Rossetto 2021). Ein Beispiel ist das Unternehmen NEXT Kraftwerke in Deutschland. Die Umsetzung virtueller Energy Communities ist bei der Verbindung von Aggregatorenmodellen und Energieversorgungsunternehmen ähnlich dem von Ökostromlieferanten möglich. Da die Produkte aber an der Strombörse gekauft werden, ist eine gezielte Auswahl einzelner Erzeuger durch Verbraucherinnen und Verbraucher nicht direkt, sondern nur über die Wahl der Lieferanten möglich.

4.1.2 Peer-to-Peer Energy Sharing und Peer-to-Peer Energy Trading

Peer-to-Peer-Geschäfte bieten eine neue Handelswelt im Stromsektor, die gekennzeichnet ist durch die aktive Beteiligung kleiner Akteure. Im Fokus stehen Energielieferungen zwischen Verbraucherinnen und Verbrauchern mit eigenen Erzeugungsanlagen (Prosumer). Der Peer-to-Peer-Austausch verschafft diesen Marktakteuren einen direkten Zugang zueinander, sodass Stromhandelsgeschäfte und Stromlieferungen ohne zentrale Intermediäre wie Börsen, Broker oder Energieversorger möglich werden (Kreuzburg 2018). Neben der Unabhängigkeit von klassischen Energieversorgern soll so mehr Partizipation am Energiesystem ermöglicht werden, was zu effizienterer Energienutzung und zu volkswirtschaftlichen Kosteneinsparungen führen soll (vgl. EKSH 2021). Perspektivisch aber könnten Energy Communities die lokalen Erzeuger und Verbraucherinnen und Verbraucher des Niederspannungsnetzes in dezentrale Strom- und Flexibilitätsmärkte auf lokaler oder regionaler Ebene integrieren und Handel zwischen ihnen ermöglichen. Vor allem beim lokalen Engpassmanagement bieten sich hier Mehrwerte. Solche dezentralen Märkte können auch mit den Großhandelsmärkten interagieren. Peer-to-Peer-Modelle können insbesondere für Post-EEG-Anlagen nach Auslaufen der Einspeisevergütung eine neue Vermarktungsoption darstellen.

Die Begriffe Peer-to-Peer Energy Trading (Energiehandel) und Peer-to-Peer Energy Sharing sind eng miteinander verknüpft und werden bisher oft synonym verwendet. Bogensperger et al. 2021 nutzen deshalb eine eigene Definition von Peer-to-Peer Energy Sharing, um eine klare Abgrenzung zum Peer-to-Peer Energy Trading zu schaffen.

Peer-to-Peer Energy Sharing umfasst Energieverbraucherinnen und -verbraucher, die ihre überschüssige Energie mit anderen hierarchisch gleichen Energieverbraucherinnen und -verbrauchern teilen, um den Nutzen einer Gemeinschaft zu verbessern. Die Energieverbraucherinnen und -verbraucher können einzeln oder als Gruppe auftreten, die entweder reine Energieverbraucherinnen bzw. -verbraucher oder gleichzeitig auch Erzeugerinnen und Erzeuger (Prosumer) sein können. Der wirtschaftliche Nutzen stellt dabei nicht den einzigen Anreiz zur Beteiligung an einer Energy-Sharing-Gemeinschaft dar. Ebenso wichtig ist ein gemeinschaftlicher Nutzen, wie Stromherkunft, Minimierung der Gemeinschaftsstromkosten, Verringerung der CO₂-Emissionen der Gemeinschaft, Reduktion von Spitzenlasten, verbesserte Netznutzung, Verbesserung der Systemstabilität und Verringerung von Energieimporten.

Die Energieverbraucherinnen und -verbraucher im **Peer-to-Peer Energy Trading** im Vergleich sind eigennützig und finanziell orientiert. Das wichtigste Ziel hier ist die Maximierung des individuellen wirtschaftlichen Nutzens. Der Anreiz auf bessere Preise motiviert die Prosumer, überschüssige Energie an andere Energieverbraucherinnen und -verbraucher zu verkaufen, anstatt sie an der Strombörse zu verkaufen.

Energy Sharing Gemeinschaften können geografisch begrenzt innerhalb von z. B. Nachbarschaften, Orten oder Landkreisen gebildet werden und gemeinsame Ziele verfolgen. Es ist aber auch möglich, dass eine nicht ortsgebundene Gruppe von Gleichgesinnten gemeinsame Ziele in einer Energy-Sharing-Gemeinschaft verfolgt. Sowohl bei Peer-to-Peer Energy Sharing als auch bei Peer-to-Peer Energy Trading ist ein Marktdesign zur Definition der Akteure, ihrer Verantwortlichkeiten und den geltenden Betriebs- und Preismechanismen unerlässlich (vgl. Bogensperger et al. 2021).

„Energiegenossenschaften möchten am liebsten alles selbst machen, auch einen lokalen Energiemarkt. Das können sie aber oftmals gar nicht. Ein regionaler Energiemarkt kann beispielsweise gut über einen Verteilnetzbetreiber organisiert werden. Dieser übergreifende Marktakteur kann dann auch überhaupt erst Anreize setzen“ (Experteninterview 2021).

Viele gemeinschaftliche Energieprojekte streben zwar den direkten Handel zwischen Energieverbraucherinnen und -verbrauchern an, allerdings fehlt es Privaten in der Regel an energiewirtschaftlichen, regulatorischen und IT-technischen Kenntnissen (volle Lieferantspflichten nach §41 EnWG), weshalb Peer-to-Peer-Geschäftsmodelle derzeit meist über Intermediäre organisiert werden (vgl. EKSH 2021). Peer-to-Peer-Handelsgeschäfte mit Intermediären erfordern eine digitale Plattformlösung (vgl. Kapitel 0) zur Umsetzung, die einen offenen Raum für beitretende Käufer und Verkäufer bietet, wodurch ein zweiseitiger Markt entsteht. Die Plattformbetreiber können hierbei verschiedene Rollen einnehmen. Treten die Plattformbetreiber als Zwischenhändler auf, kaufen sie, wie in der klassischen Energieversorgung Energie ein und liefern sie an die Endkundinnen und Endkunden aus. Plattformbetreiber können aber auch als reiner Dienstleister auftreten, also nur im Hintergrund die Lieferungen zwischen den Akteuren unterstützen und abwickeln (vgl. EKSH 2021). Hinsichtlich der handelbaren Produkte unterliegt die Plattform den regulatorischen Rahmenbedingungen der Energiewirtschaft. Derzeitige Beispiele solcher Peer-to-Peer-Plattformen sind die virtuelle Energy Community SonnenCommunity, betrieben vom Unternehmen Sonnen, die Energy-as-a-Service-Plattform der Lumenaza GmbH, das belgische Unternehmen Bolt oder das niederländische Unternehmen Vandebron.

Innerhalb von Peer-to-Peer-Energy-Sharing-Gemeinschaften ändert sich neben den Transaktionskosten der Beteiligten zusätzlich ihr Aktionsraum, denn die Beteiligten handeln in Gemeinschaft und verändern dadurch ihre individuelle operative Größe auf die der gesamten Gemeinschaft. Sie treffen z. B. gemeinsame Entscheidungen und koordinieren ihre Ressourcen zusammen.

Ein Praxisbeispiel ist die **Energiegemeinschaft Partagélec in Frankreich**. Hier haben die Gemeinde Penéstin und das lokale Energiesyndikat Morbihan énergies eine Gruppe kleiner Unternehmen in einem gemeinsamen Gewerbegebiet in die Initiative einbezogen. Auf einem gemeindeeigenen Gebäude wurde eine 40 kWp PV-Anlage installiert, deren Strom erst den Verbrauch des Gebäudes deckt. Danach werden mit dem verbleibenden Strom, unter Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, die zwölf Unternehmen versorgt. Verbrauchen die Unternehmen den Strom nicht innerhalb des gleichen 30-Minuten-Zeitintervalls der Erzeugung, wird dieser von der Energiegenossenschaft Enercoop gekauft. Der staatliche Netzbetreiber Enedis, der die Smart Meter zur Messung von Ein- und Auspeisungen und das lokale Verteilnetz betreibt, stellt die Daten zur Berechnung des Eigenverbrauchs jedes Gemeinschaftsmitglieds zur Verfügung (vgl. Glachant and Rossetto 2021).

Innovative Peer-to-Peer-Pilotprojekte in Deutschland

In Deutschland gibt es bereits innovative Beispielprojekte im Bereich lokaler Energiemärkte (Peer-to-Peer Energy Sharing und Peer-to-Peer Energy Trading):

- Im **Allgäuer Microgrid Project mit der OLI Systems GmbH** haben im Jahr 2018 lokale Erzeugerinnen und Erzeuger sowie Verbraucherinnen und Verbraucher lokalen Energiehandel via App getestet. Die Verbraucherinnen und Verbraucher konnten einen Stromhöchstpreis einstellen und der Handel fand, je nach Verfügbarkeit, alle 15 Minuten statt. Die Verteilung erfolgte per Merit-Order und die Abwicklung per Smart Contracts mit einer Blockchain (vgl. Brenner et al. 2020).
- Die im **Pebbles-Projekt**² entwickelte lokale Energiemarktplattform der Allgäuer Überlandwerke berücksichtigte die Netztopologie und die prognostizierte Netzauslastung, um Netzengpässe zu minimieren. Die der Plattform zugrunde liegende multikriterielle Optimierung ermöglicht viertelstündliche Transaktionen und nutzt bei Bedarf Flexibilitäten aus Batteriespeichern und steuerbaren Lasten (Wärmepumpen, Ladestationen für Elektrofahrzeuge). Im Erprobungszeitraum zwischen Ende 2020 und Ende 2021 kamen so täglich rund 6.000 Transaktionen über Smart Contracts via Blockchain-Technologie zustande. Es konnte gezeigt werden, dass lokale Energiemärkte den Ausbaubedarf der Netze und des Netzengpassmanagements minimieren können (vgl. AÜW 2021b; 2021a).
- Die **Stadtwerke Wuppertal** ermöglichen es ihren Kundinnen und Kunden mittels der Plattform Tal.Markt den eigenen Strombezug aus einem erneuerbaren Portfolio zusammenzustellen. Deren Auswahl wird mit einer Blockchain dokumentiert und die Stromkosten werden transparent abgerechnet. Die Stadtwerke garantieren die Reststrombelieferung, sofern die gewählten Anlagen der Kundinnen und Kunden nicht genügend Strom bereitstellen können (vgl. Brenner et al. 2020).
- Das Unternehmen **Grid Singularity GmbH** bietet eine Open-Source-Simulationsumgebung zum Betrieb lokaler Energiemärkte an. Das Werkzeug D3A erzeugt einen digitalen Zwilling der beteiligten Energieanlagen und ermöglicht es den Anlagenbetreibern einen Bietagenten mit künstlicher Intelligenz einzusetzen mit der Möglichkeit, Marktparameter wie Pricing oder Handelsintervalle zu konfigurieren (vgl. Brenner et al. 2020).

Digitale Technologien

„Der Einsatz lokaler Energiemärkte ist nicht zwingend abhängig von einer konkreten Distributed-Ledger-Technologie, erfordert aber den Smart-Meter-Rollout und eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen“ (Experteninterview 2021).

Technisch möglich werden Peer-to-Peer-Anwendungen beispielsweise mittels Blockchain-Technologie, die Transaktionen automatisiert und fälschungssicher dezentral speichert. In Kombination mit automatisiert ausgeführten Regelwerken (Smart Contracts) können so die fluktuierende, dezentrale, erneuerbare Energieerzeugung und der Verbrauch von Haushaltskundinnen und -kunden in Echtzeit zusammengebracht werden (vgl. EKSH 2021). Voraussetzungen hierfür sind außerdem eine angepasste Marktkommunikation, Prognosen für dezentrale Akteure in Echtzeit, Marktmechanismen für lokale Märkte, Technologien zum Umgang mit großen Datenmengen und ein modernes Anlagenregister (bspw. Blockchain Machine Identity Ledger). Hierbei muss aber besondere Sicherheit gelten, da einer Blockchain-Anwendung im Stromhandel, im Gegensatz zu rein digitalen Blockchain-Anwendungen (z. B. aus dem Bereich Finanzen), echte physikalische Lieferungen

² Vgl. <https://pebbles-projekt.de/>.

folgen (vgl. Kreuzburg 2018). Die DLT-Technologie übernimmt eine Kassenbuchfunktion, die das sehr wichtige Attribut ‚Vertrauen‘ zu geringen Kosten zur Verfügung stellen kann. Der notwendige Abgleich mit den physikalischen Restriktionen wird durch den digitalen Technologieeinsatz nicht automatisch gelöst, allerdings wird durch schnelle und verlässliche Transaktionen die Möglichkeit für kleinteiligere Bilanzierung gelegt.

Die Schnittstelle zwischen physikalischen Stromflüssen und wirtschaftlichen Transaktionen ist ein sogenanntes intelligentes Messsystem (vgl. Kapitel 4.2.1). Mit dem Smart-Meter-Gateway können z. B. Preissignale empfangen werden und mit Vermarktungsformen gekoppelt werden (vgl. Kreuzburg 2018).

Für Peer-to-Peer-Interaktionen sind Datensicherheit, Datenschutz, Datenintegrität und Geschwindigkeit der Transaktionen zwischen den Prosumern sehr wichtig. Hier hat die Distributed-Ledger-Technologie, wie die Blockchain, in Kombination mit Smart Contracts (vgl. Kapitel 0) großes Potenzial bei der Bewältigung dieser Herausforderungen gezeigt, da sie den Prosumern Transaktionssicherheit bietet um energiewirtschaftliche Daten ohne zertifizierte Dritte austauschen zu können. Außerdem relevant sind u. a. sehr schnelle Kommunikations- und Informationsinfrastruktur, Internet of Things³ und künstliche Intelligenz (vgl. Tushar et al. 2020).

4.1.3 Bereitstellung von Flexibilität

Mit der gezielten Steuerung von Erzeugung und Verbrauch könnten Energy Communities Flexibilitätsprodukte anbieten und zu Systemstabilität durch Netzdienstleistungen (Frequenzhaltung, Regelenergiesicherung, Bereitstellung von Flexibilitätsbereichen und Schwarzstartverantwortlichkeit) beitragen. Auf Flexibilitätsmärkten können Anreize zur Steuerung von nachfrageseitigem Verbrauchsverhalten (Demand Response) sowie von lokalen Erzeugungseinheiten und Speichersystemen auf der Versorgungsseite entstehen. Das Ziel sind wirtschaftlich effiziente Handelsgeschäfte, die gleichzeitig netzdienlich sind, um Instabilitäten des Stromnetzes ausgleichen zu können. Kleinste Akteure beteiligen sich so im zukünftigen Energiesystem an zentralen Aufgaben der Systemsicherheit. Die Digitalisierung ist dabei eine Grundvoraussetzung bei der Umsetzung und liefert über Kosteneffizienz die Basis für kleinteiligere Geschäfts- und Rollenmodelle.

Peer-to-X-Märkte wie z. B. Peer-to-Grid sind neu und verbinden kleine Akteure mit den Netzbetreibern. Bei diesem Marktprozess sind die Verkäufer klein, während die Käuferinnen und Käufer jede andere Art von Akteuren sein können, z. B. ÜNB oder VNB. Mithilfe solcher Märkte sollen auch lokale Verteilernetzbetreiber Hilfsdienste beschaffen können, um lokale Netzengpässe und andere Probleme wie Spannungsschwankungen zu lösen, die aufgrund dezentraler Erzeugung und der zunehmenden Elektrifizierung von Endverbraucherinnen und -verbrauchern im Verkehr und bei der Wärmebereitstellung immer häufiger auftreten. Anbieter können Flexibilitätsdienstleistungen auf einer Plattform entweder einzeln oder gebündelt einstellen.

Im Energiesystem kann Flexibilität mit verschiedenen Maßnahmen bereitgestellt werden. Bisher beruhte Flexibilität meist auf der Angebotssteuerung großer zentraler Kraftwerke. Bedingt durch den Ausbau fluktuierender erneuerbarer Erzeugungsanlagen muss die Flexibilität des Systems neu gedacht werden. Neue Flexibilitätsdienstleistungen umfassen deshalb neben der direkten Steuerung lokaler Erzeugungseinheiten und Speichersysteme auch die direkte Steuerung des Verbrauchsverhaltens (Demand Response). Zukünftig muss die Verbrauchsseite mehr Flexibilität anbieten können als bisher. Flexibilitätsdienstleistungen können von Haushalts-, Gewerbe- und Industriekunden bereitgestellt werden. Aufgrund geringer Flexibilitätsvolumina einzelner dezentraler Anlagen lohnen sich Aggregierungsmaßnahmen (vgl. Nixiang 2020).

³ Das „Internet of Things“ bezeichnet allgemein ein System miteinander verbundener, internetfähiger technischer Einrichtungen, die in der Lage sind, selbstständig und ohne menschliches Zutun, Daten über ein (drahtloses) Netz zu sammeln und zu übertragen.

Im Projekt WindNODE wurden die Flexibilitätspotenziale in sechs Bundesländern (Berlin, Brandenburg, Sachsen, Thüringen, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt) aufgezeigt. Das größte technische Potenzial hat derzeit die Erzeugungsseite, die durch herunterregeln (negative Flexibilität) ca. 54 GW bereitstellen könnte. Auch auf Nachfrageseite könnten Potenziale in einer Größenordnung von ca. 3,4 GW bereitgestellt werden (vgl. WindNODE Verbund 2021).

Wenn die Verteilnetzinfrastruktur physikalisch an ihre Grenzen stößt, könnten digital vernetzte Erzeuger, Speicher und Verbraucherinnen und Verbraucher dezentral reagieren und eine (sektorenübergreifende) Optimierung auf lokaler und regionaler Ebene angestrebt werden. Dieses Subsidiaritätsprinzip ist auch die Basis zellular geprägter Energiesysteme, die den Ausbau der erneuerbaren Energien vorantreiben können, während Übertragungsnetze von Maßnahmen zur Netzstabilisierung entlastet werden (vgl. VDE 2019). Flexible Akteure könnten Einspeiseleistungen zugunsten anderer weniger flexibler Verbraucherinnen und Verbraucher anpassen und dafür finanziell entschädigt werden. Umsetzen ließen sich solche Anreize über regionale Flexibilitätsmärkte, die sich bei ausreichender Digitalisierung sehr kleinteilig über dezentrale Preissignale organisieren ließen (vgl. Strohmayer et al. 2019). Häufig sind Verteilnetzbetreiber an der Entwicklung von lokalen Flexibilitätsmärkten beteiligt, um damit zukünftig Netzengpässe wirtschaftlich beheben zu können. Voraussetzung dafür sind allerdings spezifische Informationen, denn um ortsspezifische Engpässe gezielt mit lokaler Flexibilität zu beheben, brauchen die Verteilnetzbetreiber standortspezifische Informationen wie bspw. Netzzustandsdaten, die heute i. d. R. in Deutschland weder auf den bestehenden Day-Ahead- und Intraday-Energiemärkten noch auf den von den ÜNB verwalteten Ausgleichsmärkten verfügbar sind (vgl. Valarezo et al. 2021).

„Der zuständige Verteilnetzbetreiber wird immer mehr damit konfrontiert sein, die lokalen Lasten auszugleichen und da würde er sich als zuständiger Ansprechpartner für die Energiegenossenschaften gut anbieten. Nach meiner Einschätzung würden auch viele Verteilnetzbetreiber lokale Märkte organisieren, aber noch ist der Strommarkt eben zentral organisiert“ (Experteninterview 2021).

Die in den vergangenen Jahren in verschiedenen europäischen Ländern entwickelten Flexibilitätsmarktmodelle lassen sich in die Kategorien Marktplattform und Aggregatorplattform einteilen:

- **Marktplattformen** sind Marktplätze, auf denen dezentrale Energieerzeuger oder Aggregatoren direkt Flexibilitätsdienstleistungen anbieten und ÜNB und VNB als Käufer auftreten. Beispiele neu entwickelter Plattformen sind: Cornwall Local Energy Market (Pilotprojekt in England), enera (Pilotprojekt in Deutschland), GOPACS (seit 2019 in Betrieb in den Niederlanden) und Piclo Flex (seit 2019 in Betrieb in England). All diese Plattformen verfolgen das Ziel, flexible Erzeuger auf Verteilnetzebene als Anbieter von Flexibilitätsdiensten zu befähigen.
- **Aggregatoren-Plattformen** sind Plattformen, auf denen dezentrale Energieerzeuger ihre Flexibilitätsdienstleistungen über einen unabhängigen Aggregator oder einem als Aggregator auftretenden Energieversorger anbieten. Beispiele solcher Plattformen sind: tiko Energy Solutions AG (in Betrieb in der Schweiz), Equigy (Pilotprojekt von ÜNB aus Deutschland, der Niederlande, Italien und der Schweiz), Quartierstrom 1.0 (Pilotprojekt in der Schweiz), Repsol Solmatch (in Betrieb in Spanien).

4.1.4 Herkunftsnachweise und Regionalnachweise

Seit der Strommarktliberalisierung muss die Stromherkunft für Endverbraucherinnen und Endverbraucher rekonstruierbar sein. Stromlieferanten in Deutschland sind deshalb verpflichtet, ihren Kundinnen und Kunden eine prozentuale Auflistung der Energieträger aus ihrem Bilanzkreis auf der jährlichen Stromrechnung auszuweisen. Seit 2012 ist dies im Energiewirtschaftsgesetz (§ 42 EnWG) und im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG Teil 5, Abschnitt 2 §78 und §79) geregelt.

Sowohl Herkunfts- als auch Regionalnachweise stellen bestimmte Eigenschaften eingespeister Strommengen dar. In Deutschland stellt das Umweltbundesamt (UBA) erneuerbaren Erzeugungsanlagen für produzierten und eingespeisten Strom Herkunftsnachweise aus, wenn der Strom nicht bereits durch das EEG vergütet wird. Diese Herkunftsnachweise liefern jedoch für die Endkundin und den Endkunden keine Informationen zu Gleichzeitigkeit und räumlicher Nähe von Produktion und Verbrauch. Bisher gibt es Herkunftsnachweise in Deutschland nur bilanziell über Zertifikate. Die Verbraucherinnen und Verbraucher können ihren Strombezug nicht pro Anlage, sondern nur in Erzeugungsanteilen nachvollziehen. Der Markt wird absehbar neue Formen der Nachweisführung von grünem Strom benötigen. Angesichts des übergeordneten Ziels der Dekarbonisierung könnten zukünftig auch digitale CO₂-Zertifikate eine größere Rolle spielen, die orts- und zeitbezogene Informationen zum CO₂-Gehalt von Strom digital verifizierbar nachweisen und zudem eine Verrechnung über Sektoren hinweg ermöglichen. (vgl. Strüker et al. 2021).

Auf Basis von Regionalnachweisen können Stromversorger im Rahmen der Stromkennzeichnung nachweisen, dass sie regionalen EEG-Strom liefern. Mit dem Regionalnachweisregister wird sichergestellt, dass die regionale Eigenschaft des Stroms nur einmal vermarktet wird. Verbraucherinnen und Verbraucher können somit Strom aus ihrer Region beziehen. Eine Region sind hier Postleitzahlengebiete, die Verbrauchsan schlüsse und Erzeugungsanlagen in einem Radius von 50 Kilometer umfassen. Das UBA startete das Regionalnachweisregister im Jahr 2019. Aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen stellt sich die Frage nach der ökonomischen Attraktivität einer solchen Ausweisung. Studien zufolge ist durchaus mit einer erhöhten Zahlungsbereitschaft von Kundinnen und Kunden zu rechnen (vgl. UBA 2021).

Energy Communities können einen großen Nutzen erzielen, wenn eine intelligente Betriebsoptimierung auf lokaler Ebene Stromerzeugung und -verbrauch zur Deckung bringen kann. Wenn der Strom zeitgleich dort verbraucht wird, wo er erzeugt wird, entsteht eine reelle Entlastung von Stromnetzen, wodurch z. B. Netznutzungsgebühren eingespart werden könnten. Zeitlich und örtlich hoch aufgelöste Herkunftsnachweise können in einer Energy Community transparent machen, welcher Teil des Stromverbrauchs zeitgleich und lokal bereitgestellt wurde.

Digitale Technologien

Mithilfe von Distributed-Ledger-Technologien können in Kombination mit intelligenten Messsystemen verschiedene Stromeigenschaften transparent und fälschungssicher dokumentiert werden. Eine digitale Signatur von Energieeinheiten und die Nutzung von Smart Contracts, die Eigenschaften von Stromeinheiten überprüfen und automatisierte Regelungen wie Vergütungen ablaufen lassen, können die Effizienz der Prozesse steigern. Dadurch können neue Peer-to-Peer-Handelsgeschäftsmodelle und neue Netzentgeltregelungen umgesetzt werden (vgl. Strohmayer et al. 2019). Technisch setzt sich ein Herkunftsnachweis aus Datenerfassung und Datenabgleich zusammen. Aufgrund ihrer technischen Eigenschaften bietet sich beispielsweise die Blockchain zur Realisierung eines digitalen Herkunftsnachweises an. Hierfür müssen die beteiligten Akteure bekannt und registriert sein, um Stromerzeugung und -verbrauch bspw. im 15-Minutentakt zu erfassen und

die Daten entweder direkt aus den Zählersystemen, über einen Smart-Meter-Gateway oder über Messdatenmanagementsysteme der Messstellenbetreiber in die Blockchain oder eine konventionelle zentrale Datenbank zu schreiben. Sobald diese Daten vorliegen, kann ein viertelstündlicher Abgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch erfolgen. Für eine Optimierung der Zuordnung können Randbedingungen aufgestellt werden, wie die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch, die räumliche Entfernungen der Akteure, Strommixpräferenzen auf Verbrauchsseite und netztopologische Parameter zum Nachweis, dass keine höheren Netzebenen genutzt wurden. Voraussetzung digitaler Herkunftsnachweise mittels Blockchain ist eine vorhandene Smart-Meter-Infrastruktur (vgl. Strauß et al. 2020). Eine weitere zentrale Anforderung an die Eignung von Blockchains für Herkunftsnachweise ist die Interoperabilität mit einem möglichen Blockchain-basierten Anlagenregister (Abraham et. al 2021).

4.2 Digitale Kerntechnologien als Voraussetzung

Die Kerntechnologien der oben genannten Einsatzfelder von Energy Communities sind **intelligente Messsysteme, Plattformen und Datenmanagementsysteme** sowie **Distributed-Ledger-Technologien** (bspw. Blockchain) und damit verbunden **Smart Contracts**.

„Das Wesentliche an der Blockchain ist, dass sie eine Alternative zu den bisherigen Trading-Mechanismen bietet, also beispielsweise das P2P-Sharing ermöglicht. Man nutzt die Blockchain also häufig, wenn man das Energiesystem weiterdenkt: Die Blockchain kann den Weg öffnen für völlig neue Marktmechanismen, für alle Arten des Sharings beispielsweise. Die Blockchain würde, wenn man sie richtig einsetzt, eine ganz neue Welt des Wirtschaftens ermöglichen“ (Experteninterview 2021).

Neben diesen nachfolgend ausführlicher erläuterten Kerntechnologien, sind noch weitere digitale Werkzeuge für Energy Communities relevant, die hier nur kurz genannt werden sollen: Digitale Werkzeuge zur tatsächlichen Wartung (Digital Maintenance) und für die vorausschauende Wartung (Predictive Maintenance), Modellierungswerkzeuge für Erzeugungs-, Verbrauchs-, Netz- und Speicherprognosen werden als innovativ für Energy Communities eingeschätzt. Außerdem von Relevanz in naher Zukunft sind Big-Data-Technologien zur Echtzeitdatenanalyse, künstliche Intelligenz wie maschinelles Lernen sowie Robotic-Process-Automation mit Einsatz von Bots für zeit- oder fehlerintensive Prozesse. Weiter ist der Eigenverbrauch ein wichtiger Treiber für die Einführung von Home Energy Management Systemen (HEMS) auf europäischen Märkten. Im Haushaltsbereich können HEMS den Energieverbrauch optimieren und zu einer Kostenreduktion beitragen, indem bspw. der Geräteverbrauch überwacht wird. In Kombination mit dezentralen erneuerbaren Energieanlagen bieten HEMS ein großes Potenzial zur Eigenverbrauchsoptimierung, insbesondere bei Nutzung von Speichern oder Elektromobilität. HEMS können ferner mit Smart Metern verbunden werden und die ein- und ausgehenden Daten in nutzerfreundliche Formate auf Endgeräten umwandeln (vgl. Benedettini et al. 2019).

Daten sind Ausgangspunkt digitaler Wertschöpfung. Die Datenlandschaft der Energiewirtschaft ist schwer zu überblicken und Schwierigkeiten bei Datenverfügbarkeit und -zugang können digitale Innovationen verlangsamen. Probleme bereiten Datenqualität und Datensicherheit und zudem die hohe Komplexität der Regularien und die hohe Anzahl an Akteuren wie Verteilnetzbetreiber in der Energiewirtschaft. Energiewirtschaftlich relevante Daten sind nicht eindeutig definiert. In der EMD werden erforderliche Daten als Mess- und Verbrauchsdaten der Kundinnen und Kunden sowie die erforderlichen Daten für einen Versorgerwechsel, Laststeuerung und weitere Dienstleistungen ohne nähere Beschreibung benannt. Für die Entstehung energiewirtschaftlicher Innovationen, wie neue digitale Produkte oder Prozesse, sind Daten wesentlich (Corusa et al. 2021).

Zukünftig sind Daten bei der Gründung von Energy Communities ein wichtiger Erfolgsfaktor. Aufgrund teurer Datenzugänge ist die Nutzung quelloffener Datensätze und Modelle eine Alternative. Die Planung von Energy Communities erfordert vor allem die Dimensionierungen lokaler Erzeuger und angeschlossener Systeme, im Betrieb ist eher eine zielgerechte Verwaltung von Anlagen und Verbrauchern zentral, um Optimierungsaufgaben zu erfüllen. Offene Datensätze und Analysewerkzeuge helfen dabei Entwicklungsprozesse zu beschleunigen, da so das Sammeln und Bereinigen eigener Daten keine Startvoraussetzung ist und der Aufwand sinkt. In der Praxis sind Kenntnisse von Verbrauchsmustern, Netzbeschränkungen und lokalen Wetterbedingungen notwendig. Zu Beginn kann auf Daten vergleichbarer bestehender Projekte zur Dimensionierung von Energy Communities zurückgegriffen werden, die im Laufe der Zeit durch eigene Daten aktualisiert werden. Während des Betriebs müssen Energieflüsse erfasst und durch Anlagen- oder Nachfrageregelung optimiert werden. Mit Peer-to-Peer-Konzepten kann die Eigenbedarfsdeckung durch internen Handel in der Energiegemeinschaft maximiert werden. Das steigert die Effizienz und minimiert Probleme durch Netzeinspeisung in übergeordnete Netzebenen.

Grundsätzlich wird zwischen Datensätzen, Modellen und Werkzeugen unterschieden. Ein Datensatz bspw. enthält rohe oder bereinigte Beobachtungsdaten zur weiteren Analyse, meist in Form von Zeitreihen mitunter ergänzt durch Metadaten. Ein möglicher Datensatz wäre der Gebäudestrombedarf pro Zeiteinheit (Zeitreihe) mit Metadaten zum geografischen Standort und die demografischen Daten der Gebäudenutzer. Modelle hingegen nutzen Informationen aus echten oder synthetischen Datensätzen. Modelle auf Basis synthetischer Datensätze sind hilfreich, wenn es keine Realdaten gibt. Eingesetzt werden bspw. Modelle für Speichersysteme wie Batteriewechselrichtersysteme. Werkzeuge können entweder direkt oder indirekt zur Erbringung von Dienstleistungen im Energiesektor genutzt werden. Es gibt Werkzeuge, die speziell für den Energiesektor entwickelt wurden, aber auch allgemeine Werkzeuge aus anderen Bereichen. Es gibt Werkzeuge zu Datenvisualisierung, Modellierung und Optimierung sowie Monitoring von Energieflüssen. Beispiele sind der Load Profile Generator (LPG), Sandia Labs PV Performance Model Program (PVPMP), QuEst – Optimizing Energy Storage oder das Open Energy Modeling Framework (OEMOF). Generell bestimmt der Anwendungsfall, ob echte oder synthetische Daten sinnvoll sind. Wenn der vorliegende Anwendungsfall möglichst genau simuliert werden soll, sind echte Datensätze vorzuziehen. Während synthetische Datenmodelle für Zukunftsszenarien wie bspw. die Auswirkungen von Energy Communities auf die Treibhausgasemissionen einer Region gut geeignet sind.

