



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterarbeit

Julia Brinkmann

Energy Sharing in der deutschen Energiewirtschaft: Analyse von Chancen und regulatorischem Rahmen zur Umsetzung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften auf Grundlage der Renewable Energy Directive II

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

im Studiengang Renewable Energy Systems
am Department Umwelttechnik und Verfahrenstechnik
der Fakultät Life Sciences
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

in Zusammenarbeit mit:
Greenpeace Energy eG
Abteilung Energiewirtschaft
Hongkongstraße 10
20457 Hamburg

Erstprüfer: Prof. Dr. Hans Schäfers
Zweitprüferin: M. Eng. Friederike Knust

Abgabedatum: 12.07.2021

Zusammenfassung

Julia Brinkmann

Thema der Masterarbeit

Energy Sharing in der deutschen Energiewirtschaft: Analyse von Chancen und regulatorischem Rahmen zur Umsetzung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften auf Grundlage der Renewable Energy Directive II

Stichworte

Energy Sharing, Erneuerbare Energien-Gemeinschaften, Renewable Energy Communities, deutscher Energiemarkt, Chancen, regulatorische Barrieren, Interviews, qualitative Inhaltsanalyse, Handlungsempfehlung, Energieversorger

Kurzzusammenfassung

Das zentrale Thema der vorliegenden Masterarbeit ist das Aufzeigen der Potentiale von Energy Sharing auf Grundlage der Renewable Directive II sowie das Analysieren des regulatorischen Rahmens des deutschen Energiemarktes. Ziel ist es, Handlungsempfehlungen abzuleiten. Dazu wurden achtzehn ExpertInnen aus sieben verschiedenen Berufsgruppen befragt und die Ergebnisse mithilfe einer qualitativen Inhaltsanalyse und eines erstellten Kategoriensystems mit fünf Hauptkategorien ausgewertet. Den Energy Sharing Konzepten wird eine große Relevanz für die Energiewende zugesprochen. Eine Umsetzung scheitert bislang vor allem an einer fehlenden Wirtschaftlichkeit. Genannte Gründe sind eine benötigte Anpassung des aktuellen Abgaben- und Umlagensystems sowie zu hohe Messkosten. Für Energieversorger wird empfohlen, Energy Sharing Konzepte mit in das Portfolio aufzunehmen und Dienstleistungen für die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften bereitzustellen. Zusätzlich wird empfohlen, Öffentlichkeits- und Aufklärungsarbeit durchzuführen, um das Interesse in der Bevölkerung zu aktivieren.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	V
1 Einleitung	1
1.1 Zielsetzung	2
1.2 Aufbau der Arbeit.....	3
2 Theoretische Grundlagen	5
2.1 Versorgungsarten	5
2.1.1 Zentral.....	5
2.1.2 Dezentral	14
2.1.3 Vernetzt-zellulärer Ansatz.....	22
2.2 Energy Sharing	24
2.2.1 Renewable Energy Directive II.....	24
2.2.2 Umsetzungsvorschlag von Energy Brainpool	26
2.2.3 Chancen	27
2.2.4 Regulatorische Hürden	30
2.2.5 Beispiele im Ausland.....	32
3 Methodik.....	36
3.1 Forschungsfragen.....	36
3.2 Marktanalyse	36
3.3 Experteninterviews	36
3.4 Qualitative Inhaltsanalyse	38
3.5 Sensitivitätsanalyse	42
4 Analysen	44
4.1 Marktanalyse	44
4.2 ExpertInneninterviews	46
4.2.1 Auswahl der ExpertInnen.....	46
4.2.2 Gesprächsleitfaden und Durchführung der Interviews	47
4.3 Qualitative Inhaltsanalyse	49
4.4 Sensitivitätsanalyse der Strompreisbestandteile.....	51
5 Auswertung des Kategoriensystems	55
5.1 Gesetzliche Grundlagen	55
5.1.1 Subkategorie Definition.....	55
5.1.2 Subkategorie Missstände.....	58
5.1.3 Subkategorie Gründe für Missstände.....	60
5.1.4 Subkategorie Positive Entwicklung	61
5.2 Potential.....	62
5.2.1 Subkategorie Relevanz für die Energiewende	62
5.2.2 Subkategorie Chance	64
5.2.3 Subkategorie Risiko	65
5.2.4 Subkategorie Interesse der Bevölkerung	65
5.3 Finanzielle Anreize	67
5.3.1 Subkategorie Förderung	67
5.3.2 Angepasste Netzentgelte.....	70

5.3.3	EEG-Umlage.....	72
5.3.4	Stromsteuer	73
5.3.5	CO ₂ -Bepreisung.....	73
5.3.6	Monetärer Vorteil EndkundInnen	73
5.4	Umsetzung.....	74
5.4.1	Regulatorische Barrieren	75
5.4.2	Umsetzungsmöglichkeiten	75
5.4.3	Erforderliche Maßnahmen	76
5.4.4	Bundesregierung als Impulsgeber	79
5.4.5	Dienstleistung	80
5.5	Energiewirtschaftliche Aspekte	82
5.5.1	Subkategorie Bilanzierung	83
5.5.2	Subkategorie Marktrolle	83
5.5.3	Verbindung zum Strommarkt	85
5.5.4	Subkategorie Zelluläres System	86
5.6	Zusammenfassung und Interpretation der Ergebnisse	88
5.6.1	Gesetzliche Grundlagen	88
5.6.2	Potential.....	90
5.6.3	Finanzielle Anreize.....	91
5.6.4	Umsetzung.....	94
5.6.5	Energiewirtschaftliche Aspekte	97
6	Diskussion	99
6.1	Ergebnisdiskussion.....	99
6.1.1	Forschungsfrage 1	100
6.1.2	Forschungsfrage 2	103
6.1.3	Forschungsfrage 3	104
6.2	Methodische Diskussion	112
7	Fazit und Ausblick.....	115
8	Literaturverzeichnis	117
9	Anhang.....	122

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Stromnetz in Deutschland.....	6
Abbildung 2: Weg des Stromverkaufs am zentralen Markt	7
Abbildung 3: Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden	8
Abbildung 4: Mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden	9
Abbildung 5: Schema der Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS 3.0.....	10
Abbildung 6: Ausgeglichener Bilanzkreis.....	11
Abbildung 7: Das System der Herkunftsnachweise in Deutschland	13
Abbildung 8: Dezentrale Energiesysteme	14
Abbildung 9: Tagesverlauf aus Stromverbrauch und Stromerzeugung	18
Abbildung 10: Vernetzt-zelluläres System nach VDE	23
Abbildung 11: Zukünftiges Stromversorgungsszenario.....	26
Abbildung 12: Verschiedene REC-Ebenen als Simulationsgrundlage.....	33
Abbildung 13: Ablaufmodell induktiver Kategorienbildung	40
Abbildung 14: Einteilung der Analyseeinheiten.....	40
Abbildung 15: Ablauf des Verfahrens zur Ermittlung der Outputänderung	42
Abbildung 16: Entwicklung der installierten Leistung	45
Abbildung 17: Erneuerbare Energien in Bürgerhand	45
Abbildung 18: ExpertInnen und Gruppenzuordnung.....	47
Abbildung 19: Sensitivitätsanalysen im Vergleich.....	52
Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse von der EEG-Umlage über Netzentgelten	53
Abbildung 21: Dienstleistungskategorien.....	109
Abbildung 22: Schema der Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS 3.0.....	110

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Marktrollen nach MaBiS und GPKE	9
Tabelle 2: : Kostenbestandteile Eigenversorgung ohne Netzdurchleitung	17
Tabelle 3: Kostenbestandteile Mieterstrom.....	19
Tabelle 4: Markt, Messgrößen und Akteursgruppe der Marktanalyse	44
Tabelle 5: Kontexteinheiten innerhalb des Kategoriensystems der HK1_SK1	49
Tabelle 6: Preisbestandteile des Ökostromtarifs von Greenpeace Energy	52
Tabelle 7: Strompreis in ct/kWh bei Änderung der EEG-Umlage und Netzentgelte	54
Tabelle 9: Erforderliche Maßnahmen vor Projektbeginn	107
Tabelle 10: Erforderliche Maßnahmen während Projektlaufzeit.....	108

Abkürzungsverzeichnis

BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BIKO	Bilanzkreiskoordinator
BMWI	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
ct	Cent
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
HKN	Herkunftsnachweis
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt-Peak
MaBiS	Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom
MW	Megawatt

P2P	Peer-to-Peer
PPA	Power Purchase Agreement
REC	Renewable Energy Communities
RED	Renewable Energy Directive
RLM	Registrierende Leistungsmessungen
SLP	Standardlastprofile
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

1 Einleitung

„Die Erde hat jetzt Fieber. Und das Fieber steigt.“ appellierte der Umweltschützer Al Gore bereits im Jahr 2007 (Der Tagesspiegel 2007). Der IPCC Bericht aus dem Jahr 2018 bestätigt, dass sich die Erde seit der vorindustriellen Zeit um 1900 um 1,0° C erwärmt hat. Eine weitere von Menschen verursachte Erwärmung auf 1,5° C wird zwischen 2030 und 2052 erwartet, wenn keine notwendigen Schritte eingeleitet und umgesetzt werden (IPCC 2018). Deutschland strebt an, bis 2045 treibhausgasneutral zu sein. Damit verbunden sind Veränderungen wie z.B. die fortschreitende Senkung der Treibhausgasemissionen, der Kohleausstieg, die energetische Gebäudesanierung und der Ausbau klimafreundlicher Mobilität (Bundesregierung 2021b). In diesem Zusammenhang findet eine Umstrukturierung des Energiesystems statt. Fossile Energiequellen werden durch Erneuerbare ersetzt. Diese Energiewende erfordert laut Bundesregierung neben dem Ausbau der volatilen Energieerzeugungsanlagen auch den Ausbau des Stromnetzes. Laut aktuellem Bundeswirtschaftsministers Peter Altmaier „ist der Netzausbau ein Schlüsselement für eine erfolgreiche Energiewende“ (Bundesregierung 2021a).

Der Grund für diese Annahme ist das zugrunde liegende zentrale Stromnetz, welches in Deutschland vorzufinden ist. Laut Agora Energiewende (2017) ist der reine Netzausbau nicht die Lösung, um die entscheidenden Energiequellen in das Netz zu integrieren. Die Technologien wie z.B. Windkraft, Solarenergie oder Stromspeicher sind im Land verteilt, wodurch regionale Lösungen entstehen. Daraus ergeben sich entscheidende Vorteile für die Energiewende, wie die gesteigerten Teilhabemöglichkeiten und eine erhöhte Akzeptanz in der Bevölkerung. Ein weiterer Vorteil ist, dass das Netz weniger ausgebaut werden muss (Agora Energiewende 2017). Ein Aspekt der Energiewende ist demnach der Wandel der institutionellen und räumlichen Strukturen. Dadurch befinden sich ländliche Räume hinsichtlich einer dezentraler Energieversorgung im Wandel (Gailing und Röhring 2015, S. 32). Die dezentrale Energieversorgung ist geprägt von der Verwendung neuer Technologien, deren volles Potential nicht ausgeschöpft werden kann, solange die vorliegenden zentralen Strukturen nicht abgelöst werden (Böll-Stiftung 2019, S. 16).

Neben Deutschland hat die gesamte Europäische Union Klimaschutzziele vereinbart. Damit diese Ziele erreichbar werden, wurde der „European Green Deal“ ins Leben gerufen (Europäischer Rat 2021). Am 24. Dezember 2018 ist die EU-Richtlinie 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen vom 11. Dezember 2018 in Kraft getreten. Sie wird auch Renewable Energy Directive II (RED II) genannt und ist Teil des EU-Maßnahmen-Paketes „Saubere Energie für alle Europäer“. Sie soll den Ausbau und die Nutzung von Erneuerbaren Energien fördern (von Bredow Valentin Herz 2018, S. 5–9).

Im Gegensatz zu Verordnungen, die augenblicklich für alle Mitgliedstaaten der Europäischen Union gelten, erfordern Richtlinien einer Umsetzung. Die RED II soll bis zum 30. Juni 2021 im nationalen Recht umgesetzt sein. Sie umfasst unter anderem Regelungen zu den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (von Bredow Valentin Herz 2018, S. 5–9). Diese Gemeinschaften sollen laut Artikel 22 zur Produktion, Verbrauch, Speicherung und Verkauf von Erneuerbarer Energie berechtigt sein. Außerdem soll Erneuerbare Energie gemeinsam nutzbar sein, welche in Anlagen im Eigentum der Gemeinschaft produziert wird. Des Weiteren sollen Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften das Recht haben, Zugang zu allen Energiemärkten zu erhalten, welcher diskriminierungsfrei direkt oder über Aggregatoren erfolgen muss (Europäische Union 2018, S. 121).

Laut August (2021) wurde dieser Ansatz von der Bundesregierung bisher ignoriert (Greenpeace Energy 2021). Die vorliegende Forschungsarbeit untersucht daher die Potentiale dieser Gemeinschaften und wie die Regulatorik aufgebaut ist.

1.1 Zielsetzung

Das zentrale Thema der Forschungsarbeit sind Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und das damit verbundene Energy Sharing als Teil der EU-Richtlinie RED II. Eine Umsetzung wurde für alle Mitgliedstaaten zum 30.06.2021 festgesetzt, was bislang nicht geschehen ist. Dabei soll ermittelt werden, wie eine Umsetzung von Energy Sharing in Deutschland möglich wäre und was sich für Ökostromversorger, wie der Energiegenossenschaft Greenpeace Energy, aufzeigen lässt. Die Untersuchungen beziehen sich auf den deutschen Energiemarkt und innerhalb des Energy Sharing auf Strom als elektrische Energieform.

Im Zuge der Literaturrecherche werden folgende Fragen geklärt:

- Welche weiteren Formen der dezentralen Energieversorgungsart gibt es und wie unterscheiden sie sich von Energy Sharing?
- Was ist die Gesetzesgrundlage von Energy Sharing?
- Wie beschreibt Energy Brainpool den Umsetzungsvorschlag innerhalb des veröffentlichten Impulspapiers?
- Was sind die aktuellen Erkenntnisse in Hinblick auf Potentiale und regulatorische Hürden?
- Wie sehen Umsetzungsansätze in anderen Ländern aus?

Es erfolgt eine Analyse des zukünftigen deutschen Marktes. In Hinblick auf eine mögliche Reduktion der aktuellen Kostenbestandteile des Strompreises wird eine Sensitivitätsanalyse genutzt, um aufzuzeigen, welche Ersparnisse sich durch eine Stromnutzung innerhalb der Renewable

Energy Communities im Vergleich zu einer Stromlieferung eines Ökostromlieferanten ergeben könnten. Für die Beantwortung der folgenden Forschungsfragen werden ExpertInnen befragt und die Ergebnisse qualitativ ausgewertet:

- Welches Potential bietet Energy Sharing und welche Barrieren liegen in der Regulatorik des deutschen Energiemarktes vor?
- Sollte Energy Sharing gefördert werden?
- Wie können Energy Sharing Konzepte umgesetzt werden und welche Handlungsempfehlungen für Ökostromversorger lassen sich aus den Erkenntnissen ableiten?

1.2 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit gliedert sich in sieben Teile. Nachdem die Relevanz des Themas geschildert wird, werden zunächst relevante theoretische Grundlagen präsentiert. Die Energiewirtschaft wird in Hinblick auf zentrale und dezentrale Versorgungsarten beschrieben. Um Energy Sharing im Kontext dezentraler Energieversorgung abzugrenzen und zu spezifizieren, werden der Mieterstrom und die Eigenversorgung erläutert. Das Grundlagenkapitel beinhaltet zudem die Gesetzesgrundlage von Energy Sharing. Bezugnehmend auf das Impulspapier von Energy Brainpool erfolgt eine Darstellung des Umsetzungsvorschlages. Chancen sowie regulatorische Barrieren werden herausgearbeitet und eine beispielhafte Umsetzung in anderen Ländern skizziert.

Anschließend wird die verwendete Methodik der Forschungsarbeit vorgestellt, um die aufgestellten Forschungsfragen wissenschaftlich fundiert beantworten zu können. Es erfolgt eine Beschreibung der Markt- und Sensitivitätsanalyse. Es werden ExpertInneninterviews, die Erstellung des Gesprächsleitfadens und die Durchführung der qualitativen Inhaltsanalyse reflektiert.

Das nächste Kapitel befasst sich mit der Durchführung der Analysen, deren Methodik im vorherigen Kapitel erläutert wurde. Im Zuge der qualitativen Inhaltsanalyse wird aufgezeigt, wie das Kategoriensystem erstellt wurde, indem Aussagen der ExpertInnen zusammengefasst, induktiv kodiert sowie kategorisiert und den deduktiv entwickelten Hauptkategorien zugeordnet wurden.

Darauf aufbauend folgt eine ausführliche Darstellung der Ergebnisse aus den ExpertInneninterviews, die sich auf Grundlage des Kategoriensystems gliedern lassen. Den Ausführungen folgt eine komprimierte Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse.

Danach werden die Ergebnisse diskutiert. Die Forschungsfragen werden beantwortet, indem die theoretischen Grundlagen herangezogen werden. Außerdem erfolgt eine kritische Diskussion

hinsichtlich der verwendeten Methodik, der Durchführung, der Auswertung und den Erkenntnissen der Forschungsarbeit.

Abschließend wird die Forschungsarbeit zusammengefasst und ein Ausblick über zukünftige relevante Forschungsthemen skizziert.

2 Theoretische Grundlagen

Das Grundlagenkapitel verschafft einen Überblick über die existierende Versorgungsarten und die relevanten Aspekte von Energy Sharing.

2.1 Versorgungsarten

In den Versorgungsarten wird grundlegend zwischen einem zentralen und dezentralen Ansatz unterschieden. Ein weiterer ist der vernetzt-zellulare Ansatz.

2.1.1 Zentral

Die Energieversorgung nach traditionellem, zentralem Ansatz beschreibt ein Stromnetz-System, bei dem Energie in Kraftwerken in großen Einheiten erzeugt, umgewandelt und verteilt wird (Gailing und Röhring 2015, S. 33). Abbildung 1 zeigt den Aufbau des deutschen Stromnetzes.

Mehrere große Kraftwerke sind dabei in einem Verbundnetz miteinander verknüpft, um in Zeiten von Kraftwerksausfällen die Stromversorgung weiterhin gewährleisten zu können. Gleiches gilt, wenn der Bedarf an Strom steigt. In beiden Fällen wird die Leistung der Kraftwerke erhöht, die bereits im Betrieb sind. Falls dies zur Kompensation des Strombedarfs nicht ausreicht, werden Kraftwerke hinzugeschaltet, die Spitzen- oder Reserveleistung bereitstellen. Leistungsverluste während des Stromtransportes sind bei großen Leistungen aufgrund des Ohm'schen Gesetzes am geringsten. Daher werden z.B. Höchstspannungsnetze zur überregionalen Übertragung des Stroms von den Großkraftwerken zu den Umspannstationen genutzt, nachdem die Spannung hochtransformiert wurde. Durch die Transformatoren in den Umspannwerken können Netzebenen mit unterschiedlichen Betriebsspannungen entstehen:

- Höchstspannung (380 kV – 220 kV)
- Hochspannung zur Stromverteilung an regionale Verbrauchspunkte (220kV – 60 kV)
- Mittelspannung zur Verteilung in Stadt- und Landbezirke (60kV – 6 kV)
- Niederspannung zur Versorgung von Häusern und Gewerbe (0,4kV) (Konstantin 2017, S. 314–316)

Im Vergleich zu den Betriebsspannungen der verschiedenen Netzebenen hat der transformierte Strom bei den Endverbrauchenden eine Spannung von 0,23 kV (Konstantin 2017, S. 314).

Große Kraftwerkseinheiten können beispielsweise nukleare, thermische oder hydroelektrische Kraftwerke sein. Durch Hochspannungsübertragungs- und Verteilungsnetze wird der, in Umspannwerken umgewandelte, Strom zu den Lastpunkten transportiert, wo er durch EndverbraucherInnen genutzt wird. Im traditionellen Stromnetz findet dies unidirektional statt, wobei der

Strom nur in eine Richtung fließt. (Khadilkar et al. 2020, S. 7; Zhou et al. 2020, S. 739). Je nach Leistung der Kraftwerke können sie auch direkt an Umspannwerken angeschlossen sein oder den Strom in niedrigeren Spannungsebenen ins Netz einspeisen. Je nach Anschlussstelle ergeben sich andere Netznutzungsentgelte (Konstantin 2017, S. 316).

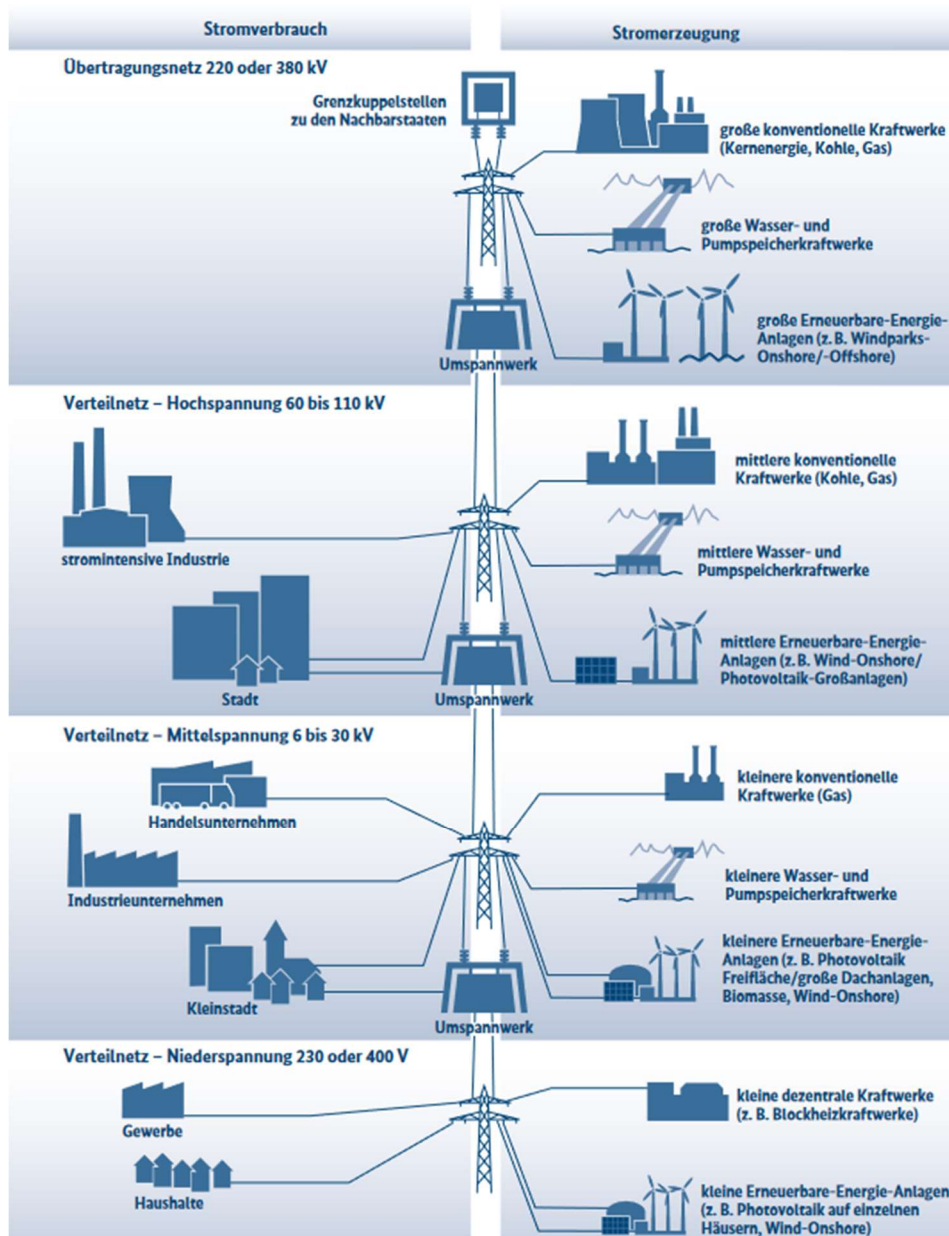


Abbildung 1: Stromnetz in Deutschland, (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2012)

Das zentrale Energieversorgungssystem hat ein Akzeptanzproblem hinsichtlich Erneuerbaren Energien in den Regionen, wo der Strom erzeugt wird. Ein weiterer Ausbau dieser Erneuerbaren würde zusätzlich einen flächendeckenden Ausbau im Übertragungsnetz sowie die Investition weiterer Stromspeicher voraussetzen (Gailing und Röhring 2015, S. 34). Weitere Nachteile nach Khadilkar et al. (2020) sind:

- Keine optimale Spitzenlastkapazität aufgrund fehlender Speicher
- Energieverlust durch Leitungsverluste während des Transports
- Umweltschäden wie Luftverschmutzung oder Flächenbedarf je nach Kraftwerksart

In Anlehnung an Zhou et. al (2020) zeigt Abbildung 2 den Verkaufsweg des Stroms über Energieversorgungsunternehmen.

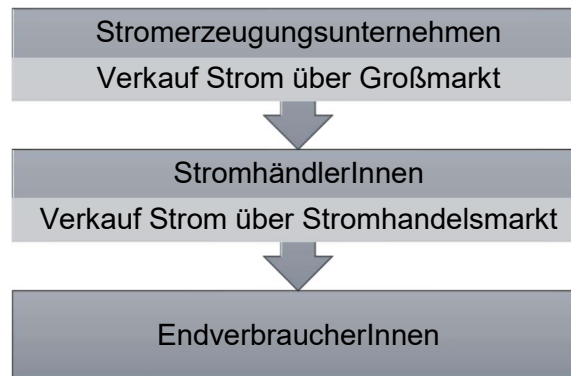


Abbildung 2: Weg des Stromverkaufs am zentralen Markt, eigene Darstellung in Anlehnung an Zhou et. al (2020, S.739)

Äquivalent zu dem unidirektionalen Stromfluss wurde die existierende Regulatorik des Energiemarktes konzipiert. Diese wird nicht den Bedürfnissen der entstehenden dezentralen Energieerzeugung gerecht, bei der viele Erneuerbare Energien auf Verbrauchsebene Strom ins Netz einspeisen (Zhou et al. 2020, S. 749).

Da innerhalb der zentralen Versorgung die Zusammensetzung des Strompreises, die existierenden Marktrollen, die Strombilanzierung, die Direktvermarktung und das Herkunftsnachweisregister relevant für ein Ableiten der Erkenntnisse ist, werden diese Aspekte im Folgenden vorgestellt.

2.1.1.1 *Strompreisbestandteile*

In dem vorherrschenden zentralen Energieversorgungssystem in Deutschland wird Strom an HaushaltskundInnen geliefert. Der Preis für diesen Strom setzt sich aus verschiedenen Preisbestandteilen zusammen. Abbildung 3 bildet die Zusammensetzung für besagte KundInnen mit einem Jahresverbrauch von 2500kWh bis 5000kWh ab (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018).

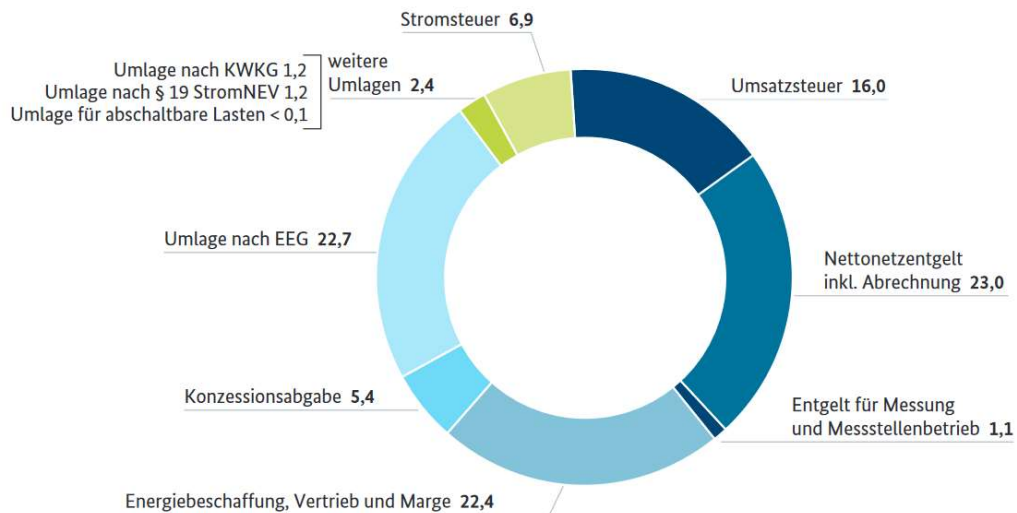


Abbildung 3: Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2018 in Prozent Strompreisbestandteile laut, (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018)

Die Darstellung zeigt, dass die Nettonentgelte, die EEG-Umlage sowie die Energiebeschaffung inklusive Vertrieb und Marge die Hauptbestandteile sind. Der Beschaffungspreis variiert je nach Stromanbietern, die auf dem Markt miteinander konkurrieren (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021b). Abbildung 4 zeigt darüber hinaus die mengengewichteten Elektrizitätspreise für HaushaltskundInnen für den Abnahmefall von 3500kWh pro Jahr. 2018 fielen dabei 23,18ct/kWh aufgrund von staatlichen Regelungen und Gesetzen für Netzentgelte inklusive Abrechnung, Steuern und Abgaben an, die durch die Wahl eines Stromanbieters nicht beeinflussbar sind (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021b).

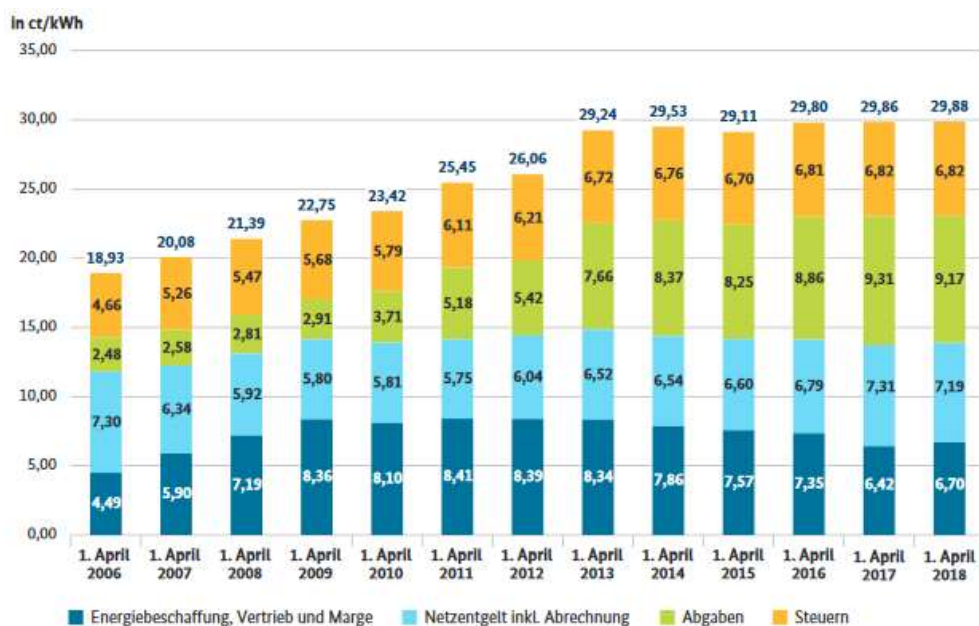


Abbildung 4: Mengengewichteter Elektrizitätspreis für Haushaltskunden für den Abnahmefall 3.500kWh / Jahr, (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021b) (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2018)

2.1.1.2 Markttrollen

Marktteilnehmer, die eine Markttrolle einnehmen, werden nach den Geschäftsprozessen zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE) der Bundesnetzagentur Marktpartner genannt (Bundesnetzagentur, S. 8). Laut der Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS) sowie den GPKE gibt es verschiedene Markttrollen, die in der folgende Tabelle 1 aufgelistet werden.

Tabelle 1: Markttrollen nach MaBiS und GPKE, (Bundesnetzagentur 2020, S. 6)

Markttrollen nach MaBiS	Markttrollen nach GPKE
Bilanzkoordinator (BIKO)	
Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)	Bilanzkreisverantwortlicher (BKV)
Lieferant (LF)	Lieferant (LF)
Netzbetreiber (NB)	Netzbetreiber (NB)
Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)	Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
	Messstellenbetreiber (MSB)

Abbildung 5 zeigt schematisch die Verantwortlichkeiten der jeweiligen Markttrollen Übertragungsnetzbetreiber, Bilanzkoordinator, Bilanzkreisverantwortlicher, Netzbetreiber, Lieferant und Messstellenbetreiber sowie die damit verbundenen Aufgaben untereinander. Im Zuge der vorliegenden Forschungsarbeit wird auf die Prozesse nicht im Detail eingegangen. Die zukünftige Zuordnung der Renewable Energy Communities zu einer neuen oder bestehenden Markttrolle ist demnach relevant. Daraus lassen sich zu erwartende Verantwortlichkeiten ableiten.

Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS 3.0*

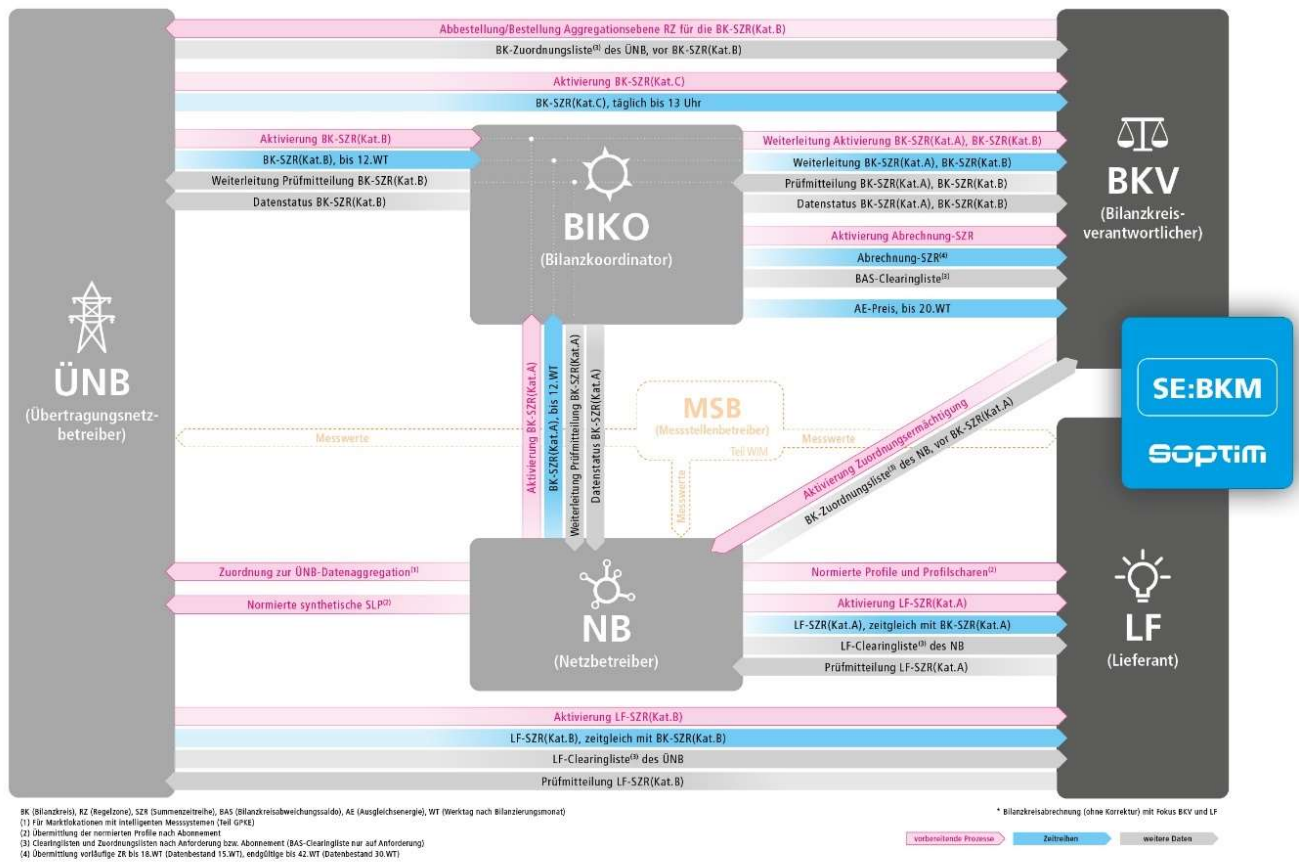


Abbildung 5: Schema der Bilanzkreisabrechnung nach MaBiS 3.0, interne Quelle Greenpeace Energy

2.1.1.3 Strombilanzierung

Laut §4 der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) ist die Bildung von Bilanzkreisen in den vier Regelzonen von mindestens einem Netznutzer verpflichtend. Dies erlaubt die Nutzung des Netzes als LetztverbraucherIn oder Lieferant in Form der Rolle des BKVs. Wer BKV ist, wird den ÜNBs gegenüber bekanntgegeben. Der BKV ist für den Ausgleich auftretender Differenzen zwischen Energiebedarf und -verbrauch den ÜNBs gegenüber, welche gleichzeitig BIKOs sind, sowie den Netznutzern wirtschaftlich verantwortlich. Abbildung 6 illustriert, dass die Vielzahl der Entnahmestellen und der Einspeisestelle, die in einem Bilanzkreis zusammengefasst werden, hinsichtlich der Strommenge in einem Gleichgewicht zu halten sind. Dafür muss der BKV vorab viertelstundenscharfe prognostizierte Fahrpläne des folgenden Tages an den BIKO schicken, was die Grundlage für den Netzbetrieb und den Kraftwerkseinsatz bildet. Für die Fahrpläne werden historische Daten zur Prognostizierung genutzt und zwei Kundengruppen beachtet:

- Standardlastprofil (SLP) – Kunden mit einem Jahresverbrauch < 100.000kWh

- registrierende Leistungsmessungen (RLM) – Kunden > 100.000kWh

Die große Anzahl der SLP-Kunden werden über normierte Standardprofile erfasst, da sie statistisch gesehen innerhalb verschiedener Kundengruppen ähnliche Strukturen im Verbrauch vorweisen. Bei RLM-Kunden erfolgt die Messung viertelstundenscharf über vergleichsweise teure Zähler (Konstantin 2017, S. 333).

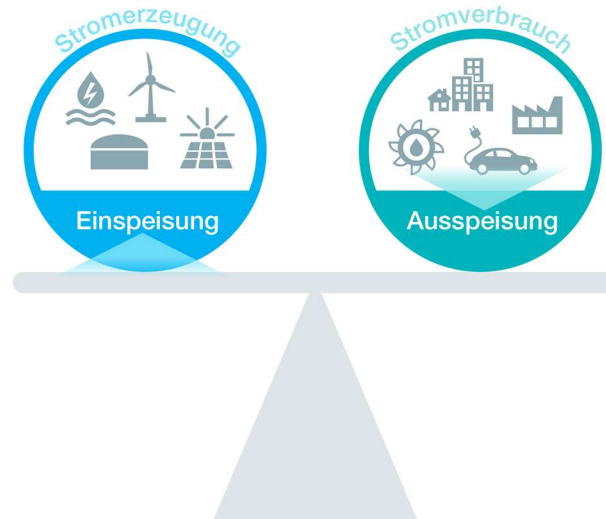


Abbildung 6: Ausgeglichener Bilanzkreis, (Tennet 2021)

2.1.1.4 Direktvermarktung

Der Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen kann beziehungsweise muss nach der Einspeisung an der Strombörse bei Bestandsanlagen optional und bei Neuanlagen ab einer Größe von 100 kWp verpflichtend verkauft werden. In diesem Zusammenhang wird von einer Direktvermarktung unter Nutzung des sogenannten Marktprämienmodells gesprochen. Im Zuge der Energiewende ist die Direktvermarktung bedeutend, da sie die Überführung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen mit gesetzlicher Vergütung in die Marktwirtschaft realisiert (Next Kraftwerke 2021).