Angehende Energy Communities profitieren vor allem durch offene Daten vergleichbarer Projekte und bestehende von offenen Werkzeugen zur Visualisierung und Modellierung. Oftmals fehlen heute verfügbare Daten zu Elektromobilität wie bspw. Energieverbräuche, Bewegungsmuster oder Langzeitbeobachtungen von Batterien. Außerdem fehlen Daten zur Raumklimatisierung wie Heizung, Klimatisierung und Belüftung. Den Energy Communities stehen zwar einige offene Daten, Modelle und Werkzeuge zur Verfügung, dies erfordert aber Programmierungskompetenzen, da intuitive Anwenderoberflächen noch selten sind (vgl. Kazmi et al. 2021).

4.2.1 Intelligentes Messsystem (Smart Meter)

Allgemeiner Zweck

Intelligente Messsysteme (iMSys) sind die Basis der Digitalisierung des Stromsystems. Im zukünftigen intelligenten Stromnetz (Smart Grid) werden Stromverbraucherinnen und -verbraucher und Stromerzeuger digital miteinander kommunizieren. Intelligente Messsysteme gewährleisten ein stabiles und effizientes Energiesystem, das aus einer großen Anzahl kleiner, volatiler und dezentraler erneuerbarer Energieanlagen besteht. Das intelligente Messsystem unterstützt darüber hinaus die aktive Teilnahme von Verbraucherinnen und Verbrauchern am Energiemarkt und ermöglicht zukünftig das individuelle Lastmanagement, beispielsweise über Preissignale. Mit dem Rollout der intelligenten Messsysteme wird eine interoperable, offene Plattform geschaffen, die Dienstleistungen anbieterunabhängig verfügbar macht (vgl. BMWi 2021; EC 2021; FfE 2019b).

Relevanz für Energy Communities

Durch die Digitalisierung des Energiesystems, basierend auf intelligenten Messsystemen, erhalten neue Energiemarktteilnehmer, darunter Bürgerenergiegenossenschaften, Aggregatoren und Energiedienstleister, die Möglichkeit ihren Mitgliedern sowie Kundinnen und Kunden neue Dienstleistungen anzubieten. Beispiele hierfür sind das Peer-to-Peer Energy Sharing oder die Teilnahme an lokalen Strom- und Flexibilitätsmärkten in Echtzeit. Verbraucherinnen und Verbraucher werden durch intelligente Messsysteme erstmals in die Lage versetzt, ihre aktuellen Energieverbrauchsdaten einzusehen und sich anreizgesteuert dynamisch im Energiesystem zu verhalten (vgl. BMWi 2021; Tounquet und Alaton 2020). Der Smart Meter erfasst Verbrauch nach Menge und Zeit und kann diese Daten berechtigten Dritten in Echtzeit bereitstellen. Der Smart-Meter-Rollout kann so zur Erschließung der Haushaltsebene beitragen, um so mittelfristig das Standardlastprofil mit hochaufgelösten Messwerten zu ersetzen (Bogensperger et al. 2018).

Definition

Intelligente Messsysteme werden auch als Smart Meter bezeichnet. Sie bestehen aus zwei Elementen: einer modernen Messeinrichtung (mME) und einer Kommunikationseinheit, dem Smart-Meter-Gateway (SMGW). Die technische Gestaltung und die angedachte Markteinführung intelligenter Messsysteme unterliegen in Deutschland dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende.

Technologiebeschreibung

Die moderne Messeinrichtung des iMSys besteht aus einem elektronischen Messwerk und einer digitalen Anzeige. Sie unterscheidet sich vom bisherigen Stromzähler (Ferraris-Drehstromzähler) dadurch, dass sie den tatsächlichen Stromverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit für die Nutzerinnen und Nutzer ausgeben kann. Sie ermöglicht so eine detaillierte Verbrauchsdarstellung. Eine moderne Messeinrichtung alleine kann weder fernausgelesen werden, noch selbstständig Zählerstände übermitteln. Über die Kommunikationseinheit Smart-Meter-Gateway kann die moderne Messeinrichtung in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden. Das Smart-Meter-Gateway stellt somit das Kernstück des intelligenten Messsystems dar: Es ermöglicht die Erhebung, Zeitstempelung, Verarbeitung, Speicherung, Löschung und Übertragung von Messwerten und zugehöriger Daten vor dem Hintergrund von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität. Das SMGW kann Signale senden und empfangen, wodurch die Kommunikation zwischen beispielsweise Netz und Erzeugungsanlage in beide Richtungen möglich wird. Neben dieser Datenverarbeitung und -übermittlung bietet die deutsche iMSys-Architektur auch die Möglichkeit, Schaltbefehle zu erteilen. So sollen künftig auch kleine PV-Anlagen oder -Speicher von Prosumern bedarfsgerecht und datenschutzkonform gesteuert werden (vgl. FfE 2019b; 2019c; BNetzA 2021a; 2021b; 2021c).

Anwendungsmöglichkeiten

Intelligente Messsysteme dienen der Weiterentwicklung des aktuellen europäischen Stromnetzes zu einem Smart Grid. Dieses integrierte Daten- und Energienetz ermöglicht über intelligente Messsysteme zukünftig die netzorientierte Steuerung einer zunehmenden Anzahl flexibler Verbrauchseinheiten, wie private Ladestationen für Elektromobile oder Wärmepumpen, und kann so helfen den Netzausbau auf ein volkswirtschaftlich effizientes Maß zu reduzieren. Die Europäische Kommission empfiehlt zehn Mindestfunktionen für intelligente Messsysteme in allen EU-Mitgliedsländern (Empfehlung der Kommission 2012/148/EU), verteilt über die fünf Bereiche Endverbraucher (a, b), Messstellenbetreiber (c, d, e), kommerzielle Aspekte der Versorgung (f, g), Datensicherheit und -schutz (h, i) und dezentrale Erzeugung (j):

- a) Übermittlung der Messwerte direkt an die Verbraucherin oder den Verbraucher und/oder eine dritte Partei,
- b) die Ablesungen häufig genug aktualisieren, um Energiesparprogramme zu nutzen,
- c) Ermöglichung der Fernablesung durch die Betreiber,
- d) Zwei-Wege-Kommunikation für Wartung und Kontrolle ermöglichen,
- e) ausreichend häufige Ablesungen für die Netzplanung zulassen,
- f) Unterstützung fortschrittlicher Tarifsysteme,
- g) Fernsteuerung der Versorgung EIN/AUS UND/ODER Durchfluss- oder Leistungsbegrenzung,
- h) Bereitstellung einer sicheren Datenkommunikation,
- i) Betrugsprävention und -aufdeckung,
- j) Import-/Export- und Blindverbrauchsmessung.

Die in Deutschland bereits entwickelten intelligenten Messsysteme der ersten Generation dienen primär dem Smart und Sub-Metering. Beim **Smart Metering** wird der tatsächliche Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit erfasst. Diese Zählerstandsgänge werden in viertelstündlicher Auflösung visualisiert und ermöglichen den Zugang zu innovativen Tarifen. Das **Sub-Metering** bezeichnet die zusätzliche Messung von Gas-, Wasser- und Heizwärmeverbräuchen. Dabei können Heizkostenverteiler bspw. bei Zentralheizungen in Mehrfamilienwohnungen zur Übertragung der Verbrauchsdaten integriert werden. Die angedachte Smart-Grid-Realisierung ist für das erste Softwareupdate angestrebt. Das dafür notwendige Re-Zertifizierungsverfahren wurde angestoßen.

Für die **Smart-Grid-Realisierung** wird die Echtzeitübermittlung der Ist-Einspeisung von Erzeugungsanlagen, die Erhebung und Übermittlung von Netzzustandsdaten sowie die Steuerung von Verbrauchsanlagen (bidirektionale Anbindung) vorgesehen. Perspektivisch werden die Einsatzbereiche Smart Mobility, Smart Home und Smart Services implementiert. **Smart Mobility** bezeichnet die Integration der Ladeinfrastruktur von Elektromobilen. Zu den Anwendungen für **Smart Home** gehören Hausautomationssysteme und **Smart Services**, die sonstige Mehrwertdienste im Rahmen des integrierten Daten- und Energienetzes bezeichnen (vgl. BMWi 2021; BSI 2020; Tounquet und Alaton 2020; Pitì et al. 2017).

Stand der Technik/Praktische Anwendung

Der Einbau intelligenter Messsysteme ist in Deutschland verpflichtend für alle Erzeugungsanlagen ab einer installierten Leistung von sieben kW und für Verbraucherinnen und Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6.000 kWh (Pflichteinbau). Verbraucherinnen und Verbraucher mit einem niedrigeren Jahresstromverbrauch können bei der Einhaltung strikter Preisvorgaben durch die Messstellenbetreiber ebenfalls mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden. Außerdem werden steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG – hierzu werden auch Elektromobile gezählt – mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet. Alle Neubauten und Gebäude nach größeren Renovierungsarbeiten und Messstellen, für die intelligente Messsysteme nicht verpflichtend sind, werden zumindest mit modernen Messeinrichtungen (ohne SMWG) ausgestattet.

Mit der sogenannten Markterklärung des BSI im Januar 2020 startete der verpflichtende Rollout Ende Februar 2020. Innerhalb der anschließenden drei Jahre war vorgesehen, dass zehn Prozent der Pflichteinbauten durch die Messstellenbetreiber umgesetzt werden und 95 Prozent der Pflicht-Rollout-Maßnahmen bis Ende des Jahres 2032 erfolgen (vgl. BDEW 2021; FfE 2019a).

Im März 2021 wurde der Rollout jedoch durch das Oberverwaltungsgericht Münster gestoppt. Der Gesetzgeber hat anschließend schnell reagiert und nachgebessert und der Rollout geht nun trotz einiger fehlender politischer Rahmenbedingungen weiter (vgl. VDE 2021; BNetzA 2022). Bisher wurden in Deutschland ganz überwiegend moderne Messeinrichtungen (mME; ohne SMGW) und keine intelligenten Messsysteme (iMSys) entsprechend der jeweiligen verpflichtenden Rollout-Vorgaben ausgerollt: Im Januar 2017 startete der verpflichtende Rollout für mME. Laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurde die für Juli 2020 vorgegebene Rollout-Quote für mME von allen Messstellenbetreibern bereits im Dezember 2019 erfüllt. Dies entspricht 5,8 Millionen verpflichtend verbauten mME (vgl. Fleischle et. al 2020). Nach der Markterklärung 2020 wurden nur wenige verpflichtende Messstellen mit iMSys ausgerüstet. Der zwischenzeitliche Stopp ihres Rollouts durch das Oberverwaltungsgericht (OVG) Münster, mit der Begründung, dass die am Markt verfügbaren iMSys nicht den gesetzlichen Anforderungen genügen und das zugrundeliegende Zulassungsverfahren beim Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnologie (BSI) formell nicht ordnungsgemäß zustande gekommen sei (vgl. OVG NRW 2021; SmartGridsBW 2021), verzögerte den ohnehin zurückhaltend gestarteten Rollout. Eine genaue Anzahl und Rollout-Quote für iMSys sind aktuell nicht veröffentlicht. Nach dem ersten Jahr des Rollouts wurde eine Zahl im niedrigen sechsstelligen Bereich geschätzt (Fleischle et al. 2020).

Eine Umfrage unter den grundzuständigen Messstellenbetreibern vom Mai 2021 zeigt, dass 19 Prozent der befragten Unternehmen den Rollout bereits gestartet hatten (Marktanteil dieser Messstellenbetreiber an den verpflichtenden Messstellen beträgt ca. 42 Prozent) (vgl. pwc 2021). Weitere intelligente Messsysteme wurden in der jüngeren Vergangenheit auch im Rahmen von Forschungsprojekten entwickelt und angewendet. Weiterhin bieten Hardwarehersteller Kommunikationswerkzeuge zur digitalen Vernetzung ihrer proprietären Systeme an, mit denen Wechselrichter, Speicher, Wärmepumpen und zum Teil auch Elektrofahrzeuge als effiziente Inselsysteme betrieben werden können. Die Forschungs- und kommerziellen Herstellersysteme sind im Allgemeinen jedoch nicht standardisiert und entsprechen vielfach nicht den BSI-Sicherheitsvorgaben, denen das Smart-Meter-Gateway unterliegt (Experteninterview 2021).

Abbildung

In Abbildung 3 ist beispielhaft eine Smart-Meter-Infrastruktur für Prosumer dargestellt. Die dargestellten Komponenten übernehmen die folgenden Aufgaben: Das Home Area Network sorgt für die Vernetzung, Visualisierung und Steuerung der Peripheriegeräte wie Heizsysteme, Stromspeicher, Haushaltsgeräte etc. Die hausinternen Zähler für Strom und ggf. Gas, Wasser, Wärme kommunizieren über das Local Metrological Network ihre Messwerte an das SMGW. Über das Wide Area Network kommuniziert das SMGW mit dem SMGW-Administrator und darüber hinaus mit externen Marktakteuren, bspw. zur Übermittlung von Verbrauchsdaten. Controllable Local Systems (CLS) sind Systeme mit IT-Komponenten an der CLS-Schnittstelle des SMGW, die nicht zum intelligenten Messsystem gehören, aber den gesicherten Kommunikationskanal des SMGW verwenden.

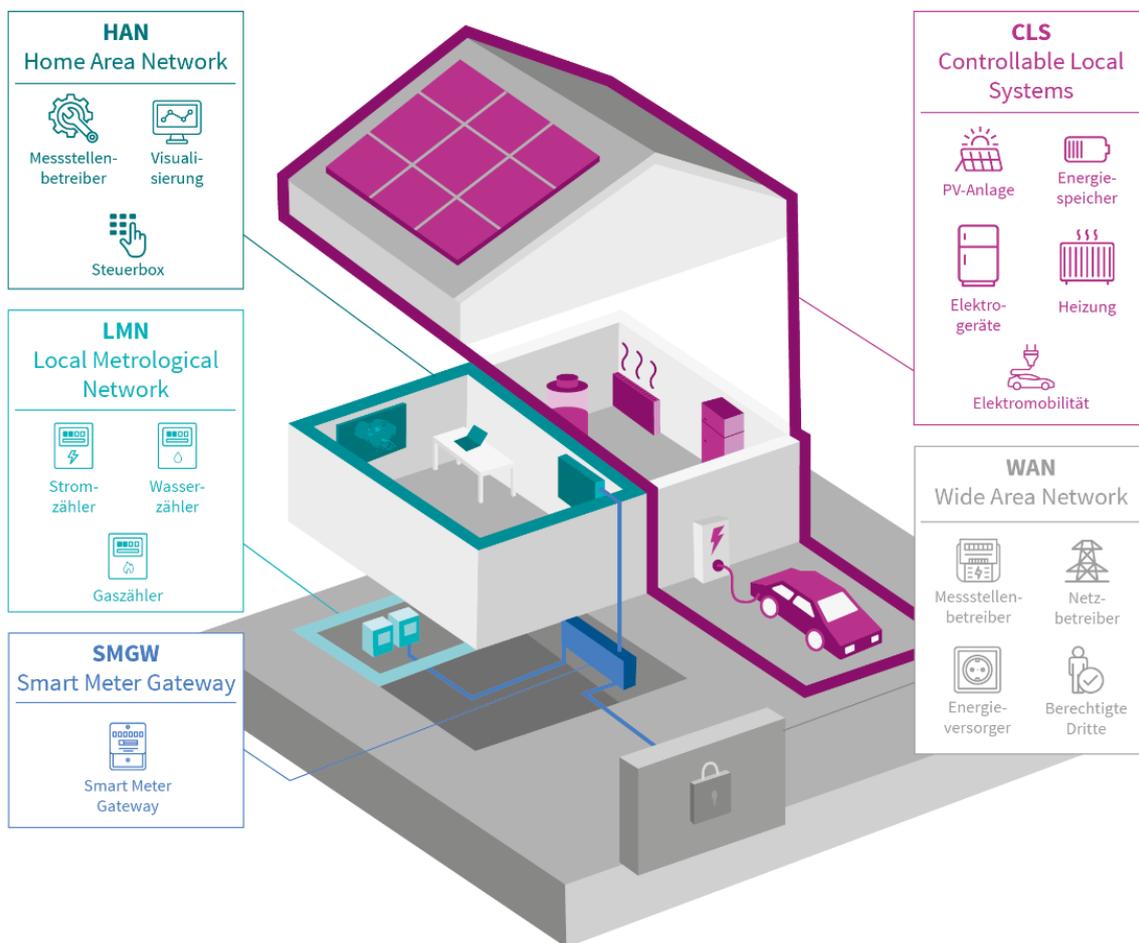


Abbildung 3: Schema einer Smart-Meter-Infrastruktur für Prosumer (Quelle: FFE 2019b)

4.2.2 Plattformen und Datenmanagementsysteme

Allgemeiner Zweck

Digitale Plattformen dienen dazu, eine Vielzahl von Daten aus unterschiedlichen Quellen zusammenzuführen, zu kombinieren und in Bezug zu setzen, um neue Produkte und Services anzubieten.

Relevanz für Energy Communities

Plattformen sind ausgezeichnet geeignet, um dezentrale Anlagen zur Energieerzeugung und Energieverbraucherinnen und -verbraucher miteinander zu verbinden (Energieplattformen). Sie ermöglichen Transaktionen zwischen Erzeugern und Verbraucherinnen und Verbrauchern, die ohne diese digitale Infrastruktur nur schwer zueinanderfinden würden (vgl. Kloppenburg und Boekelo 2019). Plattformen können die integrierte technische Grundlage für viele Basisprozesse in Energy Communities schaffen, wie die Benutzer- und Stammdatenverwaltung, die Verwaltung von Datenzugriffsrechten verschiedener Nutzerrollen, die Visualisierungen zu Energiedaten und das Customer-Relationship-Management.

Definition

Der Begriff „Plattform“ wird in zwei Kontexten benutzt: Er bezeichnet einerseits die technische Infrastruktur (die technische Plattform) und andererseits das logische Modell (die Transaktionsplattform) (enera 2021).

Technologiebeschreibung

Eine **technische Plattform** besteht aus verschiedenen Schichten (Plattformarchitektur) für klar abgrenzbare individuelle Aufgaben. Dazu gehört beispielsweise eine Systemintegrationsschicht, die technische Systeme, welche Rohdaten bereitstellen, über digitale Schnittstellen und Protokolle miteinander verbindet. Bezogen auf Energieplattformen sind das beispielweise Anlagen- oder Smart-Meter-Daten zu Energieerzeugung oder -verbrauch oder Daten zur Wetter- oder Preisprognose. Weitere mögliche Schichten sind die Datensammelschicht, die Datenintegrationsschicht und die Datenzugangsschicht, in denen die Rohdaten zusammenlaufen, strukturiert und transformiert werden und außerdem je nach Nutzerrolle (bspw. Lieferant, Erzeuger, Konsumentin oder Konsument) abgerufen werden können. Diese Datenschichten bilden das Datenmanagementsystem der Plattform. Die Serviceschicht einer Plattform stellt Applikationen für die Endnutzerinnen und Endnutzer bereit, beispielsweise haushaltsinterne Stromabrechnungen, Kostenanalysen oder Peer-to-Peer-Handelsbeziehungen.

Eine **Transaktionsplattform** vermittelt eine Transaktion zwischen unterschiedlichen Parteien auf Grundlage der festgelegten Marktlogik. So kann der Kauf oder Verkauf von Energie oder Flexibilität beispielsweise algorithmisch unterstützt zum größten finanziellen Vorteil vollzogen werden (vgl. enera 2021; Strauß et al. 2020; ERA-Net 2021).

Energieplattformen werden typischerweise als Cloud-Plattformen umgesetzt (beispielsweise in den Projekten enera, SMECS, Ecogrid 2.0, Pebbles oder durch kommerzielle Anbieter wie Lumenaza). Grundsätzlich können Plattformen als On-Premise-Lösungen, Cloud-Lösungen oder einer Hybridlösung aus diesen beiden umgesetzt werden. Eine Cloud-Plattform unterscheidet sich von einer On-Premise-Plattform dadurch, dass die erforderliche Plattformhardware – also Serverkapazität mit bedarfsorientiertem Speicherplatz und Rechenleistung – und auch die Anwendungssoftware oder Teile davon durch externe Dienstleister bereitgestellt werden. Gegenüber On-Premise-Plattformen auf der eigenen Hardware der Energy Community bietet das Cloud-Computing Vorteile, wie die effizientere Auslastung von Computing-Ressourcen sowie gute Skalierbarkeit der

Cloud-Dienste entsprechend der Bedürfnisse der Kundinnen und Kunden (beispielsweise über die Anzahl der Mitglieder oder Kundinnen und Kunden der Energy Community) (vgl. Wilfer 2018; enera 2021; Floyd 2017) .

Anwendungsmöglichkeiten

Energieplattformen sind sehr vielgestaltig. Sie unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Anbindung an das Stromnetz und ihrer Nutzungsmöglichkeiten für die Verbraucherinnen und Verbraucher. Zu den Unterscheidungsmerkmalen bezüglich der Stromnetzanbindung gehört, ob die Plattform den Anschluss für Prosumer-Anlagen ermöglicht und, wenn dem so ist, außerdem intelligente Messsysteme in die Plattform integriert sind oder ob die Plattform andernfalls die Teilhabe an der Errichtung und dem Betrieb neuer Anlagen ermöglicht. Auf der Verbrauchsseite liegt das wesentliche Unterscheidungsmerkmal darin, ob die Plattform den Energiekundinnen und kunden individuelle Geschäftsprozesse ermöglicht (beispielsweise für das Peer-to-Peer-Energy-Sharing) oder ob sie als koordinative Instanz eine übergeordnete Verantwortung im Energiehandel übernimmt.

Entsprechend der Unterscheidungsmerkmale können drei Typen der Energieplattformen unterschieden werden: Herkunftsplattform, Gemeinschaftsplattform und Zugangsplattform. **Herkunftsplattformen** gewährleisten den transparenten Peer-to-Peer-Energiehandel: Je nach Plattformausgestaltung erlauben sie Verbraucherinnen und Verbrauchern die Auswahl der bestehenden Prosumer-Anlage, von der sie ihren Strom beziehen wollen oder dem Prosumer die Auswahl der Verbraucherin oder des Verbrauchers, den sie mit ihrer überschüssigen Energie beliefern wollen. **Gemeinschaftsplattformen** gewährleisten die Selbstversorgung lokaler oder virtueller Energy Communities. Sie koordinieren Energieflüsse, die in einen gemeinsamen Pool oder ein virtuelles Kraftwerk hinein- und hinausfließen. Die dezentralen Prosumer der Gemeinschaftsplattformen geben einen Teil der Kontrolle über ihre bestehende eigene Anlage an das Energiemanagement der Plattform ab. Dieses kann je nach Ausgestaltung unterschiedlichen Zwecken dienen, beispielsweise der Stärkung der Autarkie, der Senkung der Energiepreise oder der Bereitstellung von Flexibilitäten. Dezentrale Prosumer können mittels virtueller Kraftwerke also an Energiemärkten teilnehmen oder Energie untereinander teilen. Gemeinschaftsplattformen schaffen eine Abgrenzung zwischen dem eigenen „Netz“ und dem restlichen Energiesystem. Durch **Zugangsplattformen** bekommen Verbraucherinnen und Verbraucher die Möglichkeit, sich finanziell an erneuerbaren Energieanlagen zu beteiligen. Oftmals kommen hierfür Crowdfunding-Modelle zum Einsatz. So können Akteure, die allein nicht über das notwendige Kapital verfügen den EE-Ausbau unterstützen und von den Gewinnen aus dem Energieverkauf profitieren (vgl. Kloppenburg und Boekelo 2019).

Stand der Technik/Praktische Anwendung

Plattformen sind in Energy Communities weit verbreitet (vgl. Wien Energie GmbH 2020; Kloppenburg und Boekelo 2019). Zwar sind die Digitalisierungspotenziale in Energy Communities bisher nicht optimal erschlossen. Mit der zunehmenden Erkenntnis darüber, welche neuen Services und Geschäftsmodelle durch digitale Hilfsmittel ermöglicht werden, steigt jedoch das Interesse an digitalen Produkten, darunter Energieplattformen. Vielfach werden Energieplattformen in Projekten entwickelt, an denen Energy Communities beteiligt sind. Beispiele hierfür sind die deutschen Projekte Pebbles (vgl. Kurzbeschreibung in Kapitel 4.1.2), SMECS oder enera⁴ . Auch immer mehr kommerzielle Anbieter digitaler Plattformen sind auf dem Markt zu finden, deren Produkte auf Energy Communities zugeschnitten sind.⁵

⁴ SMECS-Projekt: <https://www.smeecs-projekt.de/> und Projekt enera: <https://projekt-enera.de/>.

⁵ Eine Liste über einige europäische Anbieter von Energieplattformen bietet die Webseite von Joint Programming Platform ERA-Net Smart Energy Systems (gefördert im Rahmen von EU Horizon 2020) unter: https://www.eranet-smartenergysystems.eu/Partners/Digital_Platform_Providers.

Abbildung

Abbildung 4 veranschaulicht die Akteure in einer Flexibilitätsmarktplattform.

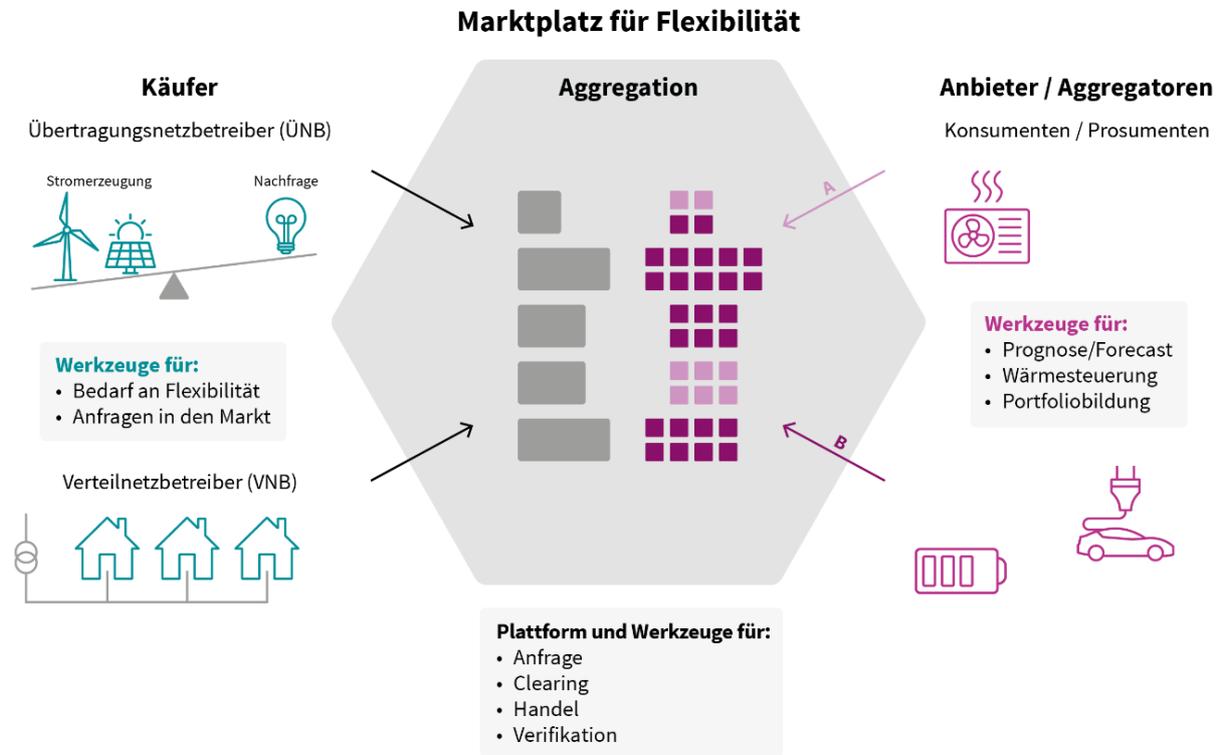


Abbildung 4: Illustration der Akteure in der Flexibilitätsmarktplattform (Quelle: EcoGrid 2.0 2019)

4.2.3 Distributed-Ledger-Technologien, Blockchain, Smart Contracts

Allgemeiner Zweck

Der Begriff „Distributed Ledger“ bezeichnet auf Deutsch ein verteiltes Bestands- oder Kassenbuch. Eine Distributed-Ledger-Technologie (DLT) ist demnach ein kollektives Kassenbuch, das dezentral über alle Mitglieder eines DLT-Netzwerkes hinweg gespeichert ist. Distributed Ledger baut darauf auf, dass die unter den Netzwerkmitgliedern durchgeführten Transaktionen nicht an einer zentralen Stelle (bspw. einem zentralen Server) dokumentiert werden, sondern identische Kopien des Kassenbuchs auf mehrere oder alle Mitglieder verteilt werden. Diese dezentralen (engl. distributed) Kopien werden kontinuierlich aktualisiert, sodass alle beteiligten Mitglieder stets einen aktuellen Stand des Kassenbuchs (ledger) besitzen. Durch die DLT ist also ohne eine zentrale Datenbank jederzeit der aktuelle Kassenstand aller DLT-Netzwerkmitglieder nachvollziehbar (vgl. chrissikraus 2019).

Relevanz für Energy Communities

Bestehende und zukünftige Energy Communities sind gekennzeichnet durch Einsatz und Nutzung verschiedenartiger technischer Anlagen, Infrastrukturen und Märkte aus den unterschiedlichen Sektoren Energie, Gebäude Verkehr und Industrie sowie über deren Sektorengrenzen hinweg. Die Herausforderung der aus wissenschaftlicher Sicht in diesem Zusammenhang als notwendig diskutierten Markttransformation ist das Schaffen einer Ausgewogenheit zwischen lokalem, regionalem und überregionalem Energiemanagement und der technischen Abstimmung der Infrastrukturen. Zur kosteneffizienten Optimierung des Energiesystems vom Verteil- bis zum Übertragungsnetz (unter der Maßgabe, die derzeitige Versorgungssicherheit zu erhalten) ist es notwendig, alle Systemkomponenten intelligent aufeinander abzustimmen und in ein optimiertes und intelligentes Energiesystemmanagement zu überführen. Dezentrale Märkte und Systeme mittels DLT wie bspw. die Blockchain eröffnen hierfür neue Freiheitsgrade. Zentralisierte Strommärkte enden heute üblicherweise am Stromzähler des Netzanschlusspunktes. Kosteneffiziente Kommunikationsmechanismen zur Vermittlung und Abwicklung von Markttransaktionen, zu denen künftig auch DLT zählen werden, ermöglichen, dass sich übergeordnete Märkte für kleine Erzeugungsanlagen, Lasten und Speicher hinter dem Zähler öffnen und dezentrale Märkte bilden können. Durch die zweckmäßige Kombination von verteilter Datenhaltung und kryptografischer Verfahren, welche für DLT charakteristisch ist, kann sie Vertrauen zwischen einander unbekanntem Energieerzeugern und Verbraucherinnen und Verbrauchern schaffen und ein transparentes sowie manipulationssicheres Abrechnungs- oder Handelssystem realisieren. Mittels DLT, wie bspw. der Blockchain, werden die Akteure auf Basis einer Peer-to-Peer-Infrastruktur direkt miteinander verbunden. Transaktionen von Energie, Flexibilität und entsprechenden Geldwerten erfolgen unmittelbar zwischen den beteiligten Akteuren nachvollziehbar und durch automatisierte Verifikationsprozesse. Auf diese Weise entfällt insbesondere die Notwendigkeit der derzeit noch erforderlichen zentralen Vermittlungsinstanz, da die Akteure eines DLT-Netzwerkes auf Basis einer Peer-to-Peer-Infrastruktur direkt miteinander verbunden sind (vgl. dena 2019; Zorner et al. 2020).

Definition

Die Begriffe DLT und Blockchain werden in Fachartikeln, Zeitungen und Blogs oft synonym genutzt. Die Blockchain ist jedoch nur die prominenteste Variante der DLT und gleichzeitig diejenige mit der aktuell höchsten Relevanz in der praktischen Anwendung allgemein und im Energiesystem im Speziellen. Bei der Blockchain werden kontinuierlich Datensätze (Blöcke) durch kryptografische Verfahren zu einer wachsenden Kette (Chain) zusammengefügt. Nicht alle DLT nutzen die Blockverkettung als Ordnungsprinzip, eine Alternative ist

ein gerichteter, azyklischer Graph. Allgemein wiederum ist allen DLT, dass sie im Kern aus einer verteilten Datenbank bestehen, die durch einen definierten Algorithmus (in der DLT-Welt als „Konsensmechanismus“ bekannt) die Korrektheit von Transaktionsdaten sicherstellt. Ein zusätzlicher optionaler Bestandteil von DLT sind die sogenannten Smart Contracts: Programme, die innerhalb der DLT hinterlegt sind und automatisiert Tätigkeiten verarbeiten können. Smart Contracts ermöglichen einen hohen Automatisierungsgrad, da sie z. B. Geschäftsprozesse abwickeln können. Smart Contracts werden auch als „Computerprogramme“ auf der DLT beschrieben (dena 2019; Bogensperger et al. 2018).

Technologiebeschreibung

Da die Blockchain als aktueller Standard der DLT verstanden werden kann und in der jüngsten Vergangenheit hinsichtlich Potenzialen und Anwendungsmöglichkeiten im Energiesystem allgemein (vgl. Bogensperger et al. 2018; dena 2019) und in Energy Communities im Besonderen (vgl. Zoerner et al. 2020; Strauß et al. 2019) bereits ausführlich untersucht wurde, wird zuerst diese hier beschrieben. Die Beschreibung von Smart Contracts erfolgt auf Basis der weitverbreiteten Ethereum-Blockchain.

Die Blockchain-Technologie ist ein verteiltes Datenbanksystem: Der Unterschied zu herkömmlichen Datenbankstrukturen, welche die genutzten Daten in der Hand einzelner konzentrieren, besteht darin, dass alle Mitglieder des Blockchain-Netzwerks (sog. Knoten, engl. Nodes) an der Datenhaltung beteiligt sind und außerdem die Datenintegrität gewährleisten, anstatt die Daten in der Hand einzelner zu halten. Um in dieser dezentralen Struktur Einigkeit über die Reihenfolge und Inhalte von früheren Änderungen der Datenbank zu gewährleisten, wird ein Konsensmechanismus genutzt. Der Konsensmechanismus sorgt in diskreten Zeitschritten durch geregelte und überprüfbare Automatismen für Einigkeit über die vergangenen Transaktionen im Netzwerk und prüft deren Richtigkeit. Er verhindert somit also das Manipulieren von Transaktionen. Es gibt inzwischen unterschiedliche Ausprägungen von Konsensmechanismen, die beiden Hauptstränge, welche in teils adaptierter Form die meiste Anwendung finden, sind „Proof of Work“ (PoW) und „Proof of Stake“ (PoS). Beim Konsensmechanismus Proof of Work (Nachweis durch Arbeit/Leistung), welcher in der Bitcoin-Blockchain verwendet wird, nutzen die Netzwerkteilnehmer ihre jeweilige Rechenleistung, um komplexe mathematische Rätsel zu lösen. Dieser Prozess wird kontinuierlich und parallel von den Netzwerkteilnehmern (sog. „Minern“) durchgeführt, welches der Hauptgrund für den relativ hohen Energieverbrauch bspw. der Bitcoin-Blockchain darstellt. Letztendlich darf derjenige Netzwerkteilnehmer, der das Rätsel am schnellsten gelöst hat, den dazugehörigen Block erstellen („minen“), und wird dafür mit einer vordefinierten Menge an Bitcoin bzw. der genutzten Krypto-Währung im Netzwerk belohnt. Der Konsensmechanismus Proof of Stake (Nachweis durch Anspruch/Anteil) findet derzeit im Großteil der neu auf den Markt getretenen Krypto-Projekte Anwendung, und auch das nach Bitcoin zweitgrößte DLT-Netzwerk nach Marktkapitalisierungsrang – Ethereum – befindet sich im Übergangsprozess vom Proof of Work zu Proof of Stake-Konsensmechanismus. Bei Proof of Stake werden die Blöcke nicht von Minern, sondern „Validatoren“ erstellt. Jeder Validator hinterlegt eine bestimmte Menge der jeweiligen im Netzwerk genutzten Krypto-Währung, wodurch auch seine „Vertrauenswürdigkeit“ unter Beweis gestellt wird. Je höher der Anteil des jeweiligen Validators am Netzwerk, umso höher die Wahrscheinlichkeit, Blöcke zu generieren. Dieser Prozess wird wiederum durch einen im Hintergrund laufenden Algorithmus orchestriert. Ein „einfacher“ Teilnehmer am Netzwerk, der nur über eine begrenzte Menge an der Krypto-Währung verfügt, hat zudem die Möglichkeit, einen der Netzwerk-Validatoren zu nominieren und ihm seine Mittel für einen von ihm gewünschten Zeitraum zu übertragen. Da die Blockchain im Vergleich zu herkömmlichen Datenbanken somit keine zentralen Angriffspunkte ermöglicht, gewährleistet sie einen hohen Grad an Sicherheit für den Austausch digitaler Waren. Die Verkettung der durch den Konsensmechanismus verifizierten Blöcke (alle Vorgänge in der Blockchain innerhalb des diskreten Zeitraums) erfolgt

mittels Hash-Werten auf Basis des jeweils vorherigen Blockes. Auf dieser Basis schafft die Blockchain-Technologie trotz des Verzichts auf eine vertrauenswürdige Vermittlungsinstanz Vertrauen zwischen einander unbekannten Transaktionsteilnehmern, wodurch klassische Intermediäre wie beispielsweise Zahlungsdienstleister durch unkorruptierbare Technologie ersetzt werden können. Die Kette der Blöcke (Blockchain) ist jederzeit für alle Mitglieder des Blockchain-Netzwerks einsehbar und ermöglicht so das

transparente Monitoring der ablaufenden Interaktionen. Zusätzlich sind diese Daten immer erreichbar, da die Verfügbarkeit nicht von einem einzigen, zentralen Server abhängt. Um gleichzeitig zur Transparenz des Gesamtsystems Blockchain Anonymität der Netzwerkmitglieder zu ermöglichen, werden sie mittels eines öffentlichen Schlüssels (public key) pseudonymisiert. Der Zugriff auf diese öffentlichen Schlüssel erfolgt durch die individuellen privaten Schlüssel der einzelnen Netzwerkmitglieder (private keys). Diese asymmetrische Verschlüsselung bietet ein hohes Maß an Sicherheit (vgl. Bogensperger et al. 2018; Zoerner et al. 2020; chrischkraus 2019). Der Ablauf einer Transaktion zwischen zwei Mitgliedern eines Blockchain-Netzwerkes, wird in Abbildung 5 detailliert dargestellt.

Die Smart Contracts der Blockchain Ethereum sind kleine Anwendungen, die auf die Blockchain hochgeladen werden. Der Programmcode der Smart Contracts wird als zusätzlicher Inhalt einer Transaktion ausgeführt. Beinahe alle energiewirtschaftlichen Anwendungsfälle von DLT nutzen eine Smart-Contract-Plattform (vgl. dena 2019). Ein praktisches Beispiel für den Einsatz von Smart Contracts ist die automatisierte jährliche Zählerstandsmeldung, die wie folgt abläuft: Das intelligente Messsystem sendet periodisch, beispielsweise täglich, die Stromverbrauchsdaten an einen Knoten der Blockchain. Der Knoten empfängt die Daten und führt im Rahmen der Prüfung den Smart Contract aus, was in dem Beispiel bedeutet, dass der Smart Contract den Zeitstempel der Daten überprüft. Wenn die Daten nicht vom festgelegten Stichtag im Dezember stammen, werden sie verworfen. Nur die Verbrauchsdaten des Stichtages werden als Jahresverbrauchswert in der Blockchain festgehalten. In diesem Beispiel fungiert der Smart Contract als Filter, der nur die vorgeschriebenen Informationen zur Blockchain hinzufügt (vgl. Strauß et al. 2019).

Die bisherige Entwicklung der DLT kann in drei Phasen/Generationen eingeteilt werden: Die ursprüngliche erste Generation nutzt die Blockchain als digitales Register zum Speichern von Transaktionen (z. B. Bitcoin). Die darauf aufbauende zweite Generation verfügt über Smart Contracts zur automatischen Ausführung von Transaktionen bzw. Verträgen (z. B. Ethereum). Die aktuell entstehende dritte DLT-Generation soll dafür sorgen, die bestehenden Probleme bei Skalierbarkeit, Interoperabilität und Privacy zu lösen (Beispiele dieser Generation sind Cardano, Solana, Polkadot, Terra, Avalanche, Polygon, Cosmos, Fantom, Hedera).

Anwendungsmöglichkeiten

Bezogen auf die Energiewirtschaft ist die Blockchain mit den genannten Eigenschaften nicht als das eine fehlende Puzzlestück zur Lösung aller Herausforderungen des zukünftig dezentralen und demokratisierten Energiesystems zu verstehen. Ihre Weiterentwicklung bietet jedoch vielversprechende Ansätze und kann als bedeutender Treiber für die Entwicklung neuer digitaler Geschäftsmodelle gesehen werden, die zur erfolgreichen Transformation des Energiesystems beitragen (vgl. dena 2019). Zu den bereits besonders gut untersuchten und geeigneten technischen Anwendungsfällen von DLT, die Effizienzgewinne gegenüber den derzeitigen Verfahren erwarten lassen, gehören im Zusammenhang mit Energy Communities folgende:

- Peer-to-Peer-Energiehandel und Energy Sharing (vorrangig für Post-EEG-Anlagen),
- Herkunftskennzeichnung kleinster Energiemengen nach Erzeugungsart, regionaler Verortung in hoher zeitlicher Auflösung mit direkter Kopplung an physikalische Randbedingungen (vorrangig für Post-EEG-Anlagen),
- vereinfachter Lieferantenwechsel,
- Nachweis von Regelleistungs- und Flexibilitätserbringung (vgl. Bogensperger et al. 2018).

In der Studie der dena (2019) und bei Bogensperger et al. (2018) finden sich diese und weitere Anwendungsfälle detailliert untersucht. Es wird darauf hingewiesen, dass der Technologieeinsatz nur dann effiziente Anreize im Energiesystem schaffen kann, wenn der regulatorische Rahmen an die realen Randbedingungen der Anwendungsfälle angepasst wird (vgl. ebd.).

Ein weiterer DLT-Anwendungsfall, der im gesamten Energiesystem und damit auch in und zwischen Energy Communities durch einen erhöhten Automatisierungsgrad zu einer Effizienzsteigerung führen kann, wird gerade besonders intensiv erprobt: das Management verteilter Anlagen. Für das zukünftige Energiesystem, das aus einer enormen Anzahl kleiner, dezentraler Anlagen für Energieerzeugung, -speicherung und -verbrauch besteht, verspricht ein digitales Anlagenidentitätsregister für sämtliche Meldeprozesse kosteneffiziente Vorteile gegenüber dem aktuellen Marktstammdatenregister. Hier setzt das Pilotprojekt Blockchain Machine Identity Ledger (BMIL) des Future Energy Labs an: Ein digitales und dezentrales Verzeichnis für Geräteidentitäten. Es ermöglicht komplementär zum intelligenten Messwesen die Integration der Millionen dezentralen Erzeugungsanlagen ins Energiesystem und stellt die Basis für eine Vielzahl an weiteren digitalen Mehrwertdiensten dar (vgl. Future Energy Lab 2021).

Stand der Technik/Praktische Anwendung

Aus der Anzahl der weltweiten Projekte zur Nutzung von DLT in der Energiewirtschaft der Jahre 2018 und 2019 kann abgeleitet werden, dass sich diese Technologie aufgrund überzeugender Anwendungsfälle und technologiespezifischer Alleinstellungsmerkmale langsam, aber stetig zu einem nennenswerten Element einer Echtzeitenergiewirtschaft entwickelt (vgl. Zoerner et al. 2020; Bogensperger et al. 2018). Die breite Verwendung von skalierbaren und massenkompatiblen DLT steht aktuell jedoch noch vor einigen Hürden. Hier ist einerseits die immer noch hohe Komplexität der Technologie zu nennen. Und auch wegen nur weniger guter Dokumentationen zu einzelnen Systemen und Anwendungen ist sie bisher noch als „Expertentechnologie“ in einer frühen Entwicklungsphase zu bewerten. Betriebsbereite Standardlösungen sind aktuell kaum vorhanden, noch gibt es zahlreiche Beschränkungen innerhalb der bestehenden Blockchain-Systeme. Dennoch ist bereits in wenigen Jahren mit Blockchain-Lösungen für großflächige Geschäftsmodelle zu rechnen. Neben diesen, dem Entwicklungsstand geschuldeten bestehenden Einschränkungen sind zusätzliche Limitationen aus dem Umfeld gegeben. So ist beispielsweise die zur Datenaufnahme notwendige Hardware, in der Regel intelligente Messsysteme, in der Fläche vielfach noch nicht vorhanden oder noch nicht so konfiguriert, dass die Daten direkt auf die Blockchain übertragen werden können. So verzögert der langsame Smart-Meter-Rollout die kurzfristige Ausbreitung der Technologie in Deutschland (vgl. dena 2019).

Zu den derzeitigen technischen und ökonomischen Beschränkungen kommen rechtliche Begrenzungen hinzu. So sind Smart Contracts, die die Automatisierung und Ausführung von bereits angebahnten Verträgen realisieren können, noch nicht mit dem aktuellen Vertragsrecht konform (vgl. dena 2019; Bogensperger et al. 2018).

Abbildung

Abbildung 5 veranschaulicht den Ablauf einer Transaktion zwischen zwei Mitgliedern eines Netzwerkes.

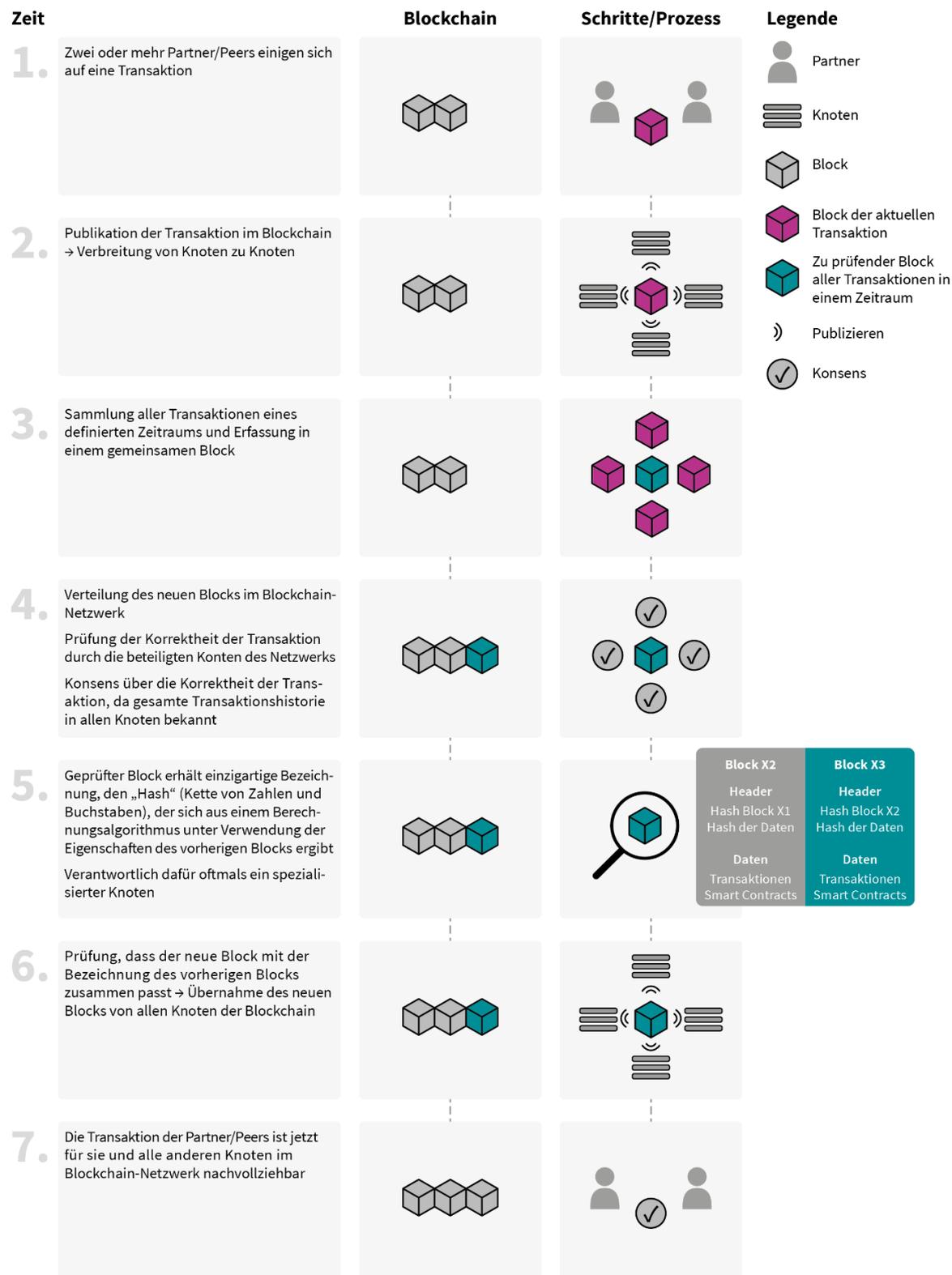


Abbildung 5: Ablauf einer Transaktion zwischen zwei Mitgliedern eines Blockchain-Netzwerkes in sieben Schritten (Quelle: überarbeitet nach Strauß et al. 2019)

5 Energy Communities in ausgewählten EU-Ländern

Vor allem in Dänemark, den Niederlanden, Schweden und Deutschland haben Energy Communities eine Geschichte, die bis in die 1970er Jahre zurückgeht. Mittlerweile gibt es in ganz Europa gemeinschaftliche Initiativen verschiedener Größen, Technologien, Rechtsformen und beteiligter Akteure (Karg und Hannoset ohne Jahr). Die häufigsten Rechtsformen sind Kooperativen bzw. Genossenschaften.

Aufgrund verschiedener Definitionen von Energy Communities variiert deren Anzahl in der Literatur. So zählen einige Quellen in Dänemark bspw. nur Windenergiegemeinschaften (vgl. Wierling et al. 2021), während das REScoop Netzwerk (die Vereinigung der Bürgerinitiativen und -genossenschaften für umweltverträgliche Energie in Europa) hier auch Energy Communities mit Fernwärme- und PV-Erzeugung mitzählt. Die quantitative Bedeutung von Energy Communities wurde noch wenig untersucht. Das REScoop-Netzwerk veröffentlichte Anfang 2014 eine Anzahl von insgesamt 3.000 Energy Communities in Europa. Biresselioglu et al. (2021) geben für das Jahr 2020 eine Schätzung von 3.500 an. REScoop zählt 2014 einen Großteil dieser in zwei Ländern: rund 800 in Deutschland und 650 in Dänemark (vgl. Wierling et al. 2021; Heras-Saizarbitoria et al. 2021). Da Energy Communities bisher nicht systematisch klassifiziert und erfasst werden, ist eine quantitative Erfassung und Verteilung über die in Kapitel 3 genannten Klasse noch nicht möglich. Die Expertenschätzung ergibt jedoch folgende Verteilung:

„Rescoop zählt in Europa fast 2.000 Energy Cooperatives, die Energie erzeugen und einspeisen. Das entspricht der Klasse 1 unserer Klassifikation⁶ von Energy Communities. Danach dominieren noch die Klassen 2 und 3“ (Experteninterview 2021).

Dänemark und Deutschland gelten bei der Betrachtung von Energy Communities als Vorreiterländer. Ihre Entwicklung ist unterschiedlich, denn Dänemark war seit den 1970er Jahren führend bei der Entwicklung von Energy Communities, mit einem starken Wachstum bis zu den 2000er Jahren. Deutschland im Vergleich war seit den 1980er Jahren aktiv, erlebte aber vor allem nach der Fukushima-Katastrophe im Jahr 2011 einen Boom bei der Neugründung. In Dänemark gab es seit den 2000er Jahren einen starken Rückgang, bis dahin war ein Großteil der Windanlagen in Hand der Bürgerinnen und Bürger (vgl. Heras-Saizarbitoria et al. 2021). Von ehemals 1.109 Windenergiegenossenschaften gibt es heute nur noch zwölf Prozent bei anhaltend abnehmendem Trend. In Deutschland sind PV-Genossenschaften und Bürgerwindparks weit verbreitet, während PV-Projekte bei Energy Communities in Dänemark selten sind. In Dänemark gibt es außerdem Energy Communities im Bereich Fernwärme (vgl. Wierling et al. 2021).

Inzwischen gibt es in weiteren EU-Ländern wie Österreich und den Niederlanden relevante Entwicklungen von Energy Communities (außerdem in Großbritannien). In den Niederlanden gibt es mittlerweile 600 Energy Communities (vgl. Bridge 2021). Obwohl Energy Communities in den Niederlanden auch im Bereich Bürgerwind erfolgreich waren, haben sie insgesamt einen geringen Marktanteil am gesamten Windkraftangebot. Im Vergleich zu den nördlichen europäischen Ländern war die Entwicklung im Süden Europas deutlich langsamer (vgl. Heras-Saizarbitoria et al. 2021). Mit Blick auf die aktuellen Entwicklungen sind Spanien, Italien, Portugal und Griechenland bei der Umsetzung des EU-Rahmens teilweise weit fortgeschritten, sodass in der Praxis mit Umsetzungen zu rechnen ist. Im Mit Blick auf erneuerbare Energiegemeinschaften im Sinn der RED II

⁶ Zur Klassifikation siehe Abbildung 2.

(REC) haben Dröschel et al. (2021) Gespräche zum Stand von Umsetzungsprojekten in den Ländern Polen, Portugal, Spanien, Italien und Österreich geführt. Aus diesen geht hervor, dass nur in Italien bereits eine erneuerbare Energiegemeinschaft im Sinne der RED II aktiv ist.

Die Auswahl der zu untersuchenden Länder in der Studie erfolgte nach den Kriterien: Relevanz von Energy Communities, Stand der Digitalisierung, Stromanteil erneuerbarer Energien. Historisch relevant bei der Entwicklung von Energy Communities sind die Länder Dänemark und die Niederlande, trotz noch fehlender Umsetzung des EU-Rahmens gibt es hier eine lange Tradition. Im Bereich Digitalisierung stellt die Kommunikationsinfrastruktur zur Nutzung digitaler Technologien für Energy Communities eine wichtige Grundlage dar. Bei Ausbau und Modernisierung von Breitbandnetzen (Glasfaser und modernisierte Kabelnetze) auf Haushaltsebene sind Dänemark, Spanien und die Niederlande im EU-Vergleich unter den besten fünf. Hier verfügen jeweils knapp 90 Prozent der Haushalte über einen Breitbandanschluss im Gegensatz zu Deutschland, wo nur 35 Prozent der Haushalte einen Breitbandanschluss haben. Solche Kommunikationsnetze bilden eine Grundlage aufkommender Technologien wie die fünfte Generation Mobilfunknetze 5G. Da mit dieser Kommunikationstechnologie die Grundlage geschaffen wird, um eine riesige Anzahl von Geräten zu vernetzen, bei gleichzeitig geringen Latenzzeiten, ist der Fortschritt hier für eine Echtzeitenergiewirtschaft relevant (vgl. Rossetto und Reif 2021). Auch der Smart-Meter-Rollout ist in den Ländern Dänemark, Niederlande und Spanien überall nahezu abgeschlossen, während er in Deutschland zwischenzeitlich gerichtlich gestoppt wurde (vgl. Kapitel 4.2.1)(vgl. Smart Energy Europe 2019). Spanien ist neben Dänemark und den Niederlanden gut für diese Analyse geeignet, da es sich um ein Flächenland handelt, das zudem bei den erneuerbaren Energien, insbesondere bei Energy Communities, den Fokus auf PV-Anlagen legt.

5.1 Niederlande

Im Zuge der Ölkrise in den 1970er Jahren entwickelten sich in den Niederlanden umweltpolitische Strömungen gegen Kernenergie für mehr Energieeinsparungen und grüne Energiealternativen. Bereits in den späten 1980er Jahren gründeten sich erste Energieinitiativen mit Schwerpunkt auf Windenergie. Spätere Energy Communities der 2000er Jahre, gegründet im Zuge der Marktliberalisierung, forcierten unter dem Motto „Energie von, für und durch uns selbst“ („energie van, voor en door ons zelf“) das kollektive Sparen und ebenfalls die Produktion und Lieferung grüner Energie. Der Privatisierung großer Energieunternehmen stand eine neue Genossenschaftsbewegung gegenüber, deren Akteure sich seit jeher mit dem Konzept der Energiedemokratie identifizierten und so die technologische Energiewende mit direkter Bürgerbeteiligung und demokratischer Kontrolle verbanden (vgl. Proka et al. 2018). Mittlerweile gibt es in den Niederlanden über 600 Energy Communities (vgl. Bridge 2021), deren typische Rechtsform eine Genossenschaft ist (vgl. Toporek und Campos 2019). Das Stromsystem der Niederlande mit seinen rund 9 Millionen Abnahmestellen wird koordiniert und verwaltet von einem Übertragungsnetzbetreiber, sieben Verteilnetzbetreibern und 47 Energieversorgern. Wichtige Eckdaten sind in Abbildung 6 zu finden.

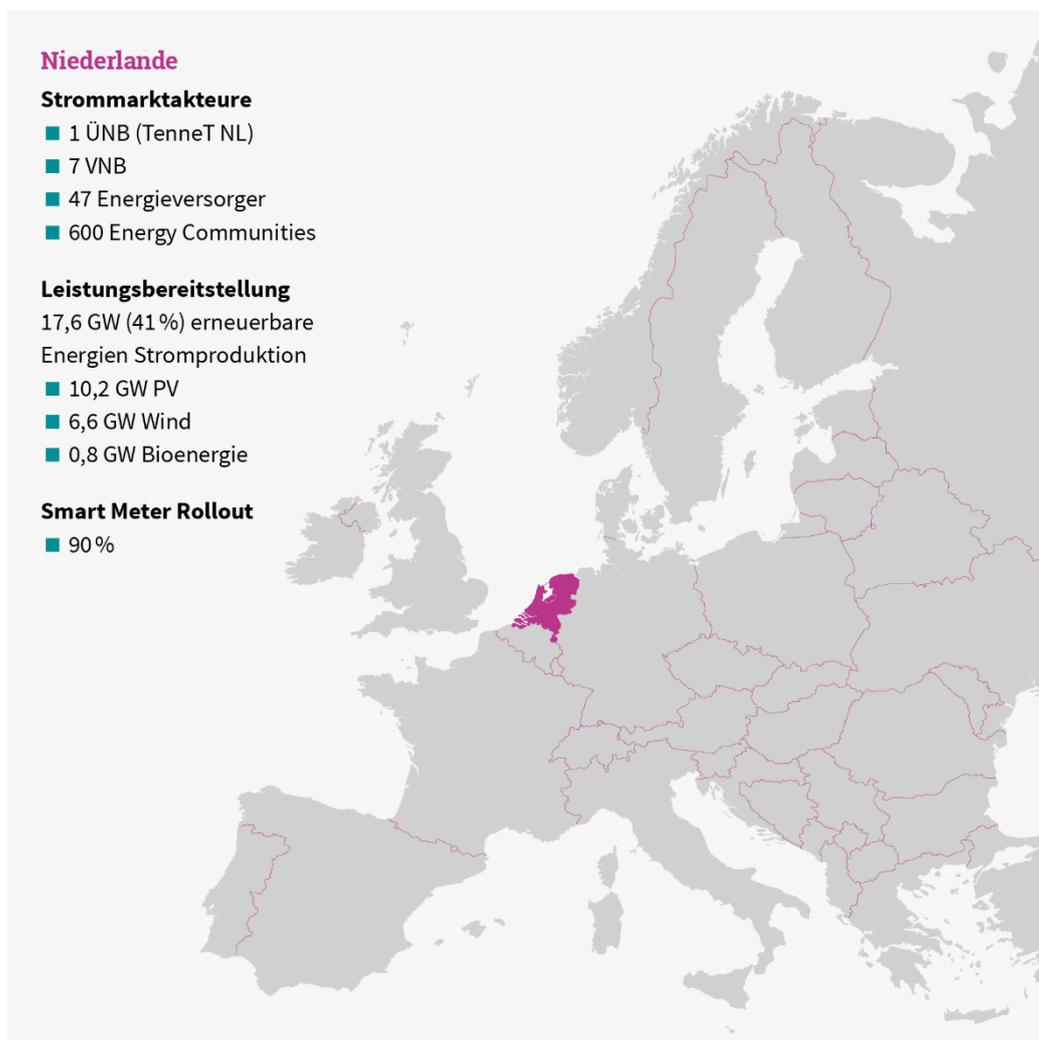


Abbildung 6: Überblick Strommarkt und Energy Communities in den Niederlanden (Quellen: Bridge 2021; dena 2021; IRENA 2021 Ritchie und Roser 2020)

5.1.1 Rechtlicher Rahmen

Bereits 1989 ermöglichte das niederländische Elektrizitätsgesetz erneuerbaren Energieerzeugern Zugang zum Stromnetz und garantierte einen festen Abnahmepreis. Förderungen für erneuerbare Energien unterliegen dem SDE-Fördersystem „Stimulering Duurzame Energieproductie“ (SDE erweitert zu SDE+ und zu SDE++ im Jahr 2020). Das niederländische Elektrizitätsgesetz (zuletzt geändert 2018) enthält keine explizite Definition von individuellem oder kollektivem Eigenverbrauch, dennoch setzen die Regelungen Net Metering und die Postleitzahlengebiete (Postcoderoosregeling) darin Anreize für verschiedene Formen von Eigenverbrauch (vgl. Campos et al. 2020; Proka et al. 2018). PV-Anlagen mit einer Leistung unterhalb 15 kWp fallen nicht unter das SDE++ und können Net Metering nutzen. Mit der Net-Metering-Förderung bezahlen Eigenverbraucherinnen und -verbraucher nur die Nettodifferenz zwischen selbst eingespeistem Stromüberschuss und aus dem Netz bezogenem Strom in einem bestimmten Zeitraum. Bilanziell wird Überschussstrom mit Strombezug zu einem anderen Zeitpunkt ausgeglichen.

Beim niederländischen Net Metering muss der Eigenverbrauch kleiner als 10.000 kWh sein und wird einmal jährlich bilanziert, zudem können Energiesteuern vermieden werden (vgl. Campos et al. 2020). Gemeinden, die gemeinschaftlich Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugen (kollektive Eigenerzeuger), haben über die Regelung des Net-Metering-Postleitzahlengebiete (Postcoderoosregeling) die Möglichkeit, ihren Energiesteuersatz für den Eigenverbrauch von erneuerbarem Strom kollektiver Eigenerzeuger zu reduzieren, wenn sie sich innerhalb des gleichen oder angrenzenden Postleitzahlengebietes befinden⁷ (vgl. Palm und Holmgren 2020). Das Net Metering wurde 2019 bis zum 1. Januar 2023 verlängert, danach soll es bis 2031 schrittweise auslaufen. Ab 2031 erhalten Eigenverbraucherinnen und -verbraucher nur noch den Marktpreis für den von ihnen produzierten Überschussstrom (derzeit sechs Cent pro kWh) ohne die Steuerbefreiung (vgl. Nixiang 2020). Net-Metering-Systeme sind nicht unumstritten, da sie keinen zeitlichen Anreiz zur Stromeinspeisung setzen und die durch Eigenverbrauch vermiedenen Netzentgelte vom Netzbetreiber auf die restlichen Verbraucherinnen und Verbraucher umgewälzt werden (vgl. Brown et al. 2020).

Neben den genannten Regelungen haben die Niederlande von 2015 bis 2018 gemeinsam mit Regulierungsbehörden, Netzbetreibern, Genossenschaften, Verbraucherorganisationen, Netzorganisationen, lokalen Behörden, Zivilgesellschaft und Ingenieurbüros, gedanklich noch ohne Bezug zu RED II und EMD, einen regulatorischen Innovationsrahmen (regulatory sandbox „Experiments in Decentralised Sustainable Electricity Production“, kurz EDSEP) geschaffen. Dieses Rechtskonstrukt beschränkt sich auf Genossenschaften und Verbände im Stromsektor, die auf erneuerbaren Energien basieren. Der Rahmen erwartet bei den Genossenschaften eine Beteiligung von mindestens 80 Prozent private Endverbraucherinnen und Endverbraucher. Zudem sichert die Regelung deren Autonomie durch den ausdrücklichen Ausschluss von Mitspracherechten bei der Verwaltung für VNB, ÜNB oder juristische Personen, die (in)direkt Strom erzeugen oder liefern. Zudem wird der Grundsatz der effektiven Kontrolle darin konkretisiert. Energy Communities können ein eigenes privates Stromnetz betreiben. Innerhalb dieses rechtlichen Innovationsrahmens können Pilotprojekte von Aufgaben und Verantwortlichkeiten eines Netzbetreibers befreit werden. Außerdem sind für die Versorgung von kleinen Endverbraucherinnen und Endverbrauchern keine Versorgungslizenzen notwendig (vgl. Peraudeau 2019). Zu Beginn der Einführung des EDSEP-Innovationsrahmens wurden 18 Pilotprojekten die beschlossenen Ausnahmeregelungen gewährt, wovon 15 noch aktiv sind. Jährlich konnten maximal 20 Neuanträge gestellt werden. Durch den EDSEP wurden alle Ausnahmen vom niederländischen Elektrizitätsgesetz vordefiniert.