Als Neuanlagen sind laut EEG 2021 §20 Erneuerbare-Energien-Anlagen zu berücksichtigen, deren installierte Leistung größer als 100 kW ist und die Inbetriebnahme nach dem 01.01.2016 erfolgte. Es findet ein gemeinsamer Handel in gleicher Marktpreishöhe mit Strom statt, der aus fossilen Energieträgern erzeugt wurde. Die Direktvermarktung läuft in folgenden Schritten ab:

- Auswahl eines für die BetreiberInnen geeigneten Direktvermarkters
- Aushandeln des Stromvermarktungsvertrages zwischen BetreiberInnen und Direktvermarkter

- Anmeldung der Anlage beim Verteilnetzbetreiber zur Direktvermarktung durch den Direktvermarkter
- Übernahme der Anlage in den zu verantworteten Bilanzkreis
- Start der Direktvermarktung ab erfolgreichem Fernzugriff auf die Anlage

Der Verteilnetzbetreiber zahlt die sogenannte Markt- und Managementprämie aus, sodass der Direktvermarkter Erlöse von der Strombörse an den Betreiber überweisen kann. Dieser ist ebenfalls für die Erstellung von Anlagenprognosen, den Handel auf der Strombörse und das Ausgleichen von Überschuss- und Fehlmengen verantwortlich (Next Kraftwerke 2021).

Neben den weiteren Formen der Direktvermarktung, die zum Teil bereits an Bedeutung verloren haben oder ausgelaufen sind, wie der regionalen Direktvermarktung, dem Grünstromprivileg oder dem Marktintegrationsmodell, gibt es laut EEG 2021 §21a die sonstige Direktvermarktung. Dies beschreibt den Verkauf des Grünstroms an der Börse zum Marktpreis ohne zusätzliche Förderung und den Erhalt der sogenannten Grünstromeigenschaft (Next Kraftwerke 2021).

2.1.1.5 *Herkunftsnachweisregister*

Laut Umweltbundesamt werden Herkunftsnachweise (HKN) für die Transparenz der Stromherkunft eingesetzt, welcher aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde. Im EnWG § 42 sind die Informationen definiert, die EndverbraucherInnen über den bezogenen Strom von ihrem Energieversorger erhalten müssen. Ein Doppelvermarktungsverbot des erneuerbaren Stroms wird verhindert, indem Energieversorger seit 2013 nur die Menge liefern dürfen, für die sie Herkunftsnachweise entwertet haben. Diese Entwertung erfolgt im Herkunftsnachweisregister, welches seit dem 01.01.2013 in Betrieb ist und die Ausweisung der gelieferten Menge auf der Stromrechnung der VerbraucherInnen ermöglicht. Die Schritte zur Stromkennzeichnung inklusive des HKNs sind folgende:

- Registrierung der AkteurInnen
- Registrierung der Anlagen
- Ausstellung der HKN durch das Bundesumweltamt
- Nationaler und internationaler Handel der HKN
- Entwertung der HKN
- Jährlich ab 01.11. Ausweisung der Stromkennzeichnung (Umweltbundesamt 2021c)

Abbildung 7 verdeutlicht diese Prozessschritte. Im oberen Teil ist der Weg des Stroms dargestellt, der von den AnlagenbetreiberInnen bilanziell über die HändlerInnen an die

Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) weitergegeben wird. Die EVU liefern den Strom an die VerbraucherInnen, indem auf der Stromrechnung die Stromkennzeichnung mit verwendeten HKN erfolgt. Die Stromkennzeichnung ist aufgrund des Prozesses möglich, der im unteren Teil der Abbildung dargestellt ist. Die AnlagenbetreiberInnen stellen einen Antrag auf Ausstellung der HKN, was in ihren Anlagenbetreiberkonten verbucht wird. Die HKN werden auf dem Antrag der Händlerkonten und der EVU-Konten übertragen. Nachdem die EVU die Entwertung der HKN beantragt haben, können sie entwertet werden und zur Stromkennzeichnung auf der Rechnung der VerbraucherInnen ausgewiesen werden (Umweltbundesamt 2021c).

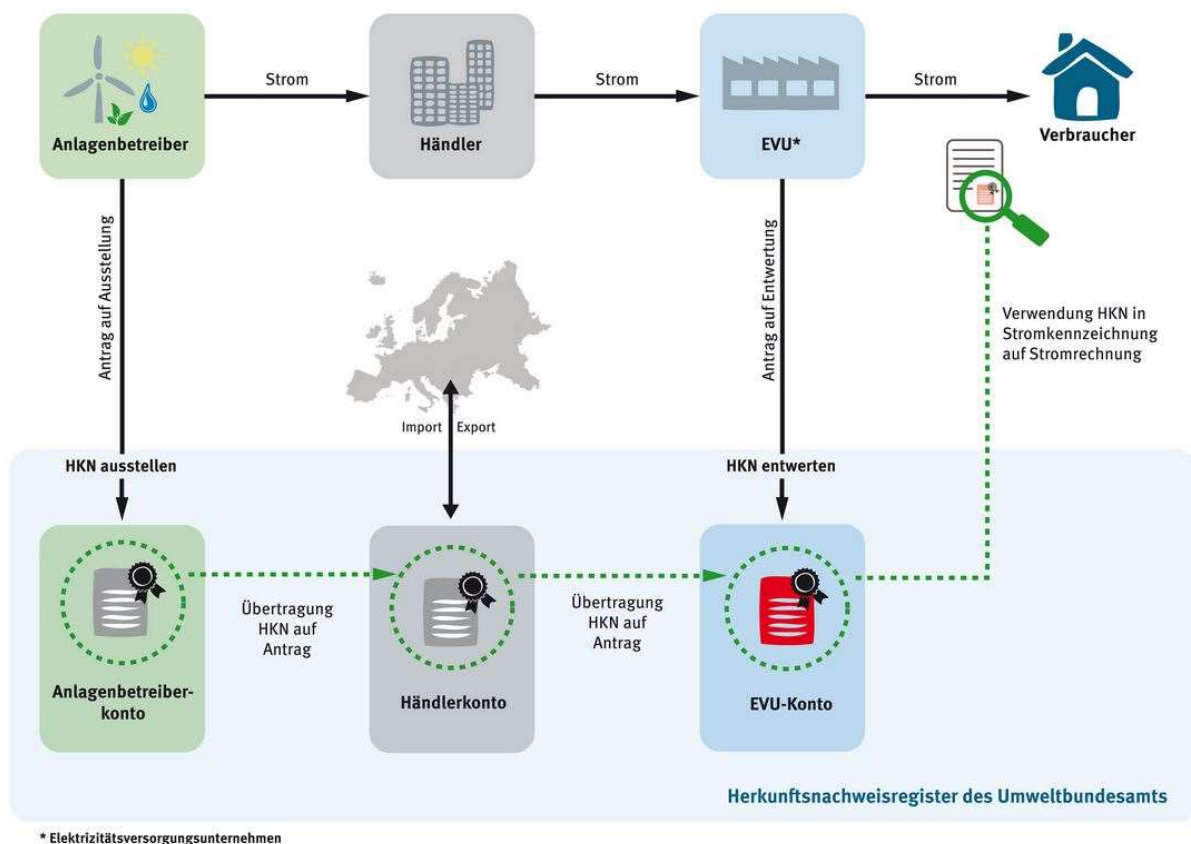


Abbildung 7: Das System der Herkunftsnachweise in Deutschland, (Umweltbundesamt 2021a)

Demnach müssen alle Erneuerbaren-Energien-Anlagen registriert werden, was laut Umweltbundesamt 50 € je Vorgang für eine Anlage im Herkunftsnachweisregister kostet (Umweltbundesamt 2018). Dies gilt es ebenfalls bei einem Energy Sharing Modell mit kleinen Anlagen zu berücksichtigen.

2.1.2 Dezentral

Im Gegensatz zur zentralen gibt es die dezentrale Energieversorgung, bei der die Energie dort erzeugt und verbraucht wird, wo sie zu entnehmen und nutzbar ist. Bei Erneuerbaren Energien wie Photovoltaik und Windenergie findet die Erzeugung fluktuierend in kleinen Anlagen in ländlicheren Regionen statt, wodurch neue Strukturen und Potentiale für die Energiewende entstehen (Gailing und Röhring 2015, S. 31–33; Schlund und German 2019, S. 1). Abbildung 8 zeigt exemplarisch, wie die Struktur von dezentralen Energiesystemen wie Energiespeicher und verschiedene Erzeugungsanlagen mit einer anhaltenden Verbindung zum öffentlichen Stromnetz aussehen kann. Dadurch, dass die Energieerzeugung und der -verbrauch näher zusammenkommen, können Synergien genutzt und die Effizienz gesteigert werden.

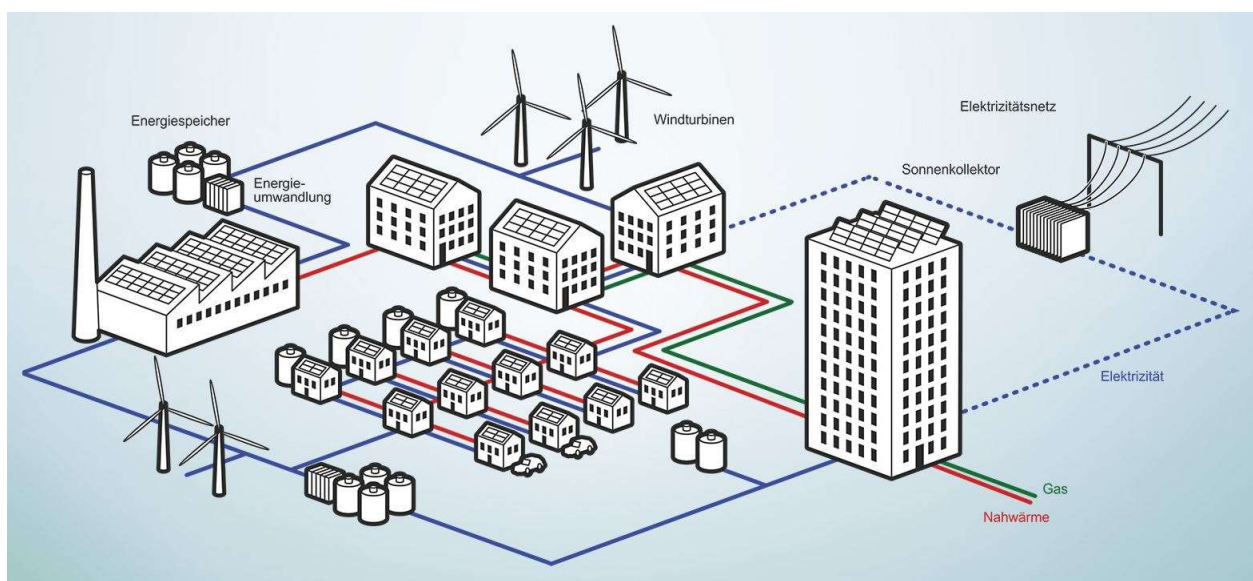


Abbildung 8: Dezentrale Energiesysteme, (ETH Zürich 2017)

Um das Stromnetz stabil zu halten und Engpässe zu vermeiden, werden Flexibilitäten benötigt. Im städtischen Raum ist die dezentrale Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien begrenzt, weil die benötigten Flächen nicht im ausreichenden Maß zur Verfügung stehen und die Anlagen für den Bedarf keine ausreichende Energiedichte vorweisen (Gailing und Röhring 2015, S. 31–33; Schlund und German 2019, S. 1). Bislang ist es so, dass die Vermarktung des Stroms weiterhin größtenteils über einen Markt erfolgt, da der erzeugungsnahe Verbrauch regulatorisch nicht möglich und ohne vorliegende Anreize unwirtschaftlich ist oder der Anspruch auf Marktprämie oder Einspeisevergütung verwirkt wird. Als Ausnahme zählen die Eigenversorgung und der Mieterstrom, was in den folgenden Abschnitten genauer erklärt wird (Energy Brainpool 2020, S. 2).

Bei der dezentralen Energieversorgung können sich neben großen InvestorInnen, deren Tätigkeitsbereich über die Region der Stromerzeugung hinaus geht, Kommunen, Stadtwerke und

BürgerInnen beteiligen (Gailing und Röhring 2015, S. 34). Die Eigentümerstrukturen der zentralen Energieversorgung werden aufgebrochen, was eine Entscheidungsvielfalt unterschiedlicher StakeholderInnen ermöglicht (Gailing und Röhring 2015, S. 33). Im Folgenden werden weitere Vorteile der dezentralen Versorgung genannt und den Nachteilen gegenübergestellt.

Vorteile der dezentralen Versorgung sind:

- Reduzierte Kosten durch verminderten Bedarf an Stromnetzausbau und Maximallast in den Umspannwerken (Schlund und German 2019, S. 4)
- Saubere Energiebereitstellung ohne Umweltschäden (Khadilkar et al. 2020, S. 2)
- Wegfall von Leitungs- und Kraftstoffverlusten (Khadilkar et al. 2020, S. 1)
- Größere Einnahmen für AnwohnerInnen und Entstehung von Identifikation aufgrund von Beteiligung und Investition in regionale im Vergleich zu transnationalen Projekten (Böll-Stiftung 2019)
- Beschleunigter Ausbau der Erneuerbaren Energien – insbesondere bei Photovoltaikanlagen aufgrund fallender Investitionskosten (Khadilkar et al. 2020, S. 2)

Nachteile der dezentralen Versorgung:

- Sinkende Akzeptanz hinsichtlich des Ausbaus von Onshore Windparks aufgrund von Raumnutzungskonflikten (Rodi 2017, S. 659)
- Wegfall der Dezentralität bei Erneuerbaren-Energien-Anlagen bei großer Distanz zu VerbraucherInnen und Nutzung der Übertragungsnetze bei Großprojekten (Gailing und Röhring 2015, S. 33)
- Reduzierte Effizienz ohne verantwortlichen Koordinator im Vergleich zur zentralen Versorgung (Zhou et al. 2020, S. 744)
- Komplexere Netzstabilisierung und wirtschaftliche Optimierung durch schlechte Prognostizierbarkeit durch Übertragungs- und Verteilungsnetzbetreiber (Zhou et al. 2020, S. 744)
- Unsicherheiten der dezentralen Märkte bei fehlendem Anschluss an öffentliches Netz (Zhou et al. 2020, S. 744)

- Einnahmen der Kommunen nur durch Gewerbesteuer (EEG- Vergütung nur für AnlagenbetreiberIn) und ggf. fehlende Deckungsgleichheit von Standort der Gemeinde und des Unternehmenssitzes (Gailing und Röhring 2015, S. 36)
- Standortentscheidungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien zunehmend durch ErzeugerInnen basierend auf Anreizen des EEGs ohne Berücksichtigung der überregionalen Verbrauchsverteilung oder Beteiligung an Netzausbaufinanzierungen (Gailing und Röhring 2015, S. 33)

Um Energy Sharing im Kontext dezentraler Energieversorgung abgrenzen zu können, werden im Folgenden die Eigenversorgung, der Mieterstrom, die klassische Bürgerenergie und der Peer-to-Peer Energiehandel erläutert.

2.1.2.1 *Eigenversorgung*

Eigenversorgung ermöglicht unter bestimmten Voraussetzungen den Verbrauch des selbst erzeugten Stroms von natürlichen oder juristischen Personen (Energy Brainpool 2020, S. 2). Dabei ist der Stromverbrauch abhängig von den variierenden Verbrauchsprofilen der ErzeugerInnen je nach verwendeten Lasten und Gewohnheiten der NutzerInnen (Long et al. 2018, S. 522).

Laut EEG 2021 § 3 Nr. 19 ist die Voraussetzung für Eigenversorgung ein „unmittelbar räumlicher Zusammenhang“ zwischen den genannten Personen und der Strom erzeugenden Anlage. Die Anlage, die den erzeugten Strom nicht durchs Netz leiten darf, muss selbst betrieben werden (Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz 2021, S. 9). Es muss also eine Personenidentität vorliegen, was bedeutet, dass der Betrieb der Stromerzeugungsanlage nur durch dieselbe natürliche oder juristische Person erfolgen darf, die den Strom als LetztverbraucherIn nutzt (Bundesnetzagentur 2016a, S. 29). Der räumliche Zusammenhang besteht zwischen Strom erzeugenden Anlagen und Strom verbrauchenden Gerätschaften laut Leitfadens zur Eigenversorgung der Bundesnetzagentur, wenn die Versorgung innerhalb desselben Gebäudes oder Grundstückes stattfindet. Eine Definition der Eigenversorgung, die sich zwar innerhalb eines Gebietes oder Netzbereichs stattfindet, reicht ebenso wenig aus wie das Einhalten eines maximalen Abstandes beim Verbrauch des erzeugten Stroms. Die „unmittelbare räumliche Nähe“ kann jedoch noch eingehalten werden, wenn ein Betriebsgelände überschaubar zusammengehört und nicht durch Hindernisse gestört wird. Dies können Betriebseinrichtungen oder Gebäude sein, die nicht vom Eigenversorger genutzt werden (Bundesnetzagentur 2016a, S. 36).

Eigenversorgung kann also von Personen durchgeführt werden, die Photovoltaikanlagen auf dem eigenen Dach installiert haben und den Strom selbst erzeugen und verbrauchen. Wie in Tabelle 2 zu sehen ist, entfallen abgesehen von der EEG-Umlage für diesen Strom die Stromsteuer, Netzentgelte und weitere Abgaben (100 Prozent Erneuerbar Stiftung 2021a). Die

Eigenversorgung aus Erzeugungsanlagen bis zu einer Größe von 30 kWp und einem maximalen Verbrauch von 30 MWh pro Jahr sind laut EEG 2021 §61b von der Zahlung der EEG-Umlage befreit. Darüber hinaus ist eine Zahlung der Umlagen in Höhe von 40 % fällig (Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz 2021, S. 79).

Tabelle 2: : Kostenbestandteile Eigenversorgung ohne Netzdurchleitung, Quelle: (Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz 2021, S. 79)

EEG-Umlage	Netzentgelte	Netzseitige Umlagen	Stromsteuer	Konzessionsabgabe
Ja, 40% (Anlage größer als 30 kWp, sonst 0%)	nein	nein	nein	nein

Wird der erzeugte Strom ins Netz eingespeist oder Reststrombezug aus dem Netz geliefert, handelt es sich nicht mehr um Eigenversorgung nach der Legaldefinition des EEGs. Dabei wird kein Unterschied zwischen der physikalischen oder der kaufmännisch-bilanziellen Durchleitung gemacht (Bundesnetzagentur 2016b, S. 36).

Wenn der selbst erzeugte Strom jedoch nicht den Verbrauch deckt, wird Reststrom durch einen Stromlieferanten geliefert. Diese sind Energieversorgungsunternehmen, die von der Bundesnetzagentur beaufsichtigt werden. Sie haben dementsprechend bei der Belieferung von HaushaltskundInnen Meldepflichten zu erfüllen (100 Prozent Erneuerbar Stiftung 2021b) und müssen weitgehende Stromlieferungspflichten einhalten (100 Prozent Erneuerbar Stiftung 2021c).

Wird in der Erzeugungsanlage mehr Strom produziert, als verbraucht werden kann, kommt es zu der Produktion von Überschussstrom, der über den Verkauf an das Energieversorgungsunternehmen ins öffentliche Netz unter Auszahlung von EEG-Vergütungssätzen eingespeist werden kann (Energyload 2018). Der Überschussstrom kann unter Zahlung der EEG-Umlage auf die Liefermengen auch an andere LetztverbraucherInnen geliefert werden. In diesem Fall werden die Personen, die zunächst Eigenversorgung ausgeübt haben ebenfalls zu Elektrizitätsversorgungsunternehmen, welche die gesetzlichen Mitteilungspflichten einhalten müssen (Bundesnetzagentur 2016b, S. 40).

Es besteht die Pflicht, den Stromanteil, auf den die EEG-Umlage zu zahlen ist, mit einer geeichten Messeinrichtung auf Grundlage des EEG 2021 § 61I Abs. 1 zu messen. Daraus entsteht eine Verbindung zwischen den zuständigen Netzbetreibern. Der umlagepflichtige Anteil setzt sich dabei aus dem selbst verbrauchten Strom und der gegebenenfalls gelieferten Menge an LetztverbraucherInnen zusammen (Bundesnetzagentur 2016a, S. 112). Dabei ist die Zeitgleichheit der Strommengen von Erzeugung und Verbrauch in einem Viertelstundenintervall relevant, deren

Anforderungen die Messeinrichtungen unbedingt erfüllen müssen. Zählerstandgangsmessungen und RLM können dafür verwendet werden (Bundesnetzagentur 2016a, S. 113). SLP können nur eingesetzt werden, wenn unter anderem die gemessenen Energiemengen den Wert von 100.000kWh im Jahr nicht übersteigen. Außerdem dürfen die Mengen nicht mehr als 10 Prozent der Messungen betragen, die viertelstundenscharf stattfinden, mit denen eine Verrechnung erfolgt (Bundesnetzagentur 2016a, S. 114).

Eine andere Möglichkeit, den Überschussstrom zu vermarkten, ist die Direktvermarktung, die bereits in Abschnitt 2.1.1.4 genauer erläutert wurde, bei der der Strom an der Börse gehandelt wird. Dies wird für die AnlagenbetreiberInnen durch EVUs oder andere Stromhändler aufgrund der Komplexität durchgeführt. Das Stromsharing über ein virtuelles Netzwerk wie vom Anbieter SonnenCommunity ist genauso wie der Stromtausch über die Blockchaintechologie möglich. Der Handel zwischen ErzeugerIn und VerbraucherIn kann ohne Dritte über das Internet unter Nutzung dezentraler Datenbanken erfolgen (Energyload 2018).

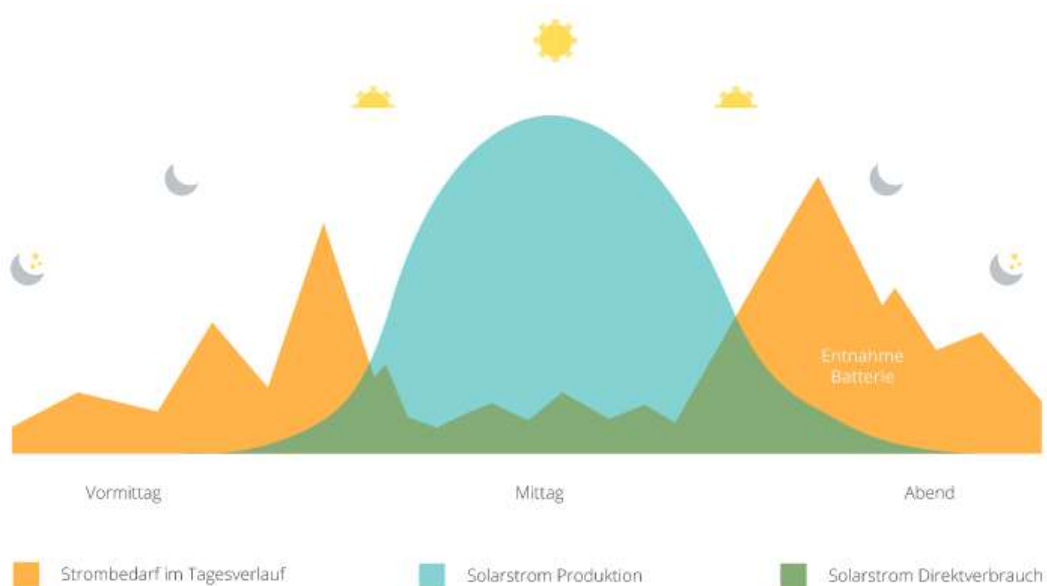


Abbildung 9: Tagesverlauf aus Stromverbrauch und Stromerzeugung aus einer Photovoltaikanlage, (Wegatech 2021)

Der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms ist günstiger als eine Reststromlieferung eines Energieversorgers. Daher ist es ratsam, den Eigenverbrauch zu erhöhen, um die Rentabilität einer Photovoltaikanlage zu steigern (Photovoltaik Shop 2021). Abbildung 9 stellt graphisch die Stromproduktion einer Photovoltaikanlage dar, die über die Mittagsstunden am größten ist. Der Stromverbrauch ist außerhalb dieser Zeit am höchsten, sodass nur ein geringer Teil des Stroms direkt verbraucht werden kann. Erzeugter Überschussstrom kann dann zur Ladung eines Elektroautos oder Batteriespeichers genutzt werden, um die Eigenverbrauchserhöhung herbeizuführen. Dafür sind jedoch zusätzliche Investitionskosten für die Speichertechnologien zu berücksichtigen.

Eigenverbrauchserhöhungen sind ebenfalls möglich, wenn vor allem große Verbraucher wie eine Waschmaschine durch eine Eigenverbrauchsoptimierung zu den sonnenreichen Tagesstunden betrieben werden (Photovoltaik Shop 2021).

2.1.2.2 Mieterstrom

Eine weitere dezentrale Energieversorgungsform ist der Mieterstrom, der bislang noch ein Nischenprodukt ist (Energy Brainpool 2020, S. 2). Die Erzeugung des Mieterstroms erfolgt in einem Blockheizkraftwerk oder in der Photovoltaikanlage, welche auf dem Wohngebäude installiert ist. Dieser Strom wird unter Zahlung der vollen EEG-Umlage an die LetztverbraucherInnen des Hauses geliefert. Seit dem EEG 2021 ist es zusätzlich möglich, den Strom innerhalb eines Quartiers ohne Netzdurchleitung an Nebenanlagen anderer Gebäude zu liefern. Da Stromerzeugung und Verbrauch der MieterInnen nicht deckungsgleich sind, wird der Überschussstrom gespeichert oder ins öffentliche Stromnetz mit einer Vergütung eingespeist und die LetztverbraucherInnen ebenfalls mit Reststrom aus dem Netz versorgt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021c, 2017).

Tabelle 3: Kostenbestandteile Mieterstrom, Quelle: (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2017)

EEG-Umlage	Netzentgelte	Netzseitige Umlagen	Stromsteuer	Konzessionsabgabe
Ja, 100%	nein	nein	nein	nein

Netzentgelte, netzseitige Umlagen, die Stromsteuer und Konzessionsabgaben entfallen als Kostenbestandteile bei der Anwendung des Mieterstroms wie die Tabelle 3 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2017). Dem zugrunde liegt die, wie in Abschnitt 7 skizzierte Zusammensetzung des Strompreises. Darüber hinaus gibt es seit dem EEG 2017 den Mieterstromzuschlag pro Kilowattstunde, um den Ausbau von Photovoltaikanlagen, die Wirtschaftlichkeit der Projekte und die wirtschaftliche Beteiligung der Letztverbrauchenden staatlich zu fördern. Der Fördermechanismus greift ohne Einspeisung ins öffentliche Netz (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021c).

Ein Nischenmodell ist der Mieterstrom weiterhin, weil weiterhin rechtliche, organisatorische und administrative Barrieren vorliegen, die die Umsetzung erschweren und wenig attraktiv machen (Boos Hummel & Wegerich 2017, S. 94). Der Begriff der Kundenanlage spielt beim Mieterstrom eine entscheidende Rolle, da sie laut EnWG § 3 Nr.16 nicht als Energieversorgungsnetz zählt. Da das Gesetz für die Kundenanlagen keine Anwendung findet, sind die Regulierungen nicht zu

berücksichtigen. Voraussetzung dafür ist, dass eine Einstufung der Photovoltaikanlage als Kundenanlage nach EnWG §3 Nr.24a möglich ist. Im Allgemeinen ist dies eine Anlage, die eine Verbindung zu einem Energieversorgungsnetz oder einer Erzeugungsanlage vorweist und auf einem räumlich zusammengehörigen Gebiet befindlich ist. Außerdem müssen an die kundeneigene Erzeugungsanlage KundInnen bzw. LetztverbraucherInnen angeschlossen sein, die den favorisierten Energielieferanten weiterhin frei wählen können (Netzgesellschaft Ahlen o. J., S. 1).

2.1.2.3 *Klassische Bürgerenergie*

Im EEG 2021 §3 Abs. 15 werden Bürgerenergiegesellschaften hinsichtlich des existierenden Ausschreibungssystems so definiert, dass sie mindestens aus zehn Mitgliedern mit Stimmrecht bestehen, welche entweder natürliche Personen oder AnteilseignerInnen sind. Der Anteil der Stimmrechte pro Mitglied darf 10 Prozent nicht übersteigen und mindestens 51 Prozent der Stimmrechte müssen bei den natürlichen Personen verbleiben. Falls eine Windkraftanlage errichtet werden soll, müssen die natürlichen Personen mindestens ein Jahr mit Hauptwohnsitz im Landkreis oder der kreisfreien Stadt des geplanten Projektgebietes gemeldet sein, bevor das Gebot abgegeben werden kann (Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz 2021, S. 12).

Laut Bundesministerium für Wirtschaft und Energie soll mit der Bürgerenergie eine Akteursvielfalt sichergestellt werden, bei der auch kleinen AkteurInnen die Teilnahme an Ausschreibungen für On-shore Windenergieanlagen vereinfacht wird. Mit dem EEG 2017 wurde außerdem festgelegt, dass die Projekte keine größere Leistung als 18 MW, verteilt auf maximal sechs Anlagen und sich die Kommune mit einer Investition von maximal 10 Prozent beteiligen dürfen soll (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021a).

2.1.2.4 *Peer-to-Peer Energiehandel*

Peer-to-Peer (P2P) Energiehandel ist eine neue Form der Energieversorgung, bei der StromerzeugerInnen und -verbraucherInnen Strom oder Speicherkapazitäten tauschen. Dies erfolgt ohne zur Hilfenahme von Energieversorgern. Der P2P Energiehandel unterscheidet sich in Blockchain-Lösungen, Online Matching Plattformen und P2P Communities mit Batteriespeichern (Long et al. 2018, S. 523; Szichta und Tietze 2020, S. 110). Über Onlineplattformen kann der Strom der ProsumentInnen getauscht werden, da deren Erzeugungsanlagen miteinander verbunden sind (Szichta und Tietze 2020, S. 110)). ProsumentInnen meint Personen, die gleichermaßen Strom erzeugen und verbrauchen. Der Strom kann jedoch auch mit NachbarInnen getauscht werden, die nicht selbst ProsumentInnen sind, sondern ausschließlich Strom verbrauchen und keine eigene Anlage betreiben (Long et al. 2018, S. 523). Ein Beispiel dafür ist die SonnenCommunity

aus Deutschland, die den Energiehandel der MitgliederInnen ermöglicht und Geschäftsmodelle ähnlich wie ein Energieversorger entwickelt ohne diese eigenständig umzusetzen (Zhang et al. 2017, S. 2567). Grundlegend geht es bei Peer-to-Peer um einen eins zu eins Energiehandel untereinander geht, bei dem die Beteiligten zum Teil eigene Anlagen besitzen.

Zhou et al. (2020) nimmt an, dass es in der zukünftigen Energieversorgung für eine gewisse Zeit eine Kombination aus dem zentralen Energiehandel über einen Großmarkt und der neuen dezentralen Stromversorgung über P2P geben wird (Zhou et al. 2020, S. 745).

Bislang läuft der P2P Energiehandel bilanziell ab, das heißt, dass die VerbraucherInnen nicht entscheiden können, woher der physikalische Strom tatsächlich kommt. Die meisten P2P Communities weltweit versorgen sich über einen sogenannten Strompool, der von großen EnergieerzeugerInnen über das öffentliche Netz beliefert wird. Daher wird diese Form der Versorgung auch virtueller Energiehandel genannt, da den technischen Gegebenheiten weniger Beachtung geschenkt werden, sondern ökonomische Vereinbarungen im Fokus stehen (Zhou et al. 2020, S. 748).

P2P können entweder über eine zentrale Stelle oder eigenständig dezentral sowie über eine Kombination aus beiden Varianten koordiniert werden. Bei der Koordination über eine zentrale Stelle, die den Energiehandel verantwortet, werden Informationen der P2P Gemeinschaft ausgetauscht und gesammelt. So kann die koordinierende Stelle entscheiden, welche Betriebszustände die Anlagen einnehmen oder ob zusätzliche Energie beschafft oder Überschussstrom verkauft werden müssen. Es erfolgt ebenfalls eine Verteilung der Einnahmen nach Stromverkauf an die Teilnehmenden des P2P Energiehandels nach vorher festgelegten Regeln (Zhou et al. 2020, S. 742).

Dezentrale P2P Modelle verfügen nicht über diese zentrale Koordinierungsstelle. Es liegt der Vorteil vor, dass die Privatsphäre besser geschützt wird, da die P2P Communities untereinander den Strom direkt miteinander tauschen und handeln. Außerdem werden beteiligte Gerätschaften eigenständig von den P2P Communities gesteuert und geschaltet (Zhou et al. 2020, S. 744).

Die dritte Variante ist eine Kombination aus einem zentralen und dezentralen P2P Modell, bei der die Privatsphäre und Eigenständigkeit der P2P Communities größer ist als bei der zentralen Variante. Die existierende koordinierende Stelle sendet hingegen nur Preissignale an die P2P Communities und entscheidet nicht über die Betriebszustände oder steuert den Kauf oder Verkauf von Energie (Zhou et al. 2020, S. 744). Die Preismodelle und Aktivitäten des P2P Energiehandels können von einer koordinierenden Stelle als Dienstleistung durch Dritte gemanagt werden (Long et al. 2018, S. 523).

Neben der zentralen und dezentralen Versorgungsart wird im Folgenden der vernetzt-zellulare Ansatz des VDE vorgestellt, auf den hinsichtlich des Energy Sharing in dieser Arbeit Bezug genommen wird.

2.1.3 Vernetzt-zellularer Ansatz

Neben den zuvor erläuterten zentralen und dezentralen Ansätzen zur Energieversorgung, veröffentlichte der Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (kurz VDE) 2019 einen Fachbeitrag über ein zellulares Energiesystem.

Grundlage für das System ist eine Energiezelle. Diese Zellen haben die Möglichkeit, Erzeugung und Verbrauch von einer oder unterschiedlichen Energiequellen wie Strom, Gas, Wärme und Mobilität auszugleichen. In der vorliegenden Forschungsarbeit wird im Folgenden nur Bezug auf die Energieform Elektrizität genommen. Weitere Energiequellen werden dabei keineswegs vernachlässigt. Die Energieversorgung mithilfe der vernetzten Zellen organisiert und vereint dabei Aspekte der Technik, Wirtschaft, Recht, Gesellschaft und Politik (VDE 2019, S. 12). Das vernetzt-zellulare Energiesystem bietet die Möglichkeit, den notwendigen Netzausbau zu reduzieren, sobald die Energiequellen adäquat umgewandelt und gespeichert werden können und die entsprechenden Technologien marktreif werden. Grund dafür sind netzdienliche Flexibilitätsangebote, die genutzt werden können, da die Bereitstellung und Speicherung der Energie lokal oder regional organisiert und bilanziert werden können (VDE 2019, S. 13).

Die Zellen verfügen über alle Betriebsmittel, die notwendig sind, um die entsprechenden Energiequellen umzuwandeln, zu transportieren, zu verteilen und zu speichern. Der Ausgleich des Stroms der Zellen erfolgt sowohl saisonal als auch dynamisch. Dabei kann es neben dem tatsächlichen Ausgleich, zur Unter- oder Überversorgung der Energiequellen kommen. Der Ausgleich kann über ein Management der Energiezellen stattfinden, bei dem alle Bestandteile der Leit- und Kommunikationstechnik zur Koordination genutzt werden. Angeführter Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch der Energiequelle erfolgt mithilfe von Nachbarzellen, die hierarchisch auf derselben Ebene zu finden sind oder über- oder ungeordnet sein können. (VDE 2019, S. 12)

Abbildung 10 zeigt das vernetzt-zellulare System nach VDE, bei der in den Verbund mehrerer Zellen hineingezoomt wurde, um zu zeigen, welche Daten- und Energieströme auftreten und wie die Koordination mit den Nachbarzellen stattfindet. Die Grafik zeigt ebenfalls, dass diese Ströme sowohl innerhalb der Zellverbunde inklusive mehrerer Nachbarzellen stattfinden als auch zwischen verschiedenen Zellverbunden (VDE 2019, S. 12). Es wird darauf hingewiesen, dass Zellen in allen Netzebenen mit derselben Struktur auftreten können, d.h. sowohl in Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsebene, die miteinander verbunden das Gesamtsystem bilden (VDE 2019, S. 16–17). Die Zellen sollen sich also nicht autark versorgen, sondern eine Sicherheit und

konstante Qualität in der Versorgung mithilfe des Energieaustausches innerhalb des zellularen Systems ermöglichen (VDE 2019, S. 13).

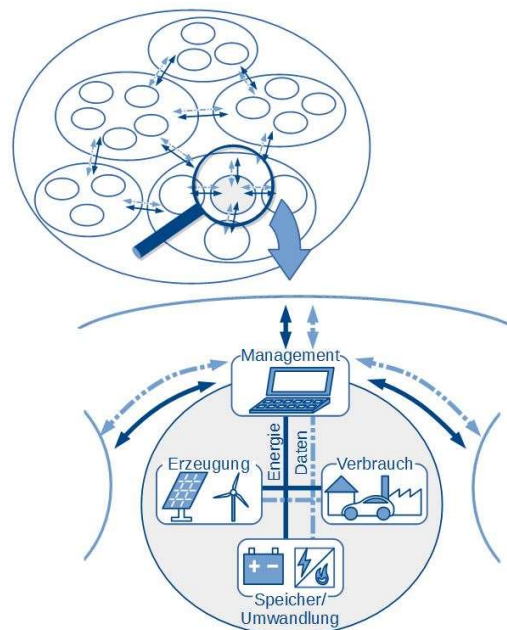


Abbildung 10: Vernetzt-zellulares System nach VDE, (VDE 2019, S. 13)

Der Energieaustausch zur Sicherstellung einer stabilen Versorgung innerhalb der Zellen oder des zellularen Systems kann mithilfe von geregelten Stromerzeugern erfolgen oder indem Verbraucher an- und abgeschaltet werden. Dies geschieht eigenständig durch das genannte Energiezellenmanagement, indem die nötigen Komponenten so vernetzt und miteinander kommunikationsfähig sind, dass eine Aggregation der Daten und deren Kommunikation nach außen erfolgen kann. So können beispielsweise Informationen über Preise miteinander ausgetauscht werden. Innerhalb der Zelle muss das Management hinsichtlich der Komponenten zur Stromerzeugung, -verbrauchs, -speicherung und -wandlung steuerungsfähig sein. Außerdem müssen Verhandlungen über Anfragen und Angebote mit Zellen auf gleicher oder übergeordneter Ebene möglich sein. Die Zellen können den Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage auch unter Nutzung von zelleninternen Energiespeichern, -wandlern und -erzeugungsanlagen durchführen, wenn dies physikalisch realisierbar ist (VDE 2019, S. 16–17).