⁷ Wird die Postleitzahlenregelung von Energy Communities genutzt, wird sie oft als „kollektives Net-Metering“ bezeichnet, da sie einen kollektiven Zähler (Net Meter) verwenden (vgl. Toporek und Campos 2019).

Sie umfassten das Recht auf Netzbesitz- und -betrieb, Ermäßigungen auf Netzentgelte, Messungen vom VNB, Verpflichtungen und Ausnahmen von Lieferantenlizenzen, Regelungen zu Transparenz und Liquidität von Energiemärkten und Ausnahmen bei Rechnungsstellung und Datenmanagement. Die ersten Pilotprojekte nutzen vollständig alle Ausnahmen. Im Vergleich dazu haben vergleichbare Rahmen in Großbritannien keine Ausnahmeregelungen vorgegeben, sondern es den Projekten überlassen, welche wünschenswert sind, um so Innovationen zu fördern. Italien wiederum setzte nur bestimmte Ausnahmeregelungen sehr gezielt mit ausgesuchten Geschäftsmodellen um. Die Dauer der Ausnahmeregelungen in den Niederlanden war mit zehn Jahren angesetzt und im Vergleich mit Großbritannien und Italien, die zwischen zwei und vier Jahren ansetzten, am längsten. Das Konzept gilt optimal für das Ausprobieren von Regelungen, allerdings gelten einige darin getestete Konzepte als nicht wiederholbar (vgl. Bridge 2021). Nach den Erfahrungen mit dem EDSEP wollen die Niederlande eine Nachfolgeregelung aufstellen, deren Bandbreite neben Hausbesitzerinnen und Hausbesitzern und Energy Communities dann auch z. B. VNB und Energieversorger umfassen kann, auch um unter anderem neue Geschäftsmodelle für Aggregatoren und Flexibilitätsmärkte zu erweitern (vgl. Schittekatte et al. 2021).

Neben REC sind auch CEC (vgl. Kapitel 2) in den Niederlanden möglich und mehrere niederländische Energy Communities können als CEC definiert werden. Diese Gemeinschaften profitieren vom Markt der Herkunftsnachweise in den Niederlanden (Regulation on Guarantees of Origin) (vgl. Campos et al. 2020).

5.1.2 Digitalisierung des niederländischen Energiemarkts

In den Niederlanden begann bereits 2007 die Entwicklung einer zentralen Stelle für einen standardisierten Datenaustausch (Kommunikationshub). Hierfür wurde der unabhängige Dienstleister Energie Data Services Nederland (EDSN) gegründet, der die Marktkommunikation seit 2007 zentral durchführt. Im Jahr 2013 hat EDSN einen unabhängigen zentralen Daten-Hub für die Kommunikation auf dem Strom- und Gasmarkt umgesetzt. Implementiert wurde der Vorläufer bereits im Jahr 2000 als reine Clearingstelle um die Saldierung und Abrechnung unter den Akteuren des Strom- und Gasmarktes zu erleichtern und eine zentrale Verwaltung sämtlicher Verbindungen und Kommunikationen unter ihnen zu schaffen. Über den Daten-Hub können die Marktteilnehmenden transparent und standardisiert Daten anderer Marktteilnehmenden an einer zentralen Stelle nachfragen und Nachrichten austauschen. Über den Daten-Hub der EDSN werden die Datenbanken als Zugang zu Verbindungen und Nachrichten der Marktakteure zentral verwaltet. An die EDSN übermittelte Mess- und Abrechnungsdaten der Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber verbleiben jedoch dezentral bei denjenigen, die für Qualität, Richtigkeit und Bereitstellung dieser Daten zuständig sind. Zugang zu den Daten anderer Marktakteure erfolgt mittels Marktkommunikationsnachrichten, zentral über die EDSN. Voraussetzung für den automatisierten Datenaustausch über die EDSN ist die Verfügbarkeit dieser Daten, welche durch den vollständigen Smart-Meter-Rollout in den Niederlanden ermöglicht wurde. Mit der EDSN ermöglichen die Niederlande beispielsweise den Lieferantenwechsel innerhalb von 24 Stunden und erfüllen so die Anforderungen des europäischen Clean Energy Packages (vgl. Deutschland: bis zu 15 Tage). Die EDSN verfügt außerdem über ein zentrales Strukturdatenverzeichnis von Anlagen, die Strom produzieren, speichern und verbrauchen. Mit diesen Daten können Netzbetreiber Energieflüsse besser vorhersagen und das Stromnetz so effizienter betreiben. Die Nutzung ist allerdings an eine offizielle Marktrolle gebunden. In aggregierter Form können die Strukturdaten auch von Initiativen genutzt werden. Um neuen Akteuren den Einstieg in den Energiemarkt zu erleichtern und neue Geschäftsmodelle zu ermöglichen, soll nach ursprünglichem Plan bis Ende 2021 auch der Zugang zu den Daten erweitert und zentral geregelt werden.

In die Entwicklung des Hubs wurden ÜNB, VNBS und weitere Marktteilnehmer einbezogen. Die geringe Zahl von gerade mal zehn Lieferanten erleichterte die Abstimmungsprozesse (vgl. EDSN o. J.; dena 2021).

5.1.3 Anwendungsbeispiel Peer-to-Peer-Direktvermarktung Vandebron

Vandebron bietet eine landesweite Direktvermarktungsplattform für private erneuerbare Energieanlagen mit Flexibilitätsdienstleistungen für das Übertragungsnetz mittels Blockchain-koordinierter Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen.

Vandebron Energie B. V. ist ein Ökostromunternehmen mit Sitz in Amsterdam, Niederlande, das landesweit Privat- und Geschäftskunden mit Ökostrom und CO₂-kompensiertem Erdgas beliefert. Das Unternehmen selbst hat keine Energieerzeugungsanlagen, sondern ermöglicht den Energieverkauf von unabhängigen Energieerzeugern (vgl. Vandebron 2021a).

Die Energieerzeugern beschreiben sich und ihre Anlage auf einer eigenen Webseite und legen ihre Preise selbst fest (Vandebron 2021b; 2021c). Die Energieverbraucherinnen und -verbraucher können aus der Anlage ihrer Wahl beziehen. Das Unternehmen betreibt einen Online-Marktplatz. Über diese Peer-to-Peer-Plattform sind über 200 dezentrale erneuerbare Energieerzeugungsanlagen (PV, Wind und Biogas) mit mehr als 200.000 Energieverbraucherinnen und -verbrauchern verbunden (vgl. Vandebron 2021d; 2020; Zhang et al. 2017). Die erzeugte Energie wird zu selbst festgelegten Preisen über Vandebrons Plattform direkt an die Verbraucherinnen und Verbraucher verkauft. Ein Intermediär für den Stromhandel ist somit nicht mehr nötig. Da die Stromversorgung über das nationale Stromnetz organisiert wird, kann Vandebron die hundertprozentige Energieversorgung auch dann sicherstellen, wenn gerade kein Wind weht oder die Sonne nicht scheint (vgl. Vandebron 2021e).

Vandebron bietet darüber hinaus „Intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen“ an, eine Dienstleistung, womit das Unternehmen zur Stabilisierung des Energiesystems beiträgt. Mittels Blockchain-Technologie wird der Ladevorgang von Hunderten Elektrofahrzeugen zentral gesteuert und damit je nach Bedarf auf Angebot und Nachfrage im Stromnetz reagiert. Dabei stehen die Ladebedürfnisse der Kundinnen und Kunden im Vordergrund, die per App angeben können, wann ihr Auto vollständig geladen sein soll und darüber hinaus wie viel Prozent sofort zur Verfügung stehen sollen. Zur Teilnahme an diesem Smart Charging benötigen die Kundinnen und Kunden ein Heimpladegerät, einen Smart Meter und einen aktiven Energieliefervertrag mit Vandebron und erhalten dann einen monetären Ausgleich. Indem Vandebron mit dieser Dienstleistung die Ladevorgänge seiner Kundinnen und Kunden, je Netzauslastung runter oder hochregelt, kann das Unternehmen Flexibilitätsdienstleistungen an den niederländischen ÜNB TenneT verkaufen. Das Unternehmen plant zukünftig die Integration weiterer IoT-Geräte in sein Smart-Charging-Portfolio (vgl. Vandebron 2021f).

Technisch gehört die Peer-to-Peer-Plattform von Vandebron zum Typ der Herkunftsplattformen (vgl. Kapitel 0). Eine solche Plattform zeichnet die Energieflüsse zwischen den Peers auf und ermöglicht im Fall von Vandebron die Auswahl der Stromerzeuger. Die so gewährleistete vollständige Transparenz über die Herkunft der Energie kann das europäische System der grünen Zertifikate im Vergleich nicht bieten (vgl. Kloppenburg und Boekelo 2019).

5.1.4 Anwendungsbeispiel Marktplattform GOPACS

„GOPACS – Grid Operators Platform for Congestion Solutions“ ist eine neu entwickelte Marktplattform in den Niederlanden, auf der VNB zur Vermeidung regionaler Engpässe Flexibilität von Marktteilnehmern kaufen können.

Eigentümer und Betreiber von GOPACS sind der niederländische ÜNB und die vier VNB (Stedin, Liander, Enexis Groep und Westland Infra). GOPACS ist keine Marktplattform, auf der Flexibilitätsangebote abgewickelt werden, sondern sie fungiert als Vermittlerin zwischen den Bedarfen der Netzbetreiber und den Märkten. Ziel der Plattform ist das Angebot marktorientierter Engpassbewirtschaftung.

Derzeit ist GOPACS mit der nationalen Intraday-Plattform Energy Trading Platform Amsterdam (ETPA) in den Niederlanden verbunden. Angebote von Flexibilitätsanbietern, die auf der ETPA aktiv sind, können über GOPACS beschafft werden, sofern diese ein Standortkennzeichen hinzufügen. Da die Flexibilität von der bestehenden Intraday-Plattform bezogen wird, ist GOPACS in die bestehende Marktreihenfolge integriert. Die Flexibilitätsangebote für Netzbetreiber werden auf ETPA nicht separat platziert, sondern als Teil des (Großhandels-) Intraday-Orderbuchs betrachtet.

Netzbetreiber und Marktteilnehmer können die gleiche Flexibilität beschaffen. Flexibilitätsanbieter können die gleiche Flexibilität für zwei verschiedene Preise anbieten, indem sie zwei Gebote abgeben, z. B. ein Portfolioangebot für den Intraday-Großhandel und ein zweites Angebot mit ortsbezogenen Informationen. Die Vermeidung von Doppelaktivierungen verantwortet der Flexibilitätsanbieter. Derzeit besteht nur die Anbindung an ETPA, weitere Marktanbindungen sind aber geplant (vgl. Schittekatte et al. o. J.). Aktuell ist das GOPACS-Konzept vor allem eine Lösung zur Engpassminderung für VNB, aber auch Bilanzkreisverantwortliche (Portfoliooptimierung) und ÜNB (Systemdienstleistungen) sind denkbare Käufer von Flexibilitätsdienstleistungen. Die technischen Zugangsvoraussetzungen zur Teilnahme an GOPACS sind im Vergleich mit den Zugängen zu Regelenergiemärkten niedrigschwellig. Es gibt keine spezifischen Anforderungen an die Rampenrate, die Reaktionszeit, die volle Aktivierungszeit oder die Bereitstellungsdauer. Zudem gibt es keinen vorgelagerten Präqualifikationsprozess. Auch die Mindestgebotsgröße ist mit 0,5 MW bei GOPACS im Vergleich zu 1 MW bei den meisten Produkten auf den Regelenergiemärkten geringer. CEC in den Niederlanden können also über ausreichende Größen verfügen, um an dieser Plattform Dienstleistungen anzubieten (vgl. Nixiang 2020).

5.2 Spanien

In Spanien gab es bisher zwei große Gründungsphasen von Energy Communities: eine erste im späten neunzehnten und frühen zwanzigsten Jahrhundert und die zweite seit 2010. Zentral bei der aktuellen Neuentstehung weiterer Gemeinschaften waren u. a. die steigenden Strompreise und die Abschaffung der Förderungen von erneuerbaren Energien. Meist handelt es sich um Verbrauchsgemeinschaften und nur einige aktive Erzeugungsprojekte. Som Energia und GoiEner sind zwei große Energy Communities aus Regionen (Baskenland und Katalonien) mit langer Genossenschaftstradition (vgl. Heras-Saizarbitoria et al. 2021). Wichtige Eckdaten sind in Abbildung 7 angegeben.

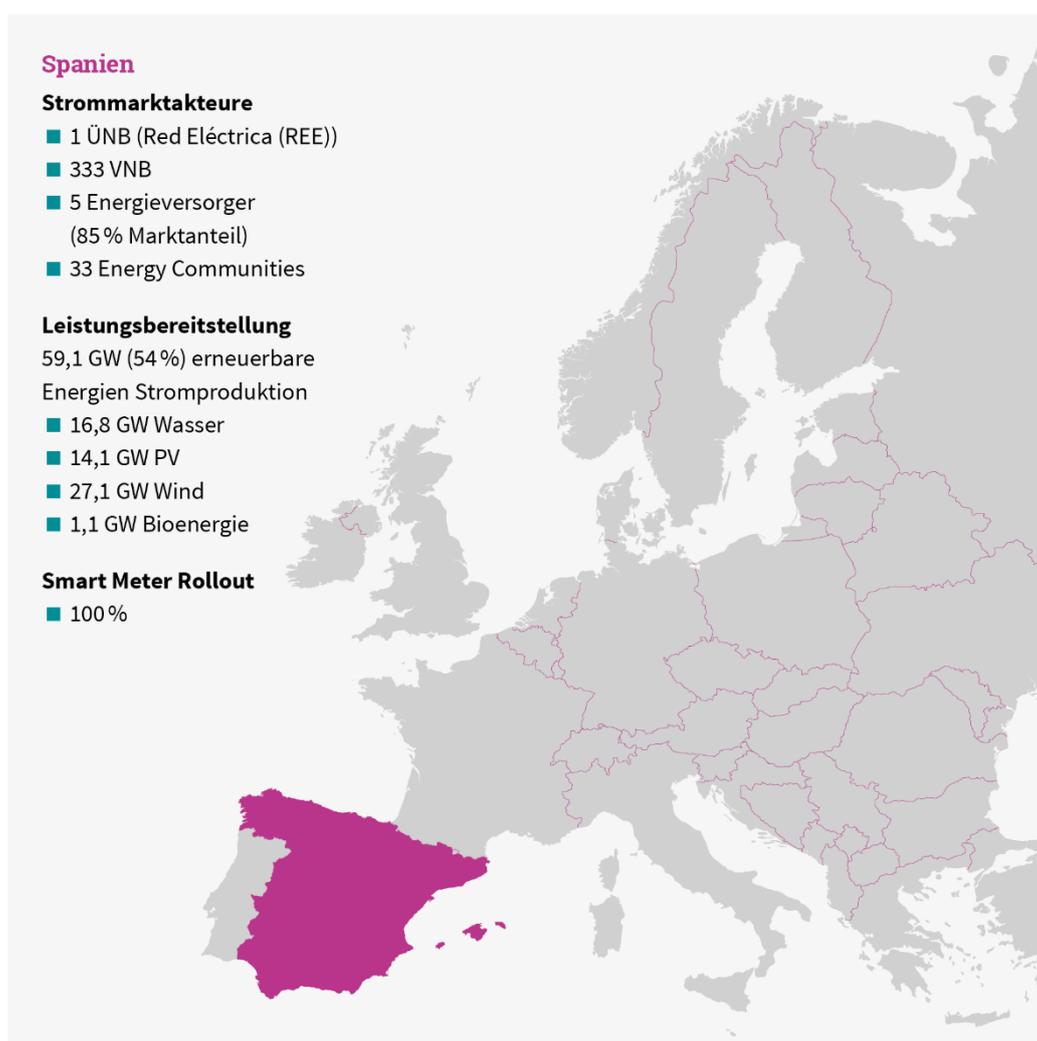


Abbildung 7: Überblick Strommarkt und Energy Communities in Spanien (Quellen: Caramizaru und Uihlein 2020; dena 2021; IEA 2021; IRENA 2021a; Ritchie und Roser 2020; Smart Energy Europe 2019)

5.2.1 Rechtlicher Rahmen

Mit dem Königlichen Gesetzesdekret 15/2018 änderten sich die Rahmenbedingungen zur Beteiligung an Stromerzeugung von Verbraucherinnen und Verbrauchern in Spanien, die bis dahin stark eingeschränkt waren. Damit wurden die Beteiligung an Eigenverbrauchsaktivitäten und das Recht auf gebührenfreien Eigenverbrauch, das Recht auf gemeinsamen (kollektiven) Eigenverbrauch sowie administrative und technische Vereinfachung, insbesondere für kleine Energieanlagen, ermöglicht. Konkret möglich ist der kollektive Eigenverbrauch von mehreren Wohnungseigentümerinnen und -eigentümern oder in Gewerbegebieten mit einem Radius von maximal 500 Metern um die Erzeugungsanlagen und einer Leistungsobergrenze von insgesamt 100 kW. Die Nutzung des öffentlichen Netzes ist möglich, aber nur auf einer Spannungsebene (i. d. R. Niederspannung). Für kleine Eigenverbraucherinnen und Eigenverbraucher gelten vereinfachte Verwaltungsverfahren, ein Verfahren zur Vergütung eingespeister Überschussenergie und der Entfall von Netzentgelten.

Durch das neuste Königliche Dekret 23/2020 vom 23. Juni 2020 wurde der Begriff „Gemeinschaften für erneuerbare Energien“ (span. comunidades de energías renovables) in die Gesetzgebung eingeführt und die Definition der RED II übernommen. Allerdings sind weitere gesetzgeberische Maßnahmen erforderlich, um Verständniskonflikte rund um die Definitionen der Marktakteure zu vermeiden (vgl. Biresselioglu et al. 2021). Bislang gibt es keine detaillierteren Rechtsvorschriften für Energy Communities (vgl. Frieden et al. 2020).

Der derzeitige Regelungsrahmen kann als ein Hybridmodell zwischen kollektivem Eigenverbrauch und erneuerbaren Energiegemeinschaften interpretiert werden. Als ungeeignet für größere Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften bewerten die Akteure die Radiusbegrenzung von 500 Metern und die Begrenzung der Netzansehlussebene (vgl. Dröschel et al. 2021). Energy Communities in Spanien können ihren Mitgliedern Dienstleistungen über ein Energiedienstleistungsunternehmen (ESCO) anbieten. Der spanische Dienstleistungsmarkt für Energy Communities ist schnell gewachsen.

Die Strommärkte für Flexibilitäts- und aggregierte Produkte sind noch nicht ausreichend definiert und in der Gesetzgebung noch nicht ausgereift, um als Geschäftsmodell für Energy Communities zu dienen. Solche Märkte werden aber in lokalen regulatorischen Innovationsrahmen getestet, die innerhalb neuer Projekte, wie z. B. IREMEL⁸ entwickelt wurden. Sie bieten aber noch keine tragfähigen Geschäftsmodelle für Energy Communities ohne Förderungen (vgl. Bridge 2021).

Der bestehende Rahmen für sogenannte Energieverbrauchsgenossenschaften (span. cooperativas de consumo) kann als unterstützender Faktor bei der Umsetzung lokaler EE-Projekte in Spanien angesehen werden. Diese Genossenschaften sind für die Verwaltung verschiedener Aktivitäten im lokalen Energieumfeld zuständig und können integrierte EE-Projekte durchführen. Der genossenschaftliche Rahmen mit seiner Gesetzgebung gilt als für Energy Communities sehr gut geeignet und kann für zukünftige gesetzliche Regelungen einen Grundbaustein liefern (vgl. Frieden et al. 2020).

⁸ IREMEL ist eine Marktplattform in Spanien, die noch aufgebaut wird und auf Flexibilitätsdienstleistung für Verteilnetzbetreiber ausgelegt ist (Valarezo et al. 2021).

5.2.2 Digitalisierung des spanischen Energiemarkts

Spanien hat derzeit ein dezentrales Datenmanagementmodell (SIMEL⁹) für die Prozesse der Marktkommunikation (vgl. Bessa et al. 2018). Es ist ein intelligentes VNB-zentriertes Modell mit dezentraler Datenspeicherung und -zugriff, das direkt oder über Versorgungsunternehmen stündliche Energiedaten empfängt, welche in allen Smart Metern registriert werden. Es handelt sich um Daten von Erzeugungsanlagen, Verbindungen zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetzen und Abnahmestellen kleiner und großer Verbraucherinnen und Verbraucher. Monatlich werden die Verbrauchsdaten der Kundinnen und Kunden über Smart Meter automatisch an die VNB gemeldet. Diese Messwerte sind stündlich aufgelöst und werden zusammen mit den Stammdaten der Kundinnen und Kunden bei VNB und ÜNB gespeichert. Der Smart-Meter-Rollout in Haushalten in Spanien ist mit über 99 Prozent im Jahr 2018 erfolgt (vgl. Eurelectric 2020). Künftig wird das Modell eine zentrale Plattform für den Zugang haben, während die VNB die Daten speichern. Seit 2016 war der einheitliche Ansprechpartner für den Fernzugriff auf die Datenbank zuständig. Inzwischen wurden technische Verbesserungen für den Fernzugriff vorgenommen. Zudem führte die in Spanien zuständige Regulierungsbehörde, die Nationale Kommission für Märkte und Wettbewerb (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, kurz CNMC) ein System ein, mit dem Lieferanten die Datenbanken der VNB über eine zentrale Anlaufstelle bei ihr herunterladen können: Die VNBs übermitteln monatlich ihre Datenbanken und die CNMC stellt sie in einem gemeinsamen Format zusammen (vgl. CEER 2016).

5.2.3 Anwendungsbeispiel Som Energia

Som Energia wurde 2010 als erste Erneuerbare Energien Genossenschaft in Spanien gegründet und hat inzwischen 72.000 Mitglieder.

Die 2010 gegründete Som Energia Sccl ist die erste EE-Genossenschaft für erneuerbare Energien in Spanien, die schnell wuchs und allein in den ersten zwei Jahren über 6.000 Mitglieder gewann. Stark gewachsen ist die Genossenschaft auf der Versorgungsseite: Inzwischen verfügt Som Energia über 72.000 Mitglieder und 127.000 Einzelhandelsverträge, davon überwiegend Privatkundinnen und Privatkunden. Ein wichtiger Erfolgsfaktor für die Genossenschaft ist ihre finanzielle Nachhaltigkeit, die zu Beginn durch ein einfaches Geschäftsmodell und die Beteiligung von Freiwilligen sichergestellt wurde. Die Genossenschaft begann mit dem Verkauf von Strom aus erneuerbaren Energien von Dritten an ihre Mitglieder, wobei sie ein kostengünstiges webbasiertes System für ihren Betrieb einsetzte. Obwohl die Erlangung einer Genehmigung für den Betrieb und den Verkauf über das öffentliche Energiesystem nicht sehr kostspielig war, war sie zeitaufwendig und kompliziert. Im Laufe der Zeit erwarb die Genossenschaft einige EE-Projekte, die bereits Einspeisetarife erhalten hatten, und investierte in ihre eigenen EE-Kapazitäten, in der Regel kleine Projekte in der Nähe ihrer Mitglieder (derzeit rund zehn MW an Solar-, Biogas- und Kleinwasserkraftwerken). Som Energia fördert erneuerbare Energien für Privathaushalte mit dem kollektiven Erwerb von PV-Anlagen durch ihre Mitglieder, der in Gruppen von 50 oder 100 Anlagen in einem regionalen Gebiet organisiert wird.

Som Energia möchte sich zu einer Prosumer-Gemeinschaft weiterentwickeln und engagiert sich in Pilotprojekten zur Erforschung von Flexibilitätsdienstleistungen von privaten Nutzerinnen und Nutzern. Im EU-Projekt FLEXCoop hat Som Energia ein Teilprojekt geleitet, bei dem ein Rahmenwerk zur Nachfragereduzierung

⁹ Sistema de Información de Medidas Eléctricas (Spanish metering system): SIMEL als VNB-zentriertes Modell ist ein intelligentes System mit dezentraler Datenspeicherung und -zugriff, das direkt oder über andere Versorgungsunternehmen die stündlichen Energiedaten empfängt, die in allen in Spanien installierten Zählern registriert sind (CEER 2016).

für Haushaltskundinnen und -kunden aufgebaut wurde basierend auf einem Home Gateway, das mit flexiblen Anlagen wie z. B. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeugen im Haus verbunden ist. Im Projekt sind Som Energia als Aggregator mit ihren Kundinnen und Kunden als Prosumenten auf dem spanischen Day-Ahead-Strommarkt aktiv. Das Ziel ist die dynamische Optimierung des Gleichgewichts zwischen Eigenverbrauch der Energie aus PV-Dachanlagen, der Vergütung der ins Netz eingespeisten Überschussenergie, den Ausgleichsenergiekosten sowie niedrigen Strombezugspreisen für die Kundinnen und Kunden zu finden (vgl. Mourkousis et al. 2020). Darüber hinaus hat die Genossenschaft an weiteren IKT-Projekten teilgenommen, wie dem Empowering-Projekt, aus dem sich der aktuelle „Info Energia Service“ entwickelt hat. Ein Programm, das Big-Data-Analysen mit Daten von intelligenten Messsystemen durchführt und jedem Genossenschaftsmitglied personalisierte Energieverbrauchsinformationen und Empfehlungen in Bezug auf Energieeffizienz und Tarifumstellung bereitstellen kann (vgl. FlexCoop 2020).

5.3 Dänemark

Dänemark hat eine lange und erfolgreiche Geschichte, bei der Beteiligung von Bevölkerung und Kommunen an der Versorgung mit Strom und Wärme. Als Reaktion auf die Ölkrise wurden von der dänischen Regierung bereits seit den 1970er Jahren Rahmenbedingungen geschaffen, um Energy Communities und erneuerbare Energien, vornehmlich Windenergie, zu fördern. Dazu gehörten Steuerbefreiungen auf die Einnahmen aus gemeinschaftlichen Windkraftanlagen, der garantierte Netzanschluss, die Abnahmeverpflichtungen und die vorrangige Übertragung von Windenergie sowie die Einführung fester Einspeisetarife. Mussten sich Energy Communities anfangs noch in unmittelbarer Nähe zur Anlage befinden, wurde diese räumliche Begrenzung später aufgelöst. Im Jahr 2016 waren rund 2.750 MW und damit 52 Prozent der installierten Windleistung in Dänemark im Eigentum der Bürgerinnen und Bürger. Im Jahr 2018 hat die dänische Regierung ein Ausschreibungsmodell für erneuerbare Energien, vorzugsweise für Offshore-Windparks eingeführt, was die künftige Bürgerbeteiligung behindern könnte, da hier vor allem finanzstarke private Investoren zum Zug kommen (vgl. Roberts et al. 2014; IRENA 2020; Gorroño-Albizu et al. 2019).

Der dänische Fernwärmesektor wird ebenfalls seit den 1970er Jahren zunehmend von Energy Communities in Form von Verbrauchergenossenschaften oder kommunalen Unternehmen kontrolliert. Nach dänischen Behördenangaben gab es im Jahr 2016 in Dänemark 407 Versorgungsunternehmen für Fernwärme, davon 341 Verbrauchergenossenschaften und 47 kommunale Unternehmen, die zusammen 60 Prozent des Fernwärmebedarfs decken (vgl. Gorroño-Albizu et al. 2019; Caramizaru und Uihlein 2020). Mit 700 Energy Communities ist Dänemark nach Deutschland das europäische Land mit der zweithöchsten Anzahl an Energy Communities (vgl. Caramizaru und Uihlein 2020). Wichtige Eckdaten sind in Abbildung 8 angegeben.

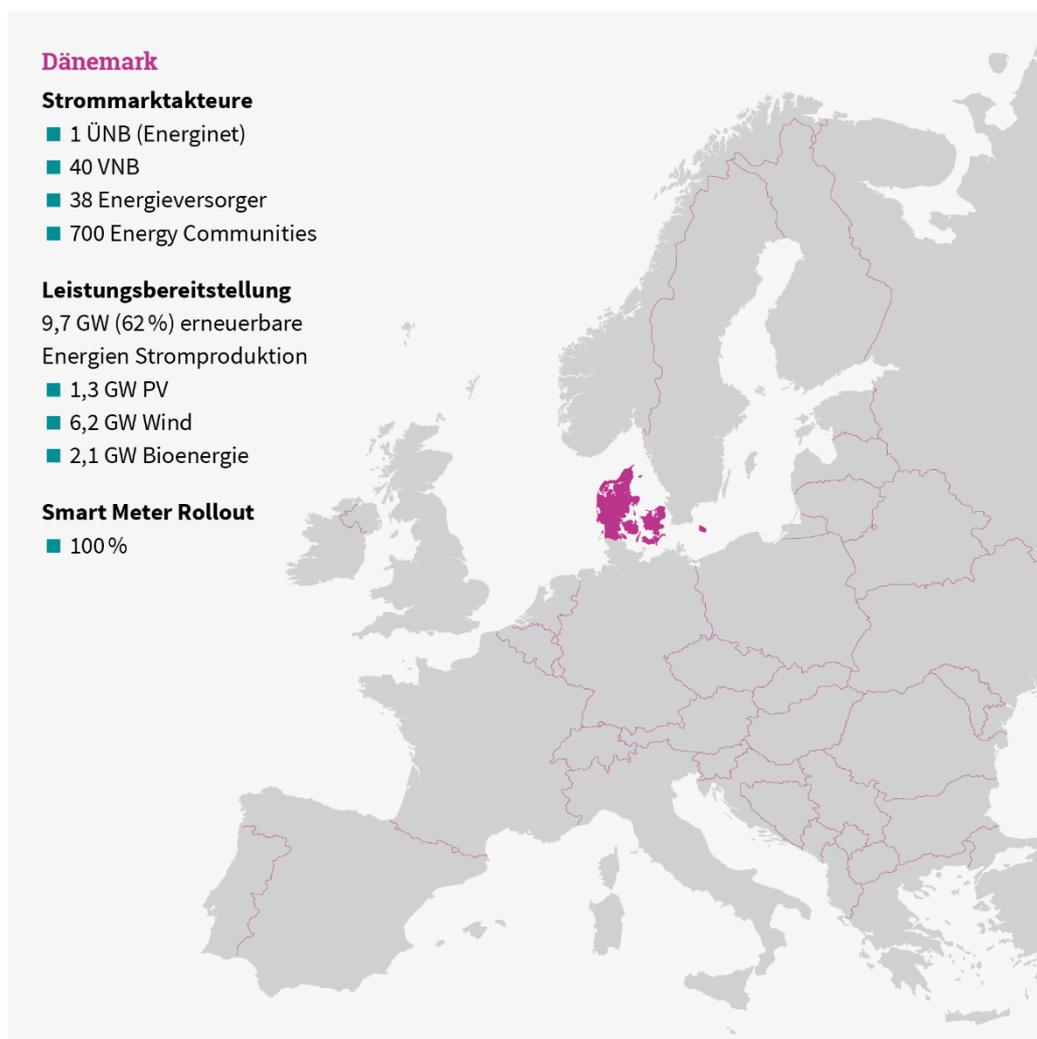


Abbildung 8: Überblick Strommarkt und Energy Communities in Dänemark (Quellen: Caramizaru und Uihlein 2020; dena 2021; IRENA 2021b; Ritchie und Roser 2020)

5.3.1 Rechtlicher Rahmen

Im dänischem Recht gibt es verschiedene Mechanismen, die einerseits Energy Communities und andererseits den Ausbau erneuerbarer Energien fördern. So wurde lange vor der Liberalisierung des EU-Energiemarktes in 1999, die Strom- und Wärmeversorgung als Gemeingut definiert, um Energiearmut vorzubeugen. Bei der Regulierung von Energiedienstleistern gilt seither das Prinzip der Vollkostendeckung (Non-Profit-Rule), wonach überschüssige Einnahmen den Verbraucherinnen und Verbrauchern in Form von niedrigeren Gebühren erstattet werden müssen. Der dänische Energiemarkt funktioniert daher vergleichsweise unabhängig von den Grundsätzen der freien Marktwirtschaft (vgl. Roberts et al. 2014).

Aufgrund der nationalen Gesetzgebung wurden in den 1980er Jahren zahlreiche Bürgerwindprojekte in Form von offenen Handelsgesellschaften („Interessentskab“ kurz I/S) gegründet. Diese genossenschaftsähnlichen Organisationen bezeichnen sich oftmals als Windkraftgilden (Vindmøllelaug).

Eine I/S unterliegt im Gegensatz zu einer Genossenschaft einer günstigen Besteuerung für Kapitalerträge. Da die Abkehr vom Einspeisetarif der 1980er Jahre hin zu einem Prämienmodell in den 2000er Jahren zu einem Rückgang gemeinschaftlich realisierter Windprojekte führte, stellte die Regierung zwischen 2009 und 2020 neue Anforderungen an Windenergieprojekte. Diese waren nun verpflichtet, Bevölkerung und Unternehmen in einem Umkreis von 4,5 Kilometern mindestens 20 Prozent der Eigentumsanteile anzubieten. Diese Regelung wurde jedoch im Juni 2020 aufgehoben.