Die vorliegende Forschungsarbeit untersucht, ob Energy Sharing potentiell in Zellen des beschriebenen vernetzt-zellularen Systems umgesetzt werden kann. Es folgt eine Darstellung der relevanten Aspekte von Energy Sharing.

2.2 Energy Sharing

Laut Wang et al. (2019) ist Energy Sharing ein Modell, bei dem Energie mithilfe von Photovoltaikanlagen erzeugt oder in Batterien gespeichert wird und der Überschussstrom, der nicht selbst verbraucht werden kann, gegen eine Bezahlung an die NachbarInnen geliefert wird (Wang et al. 2019, S. 838). Da die Personen ebenfalls den Strom produzieren (englisch: produce) und verbrauchen (englisch: consume) werden sie im englischsprachigen Raum Prosumer genannt. Äquivalent zum Ausbau der Erneuerbaren Energien steigt die Anzahl an ProsumerInnen (Zhang et al. 2017, S. 2563). Wenn der Strom nur produziert beziehungsweise in Batterien gespeichert und geliefert wird, ohne dass er selbst verbraucht wird, spricht man von einem klassischen Stromproduzenten (Khadilkar et al. 2020).

Anhand dieser Definition zeigt sich, dass in der Literatur das Konzept „Energy Sharing“ im englischsprachigen Raum oft mit dem P2P-Energiehandel gleichgesetzt wird. Grundlage der vorliegenden Forschungsarbeit ist jedoch die Definition der Renewable Energy Directive II, bei der es nicht nur um den Energiehandel geht, sondern um das gemeinsame Agieren.

Folgend wird die RED II als Gesetzesgrundlage von Energy Sharing, der Umsetzungsvorschlag von Energy Brainpool sowie Chancen, regulatorische Hürden und Beispiele aus dem Ausland dargestellt.

2.2.1 Renewable Energy Directive II

Energy Sharing nach der RED II bezieht sich auf die Stromproduktion und -nutzung einer Gemeinschaft. Im Originaltext des Artikels 22 Nr. 2 b wird Energy Sharing wie folgt definiert:

„Member states shall ensure that renewable energy communities are entitled to share, within the renewable energy community, renewable energy that is produced by the production units owned by that renewable energy community, [...]“ (European Union 2018, S. 121).

Die deutsche Übersetzung dieses Artikels lautet:

„Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften berechtigt sind, innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft [...] die mit Produktionseinheiten im Eigentum der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen.“ (Europäische Union 2018, S. 121).

Daher wird Energy Sharing in dieser Forschungsarbeit als Begrifflichkeit genutzt, dass „renewable energy communities“ (REC) oder übersetzt „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften“ das Recht haben sollen, „Erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen“ oder, wie es im Originaltext heißt, „to share renewable energy“. Damit grenzt sich der Begriff von dem P2P-Energiehandel bzw. Nachbarschaftshandel ab.

Laut §36 der RED II sind für den Artikel 22, der die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften aufgreift, erforderliche Rechts- und Verwaltungsvorschriften bis zum 30. Juni 2021 einzuführen. Es muss in jedem Fall Bezug auf die Renewable Energy Directive II genommen werden. Es ist den Mitgliedstaaten jedoch freigestellt, wie die Einzelheiten der Einführungen aussehen können (Europäische Union 2018, S. 139).

Auch in der EU-Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2019/943 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 05. Juni 2019 wird im Artikel 16 3 e) auf Energy Sharing verwiesen. Die Definition lautet wie folgt:

„Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass Bürgerenergiegemeinschaften das Recht haben, innerhalb der Bürgerenergiegemeinschaft Elektrizität gemeinsam zu nutzen, die mit Erzeugungsanlagen im Eigentum der Gemeinschaft erzeugt wird.“ (Europäische Union 2019, S. 152).

Die RECs, in Form von lokalen Gemeinschaften, müssen laut RED II offen und frei zugänglich sein sowie autonom agieren. Eine Mitgliedschaft von großen Firmen wird dabei ausgeschlossen, auch in der Steuerung der RECs. Außerdem muss die Gemeinschaft eine Rechtsperson darstellen, bei der es vor allem um die Stärkung von Wertschöpfung geht und weniger um den finanziellen Vorteil, der sich aus der Nutzung von Energy Sharing ergeben kann. Des Weiteren sind bestimmte Aspekte wie eine effektive Steuerung durch die ansässigen Gemeinschaftsmitglieder der Erzeugungsanlagen notwendig (Frieden et al. 2020, S. 6–7). Den Mitgliedern oder Anteilseignern mit räumlichem Bezug zu den Anlagen steht außerdem die Mehrheit der Stimmrechte zu (Frieden et al. 2020, S. 8).

Für die Energy Sharing-Projekte sollen ausschließlich Erneuerbaren Energien, auch innerhalb der Wärmeversorgung, genutzt werden. Dadurch sollen der Ausbau und die Akzeptanz in der Bevölkerung gefördert werden. Die Mitgliedstaaten müssen dabei für die RECs keine Wettbewerbsbedingungen anpassen, sondern diese aktiv in der Umsetzung unterstützen, indem z.B. Anreize geschaffen werden. Die Aktivitäten der RECs können sich dabei über die Selbstversorgung und Handelsgeschäfte erstrecken, die auf dem Markt stattfinden können. Durch die Mitgliedstaaten ist ebenfalls zu definieren, wie weit sich die RECs räumlich fassen lassen (Frieden et al. 2020, S. 6–7). Deutschland hat laut Frieden et al. (2020) neben anderen Mitgliedstaaten das Konzept der Eigenversorgung etabliert. Dies erfüllt jedoch nicht den Gedanken des Energy Sharings laut des Clean Energy Packages (Frieden et al. 2020, S. 11). Konzeptansätze zur Umsetzung von bestimmten Mitgliedstaaten werden in Abschnitt 322.2.5 erläutert.

2.2.2 Umsetzungsvorschlag von Energy Brainpool

Laut Nitzsche und Huneke (2020) wird Energy Sharing Teil der dezentralen Stromversorgung sein, bei der Endverbraucher neben Eigenversorgung und Nachbarschaftshandel den Strom aus einer Gemeinschaft beziehen können. Dem gegenüber steht eine Grundversorgung oder die Belieferung über einen Drittanbieter analog zum zentralen Energieversorgungssystem. Das Impulspapier geht davon aus, dass innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft so viel Strom von den Anlagen im Eigentum der Gemeinschaft bezogen wird wie möglich. Darüber hinaus muss die Gemeinschaft sicherstellen, dass Reststrom beschafft und der Stromüberschuss aus den eigenen Anlagen verkauft wird. Um Teil der Gemeinschaft zu werden, müssten die Verbraucher Mitglieder werden und den Wunsch eines Lieferantenwechsels angeben (Energy Brainpool 2020, S. 5–6).

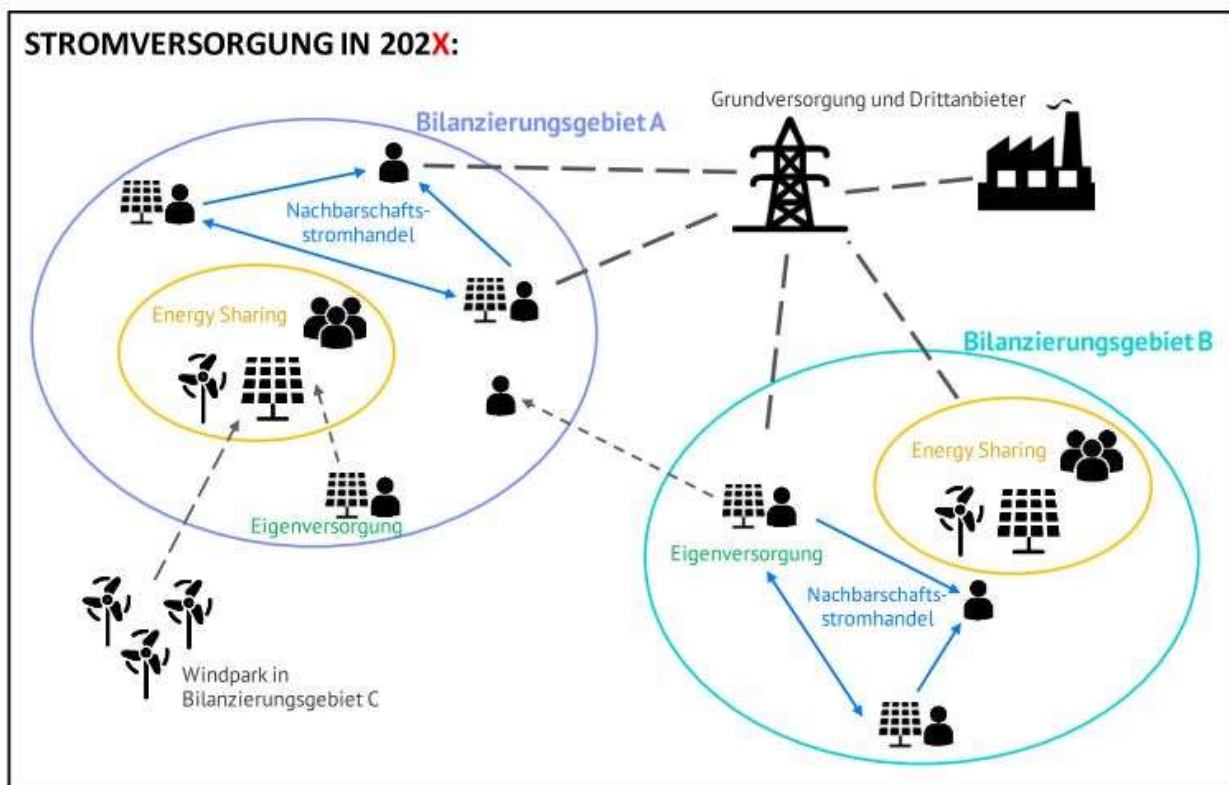


Abbildung 11: Zukünftiges Stromversorgungsszenario, (Energy Brainpool 2020, S. 9)

Abbildung 11 zeigt auf Grundlage des Impulspapiers von Energy Brainpool ein Szenario der Stromversorgung in der Zukunft. Es gibt dabei neben der Grundversorgung und Drittanbietern Bilanzierungsgebiete, die mit dem zentralen Stromnetz in Verbindung stehen. Innerhalb dieser Gebiete kann Nachbarschaftshandel erfolgen, der zum Teil mit Menschen stattfindet, die zusätzlich Eigenversorgung betreiben. Ebenfalls wird es innerhalb dieser Gebiete Energy Sharing durch Renewable Energy Communities geben, die durch z.B. Windparks eines weiteren

Bilanzierungsgebietes oder vom zentralen Strommarkt beliefert werden bzw. ebenfalls mit diesem in Verbindung stehen.

Energy Sharing ist sowohl mit der Eigenversorgung als auch mit dem Nachbarschaftshandel oder beiden Varianten kombinierbar. Beispielhaft können VerbraucherInnen den Strom der eigens betriebenen Anlage zur Eigenversorgung nutzen, welche nicht im Eigentum der Gemeinschaft sein muss. Der Überschussstrom wird eingespeist oder an den Nachbarn verkauft und der Reststrom wird durch die Gemeinschaft geliefert (Energy Brainpool 2020, S. 6–7).

Die Ansätze, die es bisher auf dem Markt gibt, beschränken sich auf eine gemeinsame Nutzung des erzeugten Stroms auf eine bilanzielle Art. Dies sind P2P Energiehandelsplattformen oder Communities, die Energy Sharing virtuell anbieten. Das bedeutet, dass der Strom aufgrund des komplexen physikalischen Netzes nur rechnerisch geteilt wird. Aufgrund der räumlichen Nähe in Mikrogrids ist es möglich, dass tatsächlich der physikalische Strom miteinander geteilt wird (Plewina 2019, S. 7). Mikrogrids sind kleinräumige Leitungsnetze, die sich bei überregionalen Netzstörungen vom Netz trennen können und durch den Inselbetrieb eine Versorgung der KundInnen weiterhin gewährleisten. Voraussetzung sind Erzeugungsanlagen und Stromspeicher. Sie sind gleichzeitig Smart Grids, da sie vermehrt durch digitale Kommunikations- und Netzmanagementtechniken gesteuert werden (Ich bin Zukunft 2020).

Die Stromproduktion wie sie innerhalb der Gemeinschaften zu finden sind, verläuft fluktuierend, sodass ungünstige Wetterbedingungen durch die Anbindung an das öffentliche Stromnetz ausgeglichen werden können. Dadurch kann ohne den Anspruch an Autarkie zusätzlich benötigter Strom geliefert werden (Khadilkar et al. 2020, S. 3). Andernfalls müsste eine Gemeinschaft mit Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern so konzipiert werden, dass sie sich selbst versorgen könnte (Khadilkar et al. 2020, S. 12). Dies entspreche Inseln Systemen, die teurer sind als Systeme, die mit dem Netz verbunden sind, da die Speichertechnologie so ausgelegt ist, dass die benötigte Kapazität bereitgestellt werden kann (Eigensonne 2021).

2.2.3 Chancen

Energy Sharing ist als Alternative für Erneuerbare-Energien-Anlagen von Interesse, da mit dem Auslaufen der EEG-Förderung die Unsicherheit der BesitzerInnen hinsichtlich einer sinnvollen Weiternutzung des Stroms zunimmt (Szichta und Tietze 2020, S. 115). Der Weiterbetrieb wird dadurch abgesichert (Energy Brainpool 2020, S. 22).

Energy Sharing bietet die Chance der Partizipation, da kein Besitz von Flächen, auf denen Erneuerbare Energien errichtet werden, notwendig ist, um den Strom aus diesen Anlagen beziehen zu können. Demnach werden der direkte Strombezug aus den Anlagen und die

Energieversorgung aus der Region ermöglicht (Szichta und Tietze 2020, S. 115). Dies bleibt VerbraucherInnen bislang ebenfalls verwehrt, wenn ihr Startkapital für eigene Erneuerbare-Energien-Projekte oder Batteriespeicher nicht ausreicht oder ihr Standort des Wohngebäudes keine optimalen Bedingungen, beispielsweise für die Errichtung einer Solaranlage, bietet. Durch die Teilnahme an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird außerdem die Akzeptanz der Bevölkerung gestärkt, die in unmittelbarer Nähe der Erzeugungsanlagen leben (Energy Brainpool 2020, S. 2). Die Partizipation sorgt für die Möglichkeit, die Energiewende inklusiv und effektiv durchzuführen, da beteiligte Gemeinden bereits Teil der Veränderung sind (Narayanan und Nardelli 2020, S. 2). Die Stärkung der Akzeptanz für Erneuerbare Energien erfolgt nicht nur aus ideologischen Gründen, sondern vor allem, wenn die AnrainerInnen monetäre Vorteile in der dezentralen Energieversorgung sehen können. Der Vorteil kann beispielsweise in Form eines günstigeren Strombezugs aus den Erzeugungsanlagen erfolgen (Energy Brainpool 2020, S. 2).

Des Weiteren wird das Interesse an Erneuerbaren Energien gefördert. Das Umweltbewusstsein der VerbraucherInnen wächst, sodass Energy Sharing eine Möglichkeit ist, sich aktiv an der Energiewende zu beteiligen (Szichta und Tietze 2020, S. 115). Dieses Bewusstsein kann ebenfalls gestärkt werden, wenn AnrainerInnen sich durch die Teilhabe an der Stromerzeugung aus der Region stärker mit der Anlage identifizieren können und sie sich mehr mit dem Thema Energiewende und dem eigenen Energieverbrauch auseinandersetzen (Energy Brainpool 2020, S. 2). Energy Sharing kann laut Expertenbefragungen nicht nur zu der Umweltbewusstseinsstärkung führen, sondern auch zu messbaren Effekten. Das bedeutet unter anderem, dass weniger Energie nachgefragt wird, da sich die VerbraucherInnen intensiver mit dem Energieverbrauch auseinandersetzen und eher bereit sind, diesen zu reduzieren. Dies führt wiederum zu einer Senkung der mit der Energieerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen (Szichta und Tietze 2020, S. 116). Durch die Fokussierung auf Erneuerbare Energien in der Umsetzung von Energy Sharing wird der Ausbau von Erneuerbaren gefördert, wodurch sich weitere CO₂-Emissionen einsparen lassen (Szichta und Tietze 2020, S. 116). Es könnten ebenfalls Dachflächen genutzt werden, die im Zuge der Eigenverbrauchsoptimierung bislang ungenutzt bleiben. Dies gelingt nur durch Ablösen der individuellen Anlagennutzung hin zur Nutzung durch Gemeinschaften (Energy Brainpool 2020, S. 22). Gemeinschaftlich kann demnach in eine höhere Menge Erneuerbare-Energien-Anlagen investiert werden (Narayanan und Nardelli 2020, S. 4–5). Des Weiteren bietet Energy Sharing die Möglichkeit der Nutzung von Skaleneffekten, sodass größere und gleichzeitig günstigere Anlagen sowie Speicher installiert werden können. Dieses Potential bleibt bei den derzeitigen dezentralen Energieversorgungsformen wie Mieterstrom und Eigenversorgung ungenutzt (Energy Brainpool 2020, S. 2).

Da Energy Sharing VerbraucherInnen mit fehlenden optimalen Standortbedingungen eine Möglichkeit zur Errichtung einer Photovoltaikanlage bietet, kann die finanzielle Situation dieser Personen und der ganzen Gemeinschaft verbessert werden, da eine Betrachtung des gemeinschaftlichen Energiebedarfs stattfindet (Khadiikar et al. 2020, S. 4). Dieser finanzielle Vorteil entsteht, da Transaktionen reduziert und entsprechende Kosten eingespart werden (Kloppenburg und Boekelo 2019, S. 70). Laut Berechnungen von Wang et al. (2019, S. 845) profitieren sowohl die Aggregatoren sowie die VerbraucherInnen von dem Modell Energy Sharing. Laut Zhou et. al (2020, S. 740) im Gegensatz zu einer Einspeisung ins öffentliche Netz ein weiterer finanzieller Vorteil, wenn Strom gemeinschaftlich gehandelt und getauscht wird. Die Einnahme aus Einspeisevergütung sinkt, da sich die Vergütungssätze reduzieren. Der finanzieller Vorteil kann außerdem in Hinblick auf geteilte Batteriespeicher entstehen, da die Energiespeicherungskosten eines gemeinschaftlichen Speichers geringer sind als bei mehreren verteilten Batterien (Parra et al. 2017, S. 364). Dieser Effekt tritt auf, da die Haushalte die Batterien gemeinschaftlich energieeffizienter nutzen und dadurch die Lebensdauer verlängert wird (Gähns und Knoefel, S. 5). Ein geteilter Batteriespeicher ist aufgrund der existierenden Regulatorik, die die gemeinsame Nutzung verhindert, jedoch nicht möglich, was in Abschnitt 2.2.4 genauer beleuchtet wird.

Durch Energy Sharing ergeben sich technische Chancen, da die geteilten Speicher kombinierte Nutzungsmöglichkeiten wie z.B. in den Einsatzfeldern Netz- und Systemdienstleistungen sowie Eigenverbrauch und weiteren Diensten ermöglichen. Dies wäre laut Gähns und Knoefel (2020) zum einen technisch umsetzbar und gleichzeitig wirtschaftlich realisierbar (Gähns und Knoefel, S. 9).

Laut Wang et al. (2019, S. 844) bietet Energy Sharing die Möglichkeit, das Stromnetz zu stabilisieren, indem in Zeiten von Spitzenlasten zusätzliche Energie bereitgestellt werden kann. Außerdem ist die Stabilisierung möglich, wenn zu viel Strom im Netz ist und Batteriespeicher Strom aus dem Netz entnehmen (Gähns und Knoefel, S. 5). Ein Vorteil entsteht ebenfalls, weil der Verbrauch der erzeugten Energie aus Erneuerbaren Energien durch Energy Sharing optimiert werden kann, da Überschussproduktion nun verwendet werden kann. Dabei wird ebenfalls das Netz entlastet, da keine Überlastung der Verteilungsnetze auftritt. Gleichzeitig muss es nicht ausgebaut werden, was wiederum zu Kostenersparnissen führt. Da bei der Übertragung von Strom in den Übertragungs- und Verteilnetzen Stromverluste auftreten, können diese durch Energy Sharing reduziert werden, da der Strom erzeugungsnah verbraucht werden kann (Narayanan und Nardelli 2020, S. 4–5).

Schließlich kann Energy Sharing ein Ansatz dafür sein, alte Fahrzeugbatterien auf eine wirtschaftliche Weise wieder zu verwenden und damit Second-Life-Batterien zu unterstützen (Tang et al. 2019, S. 4310). Es können Anreize geschaffen werden, Elektrofahrzeuge in der Gemeinschaft netzdienlich so zu nutzen, dass der Fahrzeugverbrauch an die Stromerzeugung aus den Erneuerbare-Energien-Anlagen angepasst wird (Energy Brainpool 2020, S. 22). Dieses Verhalten in den

Gemeinschaften kann eine Integration der Ladesäuleninfrastruktur der Elektrofahrzeuge vereinfachen und den Netzausbau potenziell weniger notwendig machen (Energy Brainpool 2020, S. 2).

Außerdem kann Energy Sharing als zusätzliche Einnahmequelle und für die Schaffung von Arbeitsplätzen in den Gemeinschaften sorgen. Dadurch sorgen geteilte Systeme nicht nur für eine Identifikation des Einzelnen zu den genutzten Erneuerbare-Energien-Anlagen, sondern auch zu einer Identifikation mit der Gemeinschaft an sich. Dieses Gefühl ist geprägt von Eigeninitiative, Selbstständigkeit, Verantwortung und einem Gemeinsamkeitsgefühl (Narayanan und Nardelli 2020, S. 4–5). Bestehende soziale Ungleichheit kann durch Energy Sharing reduziert werden, da durch die gemeinschaftliche Nutzung das Kapital verteilt wird (Energy Brainpool 2020, S. 2).

Eine weitere Chance ist laut Szichta und Tietze (2020) eine vermehrte Unabhängigkeit von traditionellen Energieversorgern, da Energy Sharing zu mehr Eigenversorgung bis hin zur Autarkie führt (Szichta und Tietze 2020, S. 115). In Krisenzeiten wie Umweltkatastrophen können dezentrale Systeme wie Energy Sharing zur gesicherten Stromversorgung der VerbraucherInnen beitragen. Batterien könnten dann für eine Inselversorgung eingesetzt werden (Narayanan und Nardelli 2020, S. 4–5). Der Ansatz der autarken Versorgung wird in dieser Forschungsarbeit nicht näher beleuchtet. Anstatt dessen erfolgt eine Realisierung von Energy Sharing in Verbindung mit Reststromlieferung aus dem Netz wie es in Abschnitt 2.2.2 beschrieben wurde. Laut Schlund und German (2019, S. 4) führt eine erhöhte Eigenversorgung zu einem monetären Vorteil für die beteiligten VerbraucherInnen. Dies ist bereits bei einer relativ kleinen Größe der Community möglich.

2.2.4 Regulatorische Hürden

In Deutschland ist Energy Sharing aufgrund des regulatorischen Rahmens bislang nur möglich, wenn das öffentliche Netz nicht genutzt wird (Schlund und German 2019). In der Umsetzung von Energy Sharing stellen die politischen Rahmenbedingungen eine der größten Hürden dar, die es anzupassen gilt (Zhou et al. 2020, S. 741). Ein Problem in der Anpassung der Regulatorik ist zum Beispiel das Aufeinandertreffen von Stakeholderinteressen, die sich entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Stromlieferung unterscheiden. Eine schnelle Anpassung wird daher erschwert. Des Weiteren werden für Energy Sharing neue Technologien wie die Blockchain Technologie und Geschäftsmodelle benötigt, die noch nicht lang genug auf dem Markt existieren oder nicht ausreichend entwickelt wurden, sodass diesbezüglich nur erschwerte Aussagen über die benötigte Regulatorik getroffen werden können (Zhou et al. 2020, S. 749).

Bislang ist es nur möglich, den Strom gemeinschaftlich zu erzeugen. Die Regulatorik, die es erlaubt diesen Strom auch gemeinschaftlich zu verbrauchen und zu speichern, muss laut Nitzsche und Huneke (2020, S. 3) von der Deutschen Bundesregierung definiert werden.

Die kombinierte Nutzung von geteilten Batteriespeichern ist ein weiteres Hindernis in der Umsetzung von Energy Sharing, da es bislang nicht durch eine entsprechende Regulatorik ermöglicht wird. Deswegen werden diese Speicher bislang abgesehen von der Kombination mit Photovoltaikanlagen oder Elektrofahrzeugen hauptsächlich in der Forschung genutzt (Gähns und Knoefel, S. 9).

Gähns und Knoefel (2020) fordern, dass nur einmalige Abgaben bei der initialen Stromerzeugung auftreten und es für die Abgaben danach irrelevant ist, ob dieser Strom gespeichert wird. Dies würde der Benachteiligung im Vergleich zu anderen Speichermöglichkeiten entgegenwirken. Bis dahin stellt die Nutzung von Batteriespeichern z.B. ein Hindernis dar, weil ein Batteriespeicher im öffentlichen Netz mit aktueller Regulatorik sowohl als eine Strom konsumierende sowie als eine Strom produzierende Einheit gilt (Gähns und Knoefel, S. 9). Dadurch entstehen gleichermaßen Gebühren und Abgaben für die Entnahme sowie beim Einspeisen von Strom in den Speicher. Dies führt zu einer finanziellen Doppelbelastung (Gähns und Knoefel, S. 4). Gähns und Knoefel verweisen auf das Unbundling Gesetz nach EnWG §3, wodurch ein Betrieb eines geteilten Batteriespeichers und die damit verbundene Energieversorgung, der einen Verteilernetzbetreiber einschließt, verhindert wird (Gähns und Knoefel, S. 5). Sie sehen jedoch eine Chance für regulatorischen Speicherproblematiken im Zuge der Umsetzung des Clean Energy Packages. Bislang muss die Umsatzsteuer von 19% auf den Strom in allen möglichen Nutzungsmöglichkeiten derselben juristischen Person gezahlt werden, unabhängig davon, ob sie gleichzeitig Strom produziert, speichert und verbraucht oder Möglichkeiten entfallen (Gähns und Knoefel, S. 5).

Bei der gemeinschaftlichen Nutzung von Batteriespeichern wird der Markteintritt durch fehlende Bestimmungen zum Schutz der VerbraucherInnen wie beispielsweise Garantiebedingungen erschwert. Batteriespeicher, die in Communities betrieben werden, können beispielsweise dafür sorgen, dass StromverbraucherInnen BetreiberInnen werden. Regulatorische Anpassungen müssen daher so konzipiert werden, dass flexibel auf Änderungen in der Energieversorgung reagiert werden kann, die die Energiewende mit sich bringt. (Gähns und Knoefel, S. 9).

Laut des Impulspapiers von Energy Brainpool sollte das Recht auf Energy Sharing eingeführt werden, da bislang nur eine individuelle Eigenversorgung realisiert werden kann, bei der der Verbrauch des erneuerbaren Stroms getreu des Erzeugungsprofils angereizt wird. Es ist mit den derzeit existierenden regionalen Stromversorgungs- oder -erzeugungskonzepten nur möglich, Graustrom zu vermarkten. Dabei handelt es sich um eine Stromlieferung an LetztverbraucherInnen, welche auch bei der Lieferung an NachbarInnen Pflichten des Energierechts unterliegen, die in diversen Gesetzen oder Verordnungen definiert sind. Zu den Aufgaben zählen die Zahlungen von Abgaben und Umlagen, Pflichten über Mitteilungen, Veröffentlichungen, Meldungen oder Anzeigen sowie die Abrechnung und Vertragsabwicklung der KundInnen. Wenn der erneuerbare

Strom tatsächlich als Grünstrom handelbar sein soll, gelingt dies entweder über die sonstige Direktvermarktung, bei der mögliche Fördertatbestände verloren gehen oder es werden Herkunftsnachweise hinzugekauft. Keines der Konzepte, ermöglicht die Nutzung des gemeinsam erzeugten Stroms durch eine Gemeinschaft. Hinzukommend fehlt eine generelle Definition dieser Gemeinschaften sowie deren Ausgestaltungsmöglichkeiten auf Grundlage der REDII (Energy Brainpool 2020, S. 19). Schließlich führt das Impulspapier an, dass kein wirtschaftlicher Vorteil generiert werden kann, wenn StromverbraucherInnen ihre Lasten netzdienlich anpassen.

2.2.5 Beispiele im Ausland

Im Folgenden werden drei Mitgliedstaaten vorgestellt, die als Umsetzungskonzepte für RECs beispielhaft herangezogen werden können. Österreich wird dabei hinsichtlich des detaillierten Umsetzungskonzeptes umfassender beleuchtet. Italien wird aufgrund des direkten Fördermodells angeführt und Spanien in Hinblick auf die indirekte Förderung vergleichend herangezogen. Das vorliegende spanische Konzept zeigt, wie ein Ansatz, der erweiterten gemeinschaftlichen Eigenversorgung im Vergleich zu RECs funktionieren kann. Weitere Mitgliedstaaten wie Belgien, Estland, Frankreich, Irland, Litauen, Luxemburg, Portugal, Schweden und Slowenien werden in der vorliegenden Forschungsarbeit nicht erläutert, zeigen aber laut Frieden et al. (2020) ebenfalls Ansätze für RECs auf Grundlage der RED II in Gesetzesvorschlägen oder –verabschiedungen. Wie bereits in Abschnitt 2.2.4 verdeutlicht, entspricht der regulatorische Rahmen in Deutschland trotz individueller Eigenversorgung nicht den Vorstellungen von Energy Sharing auf Grundlage des Clean Energy Packages (Frieden et al. 2020, S. 11).

2.2.5.1 Österreich

Laut Frieden et al. wurde in Österreich im September 2020 ein Gesetzespaket hinsichtlich des Ausbaus Erneuerbarer Energien veröffentlicht, welches Rahmenbedingungen für RECs definiert. Der zuständige Bundesminister muss bis zum Ende des Jahres 2023 das Gesetz zum Ausbau unter anderem hinsichtlich der Barrieren, Chancen sowie Verbesserungs- und Anpassungsvorschlägen von RECs bewerten (Frieden et al. 2020, S. 13–14). Außerdem soll bis 2024 ein sogenannter „One-stop-shop“ eingeführt werden, der RECs unterstützen soll (Frieden et al. 2020, S. 15). Hinsichtlich der Ausrichtung der vorliegenden Forschungsarbeit, die sich auf die Umsetzung der RED II mit Strom konzentriert, wird das österreichische System nur dahingehend erläutert. Die Rahmenbedingungen laut des Gesetzesentwurfs umfassen ohnehin in erster Linie die Stromversorgung. Dabei sollen RECs das Recht haben Energiedienstleistungen bereitzustellen, als Aggregator aufzutreten und Erneuerbare Energien zu erzeugen, zu speichern und bereitzustellen. Die Rechtsperson kann z.B. in Form von Vereinen, Genossenschaften oder Zusammenschlüssen von WohnungseigentümerInnen definiert werden. Bei der erforderlichen Erfüllung

gleicher Pflichten wie sie bei Verteilnetzbetreibern auftreten, können RECs ebenfalls Netze besitzen und betreiben (Frieden et al. 2020, S. 14).

Gemäß des zuständigen österreichischen Ministeriums werden die RECs durch Netzebenen definiert, wobei keine Beschränkung auf das Niederspannungsnetz vorliegt. Durch die Realisierung, die geographisch nur so weit wie nötig, aber so wenig wie möglich eingeschränkt wird, kann die Erfüllung transnationaler Anforderungen sichergestellt werden (Fina und Auer 2020, S. 5–6). Darüber hinaus enthält der Gesetzesentwurf keine Beschränkung hinsichtlich einzuhaltender Entfernungen von RECs (Frieden et al. 2020, S. 14). Voraussetzung der RECs ist, dass sie sich in einem Verteilnetz befinden, sodass der VNB die relevanten Strommengen erfassen und sie an Stromlieferanten sowie RECs übermitteln kann. Die Zuordnung zu den REC-Mitgliedern erfolgt entweder fix oder auf Grundlage des Verbrauchs dynamisch. Bei Verwendung intelligenter Messerichtungen geschieht dies viertelstündlich (Frieden et al. 2020, S. 14).

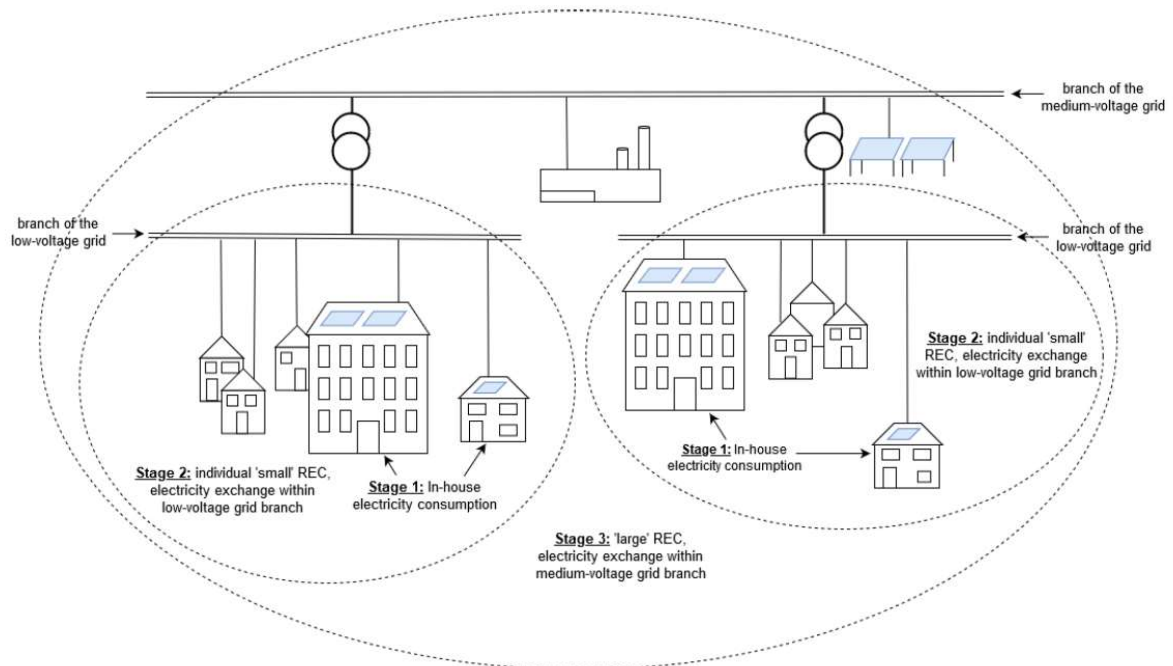


Abbildung 12: Verschiedene REC-Ebenen als Simulationsgrundlage, (Fina und Auer 2020, S. 8)

Anhand der Abbildung 12 wird sichtbar, dass das Mittelspannungsnetz als Obergrenze zu sehen ist. Es kann trotzdem für eine Stromübertragung innerhalb der RECs genutzt werden.

Hinsichtlich der Stromkosten erfolgt die Einführung von Netzgebühren pro Einheit, die sich schrittweise reduzieren, um so eine lokale Stromübertragung attraktiver machen. Dabei werden die Gebühren bei Nutzung des Mittelspannungsnetzes in geringer Höhe und auf Niederspannungsebene deutlich gesenkt. Darüber hinaus schafft die Befreiung von Strom- und Ökostromabgabe,

die von den KundInnen zu zahlen wären, weitere Anreize zur Teilnahme (Fina und Auer 2020, S. 5–6).

2.2.5.2 *Italien*

In Italien wurde eine kollektive Eigenversorgung sowie RECs im März 2020 eingeführt, die eine fixe Förderung über einen Zeitraum von 20 Jahren erhalten. Die RECs stellen eine eigene Rechtsperson dar und ihre Mitglieder können LetztverbraucherInnen, GewerbekundInnen und öffentliche Einrichtungen sein, wenn eine räumliche Nähe zur Erzeugungsanlage besteht (Stiftung Umweltenergie recht 2021, S. 11). Vorausgesetzt wird, dass die Projekte eine Gesamtleistung von insgesamt 200 kW und 100 kW je Erzeugungsanlage nicht überschreiten. Außerdem müssen sich sowohl VerbraucherInnen als auch Erzeugungsanlagen hinter demselben Umspannwerken befinden (Stiftung Umweltenergie recht 2021, S. 47).

Die LetztverbraucherInnen im selben Gebäude oder Gebäudekomplex erhalten im Zuge der kollektiven Eigenversorgung eine Vergütung von 11ct pro geteilter Kilowattstunde und die RECs 10ct über eine Dauer von 20 Jahren. Außerdem erfolgt eine anteilige Erstattung der Netzentgelte in Höhe von 0,822ct/kWh. Hinzu kommt, dass die Projekte von zusätzlichen steuerlichen Vorteilen profitieren, wenn Gebäude renoviert oder Photovoltaikanlagen installiert werden (Stiftung Umweltenergie recht 2021, S. 11). Um die geteilten Strommengen zu bestimmen, wird die Deckungsgleichheit von den aggregierten Komponenten Erzeugung und Verbrauch stündlich berechnet (S.22).

2.2.5.3 *Spanien*

In Spanien wurde die erweiterte kollektive Eigenversorgung eingeführt, bei der es jedoch keine eigene Rechtsperson gibt. Es findet eine Stromlieferung inklusive Inanspruchnahme des öffentlichen Netzes an andere LetztverbraucherInnen statt, sodass der Strom gemeinsam genutzt werden kann. Wenn die Leistung der Erneuerbaren Erzeugungsanlage nicht größer als 100 kW beträgt, erfolgt eine Befreiung von Abgaben, Umlagen sowie Gebühren und Steuern, da sie bis zu dieser Leistungsgrenze nach dem spanischen Energiewirtschaftsgesetzes nicht als Erzeuger behandelt werden. Daher ist auch keine Betriebsgenehmigung notwendig (Stiftung Umweltenergie recht 2021, S. 12). Die belieferten LetztverbraucherInnen müssen im selben Flurstück oder hinter demselben Umspannwerk liegen. Alternativ kann auch eine Zuordnung erfolgen, wenn eine Entfernung von 500 m von der Erzeugungsanlage zu den Verbrauchsanlagen nicht überschritten wird (Stiftung Umweltenergie recht 2021, S. 46). Die Bestimmung der geteilten Strommenge soll mittlerweile über eine flexible Aufteilung erfolgen, bei der stündlich und ganzjährig dynamische Koeffizienten durch die NutzerInnen vereinbart werden. Bislang erfolgte dies

auf eine fixe Art, d.h. die erzeugten Strommengen wurden zwischen den AkteurInnen aufgeteilt (S.22).

Aufbauend auf den theoretischen Grundlagen schließt sich die Beschreibung der verwendeten Methodik dieser Forschungsarbeit an.

3 Methodik

Das Kapitel zeigt die aufgestellten Forschungsfragen und erläutert, wie die Marktanalyse, die ExpertInneninterviews, die qualitative Inhalts- sowie Sensitivitätsanalyse durchgeführt werden.

3.1 Forschungsfragen

Da die vorliegende Forschungsarbeit einen induktiven Forschungsansatz nutzt, werden im Folgenden die Forschungsfragen genannt, auf die Antworten gefunden werden sollen:

- Welches Potential bietet Energy Sharing und welche Barrieren liegen in der Regulatorik des deutschen Energiemarktes vor?
- Sollte Energy Sharing gefördert werden?
- Wie können Energy Sharing Konzepte umgesetzt werden und welche Handlungsempfehlungen für Ökostromversorger lassen sich aus den Erkenntnissen ableiten?

3.2 Marktanalyse

Im Zuge dieser Forschungsarbeit wird eine kurze Marktanalyse durchgeführt, um Auskunft darüber geben zu können, welche Rolle Energy Sharing nach der Einführung in der Zukunft spielen kann.

Laut Berekoven et. al (2009) bedingt der Prozess einer Produkteinführung eine Marktanalyse. Diese wird durchgeführt, um sich mit dem Zielmarkt zu beschäftigen und gibt eine erste Orientierung zur Situation am Markt. Dabei wird zunächst der Gesamtmarkt mithilfe von Quellen aus der Sekundärmarktforschung analysiert (Berekoven et al. 2009, S. 325) Dies sind unter anderem statische Ämter oder Verbände, Institute, Verlage, Fachzeitschriften und Datenbanken (Berekoven et al. 2009, S. 326). Auf Grundlage der gesammelten Daten können Empfehlungen hinsichtlich des Zielmarktes abgegeben werden. Es folgt dann die Analyse des Zielmarktes mithilfe von Daten aus Panelstudien, was in der vorliegenden Forschungsarbeit ausgelassen wird, da der wissenschaftliche Fokus nicht auf der Marktforschung liegt (Berekoven et al. 2009, S. 325).

3.3 Experteninterviews

Experteninterviews sind von Bedeutung, da das ExpertInnenwissen als Handlungsanleitung und Orientierungshilfe von anderen AkteurInnen genutzt wird, was ihnen einen Einfluss in eigene oder fremde Fachbereiche ermöglicht. Das Wissen der Experten ist außerdem reflexiv, kohärent und zweifelsfrei. Bogner et al. (2014) führen außerdem den möglichen Einfluss auf die Politik an (Bogner et al. 2014, S. 13–14). Eine vollumfassende Befragung ist davon gekennzeichnet, dass auch

Gegenpositionen, die ebenfalls einen Einfluss haben, Teil der Forschung sind. Dies stellt sicher, dass keine wichtigen Argumente vernachlässigt wurden (Bogner et al. 2014, S. 33).

Wenn aufgrund von fehlenden Ressourcen keine Erhebung in dem Maße möglich ist, dass alle existierenden ExpertInnen befragt werden können, muss eine Auswahl getroffen werden. Diese Auswahl muss nachvollziehbar dargestellt und begründet werden. In dem Fall, dass es jedoch nicht zahlreiche Experten im untersuchten Forschungsrahmen gibt, wird empfohlen, dass alle relevanten ExpertInnen befragt werden. Meist gibt es bereits ein gewisses Netzwerk, in dem die Befragten bereits in Kontakt getreten sind. Dadurch wird die Teilnahmebereitschaft gesteigert, da sie ihr Wissen ebenfalls berücksichtigen lassen wollen (Bogner et al. 2014, S. 33).

Im Zuge der ExpertInneninterviews gibt es verschiedene Erkenntnisziele, die sich in der Herangehensweise und der Art der gewonnenen Informationen unterscheiden. Das Ziel eines systematisierenden Interviews liegt vor allem in der Gewinnung von Sachwissen, das über technische Zusammenhänge oder Prozesse aufgrund von praktischem Bezug und Erfahrungen zum Thema vorliegt, welches die ExpertInnen als BeraterInnen besitzen. Das Wissen steht den ExpertInnen zur Verfügung, ohne dass sie sich vorab auf das Gespräch vorbereiten müssen, sodass ein direktes Abfragen möglich ist. Diese Art von Interview wird verwandt, um bestehende Forschungslücken aus der bestehenden Literatur zu schließen. Die Durchführung erfolgt mit einem Gesprächsleitfaden, dessen Erstellung im Folgenden näher beschrieben wird. Die Auswertung erfolgt über eine qualitative Inhaltsanalyse (Bogner et al. 2014, S. 23–24).

Eine persönliche Gesprächsdurchführung wird empfohlen, da das Gespräch generell informativer und kontrollierbarer ist. In der Forschung herrscht eine gewisse Skepsis gegenüber Telefoninterviews hinsichtlich der Methodik, da das Interview durch Ablenkung oder schwindender Konzentration gestört werden kann (Bogner et al. 2014, S. 37). Während der Durchführung des Interviews wird das Gespräch mit einem Aufnahmegerät für eine anschließende Auswertung aufgezeichnet. Ein gleichzeitiges Protokollieren der Informationen führt insgesamt zu einer weniger detaillierten Mitschrift und das Gespräch verliert an Qualität (Bogner et al. 2014, S. 38).

Es folgen Erläuterungen zu dem Gesprächsleitfaden.

Während der Vorbereitung auf bevorstehende teilstrukturierte ExpertInneninterviews im Rahmen qualitativer Forschung werden Gesprächsleitfäden erstellt. Sie dienen als Strukturierungshilfe vor der Gesprächsdurchführung und währenddessen als Orientierungshilfe (Bogner et al. 2014, S. 26–27).

Laut Bogner et al. (2014) entwickelt sich der Gesprächsleitfaden während der Forschungsarbeit stetig weiter, da Informationen aus bestimmten Themenbereichen in den ersten

systematisierenden Interviewgesprächen schon vollständig gesammelt werden können. Dadurch erweitert sich die Datengrundlage und es können neue, gezieltere Fragestellungen entstehen, sodass der Leitfaden angepasst werden kann (Bogner et al. 2014, S. 28). Außerdem treten Unterschiede in beruflicher Ausbildung oder Position auf, sodass der Leitfaden auch dahingehend angepasst werden sollte. Dies ist realisierbar, wenn das semistrukturierte Interview aus allgemeinen Basisfragen besteht, die je nach ExpertIn spezifiziert werden (Bogner et al. 2014, S. 28). In dem Abschnitt 0 wird erläutert, was die ExpertInnen unterscheidet. Laut Szichta und Tietze (2020) sorgt eine Heterogenität der ExpertInnen für differenzierte Themenschwerpunkte während der Interviews. Aufgrund von gestellten Hauptfragen und ergänzenden Teilfragen auf Grundlage des Gesprächsleitfadens kann das Gespräch flexibel auf die Situation und Person angepasst werden, ohne dabei unvollständig zu sein oder die Vergleichbarkeit zwischen den Gesprächen zu gefährden (Szichta und Tietze 2020, S. 112).

Es wird davon ausgegangen, dass das vorherige Zusenden des Leitfadens in der Regel nicht notwendig ist, da die ExpertInnen sich nicht zusätzlich auf das Gespräch vorbereiten müssen und allgemeine Hinweise zu den Themenblöcken ausreichen. Wenn die Interviews stattfinden, weil detaillierte Informationen generiert werden sollen, kann eine vorherige Vorbereitung jedoch sinnvoll sein, sodass die ExpertInnen nicht spontan antworten müssen. Außerdem kann auch der Wunsch des Gesprächspartners oder die Notwendigkeit Vertrauen aufbauen zu müssen, dazu führen, dass der Leitfaden verschickt werden sollte (Bogner et al. 2014, S. 28–29).

Bogner et al. (2014) empfehlen für ein Experteninterview mit einer Dauer von einer bis zwei Stunden einen Gesprächsleitfaden mit drei bis acht verschiedenen Themenblöcken auf einer bis sechs Seiten je nach Unsicherheit der InterviewerInnen. Ein Block besteht aus ein bis drei zentralen Pflichtfragen unabhängig von den ExpertInnen und nachfolgenden detaillierteren Nachfragen, die abhängig von den Hauptfragen sind und Einzelaspekte genauer untersuchen. Je nach GesprächspartnerIn entstehen an dieser Stelle ebenfalls Abweichungen in dem Gesprächsleitfaden. Falls die interviewten Personen durch die Hauptfragen bereits ausreichend Gesprächsanreiz bekommen haben und Themenblöcke vollständig beantwortet werden, entfällt die Notwendigkeit der Nachfragen. Damit dieser auch grafisch eine Orientierungshilfe während des Gespräches gewährleistet, ist es sinnvoll, die Form einer Gliederung mit nachgelagerten Fragen und verschiedenen Formatierungen zu wählen (Bogner et al. 2014, S. 26–27).

3.4 Qualitative Inhaltsanalyse

Im Kapitel 3.3 wurde bereits erläutert, dass die systematisierenden Interviews mit den ExpertInnen durchgeführt werden, um Informationen zu generieren. Für die Auswertung eignet sich die qualitative Inhaltsanalyse, da die ExpertInnen die Informationen, die generiert werden sollen,

aufgrund ihrer Tätigkeiten abrufen können (Bogner et al. 2014, S. 72). In der Analyse wird nach Antworten gesucht, die man sich zu bestimmten Zuständen und Prozessen gestellt hat. Dies geschieht über das Erschließen von kausalen Abhängigkeiten durch den Vergleich abgegebener Antworten (Bogner et al. 2014, S. 73). Im Vergleich zu anderen Analysemethoden, kommt es nicht zu einer rein freien Interpretation. Die qualitative Inhaltsanalyse erfolgt nach strengen Regeln. Dieses systematische Vorgehen spiegelt sich innerhalb der einzelnen Analyseschritte wider, auf die im Folgenden genauer eingegangen wird. Diese systematische Form der Analysemethode ermöglicht schlussendlich eine intersubjektive Überprüfbarkeit (Baur und Blasius 2019b, S. 635–636).

Bogner et al. (2014) orientieren sich an quantitativen Analysemethoden, die einen hohen Anspruch an Wissenschaftlichkeit haben (Bogner et al. 2014, S. 71) und begründen die Schematisierung mit der Voraussetzung, dass Intersubjektivität nachvollziehbar sein muss.

Grundlage für die Auswertung mithilfe einer qualitativen Inhaltsanalyse ist ein Kategoriensystem, welches auf das Untersuchungsmaterial angewandt wird (Bogner et al. 2014, S. 69). Das System ist eine Zusammenfassung aller verwendeten Kategorien, anhand derer das Material untersucht und eingeordnet wird. Die Kategorienformulierungen sind Kurzformulierungen, die sich dabei nah an das Untersuchungsmaterial halten. Durch verwendete Kategorien ist eine hierarchische Ordnung des Materials möglich, da man Ober- und Unterkategorien erstellen kann (Baur und Blasius 2019a, S. 634). Abbildung 13 zeigt den schematischen Ablauf der Kategorienbildung mit elf Arbeitsschritten, die sich grundlegend zwischen induktiver oder deduktiver Forschungsausrichtung unterscheiden. Zunächst muss die Fragestellung präzisiert und theoretisch begründet werden, um eine Auswahl und eine Charakterisierung des Materials zu ermöglichen. Danach kann das Untersuchungsmaterial in ein Kommunikationsmodell eingeordnet werden, um Schlussfolgerungen zu ermöglichen, die über Gesprochenes innerhalb der Interviews hinausgehen und die Richtung der Analyse wird bestimmt. In dieser Forschungsarbeit basiert die Einordnung des Untersuchungsmaterials auf den unterschiedlichen InterviewpartnerInnen, die bewusst aus verschiedenen Bereichen innerhalb der Energiebranche ausgewählt wurden (Baur und Blasius 2019a, S. 636–640).

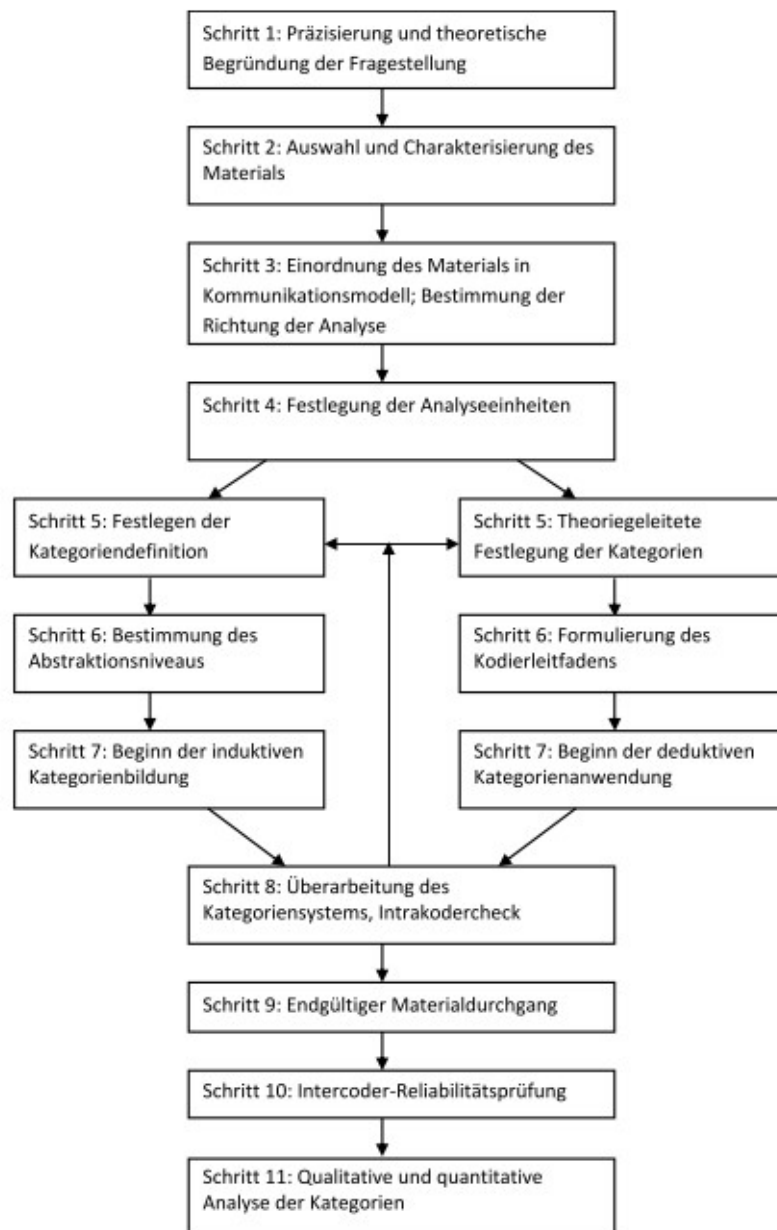


Abbildung 13: Ablaufmodell induktiver Kategorienbildung und deduktiver Kategorienanwendung, (Baur und Blasius 2019b, S. 640)

Im vierten Arbeitsschritt basierend auf der Abbildung 13 werden die Analyseeinheiten festgelegt, welche im Folgenden benannt werden:

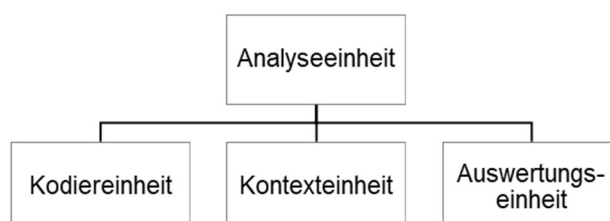


Abbildung 14: Einteilung der Analyseeinheiten, eigene Darstellung

Mit der Kodiereinheit wird der kleinste Textumfang aus dem Untersuchungsmaterial festgelegt, der einer Kategorie zuzuordnen ist. Dies können mehrere Wörter sein, die zusammen einen Sinn ergeben. Mit der Kontexteinheit wird darüber entschieden, welche Verbindung zwischen Material und Kodierung vorliegen muss und erklärt, warum so entschieden wurde. Die Auswertungseinheit gibt Aufschluss darüber, welche Textbestandteile innerhalb des Kategoriensystems gegenübergestellt werden. Bei dem Ansatz der induktiven Herangehensweise zur Bildung der Kategorien findet die Gegenüberstellung des ganzen Untersuchungsmaterials statt. Andernfalls könnten es z.B. auch nur einzelne Sätze oder Antworten auf einzelne Interviewfragen sein (Baur und Blasius 2019b, S. 636).

Nachdem die Festlegung der Analyseeinheiten stattgefunden hat, wird die Entscheidung nach einem induktiven Ansatz, bei dem Kategorien aus dem Untersuchungsmaterial herausgebildet werden, oder einem deduktivem Ansatz getroffen. Letzteres nutzt Kategorien, die aus der Theorie abgeleitet und auf das eigene Untersuchungsmaterial angewandt werden. In der vorliegenden Forschungsarbeit wird eine induktive Herangehensweise gewählt, weswegen nur der linke Zweig innerhalb der Abbildung relevant ist (Baur und Blasius 2019b, S. 636–640). Die induktive Kategorienbildung geht aus der zusammenfassenden Inhaltsanalyse hervor, bei der das Untersuchungsmaterial bereits so paraphrasiert wird, dass die wichtigsten Inhalte herausgearbeitet und reduziert werden. Diese Schritte entfallen, wenn eine induktive Kategorienbildung durch die Definition von Kategorien erfolgt, die sich aus dem Material heraus ergeben. In der vorliegenden Forschungsarbeit wird der Ansatz der Zusammenfassung genutzt, sodass die ExpertInneninterviews in einer zusammenfassenden Weise protokolliert werden. Ähnlich zur zusammenfassenden Inhaltsanalyse wird verfahren, wenn nach einer ersten Entwicklung der einzelnen Kategorien, diese zu Hauptkategorien zusammengefasst werden (Baur und Blasius 2019b, S. 637).

Auf Grundlage der festgelegten Regeln werden den Kategorien nun Textstellen zugeordnet. Die Analysestruktur kann sich im Laufe dieses Prozesses verändern, indem die Regeln in einem ersten Analysedurchlauf an das Untersuchungsmaterial angeglichen werden. In der endgültigen Auswertung ab dem neunten Arbeitsschritt nach Abbildung 13 sind die Regeln jedoch konstant zu halten.

Im fünften Arbeitsschritt werden die Definitionen der Kategorien festgelegt und anschließend das Abstraktionsniveau bestimmt, was Auskunft darüber gibt, wie allgemein die Kategorien formuliert werden können. Danach kann mit der induktiven Bildung der Kategorien begonnen werden. Im achten Arbeitsschritt wird das aufgestellte Kategoriensystem überarbeitet und es erfolgt ein Intracodercheck, bei dem nach der ersten Analyse ohne Berücksichtigung der vorherigen Kategorisierung erneut ausgewertet wird. Diese Kontrolle gibt Aufschluss darüber, wie stabil und verlässlich das bisherige Vorgehen war.

Im nächsten Schritt kann ein endgültiger Durchgang des Untersuchungsmaterials stattfinden. Im

vorletzten Arbeitsschritt wird die Objektivität der Analyse mithilfe der /einer Intercoder-Reliabilitätsprüfung untersucht. Dafür wird eine weitere Person zur Auswertung benötigt, wodurch sich Übereinstimmungen im erstellten Kodiersystem zeigen. Im Zuge dieser Forschungsarbeit muss daher davon abgesehen werden, da sie eigenständig verfasst wird. Durch die Festlegung der Analyseeinheiten können die zwei Gütekriterien Intra- und Intercoderüberprüfungen mit der Validierung von Sinnhaftigkeit erfolgen.

Schließlich kann die qualitative und quantitative Analyse der Kategorien durchgeführt werden. (Baur und Blasius 2019b, S. 636–640).

3.5 Sensitivitätsanalyse

Sensitivitätsanalysen finden in der Praxis oft Anwendung, wenn der Zusammenhang zwischen den Inputgrößen und dem Output analysiert werden soll. Dadurch kann zum einen gezeigt werden, ab wann ein Output einen gewissen kritischen Wert über- oder unterschreitet oder wie sich der Wert ändert, wenn man die Inputgrößen auf eine bestimmte Art variiert (Blohm et al. 2012, S. 230).

Wie sich z.B. der Kapitalwert als Output ändert, kann über ein Verfahren ermittelt werden, bei dem unsichere ursprüngliche Inputwerte um gewisse Prozentsätze zur Ausgangsbetrachtung variiert werden. Meist wird ein Wert von 10% gewählt, ohne dass dafür eine sinnvolle Begründung vorliegt. Außerdem kann auch eine Differenzbetrachtung zu einem oberen oder unteren Grenzwert erfolgen. Dadurch kann untersucht werden, wie sich der Output verändern würde, wenn sich Inputgrößen in Zukunft in optimistischer oder pessimistischer Betrachtungsweise entwickeln würden. Abbildung 15 zeigt die Arbeitsschritte, die für diese Art der Sensitivitätsanalyse notwendig sind.

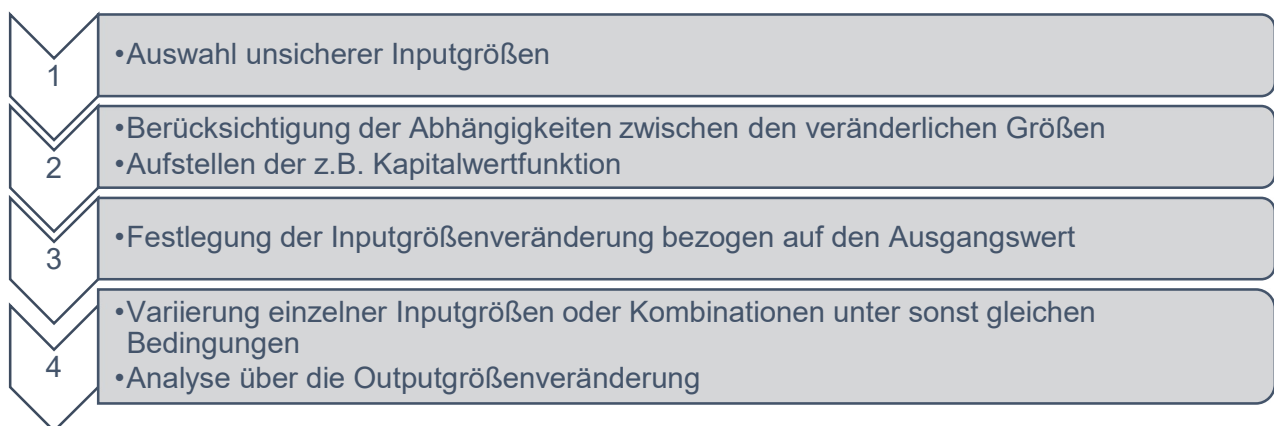


Abbildung 15: Ablauf des Verfahrens zur Ermittlung der Outputänderung bei vorgegebener Inputänderung, (Blohm et al. 2012, S. 232)

Nach der Durchführung der Analyse können Aussagen darüber abgeleitet werden, welchen Einfluss die untersuchten unsicheren Inputgrößen haben können. Durch die Gewinnung zusätzlicher Informationen kann deren Unsicherheit reduziert wird.

Im folgenden Kapitel werden die vorgestellten Analysen durchgeführt.

4 Analysen

Das Kapitel befasst sich mit der Durchführung der Analysen, deren Methodik im vorherigen Kapitel erläutert wurden. Es wird das Vorgehen im Zuge der Marktanalyse, der ExpertInneninterviews, der qualitativen Inhalts- und Sensitivitätsanalyse dargelegt.

4.1 Marktanalyse

Um zu skizzieren, welche Rolle Energy Sharing zukünftig spielen kann, wird eine vereinfachte Marktanalyse durchgeführt. Dafür wurden in der vorliegenden Forschungsarbeit für den Gesamtmarkt bereits vorliegende Sekundärmarktforschungsergebnisse genutzt, um daraus Aussagen über den Zielmarkt ableiten zu können.

Auf Grundlage der Quelle zur Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland erfolgte die Analyse unter der Verwendung folgender Eingrenzungskriterien: Märkte und Installation, Messgrößen und AkteurInnengruppen. Tabelle 4 fasst die relevanten Kriterien zusammen. Da in der vorliegenden Forschungsarbeit Energy Sharing Konzepte mit den Erzeugungsanlagen Windenergie an Land oder Photovoltaik berücksichtigt werden, erfolgte die Analyse hinsichtlich des Strommarktes für diese beiden Energiequellen. Dabei wurde zum einen die installierte Leistung als physikalische Messgröße herangezogen, als auch die Eigentümerstruktur als ökonomische Messgröße (Trend Research 2013, S. 34).

Tabelle 4: Markt, Messgrößen und Akteursgruppe der Marktanalyse, eigene Darstellung

Märkte und Installation	Strom
	Photovoltaik Windenergie (Onshore)
Messgrößen	Physische Größen
	Installierte Leistung
	Ökonomische Größen
	Eigentümerstruktur
Akteursgruppen	Bürgerenergie im weiteren Sinne

Die installierte Leistung für Erzeugungsanlagen, der für Energy Sharing relevanten Energiequellen, ist in den letzten Jahren stetig gestiegen. Um die Klimaschutzziele erreichen zu können, ist mit einer konstanten Leistungssteigerung zu rechnen. Die Leistung betrug laut Abbildung 16 aus Photovoltaikanlagen 54 Gigawatt - bei der Windenergie 62 Gigawatt im Jahr 2020 (Umweltbundesamt 2021b). Dabei sind für die Windenergie laut BWE (2020) 6,5 Gigawatt für Windenergieanlagen auf See abzuziehen, die für Energy Sharing Konzepte aufgrund ihrer

fehlenden Regionalität und Entfernung zu den Menschen irrelevant sind und auch in der vorliegende Forschungsarbeit nicht berücksichtigt werden (Bundesverband Windenergie 2020).

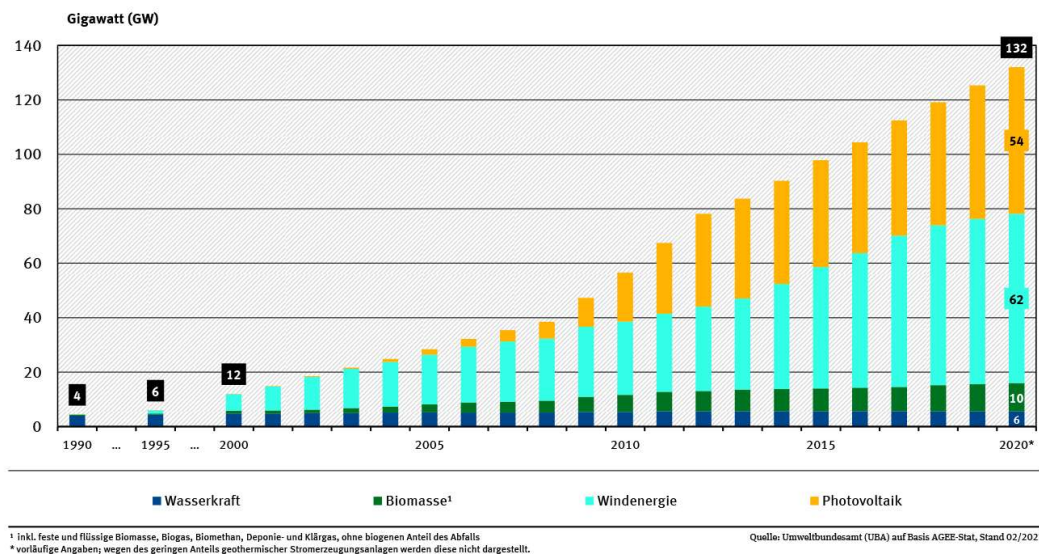


Abbildung 16: Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, (Umweltbundesamt 2021b)

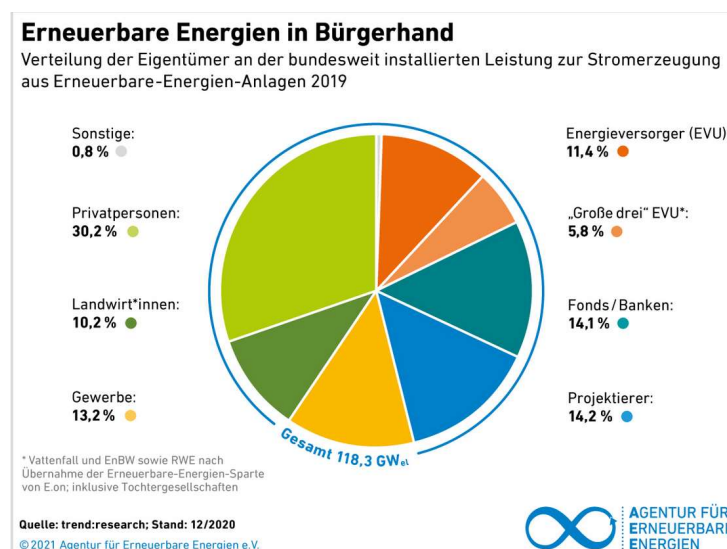


Abbildung 17: Erneuerbare Energien in Bürgerhand, (Agentur für Erneuerbare Energien 2021)

Wie bereits erwähnt, wird neben der physischen Messgröße auch die Eigentümerstruktur als ökonomische Messgröße in die Analyse einbezogen. An dieser Stelle wird darauf verwiesen, dass sich die Analyse auf Photovoltaikanlagen im Eigentum von Privatpersonen beschränkt und keine Gewerbeanlagen berücksichtigt. Abbildung 17 zeigt, dass im Jahr 2019 bereits 40,4% der Erneuerbaren Energien in Bürgerhand von Privatpersonen und LandwirtInnen lagen. Der Rest verteilt sich auf Energieversorger, Fonds oder Banken, Projektierern, Gewerbe oder sonstigen EigentümerInnen. Laut Agentur für Erneuerbare Energien lagen 2019 48%, d.h. fast die Hälfte der

bundesweit installierten Leistung von Photovoltaikanlagen im Eigentum von Privatpersonen und LandwirtInnen und 40,6% bei der Windenergie an Land (Agentur für Erneuerbare Energien 2021).

4.2 ExpertInneninterviews

Es wird dargestellt, wie die Auswahl der ExpertInnen stattfindet, der Gesprächsleitfaden erstellt und die Interviews durchgeführt werden.

4.2.1 Auswahl der ExpertInnen

Um die identifizierten Lücken der Literaturrecherche bei dem Thema Energy Sharing zu schließen, wurde auf eine Heterogenität in der Auswahl der ExpertInnen geachtet. Dadurch ist es möglich, verschiedene Sichtweisen zu berücksichtigen. Es lassen sich die Anforderungen an Energy Sharing Konzepte sowie deren Potential und Barrieren umfassender abbilden.

Es wurden ExpertInnen ausgewählt, die ausschließlich in Deutschland tätig sind, da davon auszugehen war, dass sie neben den Kenntnissen hinsichtlich Energy Sharing am stärksten mit der deutschen Energieregulatorik vertraut sind. Sie wurden dahingehend ausgewählt, dass sie für die Innovation von Bedeutung sein können. Dies sind Anbieter, Hersteller, Nutzergruppen, gesellschaftliche Gruppen, Behörden, Forschungsnetzwerke und Finanznetzwerke (Gähns und Knoefel, S. 2). In der vorliegenden Forschungsarbeit waren Personen von Interesse, die sich beruflich mit dem Thema auseinandersetzen und zukünftig Energy Sharing Konzepte anbieten oder diese unterstützen, beraten oder von ihnen beeinflusst werden. Dazu gehören hauptsächlich die sieben Gruppen Verteilnetzbetreiber, Verband, Forschung / Beratung / Projektentwicklung Wind, Recht, Stadtwerk / EVU sowie die Produktentwicklung, die in Abbildung 18 dargestellt. Insgesamt beläuft sich die Forschung auf 18 ExpertInnen. Um ExpertInnen zu befragen, die sich ebenfalls mit Bedürfnissen der zukünftigen NutzerInnenseite auskennen. Sechs der achtzehn Personen wurden hinzugezogen, die als ExpertInnen auch die Bedürfnisse der zukünftigen NutzerInnenseite darstellen können. Diese weitere Gruppe lässt sich verschiedenen Verbänden zuordnen, die sich beruflich mit dem Thema Energy Sharing auseinandersetzen. Dies ist relevant, weil Energy Sharing Konzepte keine reine Ingenieurthematik sind, sondern besagte Privatpersonen einschließen. Ausgeschlossen wurde der Finanzsektor, da dieser keinen entscheidenden Einfluss auf die Energy Sharing Projekte hat. Die Wirtschaftlichkeit wird von der Regulatorik beeinflusst, worüber ausgewählte ExpertInnen umfassende Aussagen abgegeben haben. Die Bundesnetzagentur und politische EntscheidungsträgerInnen sind zwar von Interesse für das Thema, jedoch nicht Teil der ExpertInnengruppe, da keine geeigneten Personen zu einer Teilnahme bereit waren.

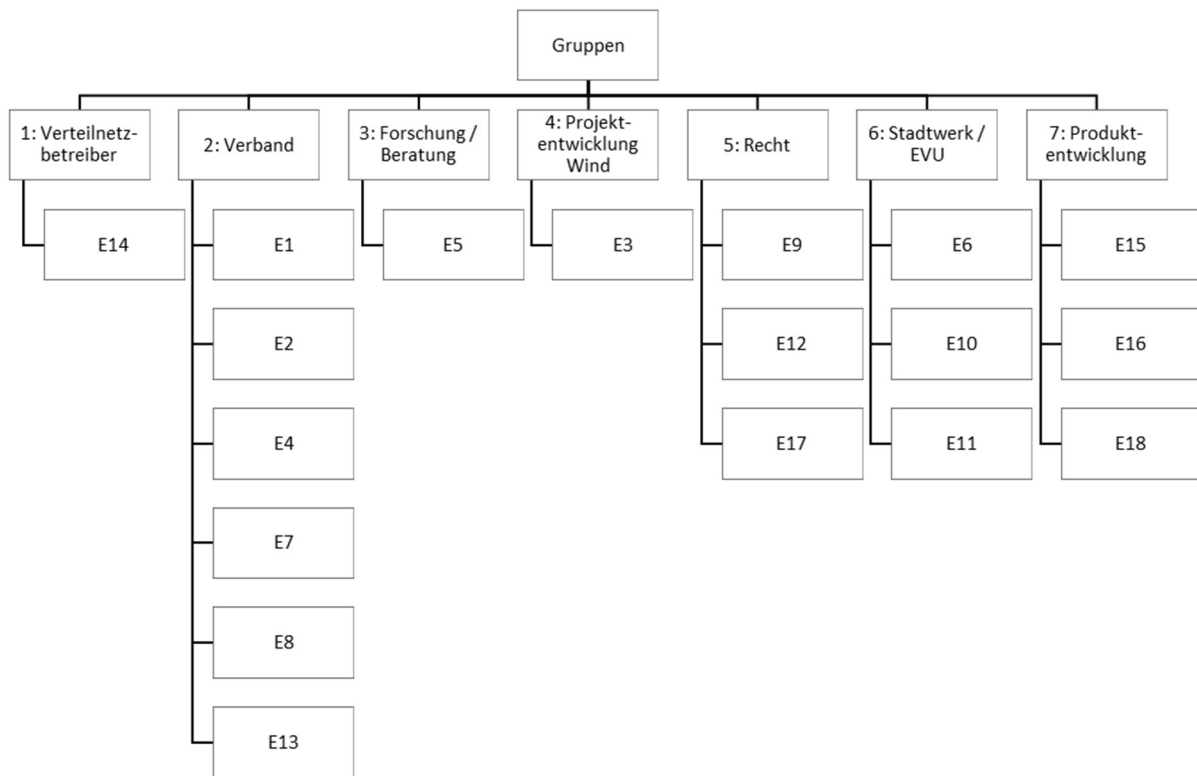


Abbildung 18: ExpertInnen und Gruppenzuordnung, eigene Darstellung

4.2.2 Gesprächsleitfaden und Durchführung der Interviews

Damit die Interviews vergleichbar sind, wurde ein Gesprächsleitfaden erstellt, der aus sieben Kategorien besteht. Gähns und Knoefel (2020) wurden als Grundlage für die Kategorienbildung genutzt. Die Fragen wurden dahingehend formuliert, dass die Forschungslücke abgedeckt wird, die hinsichtlich der Umsetzbarkeit von Energy Sharing im deutschen Energiemarkt im Zuge der Literaturrecherche deutlich wurde. Ergänzende Fragen innerhalb der Interviews entschieden sich je nach beruflichem Hintergrund der ExpertInnen, die fachlich fundiert in ihren eigenen Arbeitsbereichen waren. Beispielsweise konnten die ExpertInnen aus Gruppe 5: Recht leichter Aussagen zu gesetzlichen Grundlagen treffen als beispielsweise die Gruppe 7: Produktentwicklung, bei der im Vergleich weniger Nachfragen zu der Kategorie Umsetzung erforderlich waren. Der vollständige Gesprächsleitfaden inklusive aller gestellten Fragen befindet sich im Anhang.

Die Kategorien umfassen im ersten Schritt die Einwilligungserklärung sowie Eröffnung des Gesprächs. Es folgten die sechs Kategorien:

- 2. Gesetzliche Grundlagen
- 3. Potential
- 4. Regulatorischer Rahmen

- 5. Förderung
- 6. Umsetzung

Unter den Fragen befanden sich verpflichtende Fragen, die bei jedem Interview gestellt wurden, sowie ergänzende, je nachdem wie weit die ExpertInnen sich bereits geäußert haben. In der Eröffnung wurden zunächst Fragen gestellt, die das Hintergrundwissen der ExpertInnen zum Thema Energy Sharing adressierten und nach der Definition der ExpertInnen hinsichtlich der Begrifflichkeiten Energy Sharing und Renewable Energy Communities fragten. Dadurch konnte sichergestellt werden, dass sich die ausgewählten Personen für die Interviews eigneten. Alle ExpertInnen konnten die Begriffe definieren und bestätigen, dass sie sich bereits mit dem Thema auf Grundlage der RED II beschäftigt hatten. Die zweite Kategorie wurde genutzt, um Missstände in der gesetzlichen Grundlage von Energy Sharing abzufragen, damit anschließend Handlungsempfehlungen für die Politik abgeleitet werden können. Die nächsten beiden Kategorien wurden genutzt, um Erkenntnisse abzuleiten, wie relevant Energy Sharing für, beispielsweise Ökostromversorger, zukünftig sein kann. Da alle Fragen offen gestellt wurden, wurde die Meinung der ExpertInnen nicht beeinflusst. Die Antworten konnten an dieser Stelle mit den bestehenden Erkenntnissen aus der Literatur verglichen werden. Die Kategorie Förderung wurde genutzt, um die Einstellung der ExpertInnen abzufragen und Fragen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing Konzepten zu beleuchten. Diese und die letzte Kategorie wurden ebenfalls genutzt, um Informationen zu generieren, die für die Erstellung von Handlungsempfehlungen für Ökostromversorger genutzt wurden.