Für gemeinnützige, kundeneigene Fernwärmeinitiativen in Dänemark, die ein kleines oder unabhängiges Netz betreiben, ist die Gesellschaft mit beschränkter Haftung („Andelsselskaber med begrænset ansvar“, kurz A. m. b. A.) eine häufige Gesellschaftsform. Eine solche A. m. b. A. wird von der Generalsversammlung geleitet, in der jede Partei, die an das gemeinschaftliche Fernwärmenetz angeschlossen ist, eine Stimme hat. Über Sonderregelungen können Stimmrechte von Parteien mit mehreren Verbrauchsanschlüssen begrenzt werden (vgl. Roberts et al. 2014). Wirkungen dieser Non-Profit-Politik im Wärmesektor sind sinkende Wärmepreise für Verbraucherinnen und Verbraucher und eine kontinuierliche Weiterentwicklung der Fernwärmesysteme unter Nutzung der besten marktverfügbaren Lösungen (vgl. Gorroño-Albizu et al. 2019).

Seit 1984 haben dänische Mieterinnen und Mieter eine Mehrheit bei den Vorstandssitzen ihrer Wohnungsgesellschaft. Der Vorstand trifft Verwaltungsentscheidungen, beispielweise auch über Investitionen in die Installation einer PV-Anlage. Solche Anlagen werden über Mietenanpassungen finanziert und per Mehrheitsentschluss aller Mitglieder getragen. Das dänische Gesetz zum sozialen Wohnungsbau (konsolidiert 2009) macht die Mieterinnen und Mieter von Sozialwohnungssiedlungen zu Mitgliedern ihrer Wohnungsgenossenschaft, die für Führung und Instandhaltung der Siedlung zuständig sind (vgl. Roberts et al. 2014). Kollektiver Eigenverbrauch auf Gebäudeebene ist in Dänemark bereits möglich, wenn alle Erzeugungsanlagen und Verbraucherinnen sowie Verbraucher des lokalen erzeugten Stroms über ein privates Netz verbunden und über einen gemeinsamen Versorgungszähler am öffentlichen Netz angeschlossen sind. Solche Energy Communities entsprechen der Definition des kollektiven Eigenverbrauches nach EMD (vgl. Frieden et al. 2020).

Die Förderung von erneuerbaren Energien auf Basis einer Abnahmeverpflichtung für Strom setzt sich zusammen aus einem festen Prämienpreis, der auf den Marktpreis aufgeschlagen wird und einem festen Einspeisetarif für Strom. Erneuerbare Energieanlagen mit einer Kapazität von bis zu zehn MW müssen nach dänischem Recht keine Genehmigung zur Energieerzeugung beantragen, sondern nur eine Genehmigung für den Netzzugang. Dadurch wird der Verwaltungsaufwand, den beispielsweise ein kommunales Stromprojekt vor seiner Inbetriebnahme durchlaufen muss, erheblich reduziert. Der Netzausbau, der auch für den Anschluss erneuerbarer Energieanlagen notwendig ist, wird vom zuständigen Netzbetreiber – VNB oder ÜNB – verantwortet. Die Netzanschlusskosten werden in Dänemark jeweils zu Teilen von den Anlagenbesitzern, den Netzbetreibern und den Verbraucherinnen und Verbrauchern getragen. Verbraucherseitig gibt es eine Gebühr für öffentliche Dienstleistungen (Public Service Obligation, kurz PSO), die von der Strombezugsmenge abhängig ist (vgl. Roberts et al. 2014).

Dänemark war im Jahr 1999 das erste Land, das für jährliches Net Metering eine Stromsteuerbefreiung einführte. Prosumer erhielten eine Einspeisevergütung und eine Befreiung von der PSO-Gebühr. Die Regelungen zum Net Metering wurden kontinuierlich aktualisiert (vgl. Martín et al. 2021). Für kleine PV-Anlagen bis 50 kW oder Mikrowindanlagen bis 25 kW kann der PSO-Beitrag vollständig entfallen, bei größeren Anlagen teilweise. Auch Mieterinnen und Mieter ohne eigene förderfähige Anlage können von der PSO-Gebühr befreit werden, wenn sich die Anlage vollständig im Besitz des Immobilieneigentümers befindet und die Mietparteien ihren Stromverbrauch stündlich an den Netzbetreiber melden (vgl. Wikberg 2019).

5.3.2 Digitalisierung des dänischen Energiemarkts

Das dänische, anbieterzentrierte Energiemarktdesign ist dem deutschen Modell sehr ähnlich. Jedoch werden die Abrechnungsprozesse zwischen Lieferanten, Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern in Dänemark seit 2016 über einen zentralen Daten-Hub, den „Green Energy Hub“ realisiert. Über den Daten-Hub werden die Zählerstände von ca. 3,3 Millionen Anschlusspunkten für Verbrauch und Erzeugung erfasst sowie der markt-datenrelevante Datenaustausch und Geschäftstransaktionen zwischen den Marktteilnehmenden standardisiert und automatisiert abgewickelt. Seit 2020, nach dem vollständigen Smart-Meter-Rollout für alle Anschlusspunkte in Dänemark, werden die Meter-Daten zu Abrechnungszwecken stündlich erfasst und verarbeitet. Die Einführung des Daten-Hubs hat zu folgenden Verbesserungen geführt: Steigerung der Datenqualität (Single-Source-of-Truth des dänischen Strommarkts), wesentliche Verringerung der Klärungsbedarfe zwischen Marktakteuren, Verringerung der Eintrittsbarriere für neue Marktteilnehmer durch standardisierte Kommunikation, Verringerung des akteurseigenen Verwaltungsaufwandes, da wesentliche Geschäftsprozesse zentral über den Daten-Hub abgewickelt werden. Das für den Energiemarkt zuständige dänische Ministerium für Klima, Energie und Versorgung hat im Jahr 2013 den nationalen Übertragungsnetzbetreiber Energinet (unabhängiges öffentliches Unternehmen im Besitz des genannten dänischen Ministeriums) als Betreiber des Daten-Hubs eingesetzt, nachdem die im Jahr 2012 geführten Diskussionen mit verschiedenen Marktakteuren zu keiner abschließenden Verständigung geführt hatten. Die zentrale Struktur des Daten-Hubs erlaubt eine einfache Umsetzung von Neuerungen in den Marktprozessen, da diese nur ein einziges Mal technisch implementiert werden müssen.

Mit dem Daten-Hub beabsichtigt Energinet im Auftrag des zuständigen dänischen Ministeriums, den Anforderungen des europäischen Clean Energy Packages gerecht zu werden, d. h. auf Basis der verfügbaren Energiedaten die Sektorenkopplung und die nachfrageseitige Flexibilität zu fördern. Zur Beförderung der Sektorenkopplung hat sich Energinet der Equigy-Plattform angeschlossen, die von den drei Übertragungsnetzbetreibern TenneT (Deutschland/Niederlande), Terna (Italien) und Swissgrid (Schweiz) initiiert wurde. Diese Blockchain-Plattform soll kleinen Stromverbrauchern und -erzeugern (z. B. Elektrofahrzeugen, häuslichen PV-Anlagen, individuellen Wärmepumpen) erleichtern, zum Netzausgleich beizutragen. Equigy ist somit eine digitale Brücke zwischen den ÜNB-Märkten und den Marktteilnehmern, die Ausgleichsleistung erbringen (vgl. Energinet 2020).

Zur Steigerung der Nachfrageflexibilität wird Energinet das Instrument der Knappheitspreise als treibendes Preissignal auf dem Ausgleichsenergiemarkt und als Anreiz für ein systemdienliches Verhalten der Marktteilnehmer analysieren. Darüber hinaus sollen innovative nachhaltige Geschäftsmodelle begünstigt und neue Erkenntnisse aus den vorhandenen Daten, wie anonymisierte Verbrauchs- und Erzeugungsdaten der Verteilnetzbetreiber, gewonnen werden (vgl. dena 2021; Danish Energy Agency 2021).

Seit April 2021 ist der „Green Energy Hub“ als Open-Source-Projekt frei zugänglich. Damit verfolgt Dänemark einerseits das Ziel, dass eine möglichst breite Community sich an der Weiterentwicklung des Daten-Hubs beteiligt und dass andererseits das dänische Modell für andere Länder nutzbar ist (vgl. Energinet 2021).

5.3.3 Anwendungsbeispiel EcoGrid 2.0

EcoGrid 2.0 ist ein richtungsweisendes Pilotprojekt über die Bereitstellung von Flexibilitätsdiensten im Engpassmanagement auf Basis von 800 aggregierten elektrischen Haushaltsheizgeräten über einen eigens entwickelten Cloud-Marktplatz unterstützt durch Smart-Meter-Daten und KI.

In EcoGrid 2.0 wurden digitale Tools entwickelt, mit denen Aggregatoren, VNB und ÜNB für das Engpassmanagement über kleinteilige verteilte Anlagen Flexibilität anfordern, kaufen, verkaufen, aktivieren und steuern können. Die im Projekt entwickelte Software ist bereit für die Kommerzialisierung. Das Projekt EcoGrid 2.0 hat im Rahmen eines Reallabors drei Jahre lang Flexibilitätsdienstleistungen von 800 Privathaushalten und Sommerhäusern gebündelt und dem Verteil- und Übertragungsnetz bereitgestellt. Mit dem Projekt konnte gezeigt werden, dass es auf Bilanzkreisebene viele flexible Ressourcen mit kürzerem Zeithorizont als auf Day-Ahead-Ebene gibt, die den Bilanzkreisverantwortlichen beim Ausgleich ihrer Bilanzkreise unterstützen können. Über die im Projekt entwickelte Marktplattform konnten die Haushaltsverbräuche flexibilisiert und durch die Aggregatoren aktiviert werden. Unter der Bedingung, den Wohnkomfort der beteiligten Haushalte nicht zu verringern, wurden hierfür Wärmepumpen und elektrische Heizpaneele angesteuert. Insgesamt konnten so Handelsgeschäfte, die jeweils die direkten Anlagensteuerung beinhalteten, in 209 Fällen mit dem Verteilnetzbetreiber und in 36 Fällen mit dem Übertragungsnetzbetreiber realisiert werden (vgl. EcoGrid 2.0 2019). Zur Bündelung der elektrisch betriebenen Heizgeräte der 800 Haushalte wurde ein digitaler Aggregator geschaffen. Dieser Software-Aggregator weist folgende Verbindungen auf: (1) zu den Haushaltsdaten, (2) zur Steuerungsschnittstelle der Heizgeräte (3) zur Flexibilitäts-Clearinghouse-Marktplattform (kurz FLECH) und (4) zu einem Repository, in das geplante und durchgeführte Aktionen gespeichert werden (vgl. Buhler und Wiesmann 2019). Die im Projekt implementierte Marktplattform wurde so gestaltet, dass sie in die bestehenden dänischen Energiemärkte integriert werden kann (vgl. EcoGrid 2.0 2019). Die Marktplattform ist ein Plattform-as-a-Service-Cloudprodukt eines kommerziellen Anbieters (aufbauend auf der FLECH-Plattform des Vorgängerprojektes; vgl. Jansen 2017). Relevante Handelsdaten von den Verkäufern, Käufern sowie des dänischen Data Hubs werden über diese Plattform verarbeitet. Grundlegende Daten, die für die Entwicklung und den Betrieb der Software-Tools notwendig waren und sind, umfassen unter anderem Smart-Meter-Daten, Wettervorhersagen, Netzlastprognosen und Strompreise. Mithilfe des maschinellen Lernens konnten unter anderem Algorithmen und Prognosen für Verbrauchsvorhersagen unterstützt werden (vgl. EcoGrid 2.0 2019).

5.4 Fazit zur Umsetzung von Energy Communities in den Ländern

Die Niederlande haben eine Tradition von Energy Communities und schon einen anpassungsfähigen bestehenden Rahmen. Energy Sharing ist im Rahmen der Postcoderegulierung möglich, weitere Umsetzungen der EU-Anforderungen fanden aber noch nicht statt. Mit einer Anzahl von 600 haben die Niederlande im EU-Vergleich viele Energy Communities. Zwar noch ohne Blick auf die RED II und die EMD schafften die Niederlande einen regulatorischen Experimentierraum (regulatory sandbox) für innovative Energy Communities. Hinzu kommt eine weit fortgeschrittene digitale Marktkommunikation, die hoch automatisiert und standardisiert ist. Für die Geschäftsmodelle von Energy Communities entstehen dadurch wichtige Voraussetzungen z. B. für einen Lieferantenwechsel innerhalb von 24 Stunden. Weitere Grundlage ist eine gute ausgebaute digitale Infrastruktur. 88 Prozent aller Haushalte haben einen Breitbandanschluss und der Smart-Meter-Rollout beträgt 90 Prozent.

Dänemark hat schon seit vielen Jahren die Strom- und Wärmeerzeugung durch eine sogenannte Non-Profit-Regelung als Gemeingut erklärt. Vor allem Bürgerwindprojekte sind in Dänemark weit verbreitet. Inzwischen ist ihre Zahl zwar zurückgegangen, aber im EU-Vergleich mit ca. 700 immer noch hoch. Die Regelungen in Dänemark zum kollektiven Eigenverbrauch entsprechen den Vorgaben der EMD und beziehen sich wie die der meisten EU-Länder auf Gebäude. Seit 2021 liegt eine Gesetzesvorlage für Bürgerenergiegemeinschaften vor, die dynamische Netztarife erlaubt und für Aggregatoren und Bürgerenergiegemeinschaften keine Lieferantenverpflichtungen mehr vorsieht. Erneuerbare Energiegemeinschaften i. S. d. RED II sind nicht Bestandteil

des Gesetzesvorschlags. Dänemark hat eine fortschrittliche, hochautomatisierte und standardisierte Marktkommunikation. Seit 2016 werden Abrechnungsprozesse zwischen Lieferanten, Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern über einen zentralen Daten-Hub realisiert. Seit April 2021 ist dieser als Open-Source-Projekt frei zugänglich, um eine breite Community an der Weiterentwicklung zu beteiligen und das dänische Modell für andere Länder nutzbar zu machen. Der Ausbau der digitalen Infrastruktur ist mit einem Breitbandzugang der Haushalte von 90 Prozent und einem vollständigen Smart-Meter-Rollout weit fortgeschritten.

Spanien hat ebenfalls eine Tradition von Energy Communities. Neue gesetzliche Regelungen in 2018 änderten die Rahmenbedingungen zur Beteiligung an der Stromerzeugung in Spanien, die bis dahin stark eingeschränkt war. Daneben waren steigende Strompreise und die Abschaffung der Förderungen von erneuerbaren Energien zentral für die Neuentstehung von Energy Communities. Im EU-Vergleich ist die Anzahl mit ca. 30 aber noch gering. Der Rahmen zur Eigenverbrauchsregelung gilt als fortschrittlich und erlaubt die Nutzung des öffentlichen Netzes und geht damit über die Anforderungen der RED II hinaus. Im Jahr 2020 hat Spanien zudem die Definition der RED II übernommen. Detailliertere Rechtsvorschriften fehlen aber noch. Der Markt für Energiedienstleistungsunternehmen (ESCO), die Dienstleistungen für die Mitglieder von Energy Communities anbieten, wächst schnell. Märkte für Flexibilität und ähnliche Produkte sind noch nicht ausgereift, werden aber in regulatorischen Innovationsrahmen getestet. Das zukünftige Datenmanagementmodell wird eine zentralisierte Plattform für den Zugang haben, verantwortet durch den ÜNB. Die Datenhaltung erfolgt durch die VNB. Es ist ein intelligentes, zentriertes Modell mit dezentraler Datenspeicherung und -zugriff, das direkt oder über andere Versorgungsunternehmen stündliche Energiedaten empfängt. Der Ausbau der digitalen Infrastruktur ist mit einem Breitbandzugang auf Haushaltsebene von 89 Prozent und einem Smart-Meter-Rollout von 100 Prozent fortschrittlich.

5.5 Rechtliche Umsetzung in Deutschland

„Wenn ein Prosumer heute seiner Nachbarin aus seiner PV-Anlage Strom verkaufen will, unterliegt er denselben Anforderungen wie ein Stadtwerk. Wenn wir Energy Sharing fördern wollen, dann müssen die regulatorischen Anforderungen und die bürokratischen Prozesse abgebaut werden“ (Experteninterview 2021).

Deutschland hat im europaweiten Vergleich mit mehr als 1.700, die höchste Anzahl von Energy Communities. Der bestehende Regelungsrahmen für Bürgerenergiegesellschaften gilt für die Umsetzung der EU-Gesetzgebung als eine gute Grundlage. Dennoch sind die Vorgaben für kollektiven Eigenverbrauch und Energy Sharing von Energy Communities bisher nicht umgesetzt worden. In Deutschland gibt es heute zahlreiche Bürgerenergiegesellschaften, die gemeinschaftlich Energie produzieren, die gemeinschaftliche Nutzung ist aber noch nicht möglich. Erzeuger erneuerbarer Energien in Deutschland haben nach EEG die Option, ihren Strom entweder selbst zu verbrauchen (Eigenversorgung, § 3, Abs. 19 EEG), selbst zu vermarkten (Marktprämie, § 20 EEG) oder ihn dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen (Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1 und 2 EEG).

Das bestehende Mieterstrommodell ermöglicht keinen kollektiven Eigenverbrauch. Anreize für Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften, die über Mehrfamiliengebäude hinausgehen sind zu gering. In der Praxis sind Energy Communities nicht privilegiert und eine Umsetzung ist mit hohen Auflagen behaftet.

In Deutschland können PV-Anlagen bis 100 kWp seit 2017 durch einen Mieterstromzuschlag¹⁰ über das EEG gefördert werden. Die Möglichkeit des kollektiven Eigenverbrauchs im Sinne der RED II ist in Deutschland damit aber nicht gegeben, denn das deutsche Mieterstrommodell stellt keinen kollektiven Eigenverbrauch im Sinne der RED II dar, weil die Mieterinnen und Mieter regelmäßig nicht selbst Stromerzeuger, sondern nur Strombezieher sind. Sollten die Mieterinnen und Mieter tatsächlich gleichzeitig Betreiber der Anlage sein, wären sie allerdings laut EEG keine Eigenversorger¹¹, solange sie keine juristische Person im Sinne des EEG bilden (§ 3 Nr. 19 EEG). Diese Vorgabe im EEG, eine juristische Person sein zu müssen, entspricht wiederum nicht den Vorgaben der RED II (§ 21 Abs. 4). Zudem bezieht sich das Mieterstrommodell nur auf PV-Anlagen, während sich die RED II auf alle erneuerbaren Erzeuger bezieht (Dröschel et al. 2021).

Weiterhin ist es in Deutschland (und Europa) zwar heute bereits möglich Peer-to-Peer-Plattformen einzuführen und zu betreiben, allerdings noch mit einigen regulatorischen Hürden bei der kommerziellen Umsetzung. Die Potenziale in Deutschland sind durch § 80 EEG limitiert, da bei der Vermarktung von EEG-gefördertem Grünstrom über eine regionale Energieplattform rechtlich die Gefahr der Doppelvermarktung besteht. Bei EEG-gefördertem Strom ist es rechtlich daher am sichersten diesen den Abnehmern gegenüber nicht als Grünstrom kenntlich zu machen und auch auf Erzeugerangaben zu verzichten. Die Vermarktung von nicht EEG-gefördertem Grünstrom (z. B. Anlagen ohne Förderung und Post-EEG-Anlagen¹²) hingegen in der sonstigen Direktvermarktung ist unproblematisch. Die Vermarktung der regionalen Eigenschaft von nicht EEG-gefördertem Strom ist ohne weitere Nachweise möglich. Bei EEG-gefördertem Strom sollte dieser jedoch durch den Zukauf von Regionalstromnachweisen regionalisiert werden.

Peer-to-Peer-Modelle sind derzeit rechtlich kaum umsetzbar und durch die volle EEG-Umlage und Netzentgelte wirtschaftlich nicht rentabel. Aus Erzeugersicht ist der Plattformhandel kompliziert, da auch kleine Prosumer vollen Lieferantspflichten nach § 41 EnWG unterliegen, die sie verpflichten, Vertragsdauer, Preisanpassungen, Kündigungstermine, Kündigungsfristen, Rücktrittsrecht der Kundinnen und Kunden, zu erbringende Leistungen, Zahlungsweisen, Haftungs- und Entschädigungsregelungen bei Nichteinhaltung vertraglich vereinbarter Leistungen und den unentgeltlichen, zügigen Lieferantenwechsel vertraglich festzuhalten. Über Intermediäre können diese Pflichten sowie Bilanzkreismanagement, Prognosen etc. weitergegeben werden (vgl. Bogensperger et al. 2018).

Der rechtliche Rahmen erlaubt es derzeit auch nicht, dass Netzbetreiber durch Eigeninitiativen über die Gestaltung von Netzentgelten netzdienliches Verhalten anreizen. Aus Sicht von Verbraucherinnen und Verbrauchern sind die geringen finanziellen Mehrwerte bisher kaum Anreiz zur Teilnahme (vgl. Fietze et al. 2021).

Zur weiteren Umsetzung der RED-II-Vorgaben in Deutschland müssen Anreize für Energy Communities gesetzt werden, um den gemeinsamen lokal erzeugten Strom unter Nutzung des öffentlichen Netzes auch gemeinsam nutzen zu können (Energy Sharing). Solange dieser Rahmen fehlt, sind die Möglichkeiten und Anreize regional erzeugten Strom auch regional zu nutzen, sehr begrenzt. Rein rechtlich kann eine Energy Community in Deutschland ihre Mitglieder nicht mit eigenem Strom versorgen, ohne vollständiger Stromlieferant

¹⁰ Die über das Mieterstrommodell installierte Anlagenleistung in Deutschland ist seit 2017 zwar angestiegen, liegt aber mit insgesamt 30 MW auf einem niedrigen Niveau (vgl. BMWK 2021). Zurückzuführen ist das auf die geringe Wirtschaftlichkeit des Modells (vgl. Huneke und Claußner 2019). Im Rahmen dieses sogenannten Mieterstrommodells haben Mieterinnen und Mieter die Möglichkeit, den auf dem Dach ihres oder eines Hauses im angrenzenden Quartier erzeugten Strom direkt zu beziehen. Im Gegensatz zum Strombezug aus dem öffentlichen Netz entfallen in diesem Modell Netzentgelte, netzseitige Umlagen sowie die Stromsteuer. Die Hauseigentümer als Besitzer der Anlage können seit der Novelle des EEG 2021 sämtliche Pflichten eines Stromlieferanten mithilfe des Lieferkettenmodells an z. B. Energieversorgungsunternehmen oder andere externe Dienstleister übergeben.

¹¹ Für Eigenversorger im EEG gilt die festgeschriebene Personenidentität zwischen Betreiber und Endverbraucher, um kollektiven Eigenverbrauch zu ermöglichen, muss diese aufgehoben werden.

¹² Post-EEG-Anlagen sind Erneuerbare-Energien-Anlagen die nach einem Zeitraum von 20 Jahren ihren EEG-Vergütungsanspruch verlieren. Ab 2021 betrifft dies die ersten Betreiber von EEG-Anlagen.

zu werden und zudem mit allen Abgaben, Umlagen und Steuern von Stromlieferungen belastet zu werden (vgl. Dröschel et al. 2021).

Deutschland im Vergleich mit anderen Mitgliedsstaaten

Im Vergleich haben die meisten Mitgliedsstaaten erhebliche Fortschritte bei den RED-II-Vorgaben zum kollektiven Eigenverbrauch gemacht. Meist beziehen sich die Regelungen auf die direkte Stromnutzung in Mehrfamilienhäusern ohne Einbindung des öffentlichen Netzes. Nur in Spanien, Frankreich und Italien ist im Rahmen des kollektiven Eigenverbrauchs auch die Nutzung des öffentlichen Netzes geregelt. Spanien, Frankreich und Österreich haben zudem Modelle entwickelt, worüber die Energie innerhalb einer Gruppe von Kundinnen und Kunden, ohne die direkte Beteiligung eines Lieferanten, geteilt werden kann (vgl. Hansen et al. 2019).

Ferner können in einigen Mitgliedsstaaten Erzeugergemeinschaften gleichzeitig Erzeuger und „De-Facto“ Lieferant sein: Im Rahmen von „White Label“ Regelungen können Unternehmen nur bestimmte Aufgaben eines Stromlieferanten übernehmen, ohne selbst vollständig zugelassene Lieferant sein zu müssen. Bei solchen Modellen sind in der Regel vollständig zugelassene Versorger beteiligt, die Verbraucherrechte und Energie-marktanbindung gewährleisten. In den Niederlanden bspw. haben die eingebundenen „echten“ Lieferanten die vertragliche Beziehung zu den Kundinnen und Kunden und sind für Prozesse wie die Rechnungsstellung verantwortlich. Andere Alternativen zum Modell der vollständigen Lieferanten sind die Lizenzbefreiung, die Anbieter ohne Lizenz und das Power Purchase Agreement (PPA). Mittels PPA nehmen Käuferinnen und Käufer den Strom eines Erzeugers zu vorab vereinbarten Bedingungen ab. Im EU-Vergleich ist der PPA-Markt für PV-Strom in Spanien derzeit einer der größten in der EU (vgl. Huneke und Claußner 2019). In diesem Rahmen können z. B. auch PPA zwischen einem lizenzierten Versorger und einem Erzeuger geschlossen werden und so ist die Erzeugung vertraglich direkt mit der Kundin oder dem Kunden verbunden (vgl. Hansen et al. 2019). Für kleinere Nachfrager wie nicht energieintensive Unternehmen oder KMU können in Zukunft auch Modelle wie das sogenannte Abnehmer-Pooling finanziell attraktiv sein. In einem solchen Modell poolen z. B. mehrere Unternehmen oder ein Unternehmen mit mehreren Standorten ihre Nachfrage, um so kostengünstiger erneuerbare Energie beziehen zu können.

Digitale Lösungen zur technischen Optimierung der Marktkommunikation sind in Deutschland vorhanden, bedürfen aber der Weiterentwicklung von konkreten Prozessvorschriften und Marktdesign. Hier steht Deutschland merklich hinter Ländern wie Dänemark und den Niederlanden zurück. Vor der technologischen Optimierung der Marktkommunikation durch vorhandene digitale Lösungen selbst, müssen die zugrundeliegenden Rahmenbedingungen durch allgemeines Marktdesign und konkrete Prozessvorschriften weiterentwickelt werden. Um Peer-to-Peer-Geschäftsmodelle umzusetzen, brauchen die Marktakteure teils neue Rollen-zuschritte und Zugang zu energiewirtschaftlichen Daten. Bei der Entwicklung der Daten-Hubs in Dänemark und den Niederlanden wurde dies berücksichtigt. Die gesetzlich verpflichtete Datenübermittlung ist zentral für eine digitale Marktkommunikation. In Deutschland dauert ein Lieferantenwechsel derzeit noch rund zwei Wochen, während dies in den Niederlanden innerhalb von 24 Stunden möglich ist. Zudem bewährt sich in Dänemark und den Niederlanden eine Datenplattform für den Abrechnungsprozess, was so in angepasster Form ebenfalls für Deutschland Vorteile bringen kann. Allerdings hat Deutschland im Unterschied zu Dänemark und den Niederlanden deutlich mehr Verteilnetzbetreiber, wodurch Anpassungen erforderlich werden. Der Ausbau der digitalen Infrastruktur ist mit einem Breitbandzugang auf Haushaltsebene von 35 Prozent im EU-Vergleich geringer. Einige Staaten sind bereits vollständig mit Smart Metern ausgestattet, darunter Dänemark, die Niederlande und Spanien, während der Rollout in Deutschland erst schleppend begann.

6 Ergebnisse der Befragung zum Einsatz digitaler Technologien in Energy Communities

Zielsetzung der Befragung war es, zu ermitteln, wie Energy Communities zur Nutzung digitaler Technologien stehen. Die folgenden Leitfragen wurden berücksichtigt:

- In welchen Bereichen beschäftigen sich Energy Communities mit Digitalisierung?
- Welche digitalen Technologien werden genutzt oder geplant?
- Welche Erfahrungen und Motive haben Energy Communities?
- Welche Potenziale und Hemmnisse sehen Energy Communities?
- Wo ist politische Unterstützung gewünscht?

Die Befragung wurde im September und Oktober 2021 mittels eines standardisierten Online-Fragebogens auf Deutsch, Englisch und Französisch durchgeführt. Adressiert wurden Energy Communities (gemäß Kapitel 3) in den europäischen Mitgliedsstaaten. Kenntnisse im Bereich Digitalisierung waren nicht Teilnahmevoraussetzung. Insgesamt haben sich 81 Energy Communities an der Befragung beteiligt. Da hier nur eine kleine Stichprobe vorliegt, werden in den Auswertungsgrafiken absolute Werte angegeben. Etwa die Hälfte der Befragten kamen aus Deutschland, die anderen verteilten sich auf die EU-Länder Niederlande, Portugal, Belgien, Österreich, Luxemburg, Italien, Dänemark, Kroatien, Spanien und Griechenland. Die meisten befragten Energy Communities sind im Bereich Energieerzeugung oder -versorgung tätig. Mit Ausnahme von Klasse 5 (Energieinseln) waren alle in Kapitel 3 beschriebenen Klassen vertreten. Die meisten ordneten sich der Klasse 2 (Energiegemeinschaften i. S. d. RED II) oder 6 (kommunale Versorgungsbetriebe) zu, gefolgt von Klasse 1 (virtuelle Kraftwerke) und 3 (kollektiver Eigenverbrauch).

6.1 Nutzung digitaler Technologien in den befragten Energy Communities

Die befragten Energy Communities nutzen digitale Technologien sowohl im Rahmen interner Prozesse zur Verwaltung von bspw. Finanzen, Rechnungen und Personal, zur Außendarstellung und in der Unternehmensführung für Controlling und Management, als auch in ihren Kernaktivitäten Energieerzeugung, Messwesen, Energieversorgung, Vertrieb, Dienstleistungen, Netzbetrieb und Energiehandel (siehe Abbildung 9). Insgesamt mehr als die Hälfte aller Befragten (mindestens 41 von 81 Befragten pro Bereich) beschäftigten sich bei Energieerzeugung, den internen Prozessen (Verwaltung, Außendarstellung, Unternehmensführung) und Messwesen mit der Digitalisierung. Bei immer noch mehr als 40 Prozent der befragten Energy Communities sind auch die Themen Energieversorgung und Vertrieb relevant für die Digitalisierung. Digitalisierungsfragen in den Bereichen Dienstleistungen, Netzbetrieb und Energiehandel sind erst bei 30 Prozent der Befragten relevant.

Es zeigt sich außerdem, dass die Energy Communities im Durchschnitt, zusätzlich zu den Bereichen, in denen sie digitale Technologien bereits nutzen, mindestens in einem weiteren der abgefragten Bereiche den Einsatz digitaler Technologien planen. Die Aktivitäten Vertrieb, Dienstleistungen, Netzbetrieb und Energiehandel sind für ca. ein Drittel der befragten Energy Communities für Digitalisierungsfragen nicht relevant.

**In welchen Bereichen beschäftigt sich Ihre Energy Community mit dem Thema Digitalisierung?
(Mehrfachauswahl)**

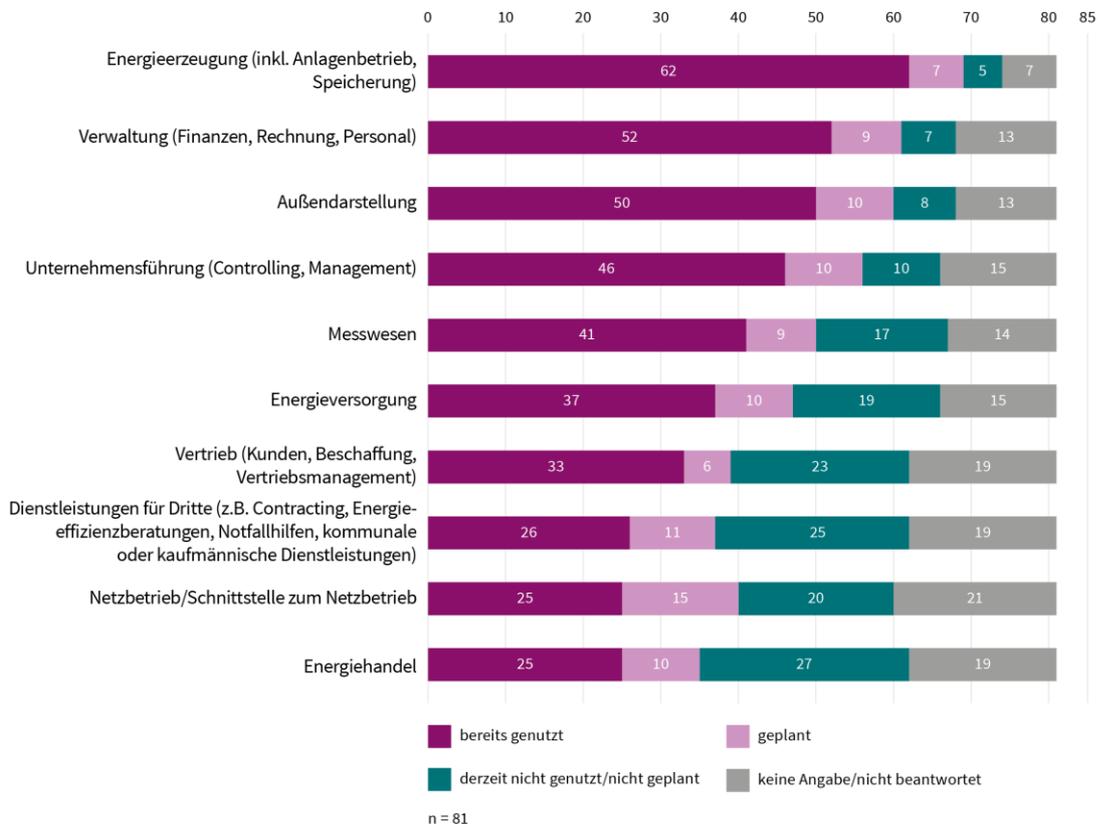


Abbildung 9: Relevanz der Digitalisierung in Energy Communities nach Aktivitäten

Die Energy Communities wurden konkret gefragt, ob sie die drei derzeit häufig eingesetzten innovativen digitalen Technologien intelligente Messsysteme, Plattformen und Fernsteuerungen nutzen (siehe Abbildung 10). Hierauf haben 55 von 81 der befragten Energy Communities geantwortet: Die genannten Technologien werden mehrheitlich und gleichermaßen genutzt.

**Nutzen oder planen Sie den Einsatz von ...
(Mehrfachauswahl)**

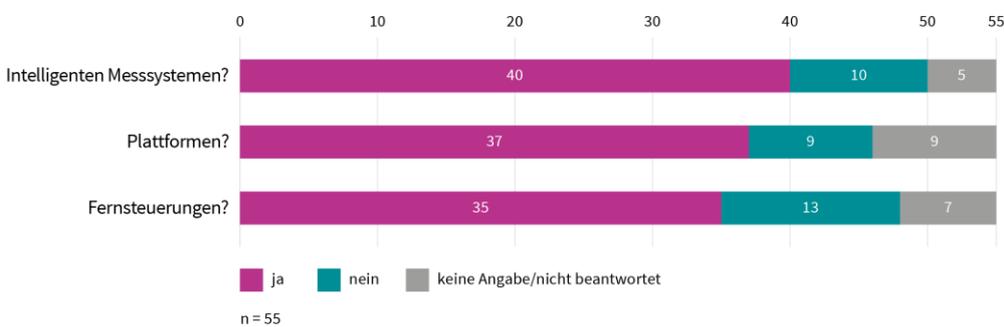


Abbildung 10: Einsatz von drei innovativen digitalen Technologien in Energy Communities

Die Energy Communities wurden im Anschluss nach der Nutzung oder Planung von weiteren sechs als innovativ eingestuften Technologien befragt (siehe Abbildung 11). Auf diese Frage haben 47 von 81 Befragten geantwortet. Hier zeigt sich, dass 19 von 47 Befragten digitale Tools zur Wartung und Reparatur oder 18 von 47 digitale Tools zur Modellierung nutzen. Etwas weniger, nur 13 der 47 Energy Communities, nutzen Big-Data-Technologien. DLT, Digital Twin und Robotic Process Automation werden aktuell nur von einer Minderheit der Befragten genutzt. Während die befragten Energy Communities derzeit im Mittel erst eine weitere innovative digitale Technologie nutzen, planen oder prüfen sie den zukünftigen Einsatz im Durchschnitt von zwei weiteren innovativen digitalen Technologien. Hier vor allem mit Fokus auf digitale Tools zur Modellierung, DLT gefolgt von Big Data und Digital Twin.

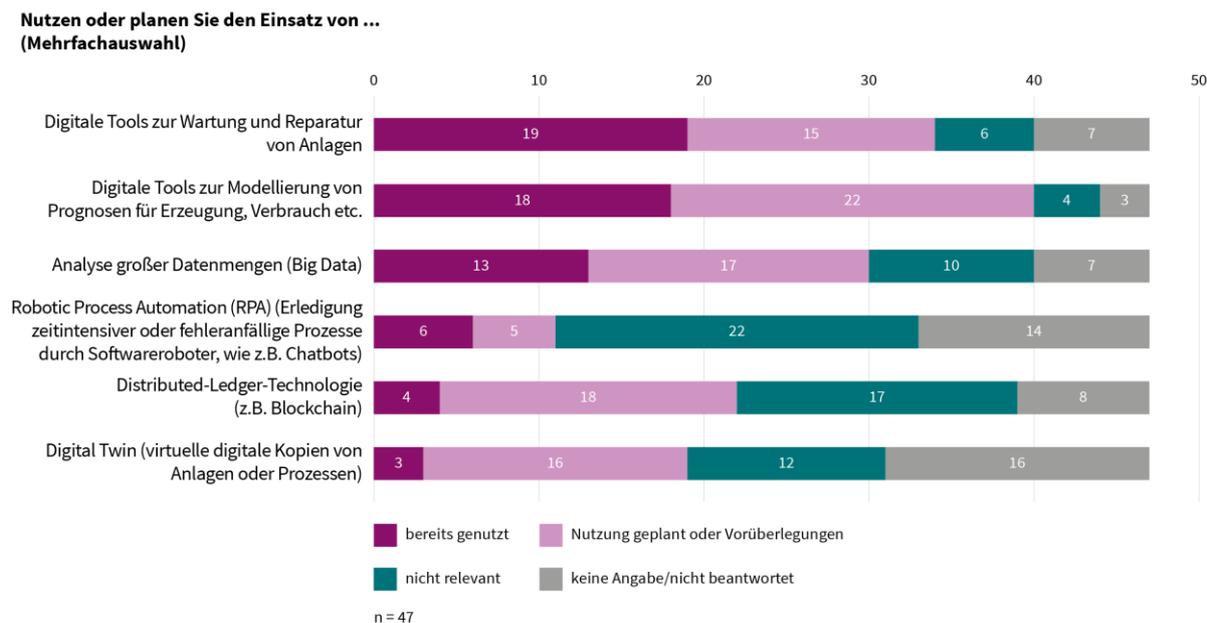


Abbildung 11: Einsatz sechs weiterer innovativer digitaler Technologien in Energy Communities

Die Energy Communities wurden auch nach dem Zweck gefragt, für den die digitalen Technologien genutzt werden: Die Energy Communities, die bereits Plattformen nutzen, setzen diese vor allem für virtuelle Kraftwerke, als Schnittstelle zu Kundinnen und Kunden oder Erzeugern (Chatbots, Verbrauchs- und Einspeisekonten) und zum Energiehandel ein, aber auch bereits zum Handel von Flexibilität. Digitale Tools zur Wartung und Reparatur werden zur tatsächlichen Wartung (Digital Maintenance) und für die vorausschauende Wartung (Predictive Maintenance) eingesetzt. Modellierungs-Tools kommen hauptsächlich für Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen zum Einsatz, aber auch für die Prognosen von Netz- und Speicherzuständen. Der Einsatz von Big-Data-Anwendungen dient mehrheitlich der Echtzeitdatenanalyse und darüber hinaus für künstliche Intelligenz und maschinelles Lernen. DLT setzen die befragten Energy Communities meist zum Energiehandel, zur Abrechnung und für Herkunftsnachweise ein. Digital Twin dient der realitätsnahen Prognose und der Anlagenüberwachung. Robotic-Process-Automation-Technologien werden für unternehmensinterne Prozesse und zur Automatisierung von Anlagen und Prozessen eingesetzt.

Zudem wurden die Energy Communities gefragt, ob sie für die genutzten digitalen Technologien auf gekaufte Lösungen oder eigene Entwicklungsarbeit zurückgreifen. Hier hat sich gezeigt, dass viele Energy Communities, die innovative digitale Technologien nutzen, gleichzeitig Lösungen kaufen und eigene Entwicklungsarbeit leisten.

Die Erfahrungen der befragten Energy Communities mit der Nutzung digitaler Technologien zeigen, dass die Aktivitäten und Prozesse der Energy Communities verbessert werden konnten, aber gleichzeitig umfangreiches Wissen aufgebaut werden musste. Außerdem sehen die befragten Energy Communities (hier 65 von 81) mehrheitlich keine Einschränkungen aufgrund der Kommunikationsinfrastruktur. Mehr als die Hälfte können auf genügend Daten zurückgreifen, mussten neben Wissen aber auch in personelle Ressourcen investieren. Sie sahen die Amortisierung der notwendigen Investitionen aber innerhalb von zehn Jahren als gegeben an. Etwas geringer, im Vergleich zur Quantität der Daten, fielen die positiven Erfahrungen im Bereich der Datenqualität aus. Bei der Einführung digitaler Technologien ist es aus Sicht der befragten Energy Communities aufgrund des derzeitigen rechtlichen Rahmens schwierig, den Vorgaben zu entsprechen (siehe Abbildung 12 und siehe zusätzlich Abbildung 15).

Welche Erfahrungen haben Sie bisher beim Einsatz digitaler Technologien in Ihrer Energy Community gemacht?
Bitte beziehen Sie sich nur auf digitale Technologien, die Sie nutzen.
(Mehrfachauswahl)

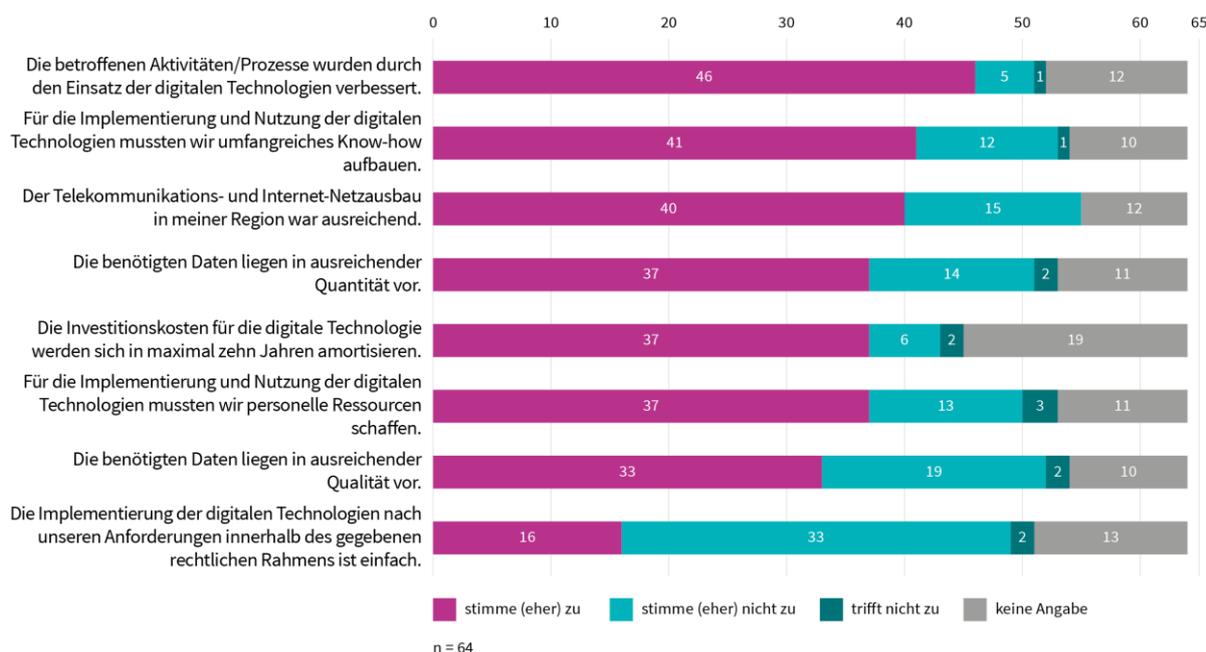


Abbildung 12: Erfahrungen von Energy Communities bei der Nutzung digitaler Technologien

Abbildung 13 veranschaulicht die Motive der befragten Energy Communities bei digitalen Technologien. Hier haben 65 von 81 Energy Communities Motive genannt: Mehr als die Hälfte der Befragten benennt jeweils die Optimierung des Anlagenbetriebs, den Ausbau der Kommunikation, neue Geschäftsmodelle sowie Angebote zusätzlicher Dienstleistungen als zentrale Motive für den Einsatz digitaler Technologien.

**Welche Motive bewegen Ihre Energy Community bei digitalen Technologien?
(Mehrfachauswahl)**

n = 65



Abbildung 13: Motive von Energy Communities für digitale Technologien

6.2 Allgemeine Potenziale und Hemmnisse für die Nutzung digitaler Technologien in Energy Communities

Neben der Nutzung digitaler Technologien wurden die befragten Energy Communities zudem gebeten, Potenziale, Hemmnisse sowie Wünsche politischer Unterstützung rund um den Einsatz digitaler Technologien anzugeben. Konkrete Nutzungserfahrungen waren hierfür nicht erforderlich. Angaben machten 59 von 81 Energy Communities. Den Angaben der Energy Communities zufolge sehen sie in digitalen Technologien zur Modellierung, in intelligenten Messsystemen, Plattformen und Fernsteuerung ein sehr hohes oder hohes Potenzial (siehe Abbildung 14). Auch digitale Tools für Wartung und Reparatur und Big-Data-Technologien haben aus Sicht der Energy Communities sehr hohes oder hohes Potenzial. Im Vergleich weniger hoch schätzen die Befragten die Potenziale von Digital Twin ein. DLT und Robotic Process Automation werden von den Befragten überwiegend mit geringen oder keinen Potenzialen für die Aktivitäten von Energy Communities bewertet.

Bitte schätzen Sie das Potential folgender digitaler Technologien für die Aktivitäten von Energy Communities ein. (Mehrfachauswahl)

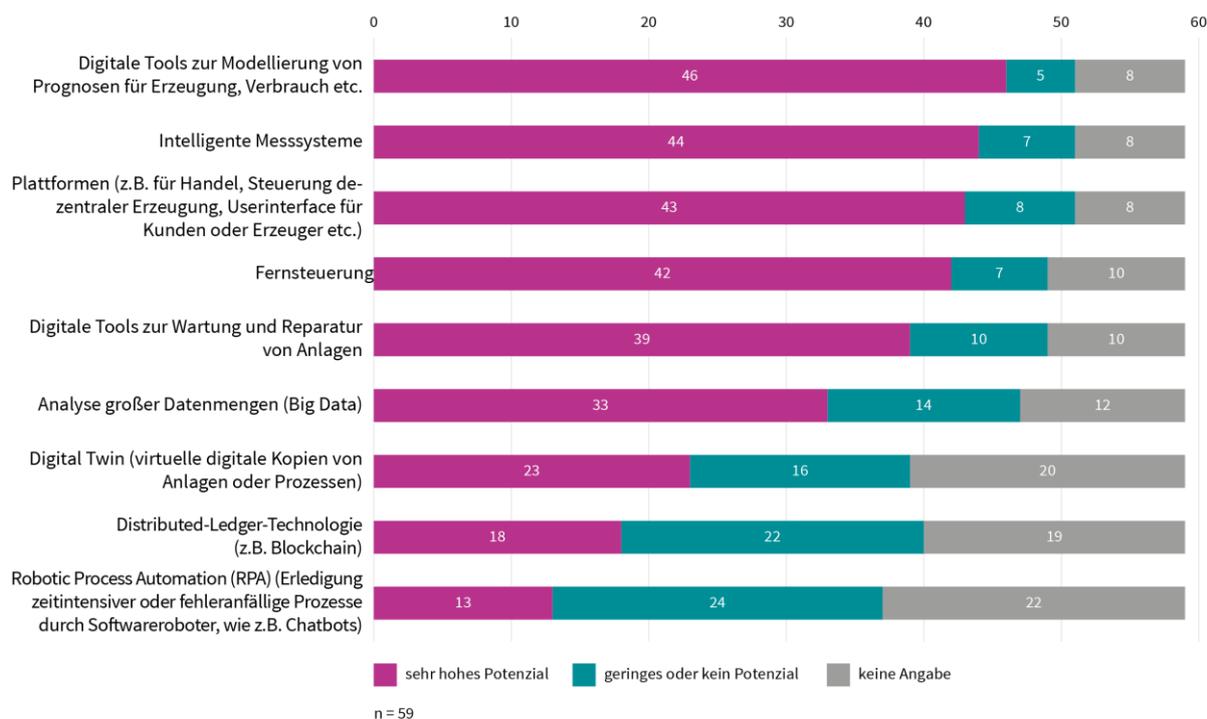


Abbildung 14: Potenzial digitaler Technologien für Energy Communities

Von den befragten 81 Energy Communities äußerten sich 65 zu den Hemmnissen beim Einsatz digitaler Technologien (siehe Abbildung 15). Klare Hemmnisse sehen die befragten Energy Communities vor allem bei den Fachkräften, den regulatorischen Rahmenbedingungen am Energiemarkt, dem bürokratischen Aufwand und den erforderlichen Investitionen.

Als geringes Hemmnis werden aus Sicht der Befragten infrastrukturelle Schwierigkeiten wie die Breitbandanbindung empfunden. Wenig Hemmnisse stellen ebenso strategische Überlegungen, Mehrwerte digitaler Technologien oder auch Fragen zu IT-Sicherheit und Datenschutz dar. Die Verfügbarkeit von Produkten am Markt oder auch IT-Ressourcen ist aus Sicht der Energy Communities fast so oft ein Hemmnis wie kein Hemmnis.

**Wo sehen Sie Hemmnisse für den Einsatz digitaler Technologien in Ihrer Energy Community?
(Mehrfachauswahl)**

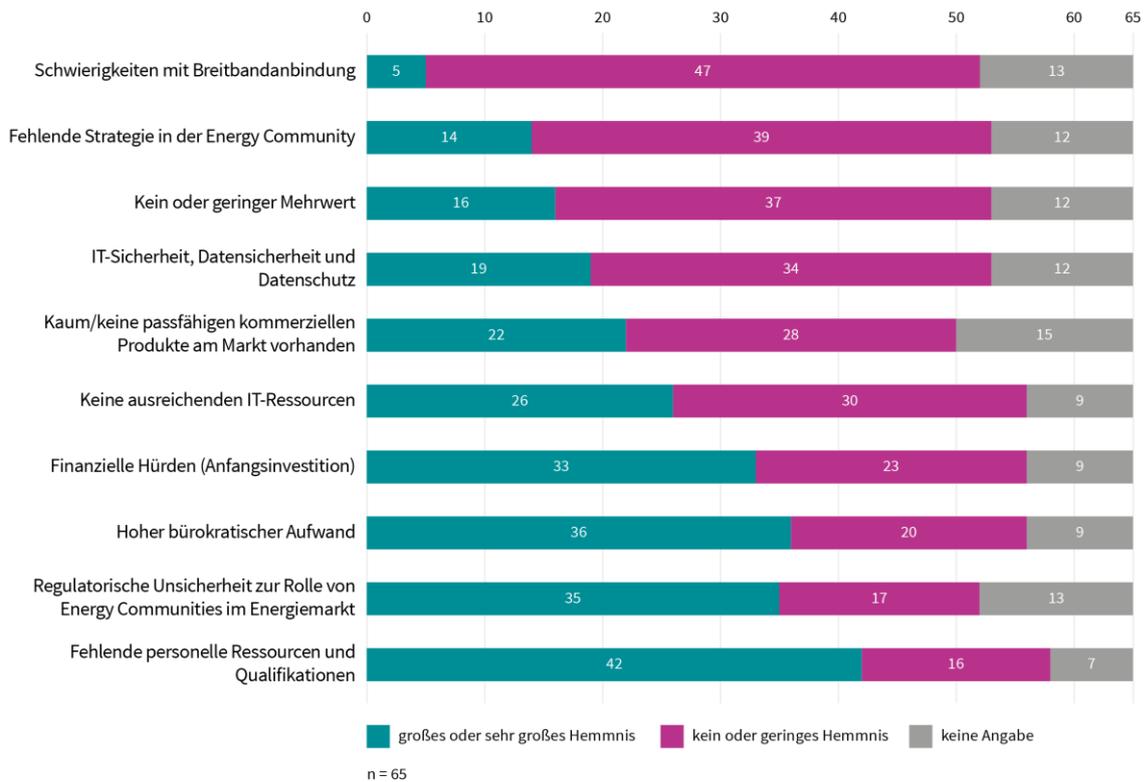


Abbildung 15: Hemmnisse beim Einsatz digitaler Technologien in Energy Communities

Entsprechend fallen die politischen Unterstützungsbedarfe der Energy Communities aus (siehe Abbildung 16). Erforderlich aus Sicht der Energy Communities sind Unterstützung im Marktdesign und bei ihrer wichtigsten Aufgabe Energy Sharing, also dem Teilen von Strom unter den Mitgliedern der Energiegemeinschaft. Unterstützungsbedarf der Politik sehen die Energy Communities auch bei den notwendigen Infrastrukturen und technischen Standards.

**Wo brauchen Energy Communities für den Einsatz digitaler Technologien politische Unterstützung?
(Mehrfachauswahl)**

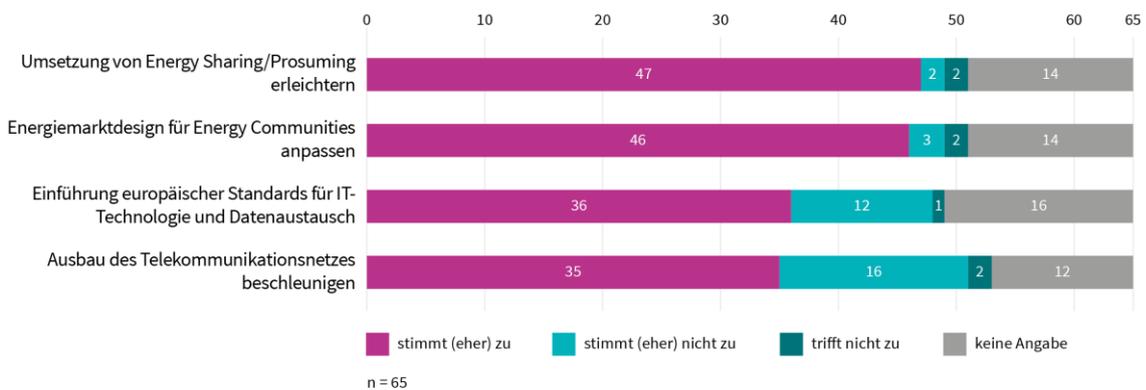


Abbildung 16: Politische Unterstützungsbedarfe von Energy Communities bei digitalen Technologien

6.3 Fazit zum Einsatz digitaler Technologien in den befragten Energy Communities

Ein Großteil der befragten Energy Communities beschäftigt sich im Rahmen von Energieerzeugung, bei ihren unternehmensinternen Prozessen (Verwaltung, Außendarstellung, Unternehmensführung) und beim Messwesen aktiv mit der Digitalisierung. Ebenfalls relevante Digitalisierungsthemen sind die Bereiche Energieversorgung und Vertrieb. Noch wenig relevant sind die Themenfelder Dienstleistungen, Netzbetrieb und Energiehandel. Zusätzlich zu den Bereichen, in denen sich Energy Communities bereits mit Digitalisierung beschäftigen, planen sie, durchschnittlich zusätzlich in einem weiteren Bereich einzusteigen.

Konkret nutzen die befragten Energy Communities derzeit häufig intelligente Messsysteme, Plattformen und Fernsteuerungen. Darüber hinaus nutzen einige Energy Communities digitale Tools zur Wartung und Reparatur, zur Modellierung oder zu Big-Data-Technologien. Bei den geplanten Technologieeinsätzen liegen Modellierungstools vorn, dicht gefolgt von Big-Data-Technologien, DLT, Digital Twin und digitalen Tools zur Wartung und Reparatur. Außerdem hat sich gezeigt, dass digitale Technologien in einer Energy Community sowohl eingekauft, als auch selbst entwickelt werden.

Energy Communities, die digitale Technologien einsetzen, konnten damit ihre Aktivitäten und Prozesse verbessern, mussten aber gleichzeitig umfangreiches Wissen und Personal aufbauen. Datenmengen und Kommunikationsinfrastruktur stellten bei den befragten Energy Communities kaum Probleme dar, die Datenqualität allerdings häufiger. Die Investition wird als lohnenswert angesehen. Die meisten Energy Communities motivieren die Optimierung des Anlagenbetriebs, den Ausbau der Kommunikation, neue Geschäftsmodelle sowie Angebote zusätzlicher Dienstleistungen zum Einsatz digitaler Technologien.

Bei der Einführung digitaler Technologien ist es aus Sicht der befragten Energy Communities aufgrund des derzeitigen rechtlichen Rahmens schwierig, den rechtlichen Vorgaben zu entsprechen.

Das Potenzial digitaler Technologien sehen die Energy Communities vor allem in Modellierungstools, intelligenten Messsystemen, Plattformen und Fernsteuerungstechnologien. Klare Hemmnisse sehen die befragten Energy Communities vor allem bei den Fachkräften, der regulatorischen Unsicherheit zur Rolle von Energy Communities am Energiemarkt, dem bürokratischen Aufwand und den erforderlichen Investitionen. Entsprechend wird Bedarf zur politischen Unterstützung bei der Umsetzung von Energy Sharing gesehen sowie beim Energiemarktdesign bzgl. Energy Communities.

7 Zusammenfassung und nächste Schritte

Die EU hat mit der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EMD) und der Renewable Energy Directive II (RED II) günstige Voraussetzungen für kollektiven Eigenverbrauch und Energy Communities im Sinne dieser Richtlinien geschaffen und bestärkt die Rechte von Verbraucherinnen und Verbrauchern, sich an innovativen Geschäftsfeldern wie Aggregation, Regionalstrom (Herkunftsnachweise), Peer-to-Peer Energy Trading, Energy Sharing und Flexibilitätshandel am Energiemarkt zu beteiligen.

Die Entwicklung von Energy Communities im Allgemeinen ist aber nicht neu, sondern in Form von Erzeugergemeinschaften, virtuelle Kraftwerke oder Quartierskonzepte schon vielfach präsent. Mit Blick auf die Entwicklung und Nutzung digitaler Technologien stellen diese den Ausgangspunkt zur Weiterentwicklung zukünftiger Energy Communities im Sinne der EU-Richtlinien und auch darüber hinaus dar. Die in der vorliegenden Analyse gewählte Definition von Energy Communities geht über die Vorgaben der EU hinaus und wird wie folgt beschrieben:

„Eine Energiegemeinschaft (Energy Community) ist eine Gruppe individueller Akteure (Bürger/-innen, Unternehmen, öffentliche Einrichtungen), die freiwillig bestimmte Regeln akzeptieren, um gemeinsam im Energiesektor zu agieren, um ein gemeinsames Ziel zu verfolgen. Dies beinhaltet zu einem bestimmten Maß die (direkt oder indirekte) gemeinschaftliche Einbindung in die Organisation und das Teilen des Ergebnisses (über den finanziellen Gewinn hinaus) zum Zweck eines gemeinsamen Ziels (nur oder auch) im Zusammenhang mit Energie, das heißt z. B.: 1. Einkauf von Energie als kollektive Gruppe, 2. Und/oder Management von Energiebedarf und -angebot, 3. Und/oder Erzeugung von Energie, 4. Und/oder Erbringung energiebezogener Dienstleistungen, 5. Und/oder Bereitstellung von Mechanismen, die energiebezogene Verhaltensänderungen fördern“ (Karg und Hannoset ohne Jahr) (vgl. Kapitel 3).

Für die Weiterentwicklung von Energy Communities mittels digitaler Technologien werden folgende Vorteile gesehen: Akzeptanz für regionalen erneuerbaren Strom, verstärkter Zubau von EE-Anlagen, Reduktion der EE-Förderung, wirtschaftliche Partizipation an der Energiewende, Entlastung des Stromnetzes durch die passgenaue Bilanzierung des lokalen Angebots und der Nachfrage, wirtschaftlicher Weiterbetrieb von Post-EEG-Anlagen und Anreize für neue EE-Anlagen ohne Förderung. Inwieweit die heutigen zentralen Energiemärkte effiziente Lösungen für das zunehmend dezentrale Energiesystem bieten, ist derzeit Gegenstand von Forschungsvorhaben und Pilotprojekten. Für die Anforderungen hoher dezentraler erneuerbarer Energieversorgung werden neue Konzepte entwickelt bspw., zu dezentralen Marktplattformen und zur Optimierung von systemdienlichem Verhalten oder auch zur Umsetzung zellular geprägter Energiesysteme nach dem Subsidiaritätsprinzip. Die Analyse zeigt, dass digitale Technologien und Energy Communities gleichzeitig Enabler und kritischer Erfolgsfaktor für die dezentrale Energiewende sind.

Derzeit sind Energy Communities vor allem in Stromerzeugung, -versorgung und -verbrauch aktiv. In diesen Aktivitäten liegt auch der Schwerpunkt des Einsatzes innovativer digitaler Technologien. Verbreitet sind **Aggregatorenmodelle**, die dezentrale Energieerzeugungsanlagen als virtuelle Kraftwerke bündeln, indem auf der Grundlage von historischen und prognostizierten Daten Nachfrage, Erzeugung und Preise optimiert werden (vgl. IRENA 2019), um Produkte auf zentralen Strommärkten wie Spot- oder Regelenergiemärkten anzubieten. Aktivitäten wie **Regionalstrom** (Herkunftsnachweise), **Peer-to-Peer Energy Trading**, **Energy Sharing** und **Flexibilitätshandel** bieten zusätzliche Perspektiven für Energy Communities. Neben Handelsgeschäften

zwischen Erzeugern und Verbraucherinnen sowie Verbrauchern entstehen auch Handelsbeziehungen zwischen Energy Communities und Netzbetreibern.

Herkunfts- und Regionalnachweise stellen bestimmte Eigenschaften eingespeister Strommengen wie Grünstrom oder Regionalität dar (siehe Kapitel 4.1.4). Erzeuger können damit nachweisen, dass sie beispielsweise regionalen Strom liefern. Zukünftig ist auch mit zeitlich und örtlich hoch aufgelösten Herkunftsnachweisen (z. B. stündlich oder viertelstündlich) zu rechnen, die auf digitalen Messwerten basieren und in einer Energy Community transparent machen, welcher Stromanteil wann und wo bereitgestellt wurde.

Peer-to-Peer-Geschäfte bieten für kleine Akteure eine neue Handelswelt im Stromsektor. Im Fokus stehen Energielieferungen zwischen Verbraucherinnen und Verbrauchern mit eigenen Erzeugungsanlagen, den sogenannten Prosumern. Der Peer-to-Peer-Austausch verschafft diesen Marktakteuren einen direkten Zugang zueinander, sodass Stromhandelsgeschäfte und Stromlieferungen ohne zentrale Intermediäre wie Börsen, Broker oder Energieversorger möglich werden (vgl. Kreuzburg 2018). **Peer-to-Peer Energy Trading** kann innerhalb und außerhalb von Energy Communities erfolgen. In Abgrenzung zum Peer-to-Peer Energy Trading, wobei es in der Regel um Eigennutzenmaximierung geht, umfasst **Peer-to-Peer Energy Sharing** Energieverbraucherinnen und -verbraucher, die ihre überschüssige Energie mit anderen hierarchisch gleichen Energieverbraucherinnen und -verbraucher teilen, um den Nutzen einer Gemeinschaft zu verbessern. Die Energieverbraucherinnen und -verbraucher können einzeln oder als Gruppe auftreten, die entweder reine Energieverbraucherinnen beziehungsweise -verbraucher oder Prosumer sein können. Der wirtschaftliche Nutzen stellt dabei nicht den einzigen Anreiz zur Beteiligung an einer Energy-Sharing-Gemeinschaft dar. Ebenso wichtig sind gemeinschaftliche Ziele: regionale Versorgung, Minimierung der Gemeinschaftsstromkosten, Verringerung der CO₂-Emissionen der Gemeinschaft, Reduktion von Spitzenlasten, verbesserte Netznutzung und Systemstabilität sowie Verringerung von Energieimporten.

Der Einsatz digitaler Technologien ermöglicht es Energy Communities, an **Peer-to-X-Märkten** teilzunehmen (vgl. Kapitel 4.1.3). Dazu gehören z. B. Peer-to-Grid-Märkte, die sowohl kleine Akteure als auch Energy Communities mit den großen Akteuren ÜNB und VNB verbinden, um zwischen ihnen Flexibilitäten zu handeln. Auf diesen Märkten können die lokalen VNB Hilfsdienste beschaffen, um lokale Netzengpässe und andere Probleme wie Spannungsschwankungen zu lösen. In den vergangenen Jahren wurden, im Rahmen von Pilotprojekten, in verschiedenen europäischen Ländern neue Flexibilitätsmarktmodelle in Form von Markt- oder Aggregator-Plattformen entwickelt und erprobt.