Die Durchführung der Interviews erfolgte ausschließlich mithilfe von Videoanrufen über die Software Teams. Eins der Gespräche erfolgte auf Englisch und alle weiteren auf Deutsch. Das Protokoll wurde dabei ursprünglich in Englisch verfasst und befindet sich im Anhang, der den prüfenden Personen vorliegt. Für die weitere Auswertung wurden die Aussagen übersetzt. Die Gespräche wurden für die anschließende Anfertigung der Gesprächsprotokolle zeitgleich mit einem Aufnahmegerät aufgezeichnet und waren zwischen 41 bis 68 Minuten lang. Dabei wurden auch Fragen an die Forscherin gestellt, was einen Gesprächscharakter erzeugte. Es war demnach weniger eine klassische Interviewsituation, bei der nur die ExpertInnen auf Fragen antworteten. Lediglich bei E1 kam es zu technischen Schwierigkeiten, weswegen das Interview abgebrochen werden musste und am Folgetag fortgeführt wurde. Die Gespräche fanden auf beiden Seiten in einer ruhigen Atmosphäre statt. Sie wurden anschließend nur so weit zusammenfassend protokolliert, dass die Informationen nicht verloren gingen.

4.3 Qualitative Inhaltsanalyse

Mithilfe der qualitativen Inhaltsanalyse werden Antworten auf die folgenden Forschungsfragen gesucht:

- Welches Potential bietet Energy Sharing und welche Barrieren liegen in der Regulatorik des deutschen Energiemarktes vor?
- Sollte Energy Sharing gefördert werden?
- Wie können Energy Sharing Konzepte umgesetzt werden und welche Handlungsempfehlungen für Ökostromversorger lassen sich aus den Erkenntnissen ableiten?

Auf Grundlage der Forschungsfragen und des erstellten Gesprächsleitfadens wurden die fünf Hauptkategorien der Auswertung als Themengebiete deduktiv abgeleitet. Diese waren durch die Struktur des Leitfadens vorgegeben und deckten sich zum Teil mit den dort vergebenen Kategorien.

Zur Auswertung der Ergebnisse war das Festlegen der Analyseeinheiten notwendig. Dies beinhaltete die Kodiereinheit, die Kontexteinheit und die Auswertungseinheit. Die Kodiereinheit umfasste mindestens eine Aussage der ExpertInnen, die in Sätzen dem Untersuchungsmaterial entnommen wurden. Die Kontexteinheit gibt die Verbindung zwischen dem Untersuchungsmaterial und der Kodierung vor. Da die Hauptkategorie deduktiv aus dem Gesprächsleitfaden abgeleitet wurde, erfolgt an dieser Stelle die Begründung, nach welchen Kriterien die Sub- bzw. Subsubkategorien gewählt wurden. Im Anhang befinden sich diese Kontexteinheiten detailliert mit jeweils einem Beispiel für alle Kategorien. Es erfolgt ein beispielhafter Auszug zur Verdeutlichung in Tabelle 5.

Tabelle 5: Kontexteinheiten innerhalb des Kategoriensystems der HK1_SK1, eigene Darstellung

Kategoriensystem	Beispiel Kategorienbildung	Beispiel Zusammenfassung	ExpertIn	Gruppe
Hauptkategorie HK1: Gesetzliche Grundlagen	Diese Hauptkategorie umfasst Aussagen, in denen Definitionen, Missstände, deren Gründe und positive Entwicklungen hinsichtlich Energy Sharing und RECs thematisiert werden.			
Subkategorie HK1_SK1: Definition	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen Definitionen thematisiert werden.			
Subsubkategorie HK1_SK1_SSK1: Renewable Energy Communities	beinhaltet Definitionen und weitere Ausführungen zu der Begrifflichkeit "Renewable Energy Communities"	RECs sind wie Bürgerenergiegesellschaften zu definieren mit regionalem Zusammenhang über Landkreisgrenzen hinaus	E1	G2
Subsubkategorie HK1_SK1_SSK2: Energy Sharing	beinhaltet Definitionen und weitere Ausführungen zu der Begrifflichkeit "Energy Sharing"	Energy Sharing zwar neuer Begriff, aber bereits unter dem Begriff Kundenanlage bekannt - auch bei Netzbetreibern, bei der Kleinstnetze an Netz des Netzbetreiber angeschlossen sind zur Ermöglichung des Energieaustausches ohne Einbindung des VN	E14	G1

Es werden die Kategorien aufgelistet und begründet, unter welchen Voraussetzungen das Untersuchungsmaterial den Kategorien zugeordnet wurde. Da die Unterkategorien induktiv entwickelt

worden sind, wurden innerhalb des Kategoriensystems das gesamte Untersuchungsmaterial der ExpertInnen gegenübergestellt und die Aussagen pro Kategorie miteinander verglichen. Das Abstraktionsniveau innerhalb des Kategoriensystems sah so aus, dass sich die Kategorien inhaltlich aus den Zusammenfassungen der ExpertInnen ergaben. Sie mussten nicht zwangsläufig bestimmte Begrifflichkeiten enthalten. Dies wird mit einem Beispiel aus der Zusammenfassung der ExpertInnenaussagen unter Angabe der ExpertInnennummer und der Gruppenzuordnung verdeutlicht.

Die einzelnen Fragen waren ursprünglich Themenblöcken innerhalb des Leitfadens zugeordnet. Im Laufe der Auswertung wurden die Haupt- und Nachfragen aus dem Gesprächsleitfaden teilweise anders strukturiert und dem erstellten Kategoriensystem zugeordnet. Die Zuordnung ist im Anhang zu finden. Alle Hauptfragen, außer die eröffnenden Fragen zu der Einordnung der Personen und ihrem Kenntnisstand, wurden dabei aufgeführt. Folgende zwei Fragen aus dem ursprünglichen Gesprächsleitfaden wurden nicht ausgewertet und dienten lediglich der Überprüfung, ob sich die InterviewteilnehmerInnen als ExpertInnen eigneten:

- Wie würden Sie Ihren energiewirtschaftlichen Hintergrund kategorisieren?
- Welche Berührungspunkte haben Sie bereits mit Energy Sharing?

Nach Zuordnung der Fragen zu den Hauptkategorien wurden die abgegebenen Antworten innerhalb der Protokolle den Hauptkategorien zugeordnet. Es erfolgte eine Zusammenfassung der Antworten, woraus sich Subkategorien induktiv ableiten ließen und ein erstes Kategoriensystem entstand. Alle entstandenen Subkategorien pro InterviewteilnehmerIn wurden in einer separaten Tabelle zusammengetragen und die Zuordnung der ExpertInnen den Gruppen hinzugefügt.

Anhand des Kategoriensystems wurden alle Aussagen aus dem Untersuchungsmaterial aller ExpertInnen und deren Zusammenfassungen zugeordnet. Ein Auszug ist beispielhaft im Anhang mit willkürlichen gewählten ExpertInnenmeinungen zu sehen. Eine detaillierte Ausarbeitung steht den prüfenden Personen in einem separaten Dokument unter dem Namen „Induktive Kategorienbildung“ zur Verfügung.

Im Laufe des ersten Analysedurchgangs ergab sich eine angepasste Analysestruktur, sodass die Zuordnung einiger Zusammenfassungen zu anderen Kategorien sinnvoller war. Das System und die Regeln wurden danach finalisiert und blieben daraufhin unverändert. Das finale Kategoriensystem ist dem Anhang zu entnehmen.

Durch dieses Arbeitssystem konnte untersucht werden, ob Synonyme innerhalb der Bezeichnungen der Subkategorien verwandt wurden. In diesem Fall wurde die Subkategorie durch das Referenzwort ersetzt, um eine erste Reduktion der Subkategorien vorzunehmen. Bei einer erneuten

Überprüfung aller Zusammenfassungen und Subkategorien wurde weiterhin geprüft, ob sich geeignete Subsubkategorien ergaben, sodass die Auswertung strukturierter erfolgen konnte. War dies der Fall, wurden diese Subsubkategorien erstellt.

In einem weiteren Analyseschritt wurde überprüft, ob Subkategorien mit einer ähnlichen Bedeutung vorlagen. Jene wurden dementsprechend zusammengefasst, wodurch sich das Kategoriensystem reduzierte. Auch bei dieser Überprüfung ergab sich, dass Zusammenfassungen besser zu anderen Subkategorien passten, woraufhin Änderungen und fortlaufende Anpassungen vorgenommen wurden.

Abschließend wurde das System mit einem Intracodercheck überprüft, um eine Verlässlichkeit der Vorgehensweise zu gewährleisten. Dabei wurde noch einmal ausgewertet, ohne auf vorherige Kategorisierungen zu achten. An dieser Stelle wird nur darauf verwiesen, wie das Kategoriensystem erstellt wurde. Das fertige System ist detailliert im Anhang angefügt.

4.4 Sensitivitätsanalyse der Strompreisbestandteile

Die Wirtschaftlichkeit spielt bei den Energy Sharing Projekten eine entscheidende Rolle. Damit eine Handlungsempfehlung abgegeben werden kann, welche Kostenbestandteile von Tarifen in der derzeitigen Stromlieferung reduziert werden sollten, um Energy Sharing Projekte attraktiver zu machen, wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Im Zuge der Analyse wird der Strompreis mit den Strompreisbestandteilen des Ökostromtarifs von Greenpeace Energy zu Grund gelegt, der in Tabelle 6 abgebildet ist (Greenpeace Energy 2021). Der Strompreis beträgt aktuell 29,80 ct/kWh. Die Netzentgelte mit 8,64 ct/kWh und die EEG-Umlage mit 6,50 ct/kWh sind dabei die größten Preisbestandteile, weswegen eine Reduktion für eine Stromnutzung innerhalb der Energy Sharing Konzepte den größten Einfluss hätte. Ob dies auf Grundlage der Empfehlungen der ExpertInnen am wahrscheinlichsten ist, wird in den folgenden Kapiteln erläutert. Es wird daher eine Sensitivitätsanalyse dieser beiden Bestandteile durchgeführt, um zu zeigen, wie sich der Strompreis in Cent für eine Kilowattstunde verändern würde, wenn sich beide Eingangsparmeter um bestimmte prozentuale Abweichungen ändern.

Tabelle 6: Preisbestandteile des Ökostromtarifs von Greenpeace Energy, eigene Darstellung

	in ct/kWh
Strombeschaffung	5,01
Umsatzsteuer	4,76
Sonstige Abgaben und Umlagen	2,85
Stromsteuer (Ökosteuern)	2,05
Netznutzungsentgelte	8,64
EEG-Umlage	6,50
Strompreis	29,80

Abbildung 19 zeigt die Änderung des Strompreises, wenn die Parameter EEG-Umlage und Netzentgelte gleichermaßen prozentual erhöht oder reduziert werden. Es zeigt, dass dabei die Netzentgelte bei gleicher prozentualer Veränderung einen größeren Einfluss auf den Preis haben. Dies ist damit zu begründen ist, dass der Ausgangswert der Netzentgelte von 8,64 ct/kWh bereits 2,14 ct/kWh höher ist als der Ausgangswert der EEG-Umlage. Im Folgenden wird untersucht, welcher Strompreis sich ergibt, wenn beide Parameteränderung in Beziehung zueinanderstehen.

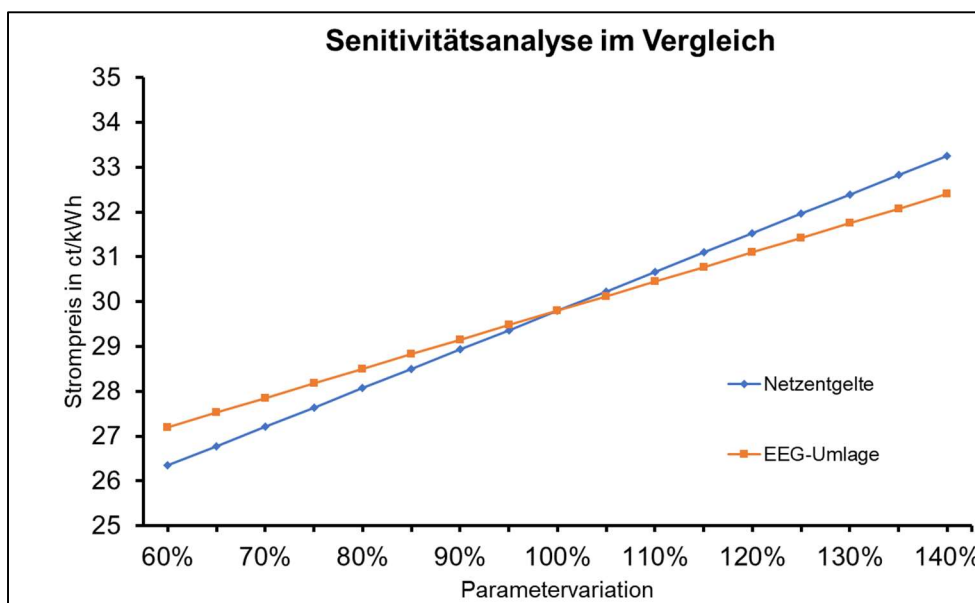


Abbildung 19: Sensitivitätsanalysen im Vergleich, eigene Darstellung

In Abbildung 20 ist dargestellt, wie sich der Strompreis prozentual verändert, wenn sich die EEG-Umlage reduziert. Die blaue Linie entspricht der derzeitigen Höhe der EEG-Umlage von 100%. Die orangene Linie zeigt ein Absenken der Umlage auf 40%, was dem Eigenverbrauchsprivileg entsprechen. Die graue Linie gibt den Einfluss auf den Strompreis an, wenn die EEG-Umlage vollständig entfällt. Wenn die EEG-Umlage in der Zukunft komplett entfallen würde (Agora Energiewende 2021), fällt der Vorteil für die Renewable Energy Communities weg.

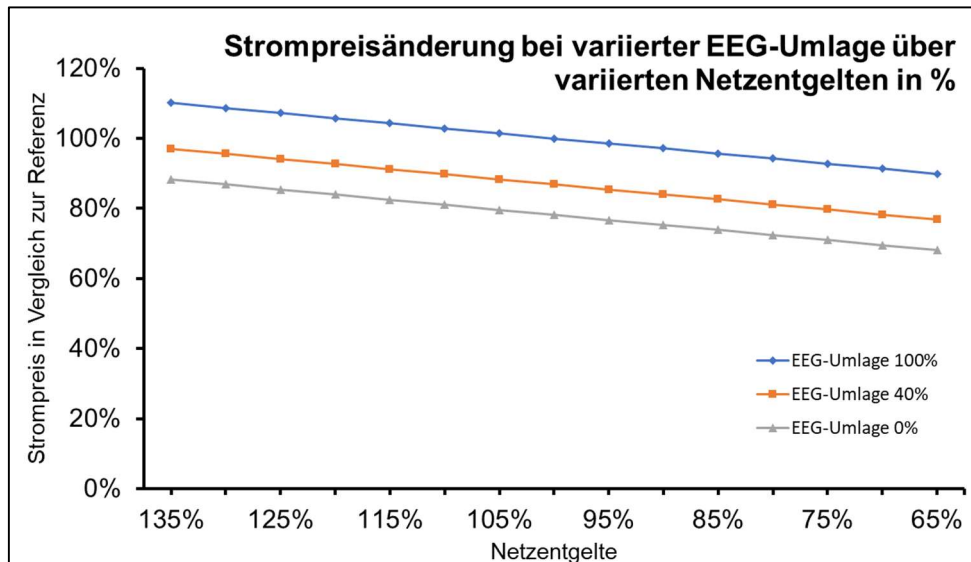


Abbildung 20: Sensitivitätsanalyse von der EEG-Umlage über variierten Netzentgelten, eigene Darstellung

Da die Netzentgelte den größeren Einfluss auf den Preis haben, hat deren Reduktion dies ebenfalls. Die Ersparnis bei einer Anpassung für die Communities tritt ausgeprägter auf, wenn sich die Netzentgelte aufgrund des Netzausbaus in der Zukunft erhöhen. Bei dem heutigen Stand der Netzentgelte würde der Strompreis laut Tabelle 7 bei einer Reduktion von 10 % bei 28,9 ct/kWh liegen. Erhielten die Communities zusätzlich die Gleichstellung mit Eigenverbrauch, wodurch große Projekt über 30 kWp nur 40 % EEG-Umlage zahlen müssten, läge der Strompreis nur noch bei 25 ct/kWh. Dies würde im Vergleich zu einer Stromlieferung, die beispielhaft mit einem Ökostromtarifs eines Ökostromversorgers erfolgen würde, eine Ersparnis von 4,8 ct/kWh bedeuten, wenn der Strom innerhalb der Community bezogen wird.

Tabelle 7: Strompreis in ct/kWh bei Änderung der EEG-Umlage und Netzentgelte, eigene Darstellung

in ct/kWh	EEG-Umlage	100%	40%	0%
Netzentgelte	29,8	6,5	2,6	0
135%	11,6586	32,8	28,9	26,3
130%	11,2268	32,4	28,5	25,9
125%	10,795	32,0	28,1	25,5
120%	10,3632	31,5	27,6	25,0
115%	9,9314	31,1	27,2	24,6
110%	9,4996	30,7	26,8	24,2
105%	9,0678	30,2	26,3	23,7
100%	8,636	29,8	25,9	23,3
95%	8,2042	29,4	25,5	22,9
90%	7,7724	28,9	25,0	22,4
85%	7,3406	28,5	24,6	22,0
80%	6,9088	28,1	24,2	21,6
75%	6,477	27,6	23,7	21,1
70%	6,0452	27,2	23,3	20,7
65%	5,6134	26,8	22,9	20,3

Im folgenden Kapitel erfolgt die Auswertung der Interviewergebnisse nach Anwendung der erläuterten Analyseschritte aus Abschnitt 4.3.

5 Auswertung des Kategoriensystems

In diesem Kapitel wird dargestellt, welche Ergebnisse die ExpertInneninterviews basierend auf dem erstellten Kategoriensystems lieferten. Dies erfolgt zunächst detailliert, wobei alle ExpertInnen inkludiert sind. Die abschließende Zusammenfassung des Kapitels gibt einen komprimierten Überblick über die Auswertungsergebnisse. Die deduktiv abgeleiteten Hauptkategorien lassen sich in Sub- und teilweise in Subsubkategorien unterteilen, die induktiv ermittelt wurden. Die fünf Hauptkategorien sind Gesetzliche Grundlagen, Potential, Finanzielle Anreize, Umsetzung und Energiewirtschaftliche Aspekte.

5.1 Gesetzliche Grundlagen

Die Hauptkategorie gesetzliche Grundlagen lässt sich unterteilen in die Subkategorien Definition, Missstände, Gründe für Missstände und positive Entwicklungen.

5.1.1 Subkategorie Definition

Zunächst werden die Definitionen der Begrifflichkeiten Energy Sharing und Renewable Energy Communities zusammengetragen. An dieser Stelle wurde davon abgesehen, die Subsubkategorien quantitativ auszuwerten, da jede Expertin oder jeder Experte eine Aussage abgegeben hat. Aussagen, die innerhalb der ExpertInnengruppe sehr deutungsnah auftraten, werden nicht wiederholend genannt, sodass Informationen zu vorherigen Aussagen ergänzend angeführt werden.

5.1.1.1 Subsubkategorie Energy Sharing

Energy Sharing ist laut E14 aus G1 zwar ein neuer Begriff, aber thematisch auch bei Netzbetreibern bereits als Kundenanlage bekannt. Bei dieser sind Kleinstnetze an das Netz des Netzbetreibers angeschlossen, sodass der Energieaustausch ohne die Einbindung von Verteilnetzen erfolgen kann.

Die ExpertInnen aus G2 definieren Energy Sharing als gemeinschaftliche Erzeugung und Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien, was ebenfalls kleine AkteurInnen mit regionalem Bezug einschließt (E1). Dies unterscheidet sich laut E2 auf Grundlage der RED II von der reinen Stromversorgung der EndkundInnen innerhalb einer Renewable Energy Community. Da die Mitglieder der Communities auch über eine Region verteilt sein können, entspricht Energy Sharing außerdem nicht der gemeinschaftlichen Eigenversorgung (E2). E4 führt weiterhin an, dass auf Grundlage der RED II zusätzlich Stromspeicherung und die Einspeisung des Überschussstroms oder der Ankauf von Reststrom ermöglicht werden soll. Dabei ist es notwendig, die Regionalität im Zuge von Energy Sharing zu definieren. E7 ergänzt, dass Energy Sharing ebenfalls eine gemeinschaftliche Finanzierung beinhaltet und dass es wirtschaftliche Vorteile für die InvestorInnen geben sollte, da Steuern und Umlagen reduziert werden.

Laut E5 (G3) ist Energy Sharing auf Grundlage der RED II das Recht der gemeinsamen Stromnutzung, welcher in Anlagen produziert wird, die sich im Gemeinschaftsbesitz befinden werden.

Laut E3 (G4) sollte Energy Sharing kommunalen Bürgerenergiegenossenschaften mit regionalem Zusammenhang das Teilen des Stroms aus kommunalen Windrädern ermöglichen.

Laut G5 ist Energy Sharing die Beteiligung der StromkundInnen an Erzeugungsanlagen und der gemeinschaftliche Verbrauch der Energie (E9). Laut E12 basiert die Umsetzung von Energy Sharing auf Grundlage der RED II auf Bilanzkreisen und ist eine Erweiterung des Modells der Renewable Energy Communities, die das Recht haben, gemeinschaftlich Erneuerbare Energien-Anlagen zu nutzen. E17 führt an, dass Energy Sharing nicht nur der klassische Energiehandel ist, sondern auch den Austausch von Energie einschließt. Community-Modelle sind außerdem als Oberbegriffe für unterschiedliche Modelle auf dem Markt zu sehen.

Nach Aussagen von G6 ermöglicht Energy Sharing den EigentümerInnen der Erzeugungsanlagen neue Geschäftsmodelle, die über Eigenverbrauch und Direktvermarktung hinausgehen (E6).

E10 ergänzt, dass mit Energy Sharing der Auf- und Verkauf von regionaler Energie gemeint ist.

Laut E11 erfolgt Energy Sharing unter Ausführung von Renewable Energy Communities in mehreren Stufen:

- Ungesteuerte Ein- und Ausspeisung des Stroms in Bilanzkreisen und Prognose gegenüber Bilanzkreiskoordinator
- Nutzung von Flexibilitäten wie Elektroautos und Stromspeicher zum Ausbalancieren der Energie
- Partizipation am Intraday-Market
- Energiehandel der Menschen untereinander

Durch Energy Sharing wird Haushalten und MikroproduzentInnen die Weitergabe und der Verkauf des Überschussstroms ermöglicht (E15, G7) und die gemeinsame Nutzung des Strom oder anderer Energieformen innerhalb eines räumlichen Zusammenhangs, wodurch sich der Netzausbau reduzieren lässt, wenn wirtschaftliche Anreize geschaffen werden und das Konzept regulatorisch ermöglicht wird.

5.1.1.2 *Subsubkategorie Renewable Energy Communities (RECs)*

Renewable Energy Communities können weniger professionelle kleine Genossenschaften oder Nachbarschaftskooperative sein, die bei dem Betrieb von Kundenanlagen technisch für Mininetze verantwortlich sind (E14, G1).

Laut G2 sind Renewable Energy Communities als Bürgerenergiegesellschaften zu definieren mit

regionalem Zusammenhang über Landkreisgrenzen hinaus (E1). Diese Bürgerenergiegenossenschaften versorgen gemeinschaftlich verantwortet die MitgliederInnen mit Strom aus Anlagen im Eigentum der Gemeinschaft (E2). Laut E4 können RECs ebenfalls Bürgerenergiegesellschaften sein, da die Erzeugungsanlagen bereits im Besitz der Gesellschaft sind. E7 versteht unter RECs einen regionalen Zusammenschluss von Personen basierend auf Kriterien, wie z.B. ein prozentualer Anteil einer Gemeinde. Des Weiteren sind RECs geografisch größer als Quartiere oder Mieterstromprojekte und können den produzierten Strom aus gemeinsamen Anlagen verbrauchen, speichern oder handeln. Dabei ist eine Rechtsform als Genossenschaft, Stadtwerk oder große Organisationen der regionalen Vereine oder Gemeinschaften denkbar, die BürgerInnen mit demokratischen Abstimmungsprinzipien an der kommerziellen Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien beteiligt. Dabei stehen im Gegensatz zu einer Dividendenmaximierung soziale und ökologische Ziele im Fokus. Als Resultat ergibt sich eine dezentrale Bottom-up-Energiewende (E8). Laut E13 sind RECs Erzeuger-Verbrauchergemeinschaften mit Belieferungsverhältnissen und angemessenen Abgaben und Umlagen, die z.B. durch Energiegenossenschaften oder Unternehmen unter Einführung eines zusätzlichen Produktes abgebildet werden können.

Laut G3 sind RECs regionale Zusammenschlüsse von BürgerInnen hinsichtlich Tätigkeit, Wohnort oder Arbeitsstätte, welche gemeinsam Anlagen besitzen.

E9 (G5) führt an, dass der gemeinsame Anlagenbetrieb innerhalb der RECs erfolgt, ohne dass man ein Energieversorgungsunternehmen wird, was aufgrund der Problematik rund um die Personenidentität zwischen AnlagenbetreiberIn und StromnutzerIn derzeit nicht umsetzbar ist. Laut E17 (G5) führen die RECs die Nutzung und den Handel des Stroms aus Erneuerbaren Energien entweder außerhalb oder über das öffentliche Stromnetz durch.

Laut G6 können RECs je nach Definition Kommunen oder Regionen wie Regierungsbezirke oder Landkreise sein oder eine Mischung (E10). E11 führt an, dass RECs Zusammenschlüsse von Menschen zur gemeinsamen Erzeugung und Nutzung von Strom sind. Dabei wird der Überschussstrom nach Eigenverbrauch einem Bilanzkreis übergeben und andere Personen über die sonstige Direktvermarktung mit Strom beliefert. Außerdem erfolgt eine Lieferung von Erneuerbarem Strom, wenn Reststrom benötigt wird.

Nach Angaben von G7 ermöglichen RECs eine Unterstützung der Erneuerbaren Energien von den EndverbraucherInnen nach oben. Sie werden ermächtigt, mehr Strom selbst verbrauchen zu können, leichter in Anlagen investieren zu können oder die Nutzung des tatsächlich physischen Grünstroms wird erleichtert (E15). Laut E16 sind drei Aspekte relevant:

- Kompetenzverlagerung im Zuge der Dezentralisierung der Wertschöpfungskette im Energieverbrauch
- Entstehung eines sozialen Netzwerkes zwischen ErzeugerInnen und VerbraucherInnen für mehr Transparenz

- Entstehung von Plattformen mit weiteren Services neben Strom in anderen Lebensbereichen

5.1.2 Subkategorie Missstände

Die Subkategorie Missstände lässt sich in die Subsubkategorien Abgaben und Umlagen, Definitionen und Umsetzung unterteilen.

5.1.2.1 Subsubkategorie Abgaben und Umlagen

In der Subsubkategorie Abgaben und Umlagen wurden lediglich Aussagen der ExpertInnen aus G2 und G4 getätigt. E1 aus G2 merkt z.B. an, dass es noch keine Änderung des Abgaben- und Umlagensystems gab. Außerdem bleibt die Personenidentität bestehen, sodass BetreiberInnen und NutzerInnen der Anlage zur Befreiung der EEG-Umlage identisch sein müssen. Es gibt keine Anreize für Energy Sharing. Wenn es um ein ganzes Haus geht, verfällt der Vorteil (E4). Auch E7 führt an, dass Energy Sharing keine Eigenverbrauchsprivilegien aufgrund zu zahlender Netzentgelte und Umlagen hat und es keine Befreiung von der EEG-Umlage gibt, wenn Strom selbst erzeugt und finanziert wird. Laut E3 aus G4 sind Fragen hinsichtlich des Abgaben- und Umlagensystems zu klären, wenn sich Eigenverbrauch wie bei großen Windenergieanlagen in Industriedimensionen abspielt.

5.1.2.2 Subsubkategorie Definition

Insgesamt 5 ExpertInnen aus den Gruppen G2, G5, G6 und G7 führen Missstände in der Definition von Energy Sharing an. E2 aus der Gruppe G2 weist darauf hin, dass es bis auf Mieterstrom, was bisher eine reine Lieferbeziehung ist, keine Umsetzung oder Definition von Energy Sharing gibt. Die Chance der Ausgestaltung von Energy Sharing spezifisch auf Erneuerbare Energien wurde im EEG und allgemeiner im EnWG nicht genutzt, wodurch die Bundesregierung die Ziele der Schaffung von Legaldefinitionen oder Rechtsformen des EU-Rechts missachtet. Die jetzigen Bürgerenergiegesellschaften aus Erneuerbaren Energien entsprechen nicht Energy Sharing, da bei dem Verkauf von Strom an MitgliederInnen jegliche Fördertatbestände verloren gehen. Laut E8 wurden RECs, trotz der Verbesserungen beim Mieterstrom, noch nicht vollständig berücksichtigt, sodass Verbraucher-Erzeugergemeinschaften nur bei Eigenverbrauch existieren, bei der zwar die Eigenverbrauchsgrenze hinsichtlich EEG-Umlage angehoben wurde, aber eine Beschränkung durch die Personenidentität vorliegt.

E9 aus G5 merkt an, dass im EnWG die dritte Version der Kundenanlage hätte eingeführt werden müssen. Dies ermöglichte eine Definition, in welchen Fällen eine Netzversorgung vorliegt und was unter dem räumlichen Zusammenhang zu verstehen ist. Bisher gab es außer bei der Elektromobilität keine Erleichterung für Letztverbraucher. Im EEG wurde bezüglich der RED II nur

die Eigenverbrauchsgrenze angehoben, aber die Personenidentität bleibt bestehen. MieterInnenbeteiligungen an Gesellschaften sind nicht möglich.

E6 aus G6 verweist auf ungelöste Fragen der Energiewirtschaft, bei denen Energy Sharing nur ein Teilaspekt ist, aber nicht ausreichend in den Novellierungen abgebildet wurde. Die Problematiken des Gesamtsystems hinsichtlich des physischen Netzes wurden nicht betrachtet.

E16 aus G7 führt ebenfalls aus, dass Energy Sharing bislang noch kein legal definierter Begriff ist und es aufgrund fehlender netzgerichteter Gleichzeitigkeiten bislang nur virtuell bilanzielle Modelle gibt.

5.1.2.3 *Subsubkategorie Umsetzung*

Hinsichtlich der Umsetzung führen ExpertInnen aus allen sieben Gruppen Missstände an. Der Experte aus G1 hebt hervor, dass Fragen hinsichtlich technischer Verantwortung ungelöst sind. Als Beispiel führt er das Sicherstellen der Wartung, die Organisation eines Trafos bei Anschluss eines vorgelagerten Netzbetreibers, die Erstellung von Messkonzepten oder die Zuständigkeit eines sicheren Betriebs nach VDE an. Es wird ebenfalls angemerkt, dass bei einer stückweisen Abkopplung vom Netz durch die RECs bestimmte Verantwortlichkeiten unklar bleiben, da dies eigentlich Services sind, die gegen Gebühr durch Netzbetreiber abgedeckt werden.

E13 aus G2 ist zwar der Meinung, dass mit sonstiger Direktvermarktung Energy Sharing bereits energierechtlich, aber noch nicht praktisch umsetzbar ist, weil gerade bei kleinen Anlagen die Messkosten zu hoch sind. Dadurch sind die Konzepte nicht wirtschaftlich. Außerdem wird vermutet, dass der Smart Meter Rollout erst Teil der nächsten Legislaturperiode sein wird. Bisher gibt es diesbezüglich sogar eher Nachteile durch die Stromnetzzugangsverordnung im EEG 2201, wodurch SLP-Kunden in Projekten mit Smart Metern nicht mehr eingebunden werden können.

Des Weiteren sind laut E5 aus G3 nur Teilaspekte der Definition umsetzbar. Mieterstrom ist ein Ansatz von Energy Sharing, aber Investitionen, anderweitige Teilhabemöglichkeiten, Besitz der Anlagen oder Anreiz für Verbrauchsanpassungen auf Erzeugung sind nicht möglich. Als Grund wird genannt, dass Erzeugungs- und Nutzungsaspekte im EEG nicht verbunden werden. Eine gemeinschaftliche Erzeugung ist zwar möglich, allerdings ist die gemeinsame Nutzung von Strom, wie beim Mieterstrom, nur über Umwege und Nachteile möglich.

Zusätzlich haben die Ausschreibungen einen zu geringen regionalen Bezug, wodurch Ungerechtigkeiten in der Nord-Südverteilung entstehen. Fristen sind zu lang und Ausbauziele nicht konkret genug. Außerdem erfordert die Ausschreibungspflicht die Einbindung von Energieversorgungsunternehmen und Übertragungsnetzbetreiber, was die direkte Abrechnung zwischen VerbraucherIn und ErzeugerIn vor Ort verhindert (E3, G4).

Beide ExpertInnen aus G5 sind der Meinung, dass die Novellierungen nicht für eine Umsetzung von Energy Sharing ausreichend sind (E17) und die RED II dadurch bisher nicht umgesetzt wurde. Da dies vermutlich nicht mehr vor Fristende der Koalition zu erwarten ist, ist die derzeitige Umsetzung unsicher sowie ineffizient. Es erfolgt außerdem noch keine Abwendung vom Graustrom.

Beide Experten aus G6 sind sich einig, dass Energy Sharing technisch und energiewirtschaftlich bereits umsetzbar wäre. Das Problem besteht darin, dass die Wirtschaftlichkeit nicht gegeben ist, da intelligente Messsysteme, aufgrund fehlender Smart Meter Rollouts zu teuer und wegen fehlender Regulatorik noch nicht sicher einsetzbar sind (E11). E10 fehlen mehr und günstigere Vermarktungsmöglichkeiten für kleine Anlagen mit Flexibilitätsmöglichkeiten, was bei Energy Sharing zu einem wirtschaftlichen Nachteil führt.

Auch die ExpertInnen aus G7 sind der Meinung, dass Mieterstrom der einzige und erste Ansatz von Energy Sharing ist, was nur vereinzelt wahrgenommen wird (E18). Dadurch ist die Belieferung von MieterInnen und die Teilnahme an den Projekten durch Dritte möglich. Ein Problem in der Umsetzung entstand jedoch in der Erweiterung des Definitionsbereichs, in dem Strom geteilt werden kann, da eine Definition des Begriffs Quartier nicht erfolgte. Des Weiteren ist der Smart Meter Rollout zu langsam. Dieser wäre für einen regelmäßigen Datenaustausch grundlegend (E15). Schließlich sind die Direktvermarktung und zeitvariablen Tarife noch nicht einfach umsetzbar, sodass die administrative Last für die Projekte zu hoch ist, da Erneuerbare Energien im Zuge der RED II gesetzlich noch nicht bevorteilt werden (E16).

5.1.3 Subkategorie Gründe für Missstände

Im Folgenden werden die genannten möglichen Gründe für Missstände in den Gesetzesnovellierungen zusammengetragen, ohne dass diese quantitativ ausgewertet werden. An dieser Stelle soll nur ein Einblick gegeben werden, was eine erste Intuition der ExpertInnen zu dieser Frage ist. Alle merkten an, dass zu den Gründen keine wissenschaftlich fundierten Aussagen getroffen werden können und es sich lediglich um Spekulationen handelt. G1, G3 und G4 gaben keine Angaben.

Die ExpertInnen aus G2 sind der Meinung, dass der Lobbyismus und mögliche wirtschaftliche Einbußen hinsichtlich der Umstrukturierung sowie fehlender Handlungsbedarf der Regierung als Gründe zu sehen sind (E1). Erneuerbare Energien sollen sich über den Markt rechnen, sodass das EEG-Konto nicht weiter belastet wird (E2). Die Bundestagswahlen im September verzögern die Entscheidung, ob das zukünftige Stromsystem zentral oder dezentral aussehen soll. Außerdem sind große industrielle Zentren auf stärkere Netze bei der Versorgung mit Erneuerbaren Energien angewiesen (E4). Die Angst vor gesteigerten Kosten für Erneuerbare Energien seitens

des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und Widerstand der großen zentralen EVUs könnte zu Missständen führen (E7). Möglicherweise sieht die Bundesregierung zu wenig Potential oder priorisiert den Netzausbau vor dem Ausbau Erneuerbarer Energien. Weitere Gründe, warum Energy nicht eingeführt wird, können Lobbyismus von AkteurInnen des zentralen Strommarktes und ungelöste Fragen hinsichtlich lokaler oder regionaler Strommärkte mit intelligenter Verknüpfung von Flexibilitäts- und Gebäudekonzepten sein, da dies neue Konzepte sind (E8). Im BMWi gibt es generell zu wenig Personal für zu viele Themen, die ebenfalls ungelöst sind und vor Energy Sharing priorisiert werden. Dazu kommt, dass das steuerbare Verbrauchseinrichtungsgesetz gestoppt wurde und der Smart Meter Gateway Prozess stockt (E13).

Laut G5 ist das Urteil noch ausstehend, welcher der vorliegenden zwei Rechtsauffassungen Recht zugesprochen wird. Die Politik nutzt den Auslegungsfreiraum, der durch unbestimmte Rechtsbegriffe entsteht und argumentiert, dass das EEG europarechtskonform ist. Hinsichtlich gemeinschaftlicher Eigenversorgung bewegt sich die Bundesregierung aber möglicherweise in einer Grauzone (E9). Aufgrund der bevorstehenden Wahlen ist keine Änderung zu erwarten (12). Aktive KundInnen bzw. starke ProsumerInnen sind bislang nicht gewünscht und die Entwicklung der letzten Jahren unterstreicht die Tendenz von zentralen Systemen. Die Regierung nutzt Auslegungsspielräume als Argumentationsgrundlage (E17).

Laut G6 fehlt den politischen EntscheidungsträgerInnen das Verständnis für das Gesamtsystem als Zusammenspiel und die Auswirkungen beim Verschieben von Risiken und Verantwortlichkeiten (E6). Probleme sind außerdem fehlende Sensibilität für das Thema und Lobbyarbeit in anderen Bereichen (E10). Bei Anlagen mit Größe von 130-150 kWp kommt es zu schwerfälligen politischen Entscheidungen und kleine VerbraucherInnen, die nicht Lastgang gemessen werden, werden von der BNetzA weniger gewünscht. Des Weiteren sind Fragen hinsichtlich Bürokratie rund um Umlagereduktionen zu klären (E11).

Laut G7 gibt es unterschiedliche Anreize oder Erweiterungen und die Definition Quartier wurde, wie in anderen Ländern, noch nicht vorgenommen (15). Der aktuelle Bundeswirtschaftsminister ist kein Visionär für dezentrale Versorgungskonzepte (E16). Bürokratie, komplexe Gesetzesstrukturen und Lobbyarbeit zentraler Strukturen stehen dem Prosumermodell entgegen (E18).

5.1.4 Subkategorie Positive Entwicklung

Positive Veränderungen hinsichtlich Energy Sharing oder Renewable Energy Communities bei den Gesetzesnovellierungen des EEGs und des EnWGs werden ausschließlich von drei der achtzehn ExpertInnen angeführt, wovon zwei G2 zuzuordnen sind. Der dritte Experte stammt aus G4 und führt an, dass der 36k-Ansatz bei der Windenergie eine Partizipation von Personen im direkten Projektumfeld ermöglicht. Laut E1 ist das Quartier hinzugekommen und die Grenze für eine EEG-Umlagebefreiung bei Eigenverbrauch wurde angehoben. E4 ergänzt, dass der Mieterstrom

möglicherweise eine Vorstufe von Energy Sharing sein könnte und die Anlagen für eine Eigenversorgung größer sein können.

5.2 Potential

Die Hauptkategorie Potential lässt sich unterteilen in die Subkategorien Relevanz für die Energiewende, Chance, Risiken und das Interesse der Bevölkerung.

5.2.1 Subkategorie Relevanz für die Energiewende

Die ExpertInnen geben entweder an, dass Energy Sharing relevant für die Energiewende ist oder es nicht zwingend notwendig ist.

5.2.1.1 Subsubkategorie Relevanz

Fünfzehn der achtzehn ExpertInnen, aus allen Gruppen, schätzen die Relevanz von Energy Sharing für die Energiewende hoch ein. Nachfolgend werden die Aussagen zusammengetragen und innerhalb der ExpertInnengruppen ergänzt, sodass keine Doppelnennungen erfolgen.

Laut E14 aus G1 ist Energy Sharing langfristig ein Baustein einer höheren Dezentralität der Energiewende, was den Netzausbau reduzieren kann.

Die ExpertInnen aus G2 führen an, dass Energy Sharing durch gesteigerte Akzeptanz und potenziellem Ausbau der Erneuerbaren Energien (E1) ein wichtiger Hebel für die Energiewende sein kann. Es ermöglicht die Teilhabe und stellt Bezug zum Strom und dessen Herkunft her, was bei einer Energiewende, bei der das Privatvermögen von Haushalten eine entscheidende Rolle spielen kann, erforderlich ist (E4). Außerdem hat Energy Sharing das Potential für eine neue Solarwende, was durch große Energieversorgungsunternehmen unmöglich ist. Es kann ein wichtiger Faktor für eine glaubhafte Überzeugung von weniger ideologisch angetriebenen Menschen sein. Aufgrund erhöhter Akzeptanz können dadurch schwierige Projekte realisiert werden (E7). Laut E8 hat Energy Sharing aufgrund von intelligentem Lastmanagement und Flexibilitätsmöglichkeiten ein großes Potential, welches größer ist als bereits existierende dezentrale Versorgungsmöglichkeiten. Energy Sharing bietet die Möglichkeit der Teilhabe und Bedürfnisbefriedigung in einer maskulinen Energiestruktur, sodass soziale Chancen auch für benachteiligte Frauen entstehen. Laut E13 bietet Energy Sharing kurzfristig großes Potential, um für die Bevölkerung die Energiewende verständlicher zu machen und sie durch Teilhabemöglichkeit zu aktivieren und Ressourcen zu teilen. Langfristig ist es ein Konzept, in dem Flexibilitäten wie Elektroautos in virtuellen Eigenverbrauchskonstrukten genutzt werden können.

E5 aus G3 führt an, dass Energy Sharing zwar eine hohe Relevanz für die Akzeptanz und Teilhabe hat, aber nur eine geringe Relevanz für die benötigte Zubauleistung und die dezentrale Stromabfrage und -erzeugung.

Laut E3 aus G4 sind dezentrale Ansätze wie Energy Sharing äußerst wichtig für die Energiewende, aufgrund der Teilhabe und Aufbau einer Beziehung mit dem Strom aus der Steckdose und der Region.

Die ExpertInnen aus G5 führen an, dass sich VermieterInnen aufgrund der Solarpflicht ab 2023 in Hamburg, nicht mehr mit einer Unwirtschaftlichkeit freisprechen könnten, was für ein großes Potential von Energy Sharing hinsichtlich der Energiewende und dem Klimaschutz spricht (E9). Laut E12 rechnen sich Businessmodelle mit Erneuerbaren Energien bereits, sodass es nicht mehr nur um ideologische Gründe geht und die Solarpflicht in Hamburg z.B. die Frage aufwirft, welche Konzepte sich daraus entwickeln lassen. Wenn Deutschland die Ziele der RED II nicht einhält, ist dies ebenfalls kostenpflichtig, sodass Energy Sharing das Erreichen des Gesamtziels unterstützen kann. Nach Meinung von E17 kann es relevant für die Systemebene zur Lösung der Integrationsfrage von fluktuierenden Energieträgern ins Energiesystem sein, was auch Netzbetreibern beim Hochskalieren von Projekten in Industriebereichen hilft.

In G6 wird angeführt, dass Energy Sharing die Erreichung der Ziele ermöglicht und großes Potential für die Teilhabe in Ballungsgebieten mit vielen MieterInnen und schlechten Bedingungen für große Anlagen bietet (E6). Laut E10 besteht ein großes Potential gerade für kleine Anlagen in Kombination mit echtem Energiespeicher und Flexibilisierungsmöglichkeiten. Die großen Offshoreparks verlieren dabei nicht an Bedeutung. Des Weiteren wird es als zusätzliche Säule von Wahlmöglichkeiten in der Zukunft gesehen und ist damit relevant für Ökostromversorger mit bürgergereger und nachhaltiger Versorgung mit mehr Mitsprache (E11).

E16 aus G7 ist der Meinung, dass Energy Sharing der logische Schritt zur Abbildung volatiler Energiepreise ist. Außerdem wird zukünftig die Entscheidung des Lieferanten über den Preis erfolgen, ohne dass klassische Versorger gebraucht werden. Dies können neben NachbarInnen auch große Kraftwerke in der Nähe sein. Dieser Wechsel zwischen den Versorgern wird in Zukunft immer schneller erfolgen.

5.2.1.2 *Subsubkategorie keine zwingende Relevanz*

Lediglich drei von achtzehn ExpertInnen aus den Gruppen G2, G5 und G7 geben an, dass Energy Sharing nicht zwingend notwendig für die Realisierung der Energiewende ist.

Es kann sie zwar vorantreiben, aber die Energiewende allein ist auch anders zu bewerkstelligen (E2). Laut E17 ist die Gegenargumentation aus der Branche, dass die zentrale Stromversorgung mit der Integration von Erneuerbaren Energien aufgrund der Versorgungssicherheit, geübter Praxis und der Verteilungsgerechtigkeit zielführender ist. E18 führt an, dass Energy Sharing nicht grundlegend für die Energiewende ist, aber in Ansätzen hilfreich für die Zellenstrukturen und den Energieaustausch sein kann. Bei politischen Entscheidungen kann es außerdem hinsichtlich gesteigerter Dezentralität und Handling fluktuierender Erneuerbaren Energien unterstützen.

5.2.2 Subkategorie Chance

Vierzehn ExpertInnen aus allen Gruppen sehen Chancen in der Umsetzung von Energy Sharing. Laut G1 ist beispielsweise die Ermöglichung eines besseren Abgleichs der Stromproduktion und der -erzeugung aufgrund von Dezentralität und Lastanpassung der KundInnen eine Chance.

Laut G2 ist die Sektorenkopplung mithilfe von Dezentralität sinnvoller und der Zusammenhalt in ländlichen Regionen wird gestärkt (E1). Ein zentraler Ansatz erfordert einen großen Ausbau von Offshore-Windparks und des Netzes zur Stromverteilung, was dezentral einfacher, schneller und daher empfehlenswert wäre (E2). Außerdem kommt es zur Akzeptanzsteigerung, Förderung der Region indem z.B. KITAS oder Breitbandausbau unterstützt und Einnahmen für Spielplätze generiert werden. Beteiligte BürgerInnen sind außerdem offener für klimaschonende Mobilität und die Teilhabe von BürgerInnen mit fehlenden optimalen Bedingungen in Hinblick auf Investitionen oder Standorten wird ermöglicht. Der Impuls der EU hinsichtlich der RECs erhöht die Teilhabemöglichkeit (E4). Das Lösen von fossilen Importen und Abhängigkeiten sowie die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Energy Sharing sind weitere Chancen (E7). Menschen sind besonders dann in reichen Gegenden Deutschlands für Investitionen bereit, wenn Rahmenbedingungen geschaffen werden. Energy Sharing bietet neue Vermarktungsmöglichkeiten für Erneuerbare Energien, die aus der Förderung fallen. Außerdem ist es eine Möglichkeit, die Klimaziele im Zuge einer ökosozialen Transformation zu erreichen (E8).

Die Kosten beim Netzausbau können reduziert werden, wenn dezentrale Erneuerbare Energien-Anlagen bedarfsgerecht gebaut werden und der Autarkiegrad steigt (E5, G3).

Energy Sharing ermöglicht zudem einen erzeugungsnahen Verbrauch und kann zu einer Reduktion des Netzausbaus führen, was einen kritischen Bestandteil der Energiewende darstellt (E3, G4).

Die ExpertInnen aus G5 sagen, dass die Stärkung der Regionalität eine Chance ist (E12) und die Akzeptanz, die Emotionalisierung und das Verständnis gefördert werden (E17).

Laut G6 ist das Interesse, die intrinsische Beteiligung und die Möglichkeit zur Teilhabe als Chance zu sehen. Die fehlende Wechselbereitschaft ist hingegen eine Hürde, weswegen VersorgerInnen mit regionalem Vertrauen, wie Stadtwerke, Energy Sharing Konzepte umsetzen sollten. Dies sorgt wiederum für mehr Beteiligung an regionaler und städtischer Entwicklung (E6). Bestimmte Übertragungsstraßen verlieren an Bedeutung, wenn regionale Erzeugung unter Mitsprache der Netzbetreiber gefördert wird und die Einspeisemengen geroutet werden. Dadurch werden Hochspannungsebenen entlastet und der Netzausbau kann reduziert werden (E10). Die Teilnahme erfolgt aufgrund des Bedürfnisses, sich an Klimaschutz zu beteiligen und Energy Sharing ist eine Möglichkeit den Überschussstrom aus der eigenen Anlage zu nutzen. Solche Anlagen werden jedoch nicht extra gebaut, um an RECs teilzunehmen. Energy Sharing wäre ein Anreiz für lokalen Konsum, was aufgrund kürzerer Verteilungswege auch den Stromnetzbetreibern zu Gute käme. Hinzu kommt, dass das derzeitige Doppelvermarktungsverbot keine Reduktion des Graustroms

zulässt. Außerdem würde das System des Graustroms aufgrund des derzeitigen Doppelvermarktungsverbots reduziert werden (E11).

Laut G7 können über Netzebenen aufgrund der Digitalisierung Optimierungsebenen geschaffen werden, wenn mit einer digitalen Datentransparenz rechtzeitig prognostiziert werden kann. Dadurch sinkt der Bedarf an Ausgleichsenergie (E16). Des Weiteren kann der Netzausbau reduziert, dem Redispatch entgegengewirkt und ein Ansatz für regional unterschiedliche Optimierungsansätze geschaffen werden (E18).

5.2.3 Subkategorie Risiko

Vier ExpertInnen aus G1, G2, G3 und G6 führen Risiken bei der Umsetzung von Energy Sharing an.

Es entsteht laut E14 (G1) die Gefahr der Entsolidarisierung aufgrund einer sinkenden Anzahl von Entnahmestelle mit gleichem Bedarf an Backupleistung im Netz. Da die Netzkosten nicht im gleichen Maße sinken, werden die Kosten auf weniger Menschen aufgeteilt und steigen folglich für die Einzelpersonen. Wenn nicht alle an Dezentralität teilhaben können, kann dies zu sozialen Risiken führen.

Auch E7 (G2) führt an, dass die Gefahr der sozialen Ungleichberechtigung entsteht, da MitgliederInnen möglicherweise monetäre Vorteile erhalten, aber sich nicht alle Personen die Mitgliedsbeiträge leisten können und sich die Stromkosten gegebenenfalls erhöhen.

Es entsteht die Gefahr an erhöhten volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende, da kleine PV-Anlagen viel teurer als große Freiflächenanlagen sind. Daher sollte ein optimales und ausgewogenes Kostennutzenverhältnis gefunden werden, was zunächst regulatorisch festgelegt werden muss (E5 aus G3).

Schließlich können durch Energy Sharing zusätzliche Schnittstellen durch Eigenständigkeit der RECs entstehen, wenn der freie Markt nicht geregelt wird. Dadurch kann eine Gefahr für das Gesamtsystem entstehen (E6 aus G6).

5.2.4 Subkategorie Interesse der Bevölkerung

Hinsichtlich des Interesses der Bevölkerung gegenüber des Energy Sharings gaben fünf ExpertInnen an, dass dieses unproblematisch vorliegt. Acht ExpertInnen verneinten diese Aussage.

5.2.4.1 Subsubkategorie Interesse in der Bevölkerung

Fünf ExpertInnen aus den Gruppen G2, G5 und G7 sehen das Interesse als unproblematisch. E2 aus G2 sagt, dass vor allem bei einem finanziellen Anreiz eine große Bereitschaft entstehen wird, wenn Energy Sharing leicht umzusetzen ist. E13 ergänzt, dass durch Teilhabemöglichkeiten und potenziellen Preisnachlässen bei Energy Sharing die Wechselbereitschaft für

VersorgerInnen steigen kann.

Das Interesse in der Bevölkerung steigt mit einem monetären Vorteil, der Förderung der Identität und das Aufmerksam machen auf einen Wechsel (E9 aus G5). Die Wechselbereitschaft in der Bevölkerung ist kein Problem, da die Zusammenarbeit von verschiedenen AkteurInnen bereits zu diesem Zeitpunkt als Vorteil für kommunale Entwicklungen gesehen wird (E12 aus G5).

E15 aus G7 erwartet in den nächsten 5 Jahren 10-20% der Bevölkerung in RECs, sofern die Regulatorik es zulässt. Dafür müssten Projekte gezeigt werden, die bereits funktionieren. Das Interesse wird vorhanden sein, sobald Nachbarn Teil der Gemeinschaften sind, Geld gespart werden kann und das Gefühl vermittelt wird, etwas Gutes tun zu können.

5.2.4.2 *Subsubkategorie fehlendes Interesse in der Bevölkerung*

Weitere acht der achtzehn ExpertInnen aus G1, G2, G3, G5, G6 und G7 sehen das Interesse an Energy Sharing innerhalb der Bevölkerung als eher problematisch.

E14 aus G1 führt an, dass die Dezentralität in ländlichen Gebieten aufgrund der räumlichen Gegebenheiten eher über Eigenversorgung erfolgt. Energy Sharing ist vielmehr ein Thema für städtische Räume oder akademisch geprägte Milieus, wie beispielsweise in Wohnprojekten.

Laut E8 aus G2 besteht der Bedarf an Öffentlichkeits- und Sensibilisierungsarbeit für das Thema aufgrund geringer Wechselbereitschaft und Angst vor Versorgungsausfällen in der Bevölkerung. Des Weiteren schrecken große Teile der Bevölkerung trotz Interesses bei bürokratischen Hindernissen und finanziellen Risiken zurück (E5 aus G3).

Laut E17 (G5) endet das Interesse beim Abschließen eines Grünstromtarifs, weswegen das zugrunde liegende Interesse für das Thema Energieversorgung entscheidend ist. Außerdem kann es eine Frage der Generation oder des Ausbaupotentials basierend auf Emotionalisierung des Produktes sein. Die Emotionalisierung der Produkte würde das Interesse und gegebenenfalls die Investitionsbereitschaft fördern.

Laut der ExpertInnen aus G6 ist das Interesse bei bereits nachhaltig und bewusst lebenden Menschen vermutlich eher vorhanden als bei denjenigen, die den günstigsten Preis suchen. Nach Meinung von E11 sollte der Preis nicht teurer als ein vergleichbares Produkt und die Umsetzbarkeit einfach sein, um ein weitgehendes Interesse gewährleisten zu können.

E16 aus G7 führt an, dass nach wie vor Barrieren in den Köpfen der Menschen hinsichtlich Dunkelflauten bestehen. Ein fehlendes Interesse für Stromversorgung, auch aufgrund von Komplexität, ist problematisch, sodass eine Emotionalisierung der Produkte wichtig ist. Außerdem ist Aufklärungsarbeit in der Bevölkerung notwendig, um das Verständnis weg vom Grundversorger zu schaffen oder es wird von der Regierung vorgegeben. Bereits interessierte Menschen informieren sich von allein (E18).

5.3 Finanzielle Anreize

Die Hauptkategorie Finanzielle Anreize lässt sich unterteilen in die Subkategorien Förderung, angepasste Netzentgelte, EEG-Umlage, Stromsteuer, CO₂-Bepreisung und monetärer Vorteil der EndkundInnen unterteilen.

5.3.1 Subkategorie Förderung

Die Subkategorie Förderung lässt sich unterteilen in die Subsubkategorien Allgemeine Aussagen, Änderung Abgaben und Umlagen sowie Direkte Förderung.

5.3.1.1 Allgemein

Dreizehn ExpertInnen aus fünf Gruppen trafen allgemein gültige Aussagen zu dem Thema Förderung.

Laut G2 sollte es einen finanziellen Anreiz geben, dessen Höhe jedoch von dem Ausmaß der Verpflichtungen abhängt. Argumente rund um das Thema Förderung sind folgende:

- Kein Bedarf an Förderung, sondern faire Behandlung des Stroms im Zuge von Energy Sharing
- Angemessene Reduktion der Netzentgelte bei Nichtnutzung der Übertragungsnetze
- Angemessene Reduktion der Stromsteuer, wie es innerhalb eines gewissen Radius jetzt bereits passiert
- Befreiung von der EEG-Umlage, wenn keine Förderung des Stroms über EEG erfolgt
- Bedarf an z.B. abgestuften Fördertatbeständen bei unterschiedlich großen Erzeugungsanlagen
- Einfache Umsetzung durch die Regierung für die Förderung der Teilnahme und Interesse der BürgerInnen (E2).

Aktuell wird für Energy Sharing Förderung benötigt, um Wirtschaftlichkeit zu ermöglichen, indem z.B. Speicher oder Wärmepumpen gefördert werden, da bestimmte Förderungen aufgrund der EEG-Vergütung nicht zulässig sind (E4). Direkte Förderung ist am realistischsten, aber Änderung Abgaben- und Umlagensystem am sinnvollsten für die Energiewende hinsichtlich Akzeptanz (E7). Eine Förderung ist nur notwendig, weil fossile Energiequellen subventioniert werden und die EEG-Umlage zu zahlen ist. Eine Förderung wie beim Mieterstrom mit besserer Ausgestaltung ist hilfreich, um für die nächsten 10 Jahre Strukturen zu schaffen. Intelligente Lösungen könnten Verkauf von regional erzeugtem Strom und Reduktion der Einspeisung ermöglichen, sodass keine Förderung notwendig wäre (E8). Langfristig müssen Abgaben und Umlagen optimiert

werden, nachdem für das Anlaufen der Projekte eine Reduktion von bestimmten Preisbestandteilen denkbar wäre. Eine fixe Vergütung wie beim Mieterstrom ist nicht sinnvoll, da es zu viele Feinheiten und Problemen in der Umsetzung gibt. Die sonstige Direktvermarktung kann förderfrei sein, weil nutzende RECs andere Vorteile wie reduzierte Netzentgelte erhielten. Die Messtechnik sollte kostenmäßig unterstützt werden, damit bei Netznutzung in angemessener Zeit gemessen werden kann und die Erzeugung und der Verbrauch von RECs viertelstundengenau erfasst werden können (E13).

Laut E5 (G3) ist eine fixe Förderung wie beim Mieterstrom leichter umzusetzen oder Stromnebenkosten sind zu senken, was mehr Potential bietet, da ein Loslösen des starren zentralen Systems stattfinden würde.

Laut ExpertInnen aus G5 sollte Klimaneutralität bis 2050 ins nächste EEG aufgenommen werden, indem Relevanz von Anlagen hinsichtlich des Umbaus der Energiegesellschaft definiert werden. Dadurch ginge es nicht mehr um Beihilfe und Fördermaßnahmen wären einleitbar. Wenn das nicht möglich ist, müsste die Förderung wie beim Mieterstrom durchgeführt und die Beihilfe definiert werden (E12). Die Schaffung von fairen Marktchancen ist keine Förderung, wenn neue Modelle im bestehenden System nicht funktionsfähig sind. Sie würden durch Gleichbehandlung mit bestehenden Modellen nicht behindert, sondern ermöglicht werden (E17).

Experten aus G6 empfehlen eine Anlauffinanzierung über zwei bis drei Jahre zur Veranschaulichung der Umsetzbarkeit und Schaffung von Prozessen, was sinnvoller ist als pauschale Förderung über 20 Jahre (E6). Energy Sharing müsste nicht gefördert werden, wenn intelligente Messsysteme ermöglicht werden und aufgrund dessen, dass sich Anlagen unter Erhalt des Marktwertes bereits von alleine rechnen (E11).

Die ExpertInnen aus G7 sind der Meinung, dass eine Diskussion über die Vorteile von Communities, der Struktur der Netze und potentiellen Einsparungen erforderlich ist, da Konzepte finanzielle Anreize benötigen (E15). Die Differenzierung in der Preisgestaltung hinsichtlich Einspeisung und Entnahme von Strom mit Verbindung zu einer REC sollte durch Förderung ermöglicht werden (E16). Eine Mehrbelastung wie höhere Steuern, Umlagen oder Verbrauchspreise für nicht gewünschtes Verhalten ist sinnvoller als eine Förderung, auch wenn es gleiche Effekte erzielen würde. Dies könnte beispielsweise erfolgen, wenn an einer Community teilgenommen wird (E18).

5.3.1.2 *Änderung Abgaben und Umlagen*

In den folgenden Abschnitten erfolgt die Auswertung der ExpertInnen, die hinsichtlich der Förderung eine Änderung in den Abgaben und Umlagen präferieren und jener, die eine direkte Förderung als sinnvoller erachten.

Zwölf ExpertInnen aus G2, G5, G6 und G7 sind der Meinung, dass Änderungen in dem aktuellen Abgaben und Umlagensystem am sinnvollsten sind.

Die Experten aus G2 führen an, dass eine dauerhafte Förderung weniger sinnvoll ist als der

Einfluss der CO₂-Bepreisung sowie Entlastung durch sinkende Steuern und Abgaben (E1). Vorteile bei einem netzdienlichen Verhalten sind sinnvoll, um Flexibilitäten anzureizen. Um sicherzustellen, dass Spitzenlasten nicht gekappt werden, müsste das Abgabensystem grundlegend angepasst und die Netzdienlichkeit im Hinblick auf Erneuerbare Energien definiert werden (E2). Eine Reduktion von Stromnebenkosten wie Stromsteuer und Netzentgelten oder eine Befreiung bzw. Reduktion der EEG-Umlage auf 40%, führt zu sinkenden Betriebskosten. Dies würde eine Gleichstellung mit der Eigenversorgung bedeuten. Dies kann ein großer Hebel für die Realisierung von Energy Sharing Projekten sein. Eine Förderung ist nicht sinnvoll, wenn gegen die aktuelle Regulatorik gefördert werden muss, um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen, weswegen das System geändert werden sollte (E4). Eine Reduzierung von Umlagen und Steuern kann dazu führen, dass der restliche Strom, der nicht in der Gemeinschaft verbraucht wurde, an der Börse gehandelt werden könnte (E7). Die Abgaben und Steuern müssen reformiert werden, damit Förderung, z.B. aus Klimafonds, möglichst wenig erforderlich ist und sollte degressiv erfolgen (E8). Eine Änderung der Abgaben und Umlagen ist nicht ausreichend solange keine zusätzlichen Vermarktungszugänge für kleine Erneuerbare Energien-Anlagen geschaffen werden. Eine Reduktion der Netzentgelte mit Abbildung der physikalischen Zusammenhänge hinsichtlich von Entfernungen hat einen größeren Einfluss auf Energy Sharing Konzepte als eine Reduktion der EEG-Umlage, die sich von selbst reduzieren wird (E13).

ExpertInnen aus G5 führen an, dass reduzierte Stromnebenkosten durch eine Reduzierung der Netzentgelte, der Stromsteuer und der EEG-Umlage sinnvoller ist als eine direkte Förderung, da der Mieterstromzuschlag z.B. aktuell als Ausgleich zur Zahlung der EEG-Umlage genutzt wird (E9). Die Änderungen inklusive Flexibilisierungsmöglichkeiten sind sinnvoller als eine fixe Förderung, da die Möglichkeit besteht, Konzepte dynamisch anzupassen (E12). Eine Gleichstellung von REC-Modellen mit Eigenversorgungsmodellen ist hinsichtlich der Reduzierung der EEG-Umlage und Befreiung von der Stromsteuer unter Erfüllung bestimmter Kriterien denkbar. Befreiungs- oder Begünstigungstatbestände sind dies ebenfalls bei einer Beschränkung auf private AkteurInnen mit einer Grenze der Anlagengröße unter der Voraussetzung, dass es politisch gewollt wird (E17).

Laut E10 (G6) sind eine Reduktion von Lasten, eine Erleichterung des Systems sowie Flexibilisierungen sinnvoller als eine direkte Förderung mit schwierigem Handling und steigendem Administrationsaufwand. Eine fixe Förderung ist denkbar, wenn Fragen hinsichtlich der Aufhängung im Beihilferecht oder Subventionierung sowie der Finanzierung und Umsetzung geklärt sind. Ein Abbau von Hürden ist jedoch sinnvoller (E17, G6).

E15 aus G7 ist der Meinung, dass Umlagen und Abgaben für lokalen Verbrauch wegfallen sollten, solange keine EEG-Vergütung wie bei der Direktvermarktung erhalten wird. Andernfalls muss eine Beteiligung am System der Umlagen und Abgaben geschehen, was bei der Lieferung von Reststrom weiterhin denkbar ist.

5.3.1.3 *Direkte Förderung*

Fünf ExpertInnen aus G2, G4 und G7 sind der Auffassung, dass eine direkte Förderung für die Realisierung von Energy Sharing Konzepten sinnvoller oder einfacher ist.

E2 aus G2 führt an, dass eine fixe Förderung wie beim Mieterstrom denkbar und einfacher in der Umsetzung ist. Deren Inanspruchnahme innerhalb der Bevölkerung hängt ebenfalls von der Ausgestaltung ab (E2).

Laut E3 (G4) sind eine nachvollziehbare Finanzierung und Förderansätze aus Steuermitteln oder EU-Töpfen in Form einer direkten Förderung sinnvoller als eine Änderung des Abgaben- und Umlagensystems. Dies ist aufgrund der Erklärungsbedürftigkeit problematisch, da die EEG-Umlage im Vergleich zu den Folgekosten fossiler Energiequellen auf der Rechnung erscheint.

ExpertInnen aus G7 sind der Meinung, dass eine direkte Förderung aus dem Topf der EEG-Umlage finanziert werden könnte. Dies wäre durch andere Menschen zu zahlen, was zu sozialen Problemen führt, wenn sich nicht alle an RECs beteiligen können. Daher ist ein unabhängiges Förderungsmodell sinnvoller (E15). Fixe Förderung wäre die einfachste, wenn auch nicht die sinnvollste Lösung (E16). Eine direkte Förderung ermöglicht einen schnellen Ausbau und vereinfacht die Umsetzung. Das Maß ist allerdings schwierig zu ermitteln (E18).

5.3.2 **Angepasste Netzentgelte**

In den folgenden Abschnitten wird näher darauf eingegangen, welche Aussagen explizit zu den Strompreisbestandteilen und deren potenzieller Reduktion oder Befreiung getroffen wurden.

Zwei Experten aus G7 geben allgemein hinsichtlich des Netzentgeltes an, dass der Netzausbau aufgrund der Sektorenkopplung und dem dadurch steigenden Strombedarf benötigt wird. Dieser ließe sich durch einen lokalen Verbrauch wie bei Energy Sharing Konzepten reduzieren und dadurch sich Kosten einsparen (E15). Die Diskussion über eine Netzentgeltreduktion würde bei einer Privilegierung von Energy Sharing Konzepten entstehen, da Netzbetreiber gleiche Netzkosten ansetzen würden und das Netz weiterhin für die Höchstwert pro Jahr ausgelegt wird (E18).

5.3.2.1 *Kontra Reduzierung*

Zwei ExpertInnen aus G1 und G6 sprechen sich dagegen aus, dass die Netzentgelte für Energy Sharing Konzepte reduziert werden sollten.

Aufgrund von höherer Autarkie bei Energy Sharing bei weniger Bedarf an Reststrom, werden konsequenterweise Kosten für Netzentgelte gespart. Die Backupkapazität wird weiterhin vollständig zur Verfügung gestellt. Dadurch tritt ein Verlust der Gerechtigkeit ein, wenn aufgrund der reduzierten Entnahmemenge und Kostenlast von RECs die Kosten durch die verbleibende Allgemeinheit zu tragen wären (E14, G1).

Auch E6 (G6) ist der Meinung, dass die Netzentgelte nicht entfallen werden, da das Netz weiterhin genutzt wird.

5.3.2.2 *Pro Reduzierung*

Vier ExpertInnen aus G2 und G7 sprechen sich für eine Reduzierung der Netzentgelte bei Energy Sharing Konzepten aus.

Laut E1 (G2) sollten die Netzentgelte reduziert werden, da die Belieferung von nahen Regionen bislang noch genauso teuer ist wie ein deutschlandweiter Transport. Die Reduzierung der Netzentgelte ist eine sinnvolle Förderung der RECs, da die Entgelte mit dem Netzausbau zukünftig steigen werden (E1).

Laut der ExpertInnen aus G7 können die Netzentgelte für den lokal produzierten und verbrauchten Strom reduziert werden, was nicht die Stromlieferung von den Versorgern einschließen muss. Grundlage sind Berechnungen, die zeigen, dass langfristig für Netzbetreiber auch Einsparungen möglich sind, wie dies bereits in anderen Ländern geschehen ist (E15). Der Vorteil für RECs sollte gewährt werden, wenn keine Belastung für bestimmte Trafostationen oder Mittelspannungsebenen stattfindet (E16). Innerhalb der Communities sind in bestimmten Zeiten reduzierte Netzentgelt bei Lastanpassungen denkbar, bei denen ausgehandelte Werte mit dem Netzbetreiber nicht überschritten werden (E18).

5.3.2.3 *Neues System*

Vier ExpertInnen aus G1, G5 und G6 sind weder für noch gegen eine Reduzierung der Netzentgelte. Sie verweisen darauf, dass es ein neues System hinsichtlich der Netzentgelte geben sollte. Laut E14 aus G1 treibt Energy Sharing die politische Verteilungsfrage hinsichtlich der Kosten für den Netzausbau an, der gegebenenfalls auch durch Erneuerbare Erzeugungsanlagen zu finanzieren sein könnte. Dadurch entstünde möglicherweise das Risiko eines Ausbaurückgangs. Es ist ebenfalls denkbar, dass entnahmebasierte Stromanschlusskosten durch Flatrate Tarife ersetzt werden.

Die Vorteile von Energy Sharing auf das Netz sollten berücksichtigt werden, ohne dass Entgelte vollständig entfallen sollen (E12, G5).

Zwei Experten aus G6 sind der Meinung, dass eine Analyse für potentiell entfallende Netzentgelte erforderlich ist, wenn bestimmte Netzebenen nicht benötigt werden. Ein neues Netzentgeltermittlungssystem, mit Bezug auf Flexibilitäten und Leistungen bei dem kein Bezug mehr auf eine verbrauchte Kilowattstunde genommen wird, ist möglich (E10). Das öffentliche Stromnetz ist Teil der Versorgungssicherheit, was anfallende Kosten rechtfertigt. Eine Dynamisierung mit intelligenten Messsystemen inklusive Anreize bei Lastverschiebung durch leistungsorientierte Netzentgelte denkbar (E11).

5.3.3 EEG-Umlage

Hinsichtlich der EEG-Umlage bei Energy Sharing Konzepten führt E2 aus G2 an, dass der Vorteil für RECs bei einer Reduzierung verfällt, wenn politisch entschieden wird, dass das EEG-Konto nicht mehr über die Umlage finanziert werden soll.

5.3.3.1 Reduzierung der Umlage

Sechs ExpertInnen aus G1, G5, G6 und G7 sind der Meinung, dass die EEG-Umlage für Energy Sharing Konzepte reduziert oder abgeschafft werden sollte.

Die EEG-Umlage könnte der Eigenversorgung gleichgestellt werden, wenn die Frage geklärt wird, wie die Kostendifferenz ausgeglichen wird. Privilegien sollten lieber für bestehende Modelle abgeschafft werden (E14, G1).

ExpertInnen aus G5 geben an, dass mit der Reduzierung der EEG-Umlage eine Gleichbehandlung mit der Eigenversorgung entsteht (E9). Die RECs könnten hinsichtlich der EEG-Umlage neben einer Gleichstellung sogar bessergestellt werden, da sie durch das potenzielle Ausbalancieren des Gesamtsystems systemrelevanter sind als die Eigenversorgung (E12).

Experten aus G6 geben an, dass Regulierungen der Eigenversorgung genutzt werden sollten (E10). Der Beitrag an der Energiewende ist bereits getätigt, wenn Erneuerbare Energien-Anlagen gebaut werden und keine Einspeisevergütung bezogen wird, sodass die EEG-Umlage entfallen kann. Unter diesen Umständen sollte die Umlage für VerbraucherInnen für Netzbezug entfallen, jedoch bei ausgeführten Anlagen erhalten bleiben (E11).

Die EEG-Umlage könnte wegfallen, wenn keine EEG-Vergütung anfällt oder nach EEG eingespeist wird (E16, G7).

5.3.3.2 Keine Reduzierung der Umlage

Lediglich zwei ExpertInnen aus G5 und G6 sind der Meinung, dass die Reduzierung der EEG-Umlage zu Gefahren führen kann.

Das Gesamtsystem könnte aus dem Gleichgewicht geraten, wenn sich die Bevölkerung zu stark hinsichtlich der EEG-Umlage entsolidarisiert. Durch die resultierende Umverteilung der Kosten auf weniger Menschen, können sozialen Probleme auftreten (E17, G5).

Die Befreiung der Umlagen ist nur möglich, wenn anderweitig ein Beitrag zur Energiewende geleistet werden würde. Es entsteht nur das Verlagern der Kosten, welche nicht sinken. Da die RECs in diesem Fall volkswirtschaftlich bevorteilt werden, verteilen sich die Kosten auf eine geringere Anzahl an Menschen (E6, G6).

5.3.4 Stromsteuer

Sechs ExpertInnen aus G1, G2, G5, G6 und G7 führten Argumente hinsichtlich einer Anpassung in der Stromsteuer an.

Die Befreiung der Stromsteuer muss politisch diskutiert werden, um zu klären, wie fair dies gegenüber Lieferanten von Grünstrom wäre (E14, G1). Die Abschaffung der Stromsteuer ist laut E1 aus G2 sinnvoll. Die Stromsteuer entfällt bereits unter bestimmten Bedingungen. Eine Erweiterung ist aufgrund fehlendem politischen Willen allerdings nicht realistisch (E9, G5). Ob dies sinnvoll ist, ist zu klären (E11, G6). G7 gibt den Denkanstoß, ob eine steuerliche Entlastung nicht nur für Gewerbe, sondern auch für Community Anbietern erfolgen kann (E16). Außerdem hätte die Stromsteuer den gleichen Effekt wie eine Reduktion der EEG-Umlage hinsichtlich der Umsetzbarkeit von Energy Sharing Projekten (E18).

5.3.5 CO₂-Bepreisung

Sechs ExpertInnen aus G2, G3, G5 und G6 führten Argumente zu der Relevanz der CO₂-Bepreisung an.

Laut G2 hat die CO₂-Steuer erstmal keinen Einfluss auf Energy Sharing Konzepte (E2). Die Bepreisung kann aufgrund der Probleme, wie der Ausgestaltung von Fördermodellen, ein wichtiger Faktor sein, indem Einnahmen generiert werden und die Entscheidungsbefugnis hinsichtlich der Energiequelle erhalten bleibt (E4).

Auch laut E5 (G3) kann die CO₂-Steuer einen indirekten Einfluss auf Energy Sharing haben.

Die CO₂-Steuer auf fossilen Strom hätte einen großen Hebel für Energy Sharing, wenn die Einnahmen die EEG-Umlage reduzieren und somit als Finanzierungsdepot für Erneuerbare Energien genutzt werden (E9, G5).

Die Experten aus G6 sind der Meinung, dass die CO₂-Bepreisung einen Einfluss hat, aber nicht als Mittel für RECs dienen wird, da sie Spekulationen unterliegt (E6). Des Weiteren führt sie auf einfache Weise zu mehr Einspeisung Erneuerbarer Energien, sodass die Regulatorik und Bürokratie weniger stark geändert werden müsste (E11).

5.3.6 Monetärer Vorteil EndkundInnen

Die Subkategorie monetärer Vorteil lässt sich unterteilen in die Subsubkategorien Notwendig und Nicht zwingend.

5.3.6.1 *Notwendig*

Zehn ExpertInnen aus G2, G4, G5 und G7 geben an, dass ein monetärer Vorteil der EndkundInnen bei Energy Sharing Projekten von Bedeutung ist.

Laut der ExpertInnen aus G2 sollte der Strom aus der Gemeinschaft mithilfe von Reduzierungen der bestehenden Abgaben und Umlagen günstiger sein (E1), sodass der monetäre Vorteil weite Teile der Bevölkerung zur Teilnahme animiert (E4). Reduzierte Kosten werden an EndkundInnen weitergegeben (E7), indem sie einen günstigeren Strompreis erhalten (E8). Der monetäre Vorteil ist außerdem sinnvoll für erste Anreize und für das Starten der Projekte, wobei jedoch die Einfachheit in der Umsetzung am wichtigsten ist (E13).

Laut G3 (G4) erfordert die Umsetzung in der Gesamtbevölkerung einen monetären Vorteil, weswegen jede Kostenreduktion auf der Stromrechnung zielführend ist.

ExpertInnen aus G5 sind der Meinung, dass Geld eine Rolle für eine sozial gerechte Mieterstromwende spielt (E9) und der monetäre Vorteil abhängig von der Haltung zum Ausbau von Erneuerbaren Energien ist. Dies bedeutet, dass Anreize geschaffen und wirtschaftliche Vorteile an Konzepte und damit an die VerbraucherInnen weitergegeben werden können. Dieser monetäre Vorteil würde an EndkundInnen weitergegeben, wenn Energy Sharing für das Gesamtsystem gewünscht wird (E12). Auch für E17 ist ein monetärer Vorteil für EndkundInnen relevant.

Ein monetärer Vorteil sowie niedrige Eintrittshürden, wie z.B. eine Handhabung ähnlich der jetzigen Grundversorgung, muss für EndkundInnen gegeben sein, um auch die Bevölkerung mitzunehmen, die sich bisher nicht für Klimaschutz einsetzt (E18, G7).

5.3.6.2 *Nicht zwingend*

Vier ExpertInnen aus G1, G6 und G7 gaben an, dass ein monetärer Vorteil für die EndkundInnen nicht zwangsläufig relevant ist, um Energy Sharing Projekte zu realisieren.

Laut E14 (G1) ist ein wirtschaftlicher Vorteil von EndkundInnen als Impuls nicht notwendig.

Laut E6 (G6) wird die beste Umsetzung durch Vorteile der Beteiligten gewährleistet, was neben monetären Aspekten auch eine regionale Schaffung von Arbeitsplätzen oder Vermietung sein können. Ein günstigerer Preis ist nicht zwingend notwendig, wenn der Preis auf dem Niveau von Grünstromverträgen bleibt. Es sind sogar freiwillige Möglichkeiten zusätzlicher Investition in Fördertöpfe durch die Bevölkerung denkbar (E10, G6).