Es ist in Deutschland (und Europa) zwar heute bereits möglich, Peer-to-Peer-Plattformen einzuführen und zu betreiben, allerdings noch mit einigen regulatorischen und bürokratischen Hürden bei der kommerziellen Umsetzung (vgl. Kapitel 5.5). Die Potenziale in Deutschland sind außerdem durch § 80 EEG limitiert, da bei der Vermarktung von EEG-gefördertem Strom über eine regionale Energieplattform rechtlich die Gefahr der Doppelvermarktung besteht. Der rechtliche Rahmen erlaubt es derzeit auch nicht, dass Netzbetreiber über die Gestaltung von Netzentgelten netzdienliches Verhalten anreizen können. Aus Sicht von Verbraucherinnen und Verbrauchern sind die geringen finanziellen Mehrwerte bisher kaum Anreiz zur Teilnahme an bestehenden Peer-to-Peer-Plattformen (vgl. Fietze et al. 2021). Solche Modelle können aber insbesondere für Post-EEG-Anlagen nach Auslaufen der Einspeisevergütung eine neue Vermarktungsoption darstellen. Perspektivisch könnten Peer-to-Peer Energy Sharing Communities die lokalen Erzeuger und Verbraucher des Niederspannungsnetzes in dezentralen Strom- und Flexibilitätsmärkten auf lokaler oder regionaler Ebene integrieren und Handel zwischen ihnen ermöglichen.

Die Kerntechnologien für die Einsatzfelder von Energy Communities sind **intelligente Messsysteme, Plattformen** und **Datenmanagementsysteme** sowie **Distributed Ledger Technologien** und **Smart Contracts**. Für digitale Technologien sind Daten eine wichtige Voraussetzung zur Anwendung und bei der Umsetzung operativer Geschäftsmodelle (vgl. Kapitel 4.2). Bei der Gründung von Energy Communities sind Daten somit zukünftig ein wichtiger Erfolgsfaktor, denn sie sind Bestandteil und Voraussetzung der Digitalisierung. Angehende Energy Communities profitieren von offenen Daten vergleichbarer Initiativen und bestehender Energy Communities sowie von offenen Werkzeugen zur Visualisierung und Modellierung.

Mit ihrer Kommunikationseinheit sind **intelligente Messsysteme (iMSys)**, umgangssprachlich als Smart Meter bezeichnet, die Basis der Digitalisierung des Stromsystems und bilden die Schnittstelle zwischen physikalischen Stromflüssen und wirtschaftlichen Transaktionen. Mit intelligenten Messsystemen haben Energy Communities grundsätzlich die Möglichkeit, an lokalen Strom- und Flexibilitätsmärkten in Echtzeit teilzunehmen. Bisher wurden in Deutschland überwiegend moderne Messeinrichtungen (ohne Kommunikationseinheit) und keine intelligenten Messsysteme (mit Kommunikationseinheit), entsprechend der jeweiligen verpflichtenden Rollout-Vorgaben, ausgerollt (vgl. Kapitel 4.2.1). Der zwischenzeitliche Rollout-Stopp für intelligente Messsysteme durch das Oberverwaltungsgericht Münster im März 2021 verzögerte ihre ohnehin zurückhaltend gestartete Markteinführung.

Digitale Plattformen (vgl. Kapitel 0) dienen dazu, eine Vielzahl von Daten aus unterschiedlichen Quellen zusammenzuführen, zu kombinieren und in Bezug zu setzen, um neue Produkte und Services anzubieten. Plattformen sind ausgezeichnet geeignet, um dezentrale Anlagen zur Energieerzeugung und Energieverbraucherinnen und -verbraucher miteinander zu verbinden (Energieplattformen). Sie ermöglichen Transaktionen zwischen Erzeugern und Verbraucherinnen und Verbrauchern, die ohne diese digitale Infrastruktur nur schwer zueinanderfinden würden (vgl. Kloppenburg und Boekelo 2019). Plattformen können die integrierte technische Grundlage für viele Basisprozesse in Energy Communities schaffen, wie die Benutzer- und Stammdatenverwaltung, die Verwaltung von Datenzugriffsrechten verschiedener Nutzerrollen, die Visualisierungen zu Energiedaten und das Customer-Relationship-Management.

Distributed Ledger Technologien (DLT) wie Blockchain ermöglichen direkte Transaktionen von Energie und Geldwerten zwischen Marktteilnehmern, die nachvollziehbar sind und automatisiert verifiziert werden. Die Technologie kann somit dazu beitragen Peer-to-Peer-Geschäfte zu ermöglichen, da sie kleinste Energiemengentransaktionen über kurze Zeiteinheiten vor allem auch wirtschaftlich realisiert. Mit DLT entfällt der Bedarf einer zentralen Datenhaltung (vgl. Kapitel 0) und es kann auf Intermediäre wie Börsen und Energieversorger verzichtet werden, was zu ökonomischen Vorteilen führt. Ein zusätzlicher Bestandteil von DLT sind die sogenannten Smart Contracts: innerhalb der DLT hinterlegte Programme, die automatisiert Prozesse abwickeln und so einen hohen Automatisierungsgrad bei der Geschäftsabwicklung ermöglichen. Die potenzielle Bedeutung von Smart Contracts steigt mit der Anzahl der Transaktionen im Energiemarkt. Durch die Kombination von DLT mit intelligenten Messsystemen können verschiedene Stromeigenschaften transparent und fälschungssicher dezentral auf Basis digitaler Signaturen dokumentiert werden. In den zentralen Anwendungsfeldern Herkunftsnachweise, Peer-to-Peer-Märkte, Energy Sharing oder auch Distributed Asset Management befinden sich DLT aktuell noch im Entwicklungs- und Erprobungsstatus. Voraussetzung für die breitere Anwendung sind die Anpassung der Marktkommunikation, Prognosen für dezentrale Akteure in Echtzeit, Marktmechanismen für lokale Märkte, Umgang mit großen Datenmengen und ein digitales Anlagen-Identitätsregister (bspw. Projekt Blockchain Machine Identity Ledger).

Die durchgeführte **Befragung unter Energy Communities** (vgl. Kapitel 6) zeigt, dass der Einsatz digitaler Technologien die Aktivitäten und Prozesse verbessert hat, aber gleichzeitig den Aufbau von umfangreichem

Wissen und Personal erfordert. Verfügbare Daten und Kommunikationsinfrastrukturen waren aus Sicht der befragten Energy Communities weniger problematisch als die verfügbare Datenqualität. Zur Nutzung digitaler Technologien motiviert die meisten Energy Communities die Optimierung ihres Anlagenbetriebs, der Ausbau der Kommunikation, neue Geschäftsmodelle und neue Dienstleistungsangebote. Die Investition wird als lohnenswert angesehen. Klare Hemmnisse sehen die befragten Energy Communities vor allem bei fehlenden Fachkräften, regulatorischen Rahmenbedingungen am Energiemarkt, bürokratischem Aufwand und erforderlichen Investitionen.

Die Akteure bestätigten die wichtigsten Digitalisierungsthemen bei den Aktivitäten Energieerzeugung, -versorgung und -vertrieb von Energy Communities. Hier nutzen Energy Communities digitale Technologien für unternehmensinterne Prozesse und im Messwesen. Konkret eingesetzt werden intelligente Messsysteme, Plattformen und Fernsteuerungen. Darüber hinaus nutzen oder planen einige Energy Communities Modellierungstools, Big-Data-Technologien, Distributed Ledger Technologie, Digital Twin und digitale Tools zur Wartung und Reparatur. Die befragten Energy Communities nutzen die eingesetzten digitalen Technologien für virtuelle Kraftwerke, zur Kommunikation mit Kundinnen und Kunden oder Erzeugern, für Prognosen von Erzeugung, Verbrauch, Netz- und Speicherzuständen sowie vereinzelt bereits im Handel. DLT setzen die befragten Energy Communities meist zum Energiehandel, zur Abrechnung und für Herkunftsnachweise ein. Neben den genannten Kerntechnologien nutzen einzelne der Befragten Big-Data-Anwendungen vor allem zur Echtzeitdatenanalyse und darüber hinaus für künstliche Intelligenz bzw. maschinelles Lernen.

Die Analysen der Länder **Niederlande**, **Spanien** und **Dänemark** zeigen, dass Deutschland vor allem beim rechtlichen Rahmen und der Marktkommunikation von deren Umsetzungserfahrungen profitieren kann. Die rechtliche Umsetzung von Energy Communities ermöglichen die Niederlande mit der Postcoderegulierung und schaffen damit die rechtlichen Voraussetzungen zum Energy Sharing. Dänemark hat seit vielen Jahren die Strom- und Wärmeerzeugung durch eine sogenannte Non-Profit-Regelung zum Gemeingut erklärt. Die Regelungen in Dänemark zum kollektiven Eigenverbrauch entsprechen den Vorgaben der EMD und beziehen sich wie die der meisten EU-Länder auf Gebäude. Seit 2021 liegt eine Gesetzesvorlage für Bürgerenergiegemeinschaften vor, die dynamische Netztarife erlaubt und für Aggregatoren und Bürgerenergiegemeinschaften keine Lieferantenpflichten vorsieht. In Spanien wurde die Definition der RED II übernommen, aber es sind weitere gesetzgeberische Maßnahmen erforderlich, um Verständniskonflikte rund um die Definitionen der Marktakteure zu vermeiden (vgl. Biresselioglu et al. 2021). Bei der Umsetzung des kollektiven Eigenverbrauchs auf Gebäudeebene im Sinne der RED II haben viele EU-Länder Fortschritte gemacht. Im Vergleich dazu hat Deutschland bisher keinen konkreten Gesetzesvorschlag zum Energy Sharing weder auf Gebäudeebene noch auf Ebene von Energy Communities. Der für Bürgerenergiegesellschaften bestehende gesetzliche Rahmen in Deutschland setzt die Anforderungen der EMD nicht voll um. Hierfür müssen erst gesetzliche Rahmenbedingungen für Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften geschaffen werden, um den gemeinsam lokal erzeugten Strom unter Nutzung des öffentlichen Netzes auch gemeinsam nutzen zu können (Energy Sharing). Das in Deutschland bestehende Mieterstrommodell kann nicht als Umsetzung angesehen werden, da Mieterinnen und Mieter sich nicht aus eigenen Anlagen versorgen können ohne volle Lieferantenverpflichtungen zu übernehmen und aufgrund der geforderten Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Eigenversorger keine kollektive Eigenversorgung für die Mietparteien möglich ist. Das bremst Ausbau und Marktzugang.

Regulatorische Experimentierräume können Regulatoren und Politik bei der Entwicklung neuer Konzepte unterstützen. Die niederländische Regierung schaffte bspw. einen regulatorischen Experimentierraum für innovative Energy Communities, worin Pilotprojekte für einen Zeitraum von zehn Jahren unter Nutzung von Ausnahmeregelungen von Netz und Markt Erfahrungen sammeln können. Das Konzept gilt als optimal für das

Ausprobieren von Regelungen (vgl. Bridge 2021). Nach diesen Erfahrungen wollen die Niederlande eine Nachfolgeregelung aufstellen, worin auch Verteilnetzbetreiber und Energieversorger beteiligt sein können, um unter anderem neue Geschäftsmodelle für Aggregatoren und Flexibilitätsmärkte zu erweitern (vgl. Schittekatte et al. 2021). Mit der SINTEG-Verordnung hat Deutschland bereits einen Experimentierahmen für Pilotprojekte geschaffen, der verlängert werden sollte und Akteure wie Energy Communities u. a. einbinden kann, um vergleichbare Praxiserfahrung wie in den Niederlanden zu sammeln. Regulatorische Anpassungen im Bereich von Peer-to-Peer-Plattformen schaffen die Voraussetzungen für kleine Akteure, von diesen Konzepten zu profitieren und ermöglichen auch die Grundlagen für Flexibilitätsmarktmodelle, deren Konzepte vorliegen und deren Umsetzung erprobt werden muss. Digitale Technologien erlauben Energy Communities, zukünftig gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern mehr Systemverantwortung zu übernehmen. Durch Intelligente Messsysteme, mit den entsprechenden Fähigkeiten vorausgesetzt, können Verbrauch und Erzeugung über digitale Plattformen in Echtzeit aufeinander abgestimmt werden.

Neben der technischen Infrastruktur müssen Energy Communities **ökonomische Anreize** bekommen, die sich an Netzsystemzuständen orientieren und netzdienliches Verhalten fördern. Hierfür werden Flexibilitätsmarktmodelle u. a. als Marktplattformen wie enera und NODES in Deutschland, GOPACS in den Niederlanden und IREMEL in Spanien entwickelt, um dezentrale Erzeugungsanlagen und deren Flexibilität aktiv einzubinden. Aufgrund der unterschiedlichen Ausgangssituationen ist die Übertragbarkeit auf den deutschen Kontext nicht möglich. Vielmehr müssen die Auswirkungen verschiedener Marktstrukturen und -mechanismen, Liquidität, definierte Produkte und Services, Anforderungen an die Messinfrastruktur sowie die Koordination zwischen Übertragungsnetzbetreibern, Verteilnetzbetreibern, Erzeugern und Verbrauchern in der Praxis weiter untersucht werden (vgl. Valarezo et al. 2021).

Perspektivisch ermöglicht der Einsatz digitaler Technologien **Geschäftsmodelle, die ein hohes Maß an Datenaustausch voraussetzen**, wie bspw. ein Peer-to-Peer-Geschäftsmodell mit kontinuierlichem Wechsel der Lieferantenbeziehungen zwischen Erzeugern und Nutzerinnen und Nutzern. Der erforderliche Datenaustausch zwischen den Marktakteuren erfolgt in den Ländern unterschiedlich. Während in Deutschland ein Versorgerwechsel bis zu 14 Tage dauert, bewerkstelligen die Niederlande dies in 24 Stunden. Digitale Lösungen zur technischen Optimierung der Marktkommunikation in Deutschland sind vorhanden, bedürfen aber der Weiterentwicklung von konkreten Prozessvorschriften und Marktdesign. Noch praktiziert Deutschland den Datenaustausch nicht umfassend standardisiert und kann sich an Ländern wie den Niederlanden, Spanien und Dänemark orientieren, die bereits digitale Datenplattformen zur hochgradig standardisierten Abwicklung von Kommunikation und Datenaustausch aufgebaut haben. Dänemark hat eine fortschrittliche, hochautomatisierte und standardisierte Marktkommunikation mit einem zentralen Daten-Hub, der seit 2021 als Open-Source-Projekt frei zugänglich ist.

Eine zentrale Grundlage hierfür ist **digitale Infrastruktur** in Form von Breitbandnetzzugang und Smart-Meter-Rollout. Hier steht Deutschland mit einem Breitbandzugang auf Haushaltsebene von 35 Prozent und einem sehr geringen Smart-Meter-Rollout im Vergleich zu den Niederlanden, Spanien und Dänemark mit Ausbauraten zwischen je 89 Prozent und 100 Prozent noch vor großen Aufgaben.

7.1 Nächste Schritte für die Weiterentwicklung von Energy Communities in Deutschland

Die in der Studie gewählte erweiterte Definition von Energy Communities erlaubt es, neue Partnerschaften und innovative Kooperationen zwischen vielfältigen Akteuren zu etablieren und verstärkt digitale Technologien einzusetzen. Diese digitalen Technologien sind gleichzeitig Enabler und kritischer Erfolgsfaktor für zahlreiche Geschäftsmodelle der Energy Communities. Sie schaffen so Mehrwerte für ihre Mitglieder und die Gesellschaft und tragen zu einem verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien bei. Insgesamt können Energy Communities und digitale Technologien dadurch eine wichtige Rolle im zunehmend dezentralen Energiesystem einnehmen und eine neue Dynamik entfalten.

Drei Erfolgsfaktoren würden eine Weiterentwicklung in diese Richtung unterstützen:

1. Angepasste rechtliche Rahmenbedingungen
2. (Digitale) Infrastruktur mit Smart-Meter-Rollout und Management von Datenströmen
3. Gezielte Forschung

Rechtlicher Rahmen

- Die nationale Gesetzgebung für Energy Communities in Deutschland muss nachgebessert werden. Die Umsetzungsfristen von EMD und RED II sind abgelaufen. Eine Allianz aus Verbänden und Unternehmen hat wegen fehlender Umsetzung der RED II Beschwerde bei der Europäischen Kommission eingereicht und fordert ein Vertragsverletzungsverfahren gegen Deutschland. Daher ist ein zügiges Handeln gefordert.
- Kollektiver Eigenverbrauch sollte ermöglicht werden durch die Aufhebung der festgeschriebenen Personenidentität für Eigenversorger zwischen Betreibern und Endverbrauchern im EEG § 3 Nr. 19 und im Mieterstrommodell (§ 21 EEG). Nach deutschem Recht gibt es die im EEG definierten Bürgerenergiegesellschaften, die bisher aber nur gemeinschaftlich erneuerbare Energie produzieren, diese jedoch nicht gemeinsam nutzen können. Rechtlich sollten in Deutschland nun auch die Bedingungen für die gemeinschaftliche Nutzung geschaffen werden.
- Deutschland muss Anreize für lokalen Stromhandel (Energy Trading und Energy Sharing (vgl. Kapitel 4.1.2)) setzen, um den gemeinsam lokal erzeugten Strom unter Nutzung des öffentlichen Netzes auch (regional) gemeinsam nutzen zu können. In diesem Sinne sind auch netzdienliche Anreizstrukturen durch die Gestaltung von (dynamischen) Netzentgelten zu prüfen.
- Lieferantenpflichten (nach § 41 EnWG) in Deutschland müssen angepasst werden, um die Voraussetzungen für Peer-to-Peer Geschäftsmodelle zu verbessern. Mögliche Änderungen sollten z. B. die Geschwindigkeit beim Lieferantenwechsel erhöhen. So muss ein Lieferantenwechsel aktuell mindestens sieben bzw. zehn Werktage vor der tatsächlichen Belieferung dem Netzbetreiber gemeldet werden und Prosumer sind verpflichtet, spätestens sechs Wochen nach Beendigung des Lieferverhältnisses eine Abschlussrechnung zu erstellen.
- Distributed Ledger Technologien und Smart Contracts bieten die Möglichkeit kleinteilige Prozesse wie das Peer-to-Peer Energy Trading automatisiert abzubilden und dadurch die Integration kleiner Akteure wie Prosumer in den Markt auch wirtschaftlich darzustellen. Momentan sind die Marktprozesse noch komplex und somit zeit- und kostenintensiv. Smart Contracts versprechen Vorteile hinsichtlich Transaktionskosten sowie Schnelligkeit und Qualität von Prozessen. Für die breite Nutzung muss allerdings die Vereinbarkeit mit dem

geltenden rechtlichen Rahmen sichergestellt werden. Gegenwärtig sind eine fehlende Regulierung und fehlende Rechtsbegriffe in Verbindung mit Smart Contracts zu konstatieren. Zu klären sind beispielsweise weiterhin Fragen zu Haftung und Verantwortlichkeiten oder zur Anwendbarkeit Allgemeiner Geschäftsbedingungen.

(Digitale) Infrastruktur

- Der geplante Smart-Meter-Rollout sollte in Deutschland zügig umgesetzt werden, da (Echtzeit-)Daten eine Voraussetzung zahlreicher Geschäftsaktivitäten von Energy Communities bilden. Andere EU-Länder haben bereits einen großflächigen Rollout begonnen oder sind bereits vollständig mit Smart Metern ausgestattet.
- Anpassung der Marktkommunikation und der Datenbereitstellung: Über Daten-Hubs könnten die Marktteilnehmenden transparent und standardisiert Daten anderer Marktakteure automatisiert dezentral oder ggf. auch zentral nachfragen und Nachrichten austauschen.
- Eine Hebung von kleineren, dezentralen Flexibilitätspotentialen wird seit Längerem diskutiert. Diese Flexibilitäten können zum Beispiel dazu beitragen, kurzfristig den Stromverbrauch an das Dargebot der erneuerbar erzeugten Energie anzupassen. Alternativ können sie grundsätzlich auch netzdienlich eingesetzt werden, um einem Netzbetreiber als Instrument für das Engpassmanagement bereitzustehen. Dazu benötigen Netzbetreiber nicht zuletzt genaue Informationen über lokale Netzzustände, welche in den unteren Spannungsebenen in der Regel nicht hochaufgelöst vorliegen. Für die Bereitstellung und Nutzung von Flexibilität ist die digitale Ertüchtigung der Infrastruktur im Netz und beim Anschlussnutzer zwingende Voraussetzung.

Forschungsbedarf

- Anforderungen an und Effizienz von neuen lokalen Peer-to-Peer-Märkten sollten tiefergehend erforscht werden unter Berücksichtigung von Aspekten wie Liquidität, Wettbewerbsverzerrung, geografischer Ausdehnung und effizienter Verringerung von Netzengpässen. In Pilotprojekten kann gezeigt werden, wie lokale Märkte funktionieren.
- Es sollte bei der Weiterentwicklung von Energy Communities laufend analysiert werden, wie sie sich in die jeweiligen nationalen Energiemärkte integrieren und welche Herausforderungen und Vorteile sich daraus für das Energiesystem ergeben. Dazu sollten auch Experimentierräume für Geschäftsmodelle ermöglicht werden, in denen der Einsatz digitaler Technologien für Energy Communities und deren unterschiedliche Implikationen auf den regulatorischen Rahmen analysiert werden können. Durch Öffnung der Experimentierklausel können z. B. – wie schon erfolgreich bei den SINTEG-Projekten – Peer-to-Peer-Lösungen diskriminierungsfrei erprobt werden.
- Fragen rund um die Nutzung von Daten zur Generierung von Mehrwerten sind weiter zu adressieren. Zum einen hinsichtlich tatsächlicher Datenbedarfe (Datenarten, -qualität, zeitliche und anlagenspezifische Auflösung, Aggregationsgrad usw.) bei verschiedenen Marktakteuren, um größtmögliche Optimierungspotenziale für das Gesamtsystem zu gewährleisten. Zum anderen hinsichtlich der Akzeptanz von Kundinnen und Kunden gegenüber der Weitergabe eigener Daten, wenn sie dadurch von Mehrwerten profitieren.
- Angesichts der geplanten Abschaffung der EEG-Umlage bleibt zu beobachten, welche veränderten Anreize für die Akteure entstehen und welche Wirkungen sich auch durch die neue anteilige Zusammensetzung des Strompreises bezüglich der Wirtschaftlichkeit verschiedener Geschäftsmodelle entfalten.

8 Anhang

Überblick über die nationalen Gesetzgebungen zu kollektivem Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften in einigen Mitgliedsstaaten

Country	Collective self-consumption	Renewable energy communities	Citizen energy communities
Austria	EIWOG 2017 (electricity act)	Draft Renewables Expansion Law (EAG) presumably to enter into force beginning 2021	Draft CEC definition published as amendment of the electricity act (EIWOG)
Belgium: Wallonia	Decrees 2018, 2019	Framework legislation; decree 2019	-
Belgium: Flanders	Draft legislation, adoption of legislative framework foreseen in December 2020	Draft legislation, adoption of legislative framework foreseen in December 2020	Draft legislation, adoption of legislative framework foreseen in December 2020
Belgium: Brussels Capital Region	2018 definition	Currently exceptions, framework foreseen for early 2021	Currently exceptions, framework foreseen for early 2021
Bulgaria	Self-consumption framework	-	-
Croatia	Closed distribution grid by industrial and commercial prosumers	-	-
Cyprus	-	-	-
Czech Republic	n.a.	Draft energy act (general definition covering RECs and CECs)	Draft energy act (general definition covering RECs and CECs)
Denmark	Private grid (internal metering and billing)	n.a.	Proposed amendment of Electricity Supply Act
Estonia	Electricity Market Act	Draft legislation	Draft legislation
Finland	Private grid (industrial or real estate)	General proposals, study commissioned	General proposals, study commissioned
France	Law 2017-227, decree 2017-676	Draft legislation	Draft legislation
Germany	Tenant power model 2017	-	-
Greece	2016 law on virtual net metering	Law N4513/2018 on energy communities	Law N4513/2018 on energy communities
Hungary	Support for pilot projects	Priorities stated in NECP /Support for pilot projects	Priorities stated in NECP
Ireland	-	Renewable Electricity Support Scheme including a REC definition	-
Italy	Law N8/2020, Consultation document by Energy Authority	law N8/2020 (general framework), Consultation document by Energy Authority on detailed provisions	law N8/2020 (general framework), Consultation document by Energy Authority on detailed provisions
Latvia	-	-	-

Lithuania	n.a.	New law on renewable energy (2020)	n.a.
Luxemburg	Draft electricity market bill 2020	Draft electricity market bill 2020	n.a.
Malta	-	-	-
Netherlands	Post code approach	Post code approach	-
Poland	Energy cluster concept	-	-
Portugal	Decree law 162/2019 on self-consumption	Decree law 162/2019 on self-consumption	-
Romania	Prosumer model, Law no. 184/2018	-	-
Slovakia	Act 309/2018 (local renewable energy sources and efficient co-generation)	General concept defined in NECP 2020	n.a.
Slovenia	Regulation on renewables self-supply 2019	First framework within regulation on renewables self-supply 2019	Draft electricity supply act 2020
Spain	Royal Decree 244/19 (including use of public grid)	First mentioning in decree law 23/2020	First mentioning in decree law 23/2020
Sweden	Private grid (internal metering and billing)	Legislative proposal	Legislative proposal
Switzerland	Energy law and decree 2016/2017	Energy law and decree 2016/2017	n.a.

Tabelle 2: Überblick über die nationalen Gesetzgebungen zu kollektivem Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften in einigen Mitgliedsstaaten aus Frieden et al. (2020), (n. a.: Information not available, NECP: National Energy and Climate Plan)

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Überblick zum Umsetzungsstand von EMD und RED II in den EU-27 (Quelle: eigene Abbildung in Anlehnung an Karg (2020))	17
Abbildung 2: Darstellung der Kategorisierung von Energiegemeinschaften (Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an ERA-Net (2021) und Brown et al. (2020)).....	20
Abbildung 3: Schema einer Smart-Meter-Infrastruktur für Prosumer (Quelle: FfE 2019b)	34
Abbildung 4: Illustration der Akteure in der Flexibilitätsmarktplattform (Quelle: EcoGrid 2.0 2019).....	37
Abbildung 5: Ablauf einer Transaktion zwischen zwei Mitgliedern eines Blockchain-Netzwerkes in sieben Schritten (Quelle: überarbeitet nach Strauß et al. 2019)	42
Abbildung 6: Überblick Strommarkt und Energy Communities in den Niederlanden (Quellen: Bridge 2021; dena 2021; IRENA 2021 Ritchie und Roser 2020)	45
Abbildung 7: Überblick Strommarkt und Energy Communities in Spanien (Quellen: Caramizaru und Uihlein 2020; dena 2021; IEA 2021; IRENA 2021a; Ritchie und Roser 2020; Smart Energy Europe 2019)	50
Abbildung 8: Überblick Strommarkt und Energy Communities in Dänemark (Quellen: Caramizaru und Uihlein 2020; dena 2021; IRENA 2021b; Ritchie und Roser 2020).....	54
Abbildung 9: Relevanz der Digitalisierung in Energy Communities nach Aktivitäten	62
Abbildung 10: Einsatz von drei innovativen digitalen Technologien in Energy Communities .	62
Abbildung 11: Einsatz sechs weiterer innovativer digitaler Technologien in Energy Communities	63
Abbildung 12: Erfahrungen von Energy Communities bei der Nutzung digitaler Technologien	64
Abbildung 13: Motive von Energy Communities für digitale Technologien	65
Abbildung 14: Potenzial digitaler Technologien für Energy Communities.....	66
Abbildung 15: Hemmnisse beim Einsatz digitaler Technologien in Energy Communities	67
Abbildung 16: Politische Unterstützungsbedarfe von Energy Communities bei digitalen Technologien	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Einteilung von Energy Communities in Klassen	19
Tabelle 2:	Überblick über die nationalen Gesetzgebungen zu kollektivem Eigenverbrauch und Energiegemeinschaften in einigen Mitgliedsstaaten aus Frieden et al. (2020), (n. a.: Information not available, NECP: National Energy and Climate Plan).....	77

Literaturverzeichnis

- Abraham et. al (2021): enera Projektkompodium| Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums | Medium 2/2. Hg. v. EWE Aktiengesellschaft. Online verfügbar unter <https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projektkompodium.pdf>.
- Allgäuer Überlandwerk GmbH (AÜW) (2021a): Lokale Energiemärkte sind eine große Chance für die Energiewende. Hg. v. Allgäuer Überlandwerk GmbH (AÜW). Kempten. Online verfügbar unter https://pebbles-projekt.de/wp-content/uploads/2021/10/18102021_PM_Projektabschluss_pebbles.pdf, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Allgäuer Überlandwerk GmbH (AÜW) (2021b): pebbles Abschlussevent. Hg. v. Allgäuer Überlandwerk GmbH (AÜW). Online verfügbar unter <https://pebbles-projekt.de/pebbles-abschlussevent/>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Benedettini, Simona; Brugnetta, Guglielmo; Fumiatti, Franco; Gentili, Paolo; Ghiglione, Giulia; Giordano, Vincenzo et al. (2019): Assessment and roadmap for the digital transformation of the energy sector towards an innovative internal energy market. Unter Mitarbeit von Manuel Sanchez Jimenez. Hg. v. Directorate General for Energy Directorate B – Internal Energy Market Unit B.3 Retail markets und coal & oil. Online verfügbar unter https://www.euneighbours.eu/sites/default/files/publications/2020-03/MJ0220185ENN.en_.pdf, zuletzt geprüft am 25.06.2021.
- Bessa, Ricardo; Coelho, Fabio; Rodrigues, Xavier; Alonso, Ana; Soares, Tiago; Matos, Pedro et al. (2018): GRID AND MARKET HUB - EMPOWERING LOCAL ENERGY COMMUNITIES IN INTEGRID. CIRED Workshop - Ljubljana, 7-8 June 2018 Paper 0297. Unter Mitarbeit von InteGrid project H2020. Hg. v. INESC TEC – Portugal, EDP Distribuição Portugal, KTH Sweden. Online verfügbar unter [http://www.cired.net/publications/workshop2018/pdfs/Submission%200297%20-%20Paper%20\(ID-20755\).pdf](http://www.cired.net/publications/workshop2018/pdfs/Submission%200297%20-%20Paper%20(ID-20755).pdf), zuletzt geprüft am 29.11.2021.
- Biresselioglu, Mehmet Efe; Limoncuoglu, Siyami Alp; Demir, Muhittin Hakan; Reichl, Johannes; Burgstaller, Katrin; Sciallo, Alessandro; Ferrero, Edoardo (2021): Legal Provisions and Market Conditions for Energy Communities in Austria, Germany, Greece, Italy, Spain, and Turkey: A Comparative Assessment (20).
- Bogensperger, Alexander; Ferstl, Joachim; Yu, Ying (2021): Comparison of Pricing Mechanisms in Peer-to-Peer Energy Communities. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien).