Neben einem monetären Vorteil in Form eines niedrigeren Strompreises kann laut E16 (G7) auch die Befriedigung anderer Bedürfnisse bei einem gleichem Preis stattfinden.

5.4 **Umsetzung**

Die Hauptkategorie Umsetzung lässt sich in die Subkategorien regulatorische Barrieren, Umsetzungsmöglichkeiten, erforderliche Maßnahmen, Bundesregierung als Impulsgeber und Dienstleistungen unterteilen.

5.4.1 Regulatorische Barrieren

Sieben ExpertInnen aus G2, G5 und G7 führen an, dass es regulatorische Barrieren gibt, die zunächst abgeschafft werden müssten, um die Umsetzung von Energy Sharing zu erleichtern.

Die ist laut G2 zum Beispiel das Doppelvermarktungsverbot, bei dem Strom eine Marktprämie bekommt und keinen Herkunftsnachweis vermarkten darf. Außerdem ist die Personenidentität eine Barriere für die gemeinschaftliche Eigenversorgung, was Mieterstromprojekte bei einer Abschaffung vereinfachen würde (E2). Die Personenidentität ist eine zentrale Stellschraube und das Entbundling von Netzbetreibern und Energieversorgern verhindert die Errichtung eigener Netze, beispielsweise in Neubaugebieten (E4). Die Personenidentität kann zwar eine Barriere sein, aber nicht in allen Konzeptansätzen (E13).

Laut ExpertInnen aus G5 kann die Energie bislang nur an Aggregatoren bei Anlagengröße größer als 30kW verkauft werden. Über Beziehungen im Umkreis der Anlagen ist dies nicht möglich, weil kein systemrelevantes Verhalten möglich ist aufgrund fehlender Vorteile (E12). Weitere Barrieren sind die Existenz von nur einem Liefertatbestand für zu viele unterschiedliche Lieferbeziehungen, wirtschaftliche und damit verbundene administrative Belastungen des Stroms, die Eingliederungspflicht in Bilanzsysteme bei Netznutzung, das Doppelvermarktungsverbot oder der Verlust der EEG-Förderung (E17).

ExpertInnen aus G7 sagen, dass Business Cases nicht entstehen können, weil Energy Sharing zu teuer ist und das Doppelvermarktungsverbot aufgrund des Pricings im Energieversorgungssystems existiert (E16). Bislang ist Energy Sharing regulatorisch unwirtschaftlich. Das Doppelvermarktungsverbot ist jedoch sachgerecht, da es ansonsten einer weiteren Förderung entsprechen (E18).

5.4.2 Umsetzungsmöglichkeiten

Hinsichtlich der Umsetzungsmöglichkeiten gaben drei Personen aus G3, G5 und G6 an, dass es Verbot von Energy Sharing gibt, aber auch keinen Anreiz. Die Einzelaspekte wie der gemeinsame Besitz von Erzeugungsanlagen, die Anmeldung als Energieversorgungsunternehmen, das Finden von StromkundInnen und die Lieferung von Strom an KundInnen unter Abschließung von Verträgen ist bereits möglich (E5, G3). Auch laut E9 (G5) ist es bereits umsetzbar, aber nicht wirtschaftlich, weil die volle Höhe der Abgaben und Umlagen bei Einspeisung des Stroms über PPAs und der Zuordnung an Letztverbrauchende anfällt. E11 aus G6 ergänzt, dass es umsetzbar ist, indem man Energy Sharing über Unterbilanzkreise beziehungsweise Bilanzkreise unter Verwendung von sonstiger Direktvermarktung, hochauflösendem Messen und der Einhaltung der energiewirtschaftlichen Regeln realisiert.

5.4.3 Erforderliche Maßnahmen

Alle ExpertInnen aus allen Gruppen geben an, dass Maßnahmen zur Umsetzung von Energy Sharing erforderlich sind.

Laut E14 (G1) sollte die Stromkennzeichnung zur Entbürokratisierung und Vereinfachung entfallen. Außerdem sollte der Vorteil von Energy Sharing ermittelt werden, sodass daraufhin die Netzentgelte unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf alle Bevölkerungsgruppen angepasst werden können. Dezentrale Konzepte scheitern an dem bestehenden regulatorischen Rahmen der Vergangenheit sowie an einer Rechtssicherheit bei einem Strommix aus dezentralem und zentralem Strom. Dabei wird die Stromlieferung aus der Kundenanlage vom Dach mit dem Reststrom aus dem Netz gemischt, sodass eine kundenspezifische Zuordnung fast unmöglich ist.

ExpertInnen aus G2 führen an, dass eine Definition von RECs über Landkreisgrenzen hinausgehend, eine Reduzierung der bürokratischer Hindernisse und die Unterstützung sowie die Bewusstseinsstärkung von VerbraucherInnen hinsichtlich Strompreiszusammensetzung erforderlich sind. Es muss mit Verteilnetzbetreibern geklärt werden, wer Verteilnetze finanziert (E1). Ein One-Stop-Shop als zentrale Beratungsstelle ist wünschenswert, bei der ebenfalls alle Mitteilungen zu tätigen sind. Bislang werden die Stromsteuer an das Hauptzollamt, die Inbetriebnahme und Netzabnahme an den Netzbetreiber und Ausschreibungen an das BNetzA übermittelt (E2). Eintrittsbarrieren sollten reduziert, BürgerInnen durch z.B. Bürgerenergiefonds unterstützt und Beratung hinsichtlich Steuerrecht, Genehmigungen, Errichtung der Anlage und Standortentscheidungen zur Verfügung gestellt werden. Die Entscheidungsfreiheit hinsichtlich des Reststrombezugs durch z.B. lokale Stadtwerke oder andere RECs ist von Bedeutung (E4). Vor dem Projekt ist es wichtig, zu unterstützen, zu beraten und MitgliederInnen zu organisieren. Während der Projektphase sollte das Risiko der RECs durch z.B. Bürgerenergiefonds reduziert und Unterstützung bei Risikokapital und Vorlaufkosten geleistet werden. In der Betriebsphase sollten bundesweite Energieagenturen unterstützend tätig sein und bürokratischer Hindernisse reduziert werden (E7). Es ist außerdem eine Reform der Abgaben und Steuern sowie Netzentgeltreform in Abhängigkeit der Netzstrecke erforderlich. AkteurInnen sollten zur Mitarbeit angehalten und alternativ sanktioniert werden. Außerdem sollten Fördergelder bereitgestellt werden und eine leichtere Gesetzgebung in Dachflächennutzung vorliegen (E8). Themen wie Herkunftsnachweis, Direktvermarktungsanforderungen, Speichereinbindungen, Mess- und Eichrecht, Verrechnung von Zählerständen in einem Objekt und an mehreren Netzanschlusspunkten, Anpassung der Abgaben und Umlagen sowie der Smart Meter Rollout sollten bearbeitet werden. Außerdem sollte dies gerade für kleine Anlagen, unabhängig von der Größe der RECs vereinfacht werden, damit Projekte anlaufen können und sich danach gegebenenfalls vergrößern können, z.B. ein größerer Windpark mit vielen VerbraucherInnen. Es sollten Qualitätskriterien hinsichtlich des echten physikalischen regionalen Zusammenhangs erfüllt sein, Flexibilisierungen angeboten werden und die Umsetzung zur Vereinfachung auch ohne Förderung möglich sein (E13).

Laut E5 aus G3 sind relevante Maßnahmen eine leichte Teilhabe für Fachfremde, Unterstützung bei der Teilhabe auch durch Dienstleister bei komplexen Prozessen. Wichtig ist auch der Abbau bürokratischer Hindernisse und finanzieller Risiken. Diese entstehen, wenn kleine teure, dezentrale Anlagen im zentralen Stromsystem keinen Vorteil erhalten. Die gemeinsame wirtschaftliche Verantwortung des Stroms erfolgt über die Rechtsform. Die Frage ist zu klären, wer finanzielle Risiken übernimmt, gerade bei Ausscheiden von MitgliederInnen. Eine Lösung wären Bürgschaften von staatlichen Institutionen. Es sollte zunächst unter Berücksichtigung von Vor- und Nachteilen eine Entscheidung für zentralen oder dezentralen Ansatz getroffen werden, um daraus abzuleiten, wie hoch der Anteil von dezentralen Anlagen sein soll. Danach kann die Ausgestaltung von Energy Sharing erfolgen.

Laut E3 (G4) müssen Modelle entwickelt werden, bei denen nicht gesamter Strom an Übertragungsnetzbetreiber abgegeben wird, um nicht nur bilanzielles Teilen zu ermöglichen. Lastmanagementansätze von Unternehmen und Industrie gewährleisten dauerhafte Versorgung von kleinen Stromclustern.

Laut der ExpertInnen aus G5 sollte eine Öffnung von Regulierungen auch hinsichtlich Blockchain erfolgen, was bislang nur bei Elektromobilität erleichtert wurde. Es sollten P2P Lösungen ermöglicht, neue digitale Lösungen gefunden, und Modelle entwickelt werden, bei denen eine Beteiligung an Erneuerbaren Energien-Anlagen mit einem räumlichen Zusammenhang und bilanzieller Zuordnung des Stroms je nach Anteilen an der REC möglich ist. Außerdem sollten Hemmnisse bei der Einbeziehung von Dienstleistern, wodurch im jetzigen EEG eine Lieferbeziehung entsteht, vermieden werden. Wichtig ist außerdem die Definition von Energy Sharing und dessen Regionalität sowie die Bilanzierung von größeren RECs zum Ausbalancieren, was in kleinen Kundenanlagen nicht notwendig wäre und über physikalische Wege des Stroms in einem Summenzähler erfasst werden könnte. Es sollte auf die Digitalisierung geachtet und unbestimmte Rechtsbegriffe mit Interpretationsspielraum abgeschafft werden (E9). Die Graustromvermarktung sollte abgelöst werden, indem eine Vielzahl von Gesetzen anzupassen ist. Informationen müssen hinsichtlich Steuervorteilen und -nachteilen sowie der Auswirkungen auf die EEG-Umlage bei Förderung generiert werden. Unterstützende Anleitungen und Anlaufstellen hinsichtlich aller Ebenen von Energy Sharing Konzepten sind bereitzustellen und technische Fragen hinsichtlich Datensicherheit und intelligenter Messsysteme zu klären. Die Bundesnetzagentur müsste Räume neu definieren, da gute Energy Sharing Konzepte möglicherweise nicht auf bestehende Bilanzkreise und verantwortliche Marktakteure anzuwenden sind (E12). Energierechtsthemen sind zersplittert in EEG, Stromsteuerrecht, EnWG, wodurch unterschiedliche Zuständigkeiten, Rechtsverfolgungen und Rechtssicherheiten vorliegen. Für neue Themen wie Energy Sharing wäre eine einheitliche Gesetzgebung zur Herstellung von Rechtssicherheiten wünschenswert. Aktuell rennt das Energierecht Entwicklungen hinterher, da die Grundlage eine zentrale Versorgung mit fossilen Energiequellen ist. Eine Zukunftsvision mit 100% Erneuerbaren Energien sollte als Grundlage für die

Überlegungen dienen, wie sich das Energiesystem grundlegend ändern müsste, wenn das EEG als Hauptenergiemarkt anzusehen ist (E17).

Experten aus G6 führen an, dass ein Regelwerk hinsichtlich Bilanzkreismanagement, Energiedatenmanagement und Verteilnetzbilanzierung relevant ist. Geschäftsprozesse sollten aufgestellt werden, damit Verantwortlichkeiten nicht nur an Verteilnetzbetreiber weitergegeben werden. Dadurch werden alle an den Kosten und der Verantwortung für das Gesamtsystem wie z.B. Netzstörungen oder -ausfällen beteiligt (E6). Netzentgelte, Steuern und Abgaben sind anzupassen und Fördertatbestände hinsichtlich Speichertechnologien, Wasserstoff sowie die Regulatorik von Stromein- und -verkauf zu vereinfachen. Das Doppelvermarktungsverbot ist des Weiteren abzuschaffen. Dienstleistungsanbieter sollten sich zusammenschließen für das Finden der besten Lösungen für alle Beteiligten und der Schaffung von Synergieeffekten und Wissensaustausch von unterschiedlichem Know-how (E10). Bestehende Energiegenossenschaften sollten die Möglichkeit bekommen ein Energy Sharing Produkt in ihr Portfolio hinzuzunehmen, damit Menschen nicht zusätzlich einer Genossenschaft beitreten müssen oder eine Genossenschaft vor Ort nicht gezwungen wird, ein Energieversorgungsunternehmen mit allen Pflichten zu werden. Intelligente Messsysteme müssen sicher umgesetzt und Mehrkosten im Vergleich zur Einspeisevergütung aufgefangen werden. Der Aufbau von dynamischen Netzentgelten bei regionalem Aufbau der RECs ist relevant. Damit Netzbetreiber die Konzepte nicht blockieren, dürfen KundInnen nicht über SLP mit minderwertiger Messtechnik bilanziert werden. Communities sollte es bundesweit über den Hauptsitz hinaus ermöglicht werden, den Energieausgleich auf (Unter-)Bilanzkreisen zu organisieren, auch wenn energiewirtschaftliches Optimum ein Hauptbilanzkreis pro Regelzone wäre. Der Netzbetreiberbilanzkreis sollte nicht nutzbar sein für BetreiberInnen außerhalb gesetzlicher Einspeisevergütung, weil damit nicht gearbeitet werden kann. Um erfolgreicher Community Dienstleister zu werden, sollte man ein Angebot, was alles abdeckt für KundInnen anbieten können (E11).

Laut der ExpertInnen aus G7 muss die Förderung sowie der Ein- und Austritt in und aus der REC einfach gestaltet werden, damit Menschen und vor allem junge Leute eher zu einer Teilnahme bereit sind. Die einfachsten Konzepte von RECs werden sich in Regionen mit Konkurrenten durchsetzen (E15). Der Smart Meter Rollout ist wichtig für eine einheitliche technologische Basis für Protokollkompatibilität und Technologieeinheitlichkeit. Ein weitestgehender Ausbau von Photovoltaik und Batteriespeichern ist wichtig, damit danach eine Diskussion über Förder- und Anreizmodelle stattfinden kann und Community Designs entwickelt werden können. Es ist zu klären, ob es eine Unterscheidung in der Behandlung einer zentral oder dezentral erzeugten Kilowattstunde geben kann. Außerdem sind Make-or-Buy-Entscheidungen der Unternehmen hinsichtlich eines Angebots als Full Service Provider und ein gedankliches Loslösen von alten regulatorischen Strukturen notwendig (E16). Laut E18 ist eine finanzielle Förderung oder eine höhere Belastung von VerbraucherInnen außerhalb der Community relevant, wodurch sich die Industrie

aufgrund des Kostendrucks umstellen würde. Außerdem ist die Frage zu klären, wie die mögliche Abbildung von Communities auf verschiedenen Spannungsebenen erfolgen kann (E18).

5.4.4 Bundesregierung als Impulsgeber

Folgend wird Auskunft darüber gegeben, ob die Regierung ein Impulsgeber sein kann bzw. muss oder ob dies nicht der Fall sein wird.

5.4.4.1 Impulsgeber

Acht ExpertInnen aus allen Gruppen außer G4 sind der Meinung, dass die Bundesregierung den Impuls zur Umsetzung von Energy Sharing geben sollte oder geben muss.

E14 (E1) sagt, dass zunächst die Frage geklärt werden muss, welche Vorteile von Energy Sharing gegenüber Eigenversorgung vorliegen und in wie weit dies gefördert werden soll, da Dezentralität politisch gewünscht wird.

Energy Sharing ist Thema in der nächsten Legislaturperiode und in aktueller nicht mehr zu erwarten (E13, G2).

Impulse wurden bereits gegeben und die Bundesregierung muss die Umsetzungsphase nun durchführen (E5, G3).

Der Impuls muss von der Regierung kommen, ansonsten können RECs oder Unternehmen mit direkter Anwendbarkeit drohen und fehlende Teile zur Umsetzung der Energy Sharing Konzepte durch RECs eingeklagt werden (E12, G5).

Die Experten aus G6 sind der Meinung, dass Institutionen als Treiber oder Reallabore der Regierung unter Schaffung eines politischen Rahmens agieren sollten, um den Nutzen aufzuzeigen. Dadurch würden Unternehmen bei einem wirtschaftlichen Vorteil zu den Treibern werden (E6).

Die Regierung ist in der Verantwortung und Verbände müssen unterstützend tätig sein (E10). Es gibt bereits technische Erfolgsbeispiele auch aus anderen Ländern, aber die Relevanz von Bürgerenergie ist durch die Politik zu klären, welche Unterstützung durch Verbände benötigt (E11).

Laut E15 (G7) muss die Bevölkerung danach fragen. Jedoch ist das Interesse für Energieversorger oft nicht groß, was gesteigert werden kann, indem Motivation aufgebaut wird und Impulse durch Unternehmen und der Politik gegeben werden. Die Regierung ist in der Verantwortung, offene Fragen zu klären und es für die EndverbraucherInnen so einfach wie möglich zu machen.

5.4.4.2 Kein Impulsgeber

Die weiteren 10 ExpertInnen aus G2, G4, G5 und G7 sagen, dass der Impuls nicht von der Regierung kommen wird.

Die ExpertInnen aus G2 sind der Meinung, dass der Impuls seitens der Regierung nicht zu erwarten ist (E1). Die Regierung ist bis auf den Entschließungsantrag des Bundestages kein

Impulsgeber. Dieser kommt eher von Verbänden, Unternehmen oder der Zivilgesellschaft (E2). BürgerInnen sollten ImpulsgeberInnen sein, weil sie mit Wahlen Einfluss auf die Politik haben und sie politische Entscheidungsfindungen mit Druck unterstützen können (E4). Das Bündnis Bürgerenergie, Energiegenossenschaftsverbände und Bildungseinrichtungen sowie wissenschaftliche Institutionen sind Impulsgeber (E7). Ein großer Hebel ist die Bevölkerung nach Öffentlichkeits- und Aufklärungsarbeit. Der Impuls aus der Politik ist jedoch wünschenswert, da lokale Produktion resilient ist und die Nutzung durch Energy Sharing maximiert werden kann und der Netzausbau nicht funktioniert (E8).

Laut E3 (G4) kommen die Impulsgeber aus der Gruppe der betroffenen Bevölkerung, wodurch die Teilhabe ermöglicht und die Akzeptanz vor Ort gesteigert wird. Dies nimmt in der politischen Entscheidungsfindung bislang jedoch nur untergeordneter Rolle ein.

Laut G5 sind Verbände Impulsgeber oder man nutzt Musterklagen als Instrument, bei dem der Bundesgerichtshof hinsichtlich Europarechtskonformität bei Nichtzahlung der EEG-Umlage in voller Höhe bei gemeinschaftlicher Eigenversorgung entscheidet (E9). Die Regierung ist gerade nicht als ImpulsgeberIn zu sehen, da es großen politischen Willen bedarf, um Chancen für Energy Sharing aufzuzeigen. Gleichzeitig dürfen Probleme wie Verbraucherschutz und Transparenzthemen nicht vernachlässigt werden, die bei Entregulierungen neuer Modelle entstehen können (E17).

Die ExpertInnen aus G7 führen an, dass sich der Markt nur bewegt, wenn dominierende Unternehmen dies über Lobbyarbeit und Gesetzgebungen vorgeben und er dadurch zu einer Bewegung gezwungen wird. Dies kann über Incentivierungen und Pönalen erfolgen. Derzeit gibt es in Deutschland jedoch eine der sichersten und zuverlässigsten Stromversorgungen (E16). Der Markimpuls entsteht durch finanzielle Bevorteilung der Projekte, CO₂-Steuer oder steigenden Netzentgelten. Alternativ ist es denkbar, dass die Europäische Union Vertragsverletzungsverfahren durchführt, wenn die deutsche Umsetzung noch nicht der RED II entspricht (E18).

5.4.5 Dienstleistung

In der Subkategorie Dienstleistung ist diese laut der ExpertInnen entweder zwingend notwendig oder der Bedarf ist abhängig von bestimmten Kriterien, die im Folgenden erläutert werden.

5.4.5.1 Dienstleistung erforderlich

Vierzehn ExpertInnen aus allen Gruppen sind der Meinung, dass Dienstleistungen zur Unterstützung von Energy Sharing Konzepten erforderlich sind.

Laut E14 (G1) wird zukünftig Dienstleistung in Anspruch genommen, was aber hinsichtlich Netzservices zum Teil sehr teuer sein wird. Diese werden erst bei einer größeren Masse günstiger, woraus sich aktuelle Netzentgelte ergeben. Ungeplante Kosten können gerade für kleine

BetreiberInnen mit geringer Professionalisierung und Skalenvorteilen auftreten.

Die ExpertInnen aus G2 führen an, dass Dienstleistungsangebote notwendig sind, da die Regulatorik zu kompliziert ist (E1). Dienstleister wie Energieversorgungsunternehmen werden für den Einkauf von Reststrom, die Bilanzierung und den Stromhandel benötigt und die RECs kümmern sich gegebenenfalls um das Marketing und die Projektentwicklung (E7). Aufgrund der Komplexität werden Dienstleistungen für Bilanzierung, Bilanzkreismanagement, Kundenbetreuung, Verbraucherschutz und Abrechnung benötigt. Es ist davon auszugehen, dass es nur wenige RECs selbst können, weil sich Blockchain erst ab gewisser Größe rechnet. Neue Geschäftsmodelle können für Ökostromanbieter, Verteilnetzbetreiber und Stadtwerken mit bereits vorhandenem Know-how durch Energy Sharing entstehen (E8).

Dienstleister können Bilanzkreis- und Meldepflichten übernehmen. Die RECs müssten jedoch das Recht haben, dies leicht in Anspruch zu nehmen wie dies bereits bei Stadtwerken beispielsweise der Fall ist (E5, G3).

Dienstleistungen sind laut E3 (G4) erforderlich, da dezentrale AkteurInnen eher klein sind und daher Risiko behaftet sind, weil sie volkswirtschaftlich keine Rolle in der politischen Entscheidungsfindung spielen.

Laut G5 wird Dienstleistung, auch zur Finanzierung und Realisierung von Projekten und zur Erfüllung der Energieversorgungsunternehmenspflichten benötigt. Wenn Communities selbst über benötigte Systeme und Know-how verfügen, ist auch eine eigenständige Umsetzung denkbar (E9). Gemeinschaften machen es entweder selbst oder es werden Dienstleistungen für energiewirtschaftliche Prozesse wie Bilanzierung, die sich in Gemeinschaft einbinden, in Anspruch genommen (E12). Dienstleister wie Aggregatoren spielen eine wichtige Rolle aufgrund anhaltender Komplexität und Verantwortlichkeiten sowie Anforderungen für energiewirtschaftliche Prozesse, Bilanzierung, Abrechnung und Kundenkommunikation. Dies wird bei höherer Nachfrage immer günstiger und ist zukünftig als Teil von Unternehmensangeboten, die einen Full Service anbieten, denkbar (E17).

Laut Experten aus G6 werden Energiedaten- und Bilanzkreismanagement von Dienstleistern übernommen (E6). Außer die Regulatorik wird stark vereinfacht, können nur große RECs eine Umsetzung ohne Dienstleistung realisieren. Der Rest wird Dienstleistung hinsichtlich Bilanzkreiswesen und Lieferantenwechselthemen, Beschaffung, Kundenanmeldung und -abrechnung, Kundenbetreuung und -ansprache sowie für die Ausgestaltung der Verträge in Anspruch nehmen, außer die RECs sind risikobereit (E10). Dienstleistungen sind notwendig bei Konzepten mit Stromlieferung und Stromaufnahmen. IoT Dienstleistungen werden wegen großer Datenmengen bei Services wie Visualisierung von Energieflüssen benötigt (E11).

ExpertInnen aus G7 führen an, dass auch Dritte Investitionen tätigen könnten. Es sollte eine Ansprechpartnerin oder einen Ansprechpartner wie einen Energieversorger als Dienstleister geben. Dies eignet sich aufgrund der Expertise, damit es für EndverbraucherInnen möglichst einfach ist,

wenn alle Themen über diese Stelle abgewickelt werden können. Aufgrund von fehlender technischer Expertise der RECs oder des Finanzierungsbedarfs durch Dritte für große Skalierungen werden Dienstleistungen in Anspruch genommen. Dies kann durch Versorger oder Software Unternehmen erfolgen, oder RECs arbeiten mit White Label Anbietern zusammen, wobei Versorger aufgrund der Erfahrung am geeignetsten wären. Ab einer bestimmten Größe könnten RECs Aufgaben auch selbst übernehmen und dadurch noch unabhängiger werden, wenn dies wirtschaftlich sinnvoll wäre (E15). Außerdem wird Dienstleistung in Form von Cloud Providern zur Abrechnung, CRM, Ein- und Austritt aus den RECs und zum digitalen Management kleiner Einheiten benötigt (E16).

5.4.5.2 *Notwendigkeit von Dienstleistungen in Abhängigkeit*

Fünf ExpertInnen G2, G3, G4 und G7 aus geben an, dass Dienstleistungen in Abhängigkeit von bestimmten Faktoren benötigt werden.

Laut G2 basieren Dienstleistungen auf der Ausgestaltung, sodass das Maß an erforderlichen Mitteilungs- und Bilanzierungspflichten grundlegend ist. Bei virtuellem Eigenverbrauch über Smart Meter wird z.B. keine Dienstleistung notwendig sein. Dies ist eher unrealistisch, da das Netz in Anspruch genommen werden soll. Bei Subbilanzkreisen entsteht ein hoher Bedarf an Dienstleistung hinsichtlich Abrechnung, Rechnungswesen, Bilanzierungen und Mitteilungspflichten (E2). Dienstleistungen wie Abrechnung und Bilanzierung werden in Anspruch genommen. Deren Ausmaß ist aber abhängig vom Einsatz der Technik wie Smart Metern und der Größe der RECs, die bei einer Vergrößerung zu einer größeren prozessualen Komplexität und mehr Aufwand führen (E4). Der Dienstleistungsbedarf ist abhängig von der Ausgestaltung. Entweder ist Energy Sharing bei einer gemeinschaftlichen Eigenversorgung von mehreren Eigentumsparteien ohne Dienstleistung möglich oder es sind Konzepte, die Dritte für energiewirtschaftliche Prozesse wie Direktvermarktung oder Belieferung benötigen (E13).

Ab bestimmter Größe der RECs werden Aufgaben abgegeben, wie z.B. Pflichten aus der GPKE wie die Abrechnung des Stroms inklusive Stromkennzeichnung. Bei Energy Sharing werden keine Prozesse oder Pflichten für RECs wegfallen, da sie für ein stabiles Gesamtsystem notwendig sind und ansonsten auf andere AkteurInnen wie Verteilnetzbetreiber umgelagert werden würden (E5, G3).

Ein Dienstleistungsmarkt ist denkbar, wenn eine Sicherheit zur Entwicklung von Geschäftsmodellen über fünf bis zehn Jahre möglich ist und es nicht von EEG-Novellierungen abhängt (E3, G4).

5.5 Energiewirtschaftliche Aspekte

Die Hauptkategorie energiewirtschaftliche Aspekte lässt sich unterteilen in die Subkategorien Bilanzierung, Marktrolle, Verbindung zum Strommarkt und zelluläres System.

5.5.1 Subkategorie Bilanzierung

Vier ExpertInnen aus G2 und G7 erwähnen die Bilanzierung als Notwendigkeit in Bezug auf Energy Sharing.

Laut E1 (G2) ist die Bildung von Bilanzkreisen notwendig, was durch Dienstleister durchgeführt wird. Ab einer bestimmten Mitgliederanzahl sind Bilanzkreise zu bewirtschaften, was bei einer adäquaten Bewirtschaftung einer Erzeuger-Verbrauchergemeinschaft entsprechen kann (E13, G2).

Experte E15 (G7) führt an, dass Bilanzierungen bislang noch für ein funktionierendes Gesamtsystem benötigt werden. Dies könnte wegfallen, wenn man Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit abbilden könnte und weniger Schätzungen über SLP stattfinden. Dafür bräuchte es jedoch Smart Meter. RECs werden über Bilanzkreisen für den Energieaustausch untereinander abgebildet, was entweder über kontinuierlichen Handel am Intradaymarket an der Börse oder außerhalb über Blockchain geschieht (E18, G7).

5.5.2 Subkategorie Marktrolle

Die ExpertInnen gaben an, dass die RECs zukünftig entweder neue oder bestehende Markttrollen und Verantwortlichkeiten einnehmen werden oder es ist beides für sie denkbar. Einige ExpertInnen nennen auch explizit die Relevanz der Rolle des Prosumers.

5.5.2.1 Subsubkategorie Neue Marktrolle

Acht ExpertInnen aus vier aus vier Gruppen (G2, G4, G5, G7) geben an, dass für die Realisierung von Energy Sharing eine neue Marktrolle geschaffen werden wird.

Die Experten aus G2 führen an, dass neue Rollen und Verpflichtungen zwischen Endverbrauchenden und Energieversorgern entstehen, bei der die volle Bilanzierungspflicht reduziert wird und Energy Sharing nicht mit einer Stromlieferung gleichgesetzt wird (E2). Außerdem entstehen neue Rollen wie beispielsweise Handelsplattformen als Datenübermittler der RECs oder im Zuge der Direktvermarktung (E4). Neue Rollen und Dienstleistungen entstehen auch hinsichtlich Bilanzkreismanagement und Abrechnung (E8) sowie Rollen, die auf Energy Sharing zugeschnittene Prozesse übernehmen werden, bei denen nicht die gesamte Marktkommunikation geändert werden muss (E13).

E3 aus G4 führt an, dass das Loslösen von der Verbraucherrolle und den damit verbundenen Einschränkungen sinnvoll wäre, da ein großer Hebel für eine Änderung des Systems aufgrund einer Vielzahl an Betroffenen entstehen würde. Damit würde man auch eine größere Rolle bei zukünftigen Novellierungen spielen, die ansonsten gegebenenfalls nicht optimal auf EndverbraucherInnen abgestimmt sind.

Laut E9 (G5) werden neue Rollen mit neuen Verantwortlichkeiten entstehen, die weniger Rechte

und Pflichten als Energieversorgungsunternehmen haben, wodurch ein neue Rechtsform im Vergleich zu Letztverbrauchenden und Versorgern geschaffen wird.

Laut ExpertInnen aus G7 erfolgt bereits eine Diskussion über Aggregatoren zum Management kleinteiliger Netzlasten und Flexibilitäten. Es wird ein Abtreten der Verantwortung klassischer Energieversorger eintreten. Durch die Übernahme von Dienstleistungen zum Management kleiner Einheiten, die sich selbst versorgen, werden Versorger ersetzt (E16). Des Weiteren weist E15 darauf hin, dass es einen Unterschied zwischen Energieversorgern und ManagerInnen der lokalen Versorgung gibt und begründet dies damit, dass eine vorhandene oder fehlende Expertise hinsichtlich des Handels auf der Strombörse, Bilanzierung und anderen energiewirtschaftlichen Verantwortlichkeiten, vorliegt. Die lokalen ManagerInnen werden neue Rollen einnehmen.

5.5.2.2 *Subsubkategorie Rolle des Prosumers*

Zwei Experten aus G2 verweisen explizit auf die Relevanz der Rolle des Prosumers, worüber Energy Sharing realisiert wird, wobei Menschen in einem Umkreis um die Erzeugungsanlagen freiwillig Mitglieder einer Gemeinschaft werden (E1). Die Rolle des Prosumers verbindet damit Produktion und Konsum, bei der die MitgliederInnen der RECs Letztverbrauchende bleiben (E7).

5.5.2.3 *Subsubkategorie keine neue Marktrolle*

Fünf ExpertInnen aus G1, G3, G5, G6 und G7 führen an, dass es keine neuen Rollen bei der Umsetzung von Energy Sharing geben wird.

Laut E14 (G1) sollten REC die bestehenden Rollen des Lieferanten und des Messstellenbetreibers einnehmen sowie möglicherweise zusätzlich den Betrieb eines kleinen Netzes, was abhängig von der Länge und Komplexität des Kabels ist.

Es sind keine neuen Rollen notwendig, da einzelne MitgliederInnen mit allen Rechten und Pflichten Letztverbrauchende bleiben. REC werden mehrere Rollen einnehmen und sollten das Recht haben, Rollen und Verantwortlichkeiten an Dritte wie Dienstleister abtreten zu können (E5, G3). Voraussichtlich wird die Rolle der Letztverbrauchenden modifiziert, sodass diese Rolle eine REC gegenüber eines Netzbetreibers vertreten kann und die entsprechenden Rechte und Pflichten erhält (E12, G5).

Aufgrund gleicher Verantwortung und Herangehensweise ist es laut E6 aus G6 einfacher, bestehende Rollen einzunehmen. Bei der Entstehung von Teilrollen entsteht jedoch die Gefahr der Zerfaserung des Gesamtsystems.

Laut E18 (G7) gibt es bereits Konstrukte wie die Rolle des Bilanzkreisverantwortlichen oder der Aggregatoren, die bereits Summen von Marktlokationen und virtuelle Energieflüsse in Bilanzkreise managen. Diese Rolle könnte eine REC ebenfalls einnehmen. Die Rolle des Aggregators

ist zwar noch nicht geschaffen, aber findet bereits Anwendung in der Umsetzung von Vertragsthemen mit KundInnen und Fahrplanaustausche mit Bilanzkreisverantwortlichen.

5.5.2.4 *Subsubkategorie beides denkbar*

Für drei ExpertInnen aus G5 und G6 ist es sowohl denkbar, dass neue Rollen entstehen, als auch die Übernahme bestehender Rollen.

Es könnte nach E17 (G5) Versionen wie das Energieversorgungsunternehmen "light" mit der Einnahme der Rolle des Energieversorgungsunternehmens geben. Diese erhielte aber einen Sonderrechtsrahmen wie beispielsweise beim "kleinen Versorger" im Stromsteuerrecht, welche reduzierte Anforderungen haben. Alternativ denkbar wäre eine neue Rolle mit der Abgrenzung zu bestehenden Begrifflichkeiten. Dabei entstünde die Gefahr, dass das Finetuning während der Ausgestaltung wichtige Aspekte vernachlässigt. Das Loslösen von allen Pflichten eines Energieversorgers hätte den größten Effekt für Energy Sharing, was politisch jedoch nicht umsetzbar wäre.

Laut den Experten aus G6 sind neue und bestehende Marktrollen denkbar, solange die Gesamtverantwortung auch hinsichtlich der Netzentgelte mitgedacht wird. Es muss sichergestellt werden, dass das Gesamtsystem nicht gefährdet wird, wenn ungewünschte Verantwortlichkeiten an z.B. Verteilnetzbetreibern hängen bleiben (E6). Beide Optionen sind auch für E10 denkbar, sodass entweder neue Rollen entstehen oder bestehende Rollen ausgefüllt und erweitert werden. Dadurch könnten Versorger zugunsten der Energiewende auch Erzeuger werden, was es vor dem Unbundling der MarktakteurInnen bereits gab.

5.5.3 Verbindung zum Strommarkt

Da an dieser Stelle nur die Aussagen der ExpertInnen zusammengetragen werden, erfolgt keine quantitative Auswertung.

Hinsichtlich der Verbindung der RECs zum bestehenden zentralen Strommarkt gaben die Experten aus G2 an, dass sich Dienstleister um das Ausgleichen des europäischen Stromnetzes kümmern, welches übergeordnet der Wabenstruktur der zellularen Systeme bestehen bleibt (E1). Außerdem verlieren die Übertragungsnetzbetreiber nicht an Bedeutung, da eine reine regionale Versorgung ineffizient ist und ein europäisches Stromnetz zum Austausch über große Distanzen erhalten bleibt (E2). Die Optimierung virtueller Einheiten mit räumlichem Zusammenhang führt nicht dazu, dass das Netz nicht mehr genutzt wird. Die Sektorenkopplung führt nach E13 eher zu einem erhöhten Strombedarf, weswegen das Stromnetz auch mit geringeren Einkünften finanziert werden kann.

Laut E5 aus G3 wird es eine Koexistenz von einem kostengünstigen und versorgungssicheren zentralen sowie dezentralen System im Falle von Reststrombedarf oder Überschussstrom unter

Nutzung der darüberliegenden Netzebenen geben.

Die ExpertInnen aus G5 sind der Meinung, dass die RECs weitere AkteurInnen am zentralen Strommarkt werden, die sich zunächst nicht signifikant, abgesehen von der Ausgestaltung, vom Lieferanten unterscheiden (E9). Eine Energiewabenstruktur ist denkbar, bei der RECs und das Netz durch Bilanzkreise zur Organisation des regional verbrauchten Stroms verbunden sind (E12). Die Einspeisung nach bestimmten Ampelständen ist ein Beispiel wie das Interesse von BetreiberInnen und Verteilnetzbetreibern vereint werden kann oder wie fluktuierende Erneuerbare Energien flexibel integriert werden können (E17).

Die Experten aus G6 geben an, dass eine Umsetzung nur bei wechselseitigem Vorteil für RECs und dem zentralen System unter gemeinsamen Absprachen erfolgreich möglich ist. Beispielhaft ist dabei eine gegenseitige Beteiligungsmöglichkeit von Versorgern an Genossenschaften und Genossenschaften an Stadtwerken (E6). Der Anteil an Community Produkten wird zukünftig bei Anbietern steigen, aber aufgrund anhaltender Wahlfreiheit bleibt der zentrale Markt bestehen (E10).

Die Verbindung zum Strommarkt wird laut E16 (G7) weniger wichtig, wenn man von Bilanzkreismodellen ausgeht und den zellulären Ansatz berücksichtigt.

5.5.4 Subkategorie Zellulares System

Die Subkategorie untergliedert sich in die Kategorien Allgemeine Aussagen, REC kann Zelle sein oder Zelle größer als REC.

5.5.4.1 Subsubkategorie Allgemeine Aussagen

Laut der ExpertInnen aus G2 bedeutet ein zellulares System der Austausch von Energie in den Zellen, wobei der Bezug von Reststrommengen und der Verkauf von Überschussstrom über ein zentrales System erfolgt (E2). Autarke Zellen sind jedoch nicht zielführend, da sie zu teuer und aufwendig sind (E4). Reststromlieferungen sind über technisch herausfordernden zellulären Ansatz möglich, bei dem ein Ausgleich mit vernetzter Nachbarzellen erfolgt und danach eine Ebene höher gegangen wird (E8). Laut E13 ist die Abbildung des Energieausgleichs über Zellen nicht möglich, da in Deutschland ungleiche Erzeugungsverhältnisse hinsichtlich des Stromtransports existieren.

ExpertInnen aus G6 sind der Meinung, dass Zellen aufgrund von Schwankungen überregional zusammenwirken müssen (E6). Ob der Ausgleich der Energie über ein zellulares oder zentrales System erfolgt, ist abhängig von der zukünftigen Regulatorik. Ein zentrales System als einheitliche Plattform für den Energieaustausch der Zellen ist möglich. Die Zellen werden über Verteilnetze ausgeglichen, weil Großspeicher, Wasserstoffherzeuger und Power-to-Gas-Anlagen erhalten bleiben (E10). Die Reststromlieferung und der lokale Ausgleich über einen zellulären Ansatz

auf Netzebene ist für E11 denkbar.

Je nach Struktur, vor allem bei ähnlichen Lastprofilen, würden die RECs trotz Energieaustausch untereinander immer noch Reststromlieferungen benötigen. Dieser Bedarf würde sich jedoch reduzieren (E15, G7).