- Bogensperger, Alexander; Zeiselmaier, Andreas; Hinterstocker, Michael; Dufter, Christa (2018): Die Blockchain-Technologie - CHANCE ZUR TRANSFORMATION DER ENERGIEWIRTSCHAFT? BERICHTSTEIL ANWENDUNGSFÄLLE. Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft FfE.
- Brenner, Thomas; Chvanova, Elena; Haller, Birgit; Langniß, Ole; Lehmann, Nico; Maicher, Oliver (2020): Regionalisierter Handel. High-Level-Use-Case 5M & 5K, TP5, AP 5.2 Ampelphase: Grün. Ergebnisdokument. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. SINTEG Schaufnserter intelligente Energie. Online verfügbar unter https://www.csells.net/images/BilderArbeitspakete/Abschlussberichte-Arbeitspakete/52_HLUC_5K_5M_Regionalisierter_Handel_TLPwhite.pdf, zuletzt geprüft am 13.07.2021.
- Bridge (2021): Economies of Energy Communities - Review of electricity tariffs and business models. Energy Communities and selfconsumption Task Force. BRIDGE is a European Commission initiative which unites Horizon 2020 Smart Grid, Energy Storage, Islands, and Digitalisation Projects to create a structured view of cross-cutting issues which are encountered in the demonstration projects and may constitute an obstacle to innovation. Unter Mitarbeit von Leen Peter und Karg, Ludwig (chair). Hg. v. European Commission.
- Brown, Donal; Ehardt, Moritz; Holstenkamp, Lars; Hall, Stephen; Davis, Mark (2020): PROSEU_EU Projekt. Policies for Prosumer Business Models in the EU.
- Buhler, P.; Wiesmann, P. (2019): EcoGrid 2.0 - Evaluation of Aggregator Tool and Demand Response.
- Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND); Bündnis Bürgerenergie (BEE) (2019): Europa entfesselt: Die Energiewende in Bürgerhand. Hg. v. Bündnis Bürgerenergie (BEE), Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND), Energy Cities, Friends of the Earth Europe, Greenpeace und Rescoop EU. Online verfügbar unter https://www.bund.net/fileadmin/user_upload_bund/publikationen/energiewende/energiewende_europa_entfesselt_broschuere.pdf, zuletzt geprüft am 10.06.2021.
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) (2020): Marktanalyse zur Feststellung der technischen Möglichkeit zum Einbau intelligenter Messsysteme nach § 30 MsbG. Hg. v. Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Smart-Meter/Marktanalysen/Marktanalyse_nach_Para_30_MsbG_v1_1_1.pdf?__blob=publicationFile&v=11.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2021): Smart Meter: Intelligente Messsysteme für die Energiewende Einleitung. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

schaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/smart-meter.html>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2021): Energiewende direkt: Was ist eigentlich Mieterstrom? Online verfügbar unter <https://www.bmwi-energie-wende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2021/01/Meldung/direkt-erklaert.html>, zuletzt geprüft am 03.02.2022.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2021c): Gate-way-Ad-mi-nis-tra-tor. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/G/GatewayAdministrator.html, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2021a): Mo-der-ne Mess-ein-ri- ch-tung. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/M/Moderne-Messeinrichtung.html, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2021b): Smart Me-ter Gate-way. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/A_Z/S/SmartMeterGateway.html, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) (2022): Rechtliches. Hg. v. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Metering/Recht_table.html#FAQ1031976, zuletzt geprüft am 25.01.2022.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2021): Smart Metering: Was Sie über intelligente Messsysteme wissen sollten. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/digitalisierung/welche-rolle-spielen-smart-meter-fuer-die-digitalisierung-der-energie-wende/>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

Campos, Inês; Pontes Luz, Guilherme; Marín-González, Esther; Gähns, Swantje; Hall, Stephen; Holstenkamp, Lars (2020): Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU. In: *Energy Policy* Volume 138, 2020 (March 2020), S. 111212. Online verfügbar unter <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111212>, zuletzt geprüft am 30.09.2021.

- Caramizaru, Aura; Uihlein, Andreas (2020): Energy communities: an overview of energy and social innovation. Hg. v. European Commission, Joint Research Center (JRC). Online verfügbar unter <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119433>, zuletzt geprüft am 08.06.2021.
- CEER (2016): Review of Current and Future Data Management Models. Ceer report. Hg. v. Council of european energy regulators - Ceer, zuletzt geprüft am 02.11.2021.
- chrissikraus (2019): Was ist Distributed-Ledger-Technologie (DLT)? Definition Distributed Ledger Technology / DLT. Hg. v. Vogel IT-Medien GmbH. Online verfügbar unter <https://www.blockchain-insider.de/was-ist-distributed-ledger-technologie-dlt-a-846700/>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Corusa, Andreas; Erdmann, Georg; Timofeeva, Elena; Norbert, Johannes; Ritschel, Falk; Sprengel, Christian et al. (2021): Digitalisierung in der Energiewirtschaft. SINTEG Schaufenster intelligente Energie - WindNode. Hg. v. Technische Universität Berlin. Online verfügbar unter https://www.offis.de/uploads/tx_offisdata/1622622407-digitalisierung_energiewirtschaft.pdf, zuletzt geprüft am 23.06.2021.
- Danish Energy Agency (2021): Market model. Hg. v. Danish Energy Agency. Online verfügbar unter https://ens.dk/sites/ens.dk/files/El/market_model.pdf.
- Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union (11.12.2018): RICHTLINIE (EU) 2018/ 2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 11. Dezember 2018 - zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Renewable energy directive (REDII), vom Neufassung. In: *Amtblatt der Europäischen Union* (L 382/82). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=DE>, zuletzt geprüft am 30.09.2021.
- Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union (2019): RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung) (Text von Bedeutung für den EWR) (Electricity Market Directive - EMD),. In: *Amtblatt der Europäischen Union* (L 158/125). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>, zuletzt geprüft am 11.03.2022. (Text von Bedeutung für den EWR) (Electricity Market Directive - EMD). In: *Amtblatt der Europäischen Union* (L 158/125). Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>, zuletzt geprüft am 11.03.2022.
- Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2019): Blockchain in der integrierten Energiewende. dena-MULTI-STAKEHOLDER-STUDIE. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

- Deutsche Energie-Agentur (dena) (2021): Digitale Marktkommunikation für das Energiesystem der Zukunft. Gutachten der umlaut SE inkl. Einordnung der dena. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur (dena).
- Dröschel, Barbara; Grashof, Katherina; Hauser, Eva (2021): Stand der Umsetzung der RED II-Richtlinie in Deutschland mit Blick auf die Bürgerenergie. Kurzstudie. Hg. v. Bündnis Bürgerenergie (BEE) und Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND). Institut für ZukunftsEnergie- und Stoffstromsysteme (IZES gGmbH). Online verfügbar unter https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Studien/20210728_IZES_Kurzstudie_BBEn_RED_II_final.pdf, zuletzt geprüft am 08.12.2021.
- EcoGrid 2.0 (2019): EcoGrid 2.0 - Main Results and Findings.
- EDSN (o.J.): Webseite. Hg. v. EDSN. Online verfügbar unter <https://www.edsn.nl/>, zuletzt geprüft am 11.09.2021.
- enera (2021): enera Projektkompodium. Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums Medium 2/2. Hg. v. EWE Aktiengesellschaft. Online verfügbar unter <https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projektkompodium.pdf>.
- Energinet (2020): Energinet Investigates Possibilities Of New Digital Platform. Hg. v. Energinet El-transmission A/S. Online verfügbar unter <https://en.energinet.dk/About-our-news/News/2020/04/23/Energinet-investigates-possibilities-of-new-digital-platform>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Energinet (2021): Energinet Shares Recipe For New Datahub With The World. Hg. v. Energinet Eltransmission A/S. Online verfügbar unter <https://en.energinet.dk/About-our-news/News/2021/04/19/Energinet-shares-recipe-for-new-DataHub-with-the-world>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- ERA-Net Smart Energy Systems (ERA-Net) (2021): Local Energy Communities. Taskforce Energy Communities as part of the Horizon 2020 BRIDGE Initiative; Taskforce Local Energy Communities an activity started in the framework of ERA-Net SES Working Group "Regional Matters". Hg. v. B.A.U.M. Consult GmbH (Smart Energy Systems-ERA-Net). Online verfügbar unter <https://expera.smart-gridsplus.eu/Living%20Documents/Local%20Energy%20Communities.aspx>.
- Eurelectric (2020): Distribution Grids in Europe. Facts and Figures 2020. Hg. v. Eurelectric powering people. Online verfügbar unter <https://cdn.eurelectric.org/media/5089/dso-facts-and-figures-11122020-compressed-2020-030-0721-01-e-h-57999D1D.pdf>, zuletzt geprüft am 22.10.2021.
- European Commission (EC) (2021): Smart grids and meters. Hg. v. European Commission (EC). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/energy/topics/markets-and-consumers/smart-grids-and-meters_en, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

- Fietze, Daniela; Papke, Anna; Wimmer, Maximilian; Antoni, Oliver; Hilpert, Johannes (2021): Der Rechtsrahmen für regionale Peer to Peer-Energieplattformen unter Einbindung von Blockchains. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht. Unter Mitarbeit von Stiftung Umweltenergierecht. Hg. v. Entstanden im Auftrag des Fraunhofer-Instituts für Angewandte Informationstechnik FIT (Fraunhofer-FIT) im Rahmen des Vorhabens, zuletzt geprüft am 03.11.2021.
- Fischer, Asrtid Sonja (2021): Energiegemeinschaften: „Wer nur abwartet, macht sich zum Verlierer des Systems“. Interview Ludwig Karg Geschäftsführer, B. A. U. M. Consult GmbH, München/Berlin; Leiter der Task Force Energy Communities im Rahmen der EU-Forschungsplattform Bridge Horizon 2020. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 2020, 10.06.2021 (Oktober 2020). Online verfügbar unter <https://www.energie.de/et/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/energiegemeinschaften-wer-nur-abwartet-macht-sich-zum-verlierer-des-systems>, zuletzt geprüft am 10.06.2021.
- Fleischle, Frank; Kaniut, Mathias; Geiselhart, Catharina (2020): Barometer – Digitalisierung der Energiewende. Modernisierungs- und Fortschrittsbarometer zum Grad der Digitalisierung der leitungsgebundenen Energiewirtschaft. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). EY - Ernest and Young. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/barometer-digitalisierung-der-energiewende-berichtsjaehr-2020.pdf?__blob=publication-file&v=20, zuletzt geprüft am 17.12.2021.
- FlexCoop (2020): FLEXIBILITY SERVICES FOR ENERGY COOPERATIVES. FlexCoop Project. Unter Mitarbeit von Reecoop EU. Hg. v. funding from the European Union's Horizon 2020. Online verfügbar unter <https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/Flexibility-services-for-energy-cooperatives.pdf>, zuletzt geprüft am 24.06.2021.
- Floyd, Blue (2017): Was ist Platform as a Service? Definition: Platform-as-a-Service (PaaS). Hg. v. Vogel IT-Medien GmbH. Online verfügbar unter <https://www.cloudcomputing-insider.de/was-ist-platform-as-a-service-a-624296/>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (2019a): Rollout von intelligenten Messsystemen – Wer bekommt was und wann? Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/rollout-von-intelligenten-messsystemen-wer-bekommt-was-und-wann/>, zuletzt geprüft am 09.11.2019.
- Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (2019b): Was ist ein intelligentes Messsystem und auf welcher rechtlichen Grundlage kommt der Rollout? Hg. v. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/was-ist-ein-intelligentes-messsystem->

und-auf-welcher-rechtlichen-grundlage-kommt-der-rollout/, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

- Frieden, Dorian; Tuerk, Andreas; Neumann, Camilla; d'Herbement, Stanislas; Roberts, Josh (2020): Collective self-consumption and energy communities: Trends and challenges in the transposition of the EU framework. COMPILE EU-Projekt. Working paper, December 2020. Hg. v. JOANNEUM RESEARCH und Rescoop EU. Online verfügbar unter <https://www.compile-project.eu/wp-content/uploads/Frieden-et-al.-2020-Current-state-of-CSC-and-EnC-1.pdf>, zuletzt geprüft am 09.06.2021.
- Future Energy Lab (2021): Blockchain Identity Ledger. Unter Mitarbeit von Sara Memel und Philipp Richard. Hg. v. Future Energy Lab, Deutsche Energie-Agentur (dena). Online verfügbar unter <https://future-energy-lab.de/piloten/blockchain-identity-ledger/>, zuletzt geprüft am Dezember 2021.
- Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig Holstein GmbH (EKSH) (2021): Forschungsberichte zum Energiesystem X.0. Nr. 1: Intelligente und effiziente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern auf Quartiersebene. Hg. v. Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig Holstein GmbH (EKSH). Online verfügbar unter https://www.eksh.org/fileadmin/redakteure/downloads/publikationen/Forschungsberichte_X_0_1_2021_ISSN.pdf, zuletzt geprüft am 03.11.2021.
- Glachant, Jean-Michel; Rossetto, Nicolò (2021): A New World for Electricity Transactions: Peer-to-Peer and Peer-to-X. SSRN Journal (SSRN Electronic Journal), zuletzt geprüft am 24.06.2021.
- Gorroño-Albizu, Leire; Sperling, Karl; Djørup, Søren (2019): The past, present and uncertain future of community energy in Denmark: Critically reviewing and conceptualising citizen ownership.
- Hansen, Xavier; Brassart, Maud; Henriot, Pauline; Lacher, Eva; Lo Schiavo, Luca; Powis, Olivia et al. (2019): Regulatory Aspects of Self-Consumption and Energy Communities. CEER Report. Ref: C18-CRM9_DS7-05-03. Unter Mitarbeit von Customers and Retail Markets and Distribution Systems Working Groups. Hg. v. Council of European Energy Regulators. Brussels, Belgium. Online verfügbar unter <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/8ee38e61-a802-bd6f-db27-4fb61aa6eb6a>, zuletzt geprüft am 29.09.2021.
- Heras-Saizarbitoria, Inaki; Saez, Lucia; Allur, Erlantz; Morandeira, Jon (2021): The emergence of renewable energy cooperatives in Spain: A review. Hg. v. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Renewable and Sustainable Energy Reviews (94 (2018) 1036-1043). Online verfügbar unter <https://scihub.mkxa.top/10.1016/j.rser.2018.06.049>, zuletzt geprüft am 22.10.2021.
- Huneke, Fabian; Claußner, Michael (2019): Monitoring der Direktvermarktung 09/2019. Unter Mitarbeit von Öko Institut. Hg. v. Energy Brainpool. Online verfügbar unter

https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-2019-und-ausblick-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

International Energy Agency (IEA) (2021): Spain 2021 Energy Policy Review. International Energy Agency. Paris (IEA Energy Policy Reviews). Online verfügbar unter <https://iea.blob.core.windows.net/assets/2f405ae0-4617-4e16-884c-7956d1945f64/Spain2021.pdf>, zuletzt geprüft am 22.10.2021.

International Renewable Energy Agency Coalition for Action (IRENA) (2020): Stimulating Investment in Community Energy: Broadening the ownership of renewables. Abu Dhabi. Online verfügbar unter https://coalition.irena.org/-/media/Files/IRENA/Coalition-for-Action/IRENA_Coalition_Stimulating_Investment_in_Community_Energy_2020.pdf.

International Renewable Energy Agency (IRENA) (2019): Business Models: Innovation Landscape (collection). Hg. v. International Renewable Energy Agency (IRENA).

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2021: IRENA statistics, Energy Profile Netherlands, online verfügbar unter: https://www.irena.org/IRENA-Documents/Statistical_Profiles/Europe/Netherlands_Europe_RE_SP.pdf, zuletzt geprüft am 14.3.2022.

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2021a: IRENA statistics, Energy Profile Spain, online verfügbar unter: https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Europe/Spain_Europe_RE_SP.pdf, zuletzt geprüft am 14.3.2022.

International Renewable Energy Agency (IRENA) 2021b: IRENA statistics, Energy Profile Denmark, online verfügbar unter: https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Europe/denmark_Europe_RE_SP.pdf, zuletzt geprüft am 14.3.2022.

Jansen, Bernhard (2017): EcoGrid 2.0 - Market Design Specification.

Karg, Ludwig (2020): Taskforce on Energy Communities. Online verfügbar unter https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/events/20200423_egr-d-mia-online/07_karg-taskforce_egr-d.pdf, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

Karg, Ludwig; Hannoset, Achille (ohne Jahr): What are Energy Communities? ERA-Net - Working Group "Regional Matters", Joint knowledge repository of the "Taskforce Energy Communities" operated as part of the Horizon 2020 BRIDGE Initiative. Taskforce Energy Communities as part of the Horizon 2020 BRIDGE Initiative; Taskforce Local Energy Communities an activity started in the framework of ERA-Net SES Working Group "Regional Matters". Hg. v. B.A.U.M. Consult GmbH (Living Documents). Online verfügbar unter https://expera.smart-gridsplus.eu/Living%20Documents/LEC_1_What_are_CEC_and_REC.aspx, zuletzt geprüft am 29.09.2021.

- Kazmi, Hussain; Munné-Collado, Ingrid; Mehmood, Fahad; Syed, Tahir Abbas; Driesen, Johan (2021): Towards data-driven energy communities: A review of open-source datasets, models and tools. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 148, S. 111290. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111290.
- Klaassen, Elke; van der Laan, Marten (2019): USEF White paper Energy and Flexibility Services for Citizens Energy Communities. USEF White Paper: Energy and Flexibility Services – February 2019. Hg. v. USEF Foundation. Online verfügbar unter <https://www.usef.energy/app/uploads/2019/02/USEF-White-Paper-Energy-and-Flexibility-Services-for-Citizens-Energy-Communities-final-CM.pdf>.
- Kloppenburger, Sanneke; Boekelo, Marten (2019): Digital platforms and the future of energy provisioning: Promises and perils for the next phase of the energy transition.
- Koalitionsvertrag 2021-2025 zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands (SPD), BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und den Freien Demokraten (FDP) (2021): Mehr Fortschritt wagen. Bündnis für Freiheit, Gerechtigkeit und Nachhaltigkeit.
- Koch, Matthias; Vogel, Moritz; Heinemann, Christoph; Hesse, Tilman; Bauknecht, Dierk; Wingenbach, Marion et al. (2021): Pilotprojekt Dezentralisierung. Unter Mitarbeit von Öko-Institut e.V., Energynautics GmbH und Stiftung Umweltenergierecht. Hg. v. Energieagentur Rheinland Pfalz. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Pilotprojekt-Dezentralisierung-2021.pdf>, zuletzt geprüft am 06.12.2021.
- Körnig, Carsten; Menke, Christian (2020): Prosumer als Treiber der Energiewende. PVP4Grid. Hg. v. funding from the European Union's Horizon 2020 research.
- Kreuzburg, Michael (2018): Rechtliche und marktorganisatorische Anforderungen an den P2P-Stromhandel. FSBC Working Paper. Hg. v. Frankfurt School Blockchain Center. Online verfügbar unter http://www.explore-ip.com/2018_P2P-Stromhandel.pdf, zuletzt geprüft am 18.10.2021.
- Lowitzsch, J.; Hoicka, C. E.; van Tulder, F. J. (2020): Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future? (*Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122 (202) 109489).
- Martín, Helena; La Hoz, Jordi de; Aliana, Arnau; Coronas, Sergio; Matas, José (2021): Analysis of the Net Metering Schemes for PV Self-Consumption in Denmark (7).
- Mayer, Christoph; Brunekreeft, Gert (2020): Resilienz digitalisierter Energiesysteme. Black-out-Risiken verstehen, Stromversorgung sicher gestalten (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). München.
- Mourkousis, Georgios; Nikos Kakardakos; Evangelia Rontogianni; Peder Bacher; Kenneth Leerbeck; Roland Tual et al. (2020): FLEXCoop Holistic Performance Evaluation,

Impact Assessment and Cost- Benefit Analysis - Preliminary Version. FLEXCoop Project D. 7.5. WP7 - System Validation and Impact Assessment. Hg. v. FLEXCoop is a project co-funded by the European Commission under the Horizon 2020 – LCE-2017 SGS under Grant Agreement No. 773909.

Nixiang, Abulaiti (2020): Flexibility_services_for_Citizen_Energy_Communities. Master Thesis. Hg. v. Eindhoven University of technology. Online verfügbar unter https://pure.tue.nl/ws/portalfiles/portal/161249070/Final_1508032_Flexibility_services_for_Citizen_Energy_Communities.pdf, zuletzt geprüft am 19.10.2021.

Oberverwaltungsgerichts für das Land Nordrhein-Westfalen (OVG NRW) (2021): Oberverwaltungsgericht stoppt vorläufig Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme (Stromzähler). Pressemitteilung. Hg. v. Die Präsidentin des Oberverwaltungsgerichts für das Land Nordrhein-Westfalen. Online verfügbar unter https://www.ovg.nrw.de/behoerde/presse/pressemitteilungen/18_210305/index.php, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

Palm, Jenny; Holmgren, Klara Eitrem (2020): Comparison of national polycentric settings in the partner countries. Newcomers EU-Project. Deliverable 3.2. Hg. v. funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 837752. Lund University. Online verfügbar unter https://www.newcomersh2020.eu/upload/files/D3_2%20NEWCOMERS.pdf, zuletzt geprüft am 07.10.2021.

Peraudeau, Nicolas (2019): Energy Communities in the EU Task Force Energy Communities. D3.12.d. BRIDGE.

Piti, Alessandro; Bettenzoli, Eleonora; Min, Marco de; Lo Schiavo, Luca (2017): Smart metering: an evolutionary perspective. Guidelines and lessons learnt from the Italian regulatory experience. Online verfügbar unter https://erranet.org/wp-content/uploads/2017/09/Highly-Acknowledged-Paper_PitiTeam_Paper_Award_2017.pdf.

Poplavskaya, Ksenia; Vries, Laurens de (2020): Aggregators today and tomorrow: from intermediaries to local orchestrators?

Pricewaterhousecoopers (pwc) (2021): Smart-Meter-Roll-out – Ein Jahr nach der Markterklärung. Hg. v. Pricewaterhousecoopers (pwc). Online verfügbar unter <https://www.pwc.de/de/energiwirtschaft/smart-meter-roll-out-ein-jahr-nach-der-markterklaerung.pdf>.

Proka, Antonia; Loorbach, Derk; Hisschemöller, Matthijs (2018): Leading from the Niche: Insights from a Strategic Dialogue of Renewable Energy Cooperatives in The Netherlands (11).

Roberts, J.; Bodman, F.; Rybski, R. (2014): Community Power: Model Legal Frameworks for Citizen-owned Renewable Energy.

- Rossetto, Nicolò; Reif, Valerie (2021): Digitalization of the electricity infrastructure: a key enabler for the decarbonization and decentralization of the power sector. In: *SSRN Journal*. DOI: 10.2139/ssrn.3831154.
- Ritchie, Hannah; Roser, Max (2020): "Energy". Online veröffentlicht unter OurWorldIn-Data.org. Abgerufen von: <https://ourworldindata.org/renewable-energy>. Zuletzt geprüft am 02.11.2021
- Schittekatte, Tim; Meeus, Leonardo; Jamasb, Tooraj; Llorca, Manuel (2021): Regulatory experimentation in energy: Three pioneer countries and lessons for the green transition. Online verfügbar unter https://www.cbs.dk/files/cbs.dk/regulatory_experimentation-schittekatte-wp16-final-v003-al-2020_11_30.pdf, zuletzt geprüft am 24.11.2021.
- Schittekatte, Tim; Reif, Valerie; Nouicer, Athir; Meeus, Leonardo (o.J.): TSO-DSO-Consumer INTERFACE aRchitecture to provide innovative Grid Services for an efficient power system. INTERFACE_D2.4. EU Projekt Interrace. Hg. v. funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No 824330. Online verfügbar unter https://cad-mus.eui.eu/bitstream/handle/1814/64505/INTERFACE_D2.4_v1.0.pdf?sequence=1&isAllowed=y, zuletzt geprüft am 26.10.2021.
- Smart Energy Europe (2019): The smartEn Map 2019. Hg. v. smartEn is the European business association for digital and decentralised. www.smarten.eu. Online verfügbar unter https://smarten.eu/wp-content/uploads/2020/03/the_smart_en_map_2019.pdf, zuletzt geprüft am 29.11.2021.
- Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. (SmartGridsBW) (2021): Smart Meter Rollout in Deutschland – ein juristischer Rück- und Ausblick. Hg. v. Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. (SmartGridsBW). Online verfügbar unter https://smartgrids-bw.net/public/uploads/2021/08/SmartMeterRollout_Essay_final.pdf, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Sonnen GmbH (2021): Allgemeine Informationen. Hg. v. sonnen GmbH Am Riedbach 1 87499 Wildpoldsried. Online verfügbar unter <https://sonnen.de/haeufig-gestellte-fragen/sonnenvpp/>, zuletzt geprüft am Dezember 2021.
- Strauß, Oliver; Härle, Julia; Kett, Holger; Hempel, Gunnar; Leiter, Chris (2019): Potenzialstudie Blockchain. Blockchain-Anwendungsfälle für Smart Energy Communities : Wie die Blockchain-Technologie für Energiegenossenschaften und kleine Energieerzeuger nutzbringend eingesetzt werden kann. Fraunhofer-Institut für Arbeitswirtschaft und Organisation; Fraunhofer IRB-Verlag. Stuttgart.

- Strauß, Oliver; Kett, Holger; Müller, Tobias; Stetter, Daniel; Renner, Thomas; Hempel, Gunnar et al. (2020): Smart Energy Communities. SMART SERVICES UND KONZEPTE ZUM NACHHALTIGEN BETRIEB ERNEUERBARER ENERGIEANLAGEN. SMECS Projekt. Hg. v. Holger Kett, Oliver Strauß und Olaf Reinhold. Fraunhofer IAO.
- Strohmayr, Bernhard; Reetz, Fabian; Jasim, Sebastian; Böswetter, Mathias (2019): Smarte Sektorenkopplung, Digitalisierung und Distributed Ledger Technologien. Diskussionspapier. Hg. v. Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE). Online verfügbar unter https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/20190827_BEE-Diskussionspapier_Smarte_Sektorenkopplung_Digitalisierung_und_Distributed_Ledger_Technologien.pdf.
- Strüker J., Weibelzahl M., Körner M.-F., Kießling A., Franke-Sluijk A., Hermann, M. (2021): Dekarbonisierung durch Digitalisierung – Thesen zur Transformation der Energiewirtschaft. Hg. v. Universität Bayreuth, Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer-Instituts für Angewandte Informationstechnik FIT und TenneT. Bayreuth. Online verfügbar unter https://doi.org/10.15495/EPub_UBT_00005596, zuletzt geprüft am 10.03.2022.
- Toporek, Marte; Campos, Ines (2019): Assessment of existing EU-wide and Member State-specific regulatory and policy frameworks of RES Prosumers. Del. Nr. 3.1. Proseu EU Project.
- Tounquet, Frédéric; Alaton, Clément (2020): Benchmarking smart metering deployment in the EU-28. Final report. Europäische Kommission. Luxembourg.
- Tushar, Wayes; Yuen, Chau; Saha, Tapan; Morstyn, Thomas; Chapman, Archie; Alam, M. Jan E. et al. (2020): Peer-to-Peer Energy Systems for Connected Communities: A Review of Recent Advances and Emerging Challenges (3).
- Umweltbundesamt (UBA) (2021): Regionalnachweisregister (RNR). Hg. v. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/regionalnachweisregister-rnr#regionalnachweise-kurz-erklart>.
- Valarezo, Orlando; Gómez, Tomás; Chaves-Avila, José Pablo; Lind, Leandro; Correa, Mauricio; Ulrich Ziegler, David; Escobar, Rodrigo (2021): Analysis of New Flexibility Market Models in Europe. *Energies* 2021, 14, 3521 (12). Online verfügbar unter <https://doi.org/10.3390/en14123521>.
- Vandebron (2021a): Energie uit duurzame bronnen. Hg. v. Vandebron. Online verfügbar unter <https://vandebron.nl/energie>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Vandebron (2021e): Klantenservice - Hallo, hoe kunnen we je helpen? Wat is Vandebron? Hg. v. Vandebron. Online verfügbar unter <https://vandebron.nl/klantenservice?section=vandebron#wat-is-vandebron>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

- Vandebron (2021c): Onze energiebronnen. Hg. v. Vandebron. Online verfügbar unter <https://vandebron.nl/energiebronnen>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Vandebron (2021f): Slim laden. Hg. v. Vandebron. Online verfügbar unter <https://vandebron.nl/elektrisch-rijden/slim-laden>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Vandebron (2021d): Sluit je aan als energiebron bij Vandebron. Hg. v. Vandebron. Online verfügbar unter <https://welkom.vandebron.nl/energiebron-woorden/>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Vandebron (2021b): Zonne-energie. Hg. v. Vandebron. Online verfügbar unter <https://vandebron.nl/energie/zonne-energie>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- Vandebron (2020): Goeie energie, dichterbij dan je denkt. (Video). Hg. v. Vandebron. Online verfügbar unter <https://vandebron.nl/goeie-energie>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.
- VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2019): Zellulares Energiesystem – Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen, Frankfurt am Main.
- VDE Verlag GmbH (VDE) (2021): Joachim Kabs: Wir müssen das Tempo beim Smart-Meter-Rollout deutlich steigern. Hg. v. VDE Verlag GmbH (VDE). Online verfügbar unter <https://www.energie.de/ew/news-detailansicht/nsctrl/detail/News/rollout-intelligenter-messsysteme-wir-muessen-das-tempo-deutlich-steigern>, zuletzt geprüft am 25.01.2022.
- Wagner, Johannes; Namockel, Nils; Gruber, Konstantin (2021): Ökonomische Bewertung des Nutzens lokaler Koordinationsmechanismen in der Stromversorgung. Kurzstudie im Auftrag der Siemens AG und der Allgäuer Überlandwerk GmbH. Hg. v. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI).
- Wien Energie GmbH (Hg.) (2020): Studie-Energiegemeinschaften. Unter Mitarbeit von Anja Hintermeier.
- Wierling, August; Schwanitz, Valeria; Zeiß, Jan; Bout, Celine; Candelise, Chiara; Gilcrease, Winston; Gregg, Jay (2021): Statistical Evidence on the Role of Energy Cooperatives for the Energy Transition in European Countries (9). Online verfügbar unter https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/Statistical_Evidence_Energy_Communities.pdf, zuletzt geprüft am 13.12.2021.
- Wikberg, Karl (2019): Legal sources on renewable energy. Policy in Denmark. Renewable energy policy database and support. Hg. v. European Commission. European Commission.

Wilfer, Carina (2018): Warum Cloud-Plattformen so wichtig für die digitale Transformation sind. Hg. v. Seven2one Informationssysteme GmbH. Online verfügbar unter <https://www.seven2one.de/blog/warum-cloud-plattformen-so-wichtig-fuer-die-digitale-transformation-sind/>, zuletzt geprüft am 09.11.2021.

WindNode Verbund (2021): Synthesebericht Flexibilität, Markt und Regulierung. SINTEG Schaufenster intelligente Energie WindNODE. Hg. v. WindNode Verbundkoordination. Online verfügbar unter https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/Schaufenster-Publikationen/Synthesebericht_WindNODE.pdf, zuletzt geprüft am 20.10.2021.

Zhang, Chenghua; Wu, Jianzhong; Long, Chao; Cheng, Meng (2017): Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects.

Zoerner, Thorsten; Kassebaum, Martin; Schwarzbeck, Fabian; Gitschier, Simone; Merz, Michael; Kempcke, Rex et al. (2020): Energierevolution getrieben durch Blockchain. Dezentrale Systeme für lokalen Energiehandel und Stromspeicherbewirtschaftung in der Community. Hg. v. Begleitforschung Smart Service Welt II Institut für Innovation und Technik (iit) in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH.

Abkürzungen

A. m. b. A	Gesellschaft mit beschränkter Haftung (dänisch „Andelsselskaber med begrænset ansvar“)
BMIL	Blockchain Machine Identity Ledger (dena-Projekt)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (seit Dez. 2021 Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK))
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CEC	Bürgerenergiegemeinschaften (Citizen Energy Community)
CEP	Clean Energy Package
CLS	Controllable Local Systems
CNMC	Nationale Kommission für Märkte und Wettbewerb in Spanien („Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia“)
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CSC	kollektive Eigenverbrauch (Collective Self-Consumption)
DLT	Distributed Ledger Technologien
EDSEP	Regulatorischer Innovationsrahmen in den Niederlanden („Experiments in Decentralised Sustainable Electricity Production“)
EDSN	Energie Data Services Nederland
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EMD	Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESCO	Energy Service Company
ETPA	Energy Trading Platform Amsterdam
EU	Europäische Union
FLECH	Flexibilitäts-Clearinghouse
GW, MW, kW	Gigawatt, Megawatt, Kilowatt
HEMS	Home Energy Management System
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie

IoT	Internet der Dinge („Internet of Things“)
I/S	offenen Handelsgesellschaften (Dänemark, „Interessentskab“)
i. S. d.	Im Sinne der
IT	Informationstechnik
iMSys	Intelligente Messsysteme
KI	Künstliche Intelligenz
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWp	Kilowatt-Peak (zur Leistungsmessung von PV-Anlagen)
MaStR	Marktstammdatenregister
mME	Moderne Messeinrichtung
OVG	Oberverwaltungsgericht
P2P	Peer-to-Peer Energy Sharing oder Peer-to-Peer Energiehandel
PoW	Proof of Work
PoS	Proof of Stake
PPA	Power Purchase Agreement
PSO	Public Service Obligation
PV	Photovoltaik
REC	Erneuerbare Energiegemeinschaften (Renewable Energy Community)
RED II	Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen
SDE	Förderungen für erneuerbare Energien in den Niederlanden („Stimulering Duurzame Energieproductie“)
SMGW	Smart Meter Gateway
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

Danksagung

Ein besonderer Dank gilt Ludwig Karg (B.A.U.M Consult), Alexander Bogensperger (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.), Alexander Krautz (Next Kraftwerke GmbH), Sebastian Gebhardt und Christoph Brunner (Allgäuer Überlandwerk GmbH), Malte Zieher (Bündnis Bürgerenergie e. V.), Christian Chudoba (Lumenaza GmbH) und Wilhelm Cramer (Fraunhofer-Institut für Angewandte Informationstechnik), die uns im Rahmen der Studie mit ihrer Expertise maßgeblich unterstützt haben.