5.5.4.2 *Subsubkategorie REC kann Zelle sein*

Die Frage, ob eine Renewable Energy Community eine einzelne Zelle bilden kann, wurde von fünf ExpertInnen aus G2, G6 und G7 bestätigt.

ExpertInnen aus G2 gaben an, dass eine REC eine Zelle sein kann, welche aber nicht als vom öffentlichen Netz getrennten Mikrogrid gesehen wird (E2). Eine REC kann je nach Definition, aufgrund von potenziellen Flexibilitätsoptionen für Lastverschiebungen und Schwankungsausgleich basierend auf Mikrooptimierung mit intelligenter Messeinrichtung, eine Zelle sein (E8).

Nach Aussagen der Experten aus G6 kann eine REC eine Zelle bilden, deren Größe abhängig von der Definition ist. Die Kommunikation mit anderen Zellen aufgrund der unterschiedlichen Ansätze und Techniken ist aber als Thema der Zukunft zu sehen (E10). Je nach Informationstechnologien ist es möglich, dass RECs auf einer kleinen Bilanzkreisebene organisiert werden (E11). E16 aus G7 ist der Meinung, dass eine Community zwar eine Zelle sein kann, aber es sollte topographisch überlegt werden, welche Zelle am geeignetsten wären.

5.5.4.3 *Subsubkategorie Zelle größer als REC*

Lediglich drei ExpertInnen aus G2, G5 und G7 sind der Meinung, dass eine Zelle größer sein wird als eine Renewable Energy Community.

Eine REC allein wird laut E7 (G2) keine Zelle sein, da die MitgliederInnen auch zusätzliche Anlagen oder Parks besitzen, die sie zur Eigenversorgung nutzen. Diese werden kein Besitz der RECs sein oder von ihr betrieben werden.

Eine Wabe ist eher als Ansammlung von RECs in kommunaler Größe zu sehen, um die Netzstabilität gewährleisten zu können (E12, G5).

E18 (G7) ergänzt, dass die Frage, ob eine REC eine Zelle kann, eine Frage der Regionalitätsdefinition ist. Es ist davon auszugehen, dass RECs eher größer als Häuserverband aufgrund des homogenen Verbrauchs zu sehen sind. Optimal wäre eine Mischung aus unterschiedlichen Prosumern wie Industrie und Haushalten.

Es folgt die abschließende Zusammenfassung mit einem komprimierten Überblick über die Auswertungsergebnisse.

5.6 Zusammenfassung und Interpretation der Ergebnisse

Die Gliederung der Ergebniszusammenfassung basiert auf den Hauptkategorien des Kategoriensystems.

5.6.1 Gesetzliche Grundlagen

Die Hauptkategorie Gesetzliche Grundlagen lässt sich in vier Subkategorien unterteilen. Darunter fallen zum einen die Definition, wodurch Unterschiede in den Auffassungen der Begrifflichkeiten Energy Sharing und Renewable Energy Communities unter den Gruppen untersucht werden konnten. Zum anderen wurden Missstände in der aktuellen Gesetzeslage, deren potentielle Gründe und gegebenenfalls positive Entwicklungen aufgezeigt.

Definition: G1 gibt als einzige Gruppe an, dass Energy Sharing kein neues Modell ist. G1 ist der Auffassung, dass es lediglich eine andere Bezeichnung für die bereits bekannte Kundenanlage ist. Bei G2, G3, G5 werden der Gemeinschaftsaspekt und die Regionalität hervorgehoben, die sich auf die Themen Erzeugung, Verbrauch, Speicherung, Verkauf der Überschussenergie, Bezug von Reststrom und Eigentum der Erzeugungsanlagen beziehen. Dies widerspricht dem aktuellen Energiehandel, sowie der gemeinschaftlichen Eigenversorgung oder der Stromlieferung. G4 verweist explizit auf das Teilen des Stroms aus kommunalen Windrädern. G6 und G7 verweisen auf neue Geschäftsmodelle und Vermarktungsmöglichkeiten des Überschussstroms. Die Realisierung erfolgt in mehreren Umsetzungsstufen beginnend mit ungesteuerter Ein- und Ausspeisung des Stroms in Bilanzkreisen und Prognosen bis hin zu einem automatischen Energiehandel unter den Teilnehmenden.

Für G1 sind RECs kleine Genossenschaften oder Nachbarschaftskooperative mit technischer Verantwortung hinsichtlich betriebener Mininetze. G2 sagt zum einen, dass RECs Bürgerenergiegesellschaften mit Besitz der Erzeugungsanlagen sind, die größer als Mieterstromprojekte, Quartiere oder Landkreisgrenzen sind und die MitgliederInnen versorgen. Diese Annahme wird von G3 geteilt. Eine differente Auffassung von G2 ist, dass RECs Genossenschaften, Stadtwerke oder regionale Organisationen mit demokratischer Beteiligung der MitgliederInnen sowie sozialen und ökologischen Zielen sein können. Hierbei findet eine Stromlieferung statt. Für G5 ermöglichen RECs den gemeinsamen Anlagenbetrieb ohne selbst ein EVU zu werden und der Stromhandel bzw. die -nutzung erfolgen entweder außerhalb oder über das öffentliche Stromnetz. Laut G6 geht es um Zusammenschlüsse von Menschen auf Ebenen wie Kommunen, Regierungsbezirken, Landkreisen oder Mischungen davon. Sie verbrauchen Strom selbst, übergeben den Überschuss an Bilanzkreise, beliefern MitgliederInnen über die sonstige Direktvermarktung und beziehen Erneuerbaren Strom bei Reststrombedarf. G7 verweist vor allem auf die potentiellen Chancen, die RECs mit sich bringen. Dazu zählen die Ermächtigung der Endverbrauchenden,

Kompetenzverlagerungen oder Entstehung von sozialen Netzwerken und Plattformen mit weiteren Services.

Misstände: Die Subkategorie Misstände unterteilt sich in die Subsubkategorien Abgaben und Umlagen sowie Definition und Umsetzung.

Nur G2 und G4 gaben Misstände in der Gesetzeslage hinsichtlich der Abgaben und Umlagen an. Für die Ausgestaltung von Energy Sharing Projekten erfolgte eine Änderung nicht in angemessener Weise und Eigenverbrauchsprivilegien gehen bei Konzeptansätzen bisher verloren.

Hinsichtlich der Misstände in den Definitionen gaben G2 und G5 bis G7 an, dass Energy Sharing noch nicht legal definiert ist. Der Mieterstrom ist eine erste Annäherung in Form einer Lieferbeziehung und gemeinschaftlicher Eigenverbrauch wird trotz Erhöhung der Eigenverbrauchsgrenze durch die Personenidentität limitiert. MitgliederInnen können sich nicht an Gesellschaften beteiligen und G5 verweist explizit auf die Notwendigkeit der Definition einer weiteren Form der Kundenanlage.

Hinsichtlich der Umsetzung von Energy Sharing erfolgen Angaben von allen sieben Gruppen, in Bezug auf technische Fragen, die noch ungeklärt sind (G1). G2, G6 und G7 sind der Meinung, dass über die sonstige Direktvermarktung Energy Sharing technisch und energiewirtschaftlich bereits möglich wäre und nur die Regulatorik einer Wirtschaftlichkeit im Wege steht. Die Messkosten sind zu hoch, der Smart Meter Rollout zu langsam, die sonstige Direktvermarktung belastet kleine Projekte zu stark oder günstige Vermarktungsmöglichkeiten kleiner Anlagen fehlen. G3 und G5 entgegneten, dass nur Teilaspekte umsetzbar sind und Mieterstrom lediglich einen primären Ansatz darstellt. Die eigentliche Idee der RED II ist dadurch nicht umsetzbar. Die direkte Abrechnung zwischen MitgliederInnen der RECs wird außerdem durch die Einbindung von EVUs aufgrund der Ausschreibungspflicht bei Windenergie verhindert (G4).

Gründe für Misstände: Die Gründe der Misstände wurden von allen ExpertInnen, die eine Aussage trafen, spekulativ abgegeben. Daher werden die Angaben an dieser Stelle nur zusammenfassend genannt und in der Diskussion der Ergebnisse im folgenden Kapitel nicht interpretiert. Genannt wurden beispielsweise die Lobbyarbeit zentraler AkteurInnen, ein fehlender politischer Wille aufgrund der Angst vor steigenden Kosten und Belastungen des EEG-Kontos oder fehlende Entscheidungen, ob das zukünftige Energiesystem dezentral oder zentral gestaltet werden soll. Andere Themen wie der Netzausbau werden möglicherweise priorisiert. Zusätzlich hat das BMWI für zu viele Themen zu wenig Personal und einige Fragen sind hinsichtlich der Umsetzung noch nicht geklärt. Außerdem wird eventuell der Auslegungsspielraum der RED II genutzt, was dem Prosumermodell im Weg steht.

Positive Entwicklungen: Lediglich G2 und G4 geben positive Entwicklungen in den Novellierungen hinsichtlich des 36k-Ansatzes an. Dazu zählen die Windenergie, das Hinzukommen des

Quartiers und die Erhöhung der Eigenverbrauchsgrenze, wodurch Mieterstrommodelle als Vorstufe von Energy Sharing größer werden können.

5.6.2 Potential

Hinsichtlich der Hauptkategorie Potential ergaben sich vier Subkategorien: Relevanz für die Energiewende, die entweder vorliegt oder nicht zwingend erforderlich ist, Chancen, Risiken sowie das Interesse in der Bevölkerung, was von den ExpertInnen als problematisch oder unproblematisch eingeschätzt wird.

Relevanz: Fünfzehn von achtzehn ExpertInnen sind sich einig, dass Energy Sharing eine hohe Relevanz bzw. ein großes Potential für die Energiewende bietet. Die Begründungen unterscheiden sich in den Aspekten einer potentiellen Reduktion des Netzausbaus (G1), einer erhöhten Akzeptanz, der Möglichkeit der Teilhabe gerade in Ballungsgebieten (G2, G3, G4, G6), einer Möglichkeit einer neuen Solarwende (G2, G5) und einer Herstellung des Bezugs zur Stromherkunft (G2, G4) sowie zu einer Aktivierung der Teilnehmenden mit Privatkapital. Als weitere Aspekte werden der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Nutzung von Flexibilitäten wie Elektroautos mit Lastmanagement genannt (G2, G6). Energy Sharing als Lösung zur Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien in das Energiesystem und Abbildung volatiler Energiepreise ohne dass Energieversorger gebraucht werden, wird hinzugefügt (G5, G7). G6 verweist dabei explizit auf die Relevanz von Energy Sharing als weitere Säule der Wahlmöglichkeiten der Zukunft besonders im Portfolio von bürgernahen und nachhaltigen Ökostromversorger. Lediglich G3 sieht eine geringe Relevanz von Energy Sharing, um die benötigte Zubauleistung in Deutschland zu realisieren.

Drei ExpertInnen aus G2, G5 und G7 sind der Meinung, dass Energy Sharing nicht zwingend notwendig ist, um die Energiewende erfolgreich zu realisieren. Sie sehen es allerdings als hilfreiche Unterstützung für politische Entscheidungen und von potenziellen Energieaustausch in den Energiezellen. Jedoch ist sie auch anders zu bewerkstelligen.

Chance: Vierzehn ExpertInnen aus allen Gruppen sehen Chancen durch die Umsetzung von Energy Sharing. Zum Teil sind diese identisch mit der Begründung zur Relevanz von Energy Sharing für das Energiesystem. Hier werden vorrangig die Chance zur Erreichung der Klimaziele (G2), die Akzeptanz (G2, G5), die Teilhabemöglichkeit (G2, G6), die Stärkung des Verständnisses (G5) und die Reduktion des Netzausbaus durch Autarkiesteigerung und einsparbare Kosten (G3, G4, G6, G7) hervorgehoben. Darüber hinaus werden Aspekte, wie die Möglichkeit der Lastanpassungen durch KundInnen (G1), eine Förderung durch zusätzliche Einnahmen in den Regionen und Stärkung des Zusammenhaltes (G2, G5) auch durch die potentielle Umsetzung durch regionale Stadtwerke (G6), die Reduktion der Importabhängigkeiten durch gesteigerte

Versorgungssicherheit (G2, G6), die neuen Vermarktungsmöglichkeiten für kleine oder ausgeförderde Erneuerbare Energien-Anlagen (G2, G6), die Reduktion des Graustroms (G6) und ein reduzierter Bedarf an Ausgleichsenergie durch rechtzeitige Prognose mit entsprechender Digitalisierung (G7), genannt.

Risiken: Vier ExpertInnen aus G1 bis G3 und G6 geben ebenso Risiken hinsichtlich sozialer Aspekte an. Diese treten auf, wenn nicht alle an der Dezentralität teilnehmen können und sich vermehrt Menschen hinsichtlich der Netzkosten entsolidarisieren. Damit werden die verbleibenden Kosten umverteilt und die Stromkosten für den Rest erhöht (G1, G2). Des Weiteren werden die Erhöhung volkswirtschaftlicher Kosten für die Energiewende aufgrund teurerer kleiner Photovoltaik-Anlagen (G3) und die Gefahr der Zerfaserung durch zusätzliche Schnittstellen des Energiesystems als Risiken wahrgenommen/ eingestuft (G6).

Interesse in der Bevölkerung: Fünf ExpertInnen aus G2, G5 und G7 sind der Meinung, dass das Interesse an Energy Sharing in der Bevölkerung gegeben sein wird. Voraussetzung dafür sind eine leichte Umsetzbarkeit (G2), ein finanzieller Anreiz (G2, G5, G7) und dass funktionierende Beispielprojekte gezeigt werden (G7).

Acht ExpertInnen aus allen Gruppen außer G4 verneinen diese Aussage. Gründe dafür sind die Präferenz der Eigenversorgung im ländlichen Raum (G1), eine geringe Wechselbereitschaft (G2, G7), die Angst vor Versorgungsausfällen (G2, G7), ein vermindertes Interesse durch bürokratische Hindernisse und finanzielle Risiken (G3), die Frage der Emotionalisierung der Produkte oder Generation und endendes Interesse beim Abschließen eines Grünstromtarifs (G5, G6, G7). Energy Sharing ist außerdem nicht für die Menschen geeignet, die nur auf der Suche nach einem günstigen Strompreis sind (G6).

5.6.3 Finanzielle Anreize

Aussagen aus der Hauptkategorie finanzielle Anreize lassen sich in die Subkategorien Förderung, Angepasste Netzentgelte, EEG-Umlage, Stromsteuer, CO₂-Bepreisung und monetärer Vorteil der EndkundInnen unterteilen.

Die Subkategorie **Förderung** lässt sich weiterhin in allgemeine Aussagen oder der Präferenz der ExpertInnen hinsichtlich einer Unterstützung der Energy Sharing Konzepte durch eine Änderung des aktuellen Abgaben- und Umlagensystems oder der Einführung einer direkten Förderung unterteilen.

Allgemein verweisen die ExpertInnen darauf, dass eine Förderung nicht zwangsläufig notwendig wäre, wenn Energy Sharing Konzepte fair behandelt werden würden (G2, G5). Dies schließt eine angemessene Reduktion oder Befreiung hinsichtlich der Stromnebenkosten ein, wodurch

beispielsweise die Notwendigkeit entfällt, die sonstige Direktvermarktung zu fördern. Unterschiedlich große Erzeugungsanlagen sollten abgestufte Fördertatbestände erhalten und die potenzielle Förderung sollte einfach erfolgen (G2). Eine Förderung ist aktuell notwendig, um eine Wirtschaftlichkeit zu erzielen und Strukturen mit einer Anlauffinanzierung über einige wenige Jahre zu schaffen, bei der eine fixe Förderung am einfachsten umzusetzen wäre (G2, G3, G6). Gründe dafür sind die Subvention fossiler Energiequellen und die Zahlung der EEG-Umlage. Ein Bedarf an Förderung für die Konzepte entfällt nur bei der Einführung intelligenter Lösungen. Die entsprechende Technik zur Messung der Netznutzung in angemessener Zeit sollte zusätzlich gefördert werden (G2, G7). Letztendlich sollte das Abgaben- und Umlagensystem langfristig angepasst werden (G2, G3). Die Klimaneutralität sollte ins EEG aufgenommen werden, damit die Relevanz für den Umbau des Energiesystems deutlich gemacht wird und nicht als Beihilfe eingestuft wird (G5). Eine Mehrbelastung wie höhere Steuern für nicht gewünschtes Verhalten ist für G7 denkbar. Es ist in jedem Fall notwendig, die potenziellen Vorteile und Einsparungen der RECs zu identifizieren. Dadurch kann eine Differenzierung in der Preisgestaltung bei der Teilnahme an einer REC gerechtfertigt werden.

Zwölf ExpertInnen aus G2 und G5 bis G7 halten eine Änderung des aktuellen Abgaben- und Umlagensystems für sinnvoller als die Einführung einer direkten Förderung. Argumente sprechen dafür, dass durch Anreize des netzdienlichen Verhaltens, welches eine vorherige Definition erfordert, Flexibilitäten gefördert werden (G2, G6). Durch Flexibilitäten können Konzepte dynamischer angepasst werden (G5). Zusätzlich ist eine Änderung des Systems sinnvoll, da eine Förderung nur notwendig wäre, um gegen die aktuelle Regulatorik zu fördern. Diese verhindert eine Wirtschaftlichkeit der Projekte bislang. (G2, G5, G6). Zu der Änderung sind auch neue Vermarktungsmöglichkeiten kleiner Anlagen notwendig. Des Weiteren hat eine Anpassung der Netzentgelte durch die Abbildung physikalischer Zusammenhänge ein größeres Ausmaß als die Reduktion der EEG-Umlage, die sich zukünftig von allein reduzieren wird (G2). Eine Gleichstellung mit Eigenverbrauchsprivilegien ist denkbar, wenn Energy Sharing sich auf private AkteurInnen mit einer maximalen Anlagengröße beschränkt (G5). Für einen lokalen Verbrauch sollten Umlagen und Abgaben komplett entfallen, wenn nach dem EEG keine Vergütung über die sonstige Direktvermarktung erhalten werden kann. Für die Lieferung des Reststroms würde die Umlage immer noch anfallen (G7).

Fünf ExpertInnen aus G2, G4, G7 halten eine direkte Förderung je nach Ausgestaltung (G2) jedoch für einfacher oder sinnvoller, um Energy Sharing Konzepte anzureizen. Genannte Gründe dafür sind eine einfachere Umsetzung und ein schnellerer Ausbau (G7). Eine Änderung des Abgaben- und Umlagensystems erfordere außerdem Aufklärungsarbeit, da die EEG-Umlage, im Vergleich zu den Folgekosten fossiler Energiequellen, auf der Rechnung erscheint (G4). Fragen werden hinsichtlich der Investitionsgrundlage gestellt, da eine Investition durch die EEG-Umlage zu sozialen Problemen bei nicht Teilnehmenden führen kann.

Hinsichtlich angepasster **Netzentgelte** sind zwei ExpertInnen aus G1 und G6 gegen eine Reduktion für Energy Sharing Konzepte aufgrund dessen, dass RECs das Netz weiterhin nutzen (G6) und die volle Backupleistung zur Verfügung gestellt werden würde. Die Kosten des Netzausbaus würden somit auf nicht Teilnehmende verlagert werden (G1).

Vier ExpertInnen aus G2 und G7 sprechen sich für eine Reduktion aus, da sich dadurch für die RECs vor allem Kosten bei zukünftig steigenden Netzentgelten sparen ließen. Unabhängig von der Distanz ist die Stromlieferung bislang noch gleich teuer (G2). Als grundlegend für eine Änderung der Netzentgelte ist eine Berechnung, die potenzielle Einsparungen der Netzbetreiber und das nicht Nutzen von Trafostationen oder bestimmten Spannungsebenen aufzeigt. Ferner sind Reduktionen denkbar, wenn Lastanpassung zu bestimmten Zeiten durch die RECs erfolgen (G7). Weitere vier ExpertInnen aus G1, G5 und G6 sehen ein neues Netzentgeltsystem, bei dem Vorteile von Energy Sharing berücksichtigt werden, am sinnvollsten (G5). Dafür sind Netzentgeltmittlungssysteme mit Bezug auf Leistungen und Flexibilitäten erforderlich. Die Netzentgelte sind durch die Gewährleistung der Versorgungssicherheit der RECs zu begründen, könnten aber durch intelligente Messsysteme dynamisiert werden (G7). Die Beteiligung von Erzeugungsanlagen an den Netzausbaukosten, mit der Gefahr des Ausbaurückganges, dass sowas eintreten kann (G1) sowie der Ersatz der Entnahme basierten Stromanschlusskosten durch Flatrate Tarife (G1, G6).

Hinsichtlich der **EEG-Umlage** bei Energy Sharing Konzepten wird angeführt, dass der Vorteil für RECs bei einer Reduzierung verfällt, wenn politisch entschieden wird, dass das EEG-Konto nicht mehr über die Umlage finanziert werden soll (G2).

Generell sprechen sich sechs ExpertInnen aus G1 und G5 bis G7 für eine Reduktion oder Befreiung der EEG-Umlage für Energy Sharing Projekte aus, sodass eine Gleichbehandlung mit der Eigenversorgung erfolgt (G1, G5, G6). Voraussetzung dafür ist das Klären der Frage, wie die Kostendifferenz ausgeglichen wird (G1). Eine Besserstellung zur Eigenversorgung aufgrund der Systemrelevanz ist ebenfalls vorstellbar (G5). G7 begründet außerdem, dass Erzeugungsanlagen bereits einen Anteil zur Energiewende geleistet haben, wenn sie neu gebaut und nicht gefördert wurden und über die sonstige Direktvermarktung einspeisen.

Zwei ExpertInnen aus G5 und G6 bekunden jedoch, dass eine Reduktion oder Befreiung aufgrund der Entsolidarisierung, Kostenumverteilung und möglicher sozialer Probleme nicht ratsam ist.

Lediglich sechs ExpertInnen aus G1, G2 und G5 bis G7 führen eine potenzielle Reduktion oder Befreiung der **Stromsteuer** an. Ähnliche Aussagen werden weder innerhalb der Gruppen noch zwischen den Gruppen untereinander getroffen. Dies zeigt eine gemischte Haltung innerhalb der ExpertInnenkreise.

Hinsichtlich der **CO₂-Bepreisung** geben fünf der sechs ExpertInnen aus G2, G3, G5 und G6 an, dass die Umsetzung von Energy Sharing ausgebaut wird, indem Einnahmen generiert und die EEG-Umlage reduziert werden kann. Außerdem würden mehr Erneuerbare Energien eingespeist werden und der Bedarf an Änderungen hinsichtlich der Bürokratie und Regulatorik sinken. Eine ExpertInnenmeinung verneint die Relevanz.

Zehn ExpertInnen aus G2, G4, G5 und G7 halten einen **monetären Vorteil für die EndkundInnen** für die Umsetzung von Energy Sharing für relevant. Dieser entsteht, wenn der Strom innerhalb der REC günstiger ist und dieser Vorteil an MitgliederInnen weitergegeben wird. Menschen werden dadurch zur Teilnahme animiert und eine sozial gerechte Mieterstromwende kann realisiert werden (G2, G4, G5). Neben dem monetären Vorteil müssen außerdem möglichst wenig Hürden vorliegen, damit Menschen animiert werden, die sich bisher nicht für Klimaschutz interessieren.

Vier ExpertInnen aus G1, G6 und G7 sind der Meinung, dass ein monetärer Vorteil nicht zwingend erforderlich ist. Die Schaffung von Arbeitsplätzen in der Region bei gleichem Preis kann einen Vorteil mit sich bringen oder es werden andere Bedürfnisse befriedigt. Der Preis sollte jedoch nicht teurer als Grünstromtarife sein (G6).

5.6.4 Umsetzung

Bei der Hauptkategorie Umsetzung ergeben sich die Subkategorien Dienstleistung, Erforderliche Maßnahmen, Regierung als Impulsgeber, Regulatorische Barrieren und Umsetzungsmöglichkeiten.

Dienstleistungen sind laut vierzehn ExpertInnen aus allen Gruppen erforderlich. Es wird darauf verwiesen, dass dies hinsichtlich des Netzservices bei kleinen Mengen sehr teuer sein kann (G1). Der Bedarf an Dienstleistungen wird damit begründet, dass die Regulatorik aktuell zu komplex (G2, G5) ist. Zudem sind RECs zu klein und volkswirtschaftlich zu unbedeutend in politischer Entscheidungsfindung (G4). Dienstleistungen können folgende Aspekte umfassen: Bilanzierung (G2, G5, G6), Energiedatenmanagement (G6), Bilanzkreismanagement (G2, G3, G5, G6), Meldepflichten (G3, G5), Kundenbetreuung (G2, G5, G6), Kundenanmeldung und -abmeldung (G6, G7), Verbraucherschutz (G2), Abrechnung inklusive Stromkennzeichnung (G2, G3, G5, G6, G7), Finanzierung (G5, G7), Lieferantenwechsel (G6), Vertragsthemen (G6), IoT Dienstleistungen bei großem Datenbedarf wie Visualisierung von Energieflüssen (G6), Beschaffung (G6) und digitales Management kleiner Einheiten (G7). RECs werden dies nur ab bestimmter Größe und Know-How eigenständig bewerkstelligen können (G2, G5, G6, G7). Dies bietet neue Geschäftsmodelle für Ökostromanbieter, Verteilnetzbetreiber und Stadtwerke oder Cloud Provider, deren Dienstleistungen von RECs leicht in Anspruch zu nehmen sein sollten (G2, G3, G5, G7). Als Alternative

kann das über Aggregatoren erfolgen (G5). Ein einzelne Ansprechpartnerin oder ein Ansprechpartner ist dabei ratsam, was aufgrund der Professionalisierung durch EVUs durchführbar ist (G7).

Fünf ExpertInnen aus G2, G3 und G4 sind zwar gleichermaßen der Meinung, dass Dienstleistungen durch RECs in Anspruch genommen werden, jedoch verweisen sie explizit darauf, dass die Ausgestaltung von Energy Sharing und der RECs das Maß an Dienstleistung definiert. Zunächst muss definiert werden, welche Mitteilungs- und Bilanzierungspflichten bestehen bleiben, welche Technik verwandt wird oder wie groß und professionell die RECs sein sollen (G2, G3, G7). Bei einer Umsetzung über Smart Meter sind auch RECs ohne Dienstleistungsbedarf vorstellbar (G2). Laut G3 werden keine Prozesse oder Pflichten für RECs entfallen, damit das Gesamtsystem stabil bleibt. Anderes führe nur zu einer Verlagerung der Verantwortlichkeiten auf andere AkteureInnen (G3).

Alle ExpertInnen aus allen Gruppen sind der Meinung, dass **Maßnahmen** zur Umsetzung von Energy Sharing erforderlich sind. Diese Maßnahmen sind beispielsweise die Abschaffung der Stromkennzeichnung (G1) und das Doppelvermarktungsverbot (G6). Erforderlich ist die Ermittlung von Vorteilen durch die Einführung von RECs sowie die Anpassung oder Dynamisierung der Netzentgelte und anderer Abgaben oder Umlagen (G1, G2, G6, G7). Ermittlungen sind auch hinsichtlich der Auswirkungen auf die EEG-Umlage bei einer Förderung notwendig (G5). Die Rechtssicherheit ist bei einem Strommix aufgrund dezentraler und zentraler Stromlieferung innerhalb eines Hauses herzustellen (G1). Es sollte sich für einen dezentralen oder zentralen Ansatz entschieden werden und RECs über Landkreisgrenzen hinaus definiert und Energy Sharing ausgestaltet werden (G2, G5). Außerdem ist eine Reduzierung der bürokratischen Hindernisse und Vereinfachungen, gerade für kleine Anlagen, bei Themen wie Herkunftsnachweis, Direktvermarktungsanforderungen, Speichereinbindungen, Mess- und Eichrecht, Verrechnung von Zählerständen in einem Objekt und an mehreren Netzanschlusspunkten, Blockchain, Stromein- und -verkauf vorzunehmen (G2, G3, G4, G6). Es sollte Unterstützung und Beratung der RECs zur Finanzierung durch z.B. Bürgerenergiefonds geben oder in Form eines One-Stop-Shops bzw. bundesweiter Agenturen. Dort können wünschenswerterweise alle Mitteilungspflichten unter Verwendung eines Regelwerkes erfüllt werden (G2, G5, G6). Förderung sollte bereitgestellt und vereinfacht (G2, G7) oder Mehrbelastung bei nicht Teilnehmenden auferlegt werden (G7). Sanktionen bei nicht Mitarbeit an Energy Sharing sind plausibel und eine leichtere Gesetzgebung in Dachflächennutzung ist erforderlich (G2). Der Smart Meter Rollout ist relevant, damit KundInnen nicht über minderwertige Messtechnik bilanziert werden. Damit kann eine einheitliche technologische Basis für Protokollkompatibilität und Technologieeinheitlichkeit gewährleistet werden (G2, G6, G7). Eine Reduktion und das Klären von Fragen rund um finanzielle Risiken, gerade bei Ein- und Austritt der MitgliederInnen der RECs sind notwendig, was über Bürgschaften staatlicher

Institutionen realisierbar wäre (G3, G7). Eine einfache Teilhabemöglichkeit für Dritte (G3, G5) und die Ermöglichung, die Förderung und das Klären der Fragen rund um Flexibilitäten und neuen digitalen Lösungen gelten als Notwendigkeit (G2, G5, G6). Des Weiteren ist die Abschaffung unbestimmter Rechtsbegriffe mit Interpretationsspielräumen sowie eine Reduktion der Graustromvermarktung durch Anpassung von Gesetzen und Definition von geeigneten Räumen für Energy Sharing durch die Bundesnetzagentur erforderlich (G5). Ebenso sind eine Beteiligung Aller an Kosten und Verantwortlichkeiten an das Gesamtsystem hinsichtlich Netzstörungen oder -ausfällen, eine Vereinfachung der Fördertatbestände bei Themen wie Speichertechnologien und Wasserstoff, sowie ein Zusammenschluss von Dienstleistungsanbieter zur Schaffung von Synergieeffekten und Wissensaustausch erforderlich (G6). Dienstleister sollten Make-or-Buy-Entscheidungen hinsichtlich eines Full Service Provider Paketes treffen (G6, G7). Schließlich ist der Ausbau von Photovoltaik und Batteriespeichern sowie die Entwicklung von Community Designs auf unterschiedlichen Spannungsebenen relevant (G7).

Acht ExpertInnen aus allen Gruppen außer G4 sehen die Regierung als **Impulsgeber** für Energy Sharing. Sie erachten es als ihre Pflicht, Energy Sharing umzusetzen und es für die EndkundInnen so einfach wie möglich zugänglich zu machen (G3, G6, G7). Dies ist jedoch erst in der nächsten Legislaturperiode zu erwarten (G2). Ohne den Impuls durch die Regierung wird eine Umsetzung nicht erdenklich sein. Die RECs könnten daraufhin mit einer direkten Anwendbarkeit drohen (G5). Institutionen und Reallabore seitens der Regierung wären zum Aufzeigen der Umsetzbarkeit von Energy Sharing ausreichend, um Unternehmen zu animieren (G6). Eine Unterstützung durch Verbände ist dafür notwendig (G6).

Die weiteren acht ExpertInnen aus G2, G4, G5 und G7 sind der Meinung, dass ein Impuls trotz Wunsch aus der Regierung nicht zu erwarten ist, da Verbraucherschutz und Transparenzthemen gerade bei Entregulierungen neuer Modelle zu beachten sind (G5). Der Impuls kommt eher von Verbänden (G2, G5), Unternehmen, Bildungseinrichtungen, wissenschaftliche Institutionen (G2) oder der Zivilgesellschaft (G2, G4), die mit Wahlen Einfluss auf die Politik ausübt. Dies bedarf vorheriger Aufklärungs- und Öffentlichkeitsarbeit (G2). Vertragsverletzungsverfahren der EU sowie Incentivierungen und Pönale sind vorstellbar, damit sich der Markt aufgrund von Lobbyarbeit und geänderten Gesetzgebungen bewegt (G7).

Drei ExpertInnen aus G3, G5 und G6 gaben an, dass Energy Sharing bereits **umzusetzen** ist, da die Einzelaspekte möglich sind und nur die Anreize fehlen. Grund dafür ist, dass Abgaben und Umlagen in voller Höhe zu zahlen sind (G3, G5). Eine Umsetzung über (Unter-)Bilanzkreise, sonstiger Direktvermarktung und hochauflösendem Messen ist realisierbar, wenn die energiewirtschaftlichen Regeln eingehalten werden (G6).

5.6.5 Energiewirtschaftliche Aspekte

Die Hauptkategorie Energiewirtschaftliche Aspekte lässt sich untergliedern in die Kategorien Bilanzierung, Marktrolle, Verbindung zum Strommarkt und das zellulare System.

Bilanzierung: Vier ExpertInnen aus G2 und G7 sehen die Bilanzierung von RECs als Notwendigkeit. Dieser Bedarf entsteht ab einer bestimmten Größe und wird durch Dienstleister realisiert (G2), um das Funktionieren des Gesamtsystems nicht zu gefährden. Ansonsten müssten weniger Schätzungen der KundInnen über SLP erfolgen und in Echtzeit über Smart Meter gemessen werden. Die Bilanzkreise sind auch für den Austausch der Energie unter den RECs notwendig (G7).

Laut der ExpertInnen ist es vorstellbar, dass RECs zukünftig neue oder bestehende **Marktrollen** und Verantwortlichkeiten einnehmen oder explizit ProsumerInnen als Rolle hinzukommen. Acht ExpertInnen aus G2, G4, G5 und G7 denken, dass es neue Rollen geben wird, bei der die volle Bilanzierungspflicht reduziert und es wie bei EVUs weniger Rechte und Pflichten geben wird. Dies ist nicht mit einer Stromlieferung, also einem Versorger oder Letztverbrauchenden gleichzusetzen. Für die zugeschnittenen neuen Rollen fällt nicht die gesamte Marktkommunikation inklusiver angepasster Abrechnung und Bilanzkreismanagement an. Handelsplattformen zur Datenübermittlung oder Direktvermarktung können diesbezüglich entstehen (G2, G5). Klassische Energieversorger verlieren an Bedeutung und lokale ManagerInnen sind aufgrund fehlender Expertise in Stromhandel, Bilanzierung und anderen Verantwortlichkeiten nicht mit EVUs zu vergleichen (G7). Zwei ExpertInnen aus G2 nennen die Rolle des Prosumers, die für RECs relevant sein kann. Dabei wird Produktion und Konsum verbunden und die MitgliederInnen bleiben Letztverbrauchende.

Fünf ExpertInnen aus G1, G3, G5, G6 und G7 sind anderer Meinung und gehen davon aus, dass RECs z.B. die Rollen der Lieferanten, Messstellenbetreiber und möglicherweise Netzbetreiber (G1) einnehmen, mit dem Recht Verantwortlichkeiten an Dritte abzugeben (G3). Die Übernahme bestehender Rollen ist einfacher und birgt weniger Gefahr, das bestehende System zu zerfasern (G6). Die MitgliederInnen bleiben weiterhin mit Rechten und Pflichten Letztverbrauchende (G3). Die RECs können bei einer Modifikation des Letztverbrauchenden möglicherweise auch diese Rolle gegenüber Netzbetreibern einnehmen (G5). Als Alternative wäre die Rolle des Aggregators, die zwar noch nicht geschaffen wurde, aber bereits Anwendung findet (G7).

Drei ExpertInnen können sich beide Szenarien vorstellen, wenn die Gesamtverantwortung für das Stromnetz unter Berücksichtigung aller Beteiligten mitgedacht wird (G6). Es wird darauf verwiesen, dass bei einer Entstehung von neuen Rollen eine Abgrenzung zu bestehenden Begrifflichkeiten relevant ist (G5). Eine Rückkehr zu Versorgern, die gleichzeitig Erzeuger sind, hätte den Effekt einer Umkehr des Unbundlings (G6).

Verbindung Strommarkt: Trotz potenzieller Wabenstruktur der RECs bleibt das europäische Stromnetz übergeordnet für den Stromaustausch über große Distanzen erhalten und wird durch Dienstleister bilanziell ausgeglichen (G2). Dadurch kann kostengünstig und versorgungssicher Reststrom bezogen oder Überschussstrom über darüberliegende Netzebenen verkauft werden (G3). Die Verbindung zum Strommarkt läuft über Bilanzkreise ab, die RECs abbilden, welche weitere AkteurInnen am Markt sein werden. Dabei sind Einspeisungen nach Ampelständen ein Mittel, um Interessen von BetreiberInnen und Verteilnetzbetreibern zu vereinen (G5). Um eine erfolgreiche Umsetzung zu gewährleisten, ist das Verbinden der Interessen, auch bei gegenseitigen Beteiligungsmöglichkeiten von Versorgern an RECs und vice versa, erforderlich. Aufgrund der Wahlfreiheit bleibt der zentrale Markt bestehen (G6) oder er verliert an Bedeutung, wenn man Bilanzkreismodelle inklusive zellulärem Ansatz zugrunde legt (G7).

Zellulärer Ansatz: Allgemein sagen die ExpertInnen, dass mögliche Zellen nicht autark sein werden und die Verbindung zum zentralen Strommarkt bestehen bleibt. Reststromlieferungen unter den Zellen ist erst durch einen technisch herausfordernden zellulären Ansatz möglich, was aufgrund ungleicher Erzeugungsverhältnisse in Deutschland schwerer umsetzbar ist (G2). Daher müssen die Zellen überregional zusammenwirken. Eine einheitliche zentrale Plattform zum Austausch der Energie der Zellen ist dennoch denkbar (G6). Der Bedarf an Reststrom reduziert sich zwar durch den Energieaustausch der RECs untereinander, aber fällt bei ähnlichen Lastprofilen nicht ganz weg.

Fünf ExpertInnen aus G2, G6 und G7 sind der Meinung, dass eine REC eine Zelle sein kann, die nicht vom Netz getrennt ist. Gründe dafür sind Flexibilitätsoptionen für Lastverschiebungen und Schwankungsausgleich basierend auf Mikrooptimierung mit intelligenter Messeinrichtung (G2). Die Größe der Zelle ist abhängig von der zukünftigen Definition und Ausgestaltung auch hinsichtlich verwandter Informationstechnologien (G6). Topographisch geeignete Zelle sind präferierend zu überlegen, auch wenn eine REC eine Zelle sein kann (G7).

Drei ExpertInnen aus G2, G5 und G7 verneinen dies und führen an, dass MitgliederInnen der RECs zusätzliche Erzeugungsanlagen besitzen, die nicht Teil der RECs sein werden (G2). Eine Ansammlung von RECs in kommunaler Größe ist hinsichtlich der Gewährleistung von Netzstabilität plausibel (G5). Abschließend ist eine Definition größer als Häuserverbunde sinnvoll, da erst bei der Kombination von beispielsweise Industrie und Haushalten ein homogenes Verbrauchsprofil ausgeglichen wird (G7).

Diese Zusammenfassung dient als Grundlage zur Diskussion und Interpretation der Auswertungsergebnisse, worauf im nächsten Kapitel eingegangen wird.

6 Diskussion

In diesem Kapitel werden die erläuterten Ergebnisse diskutiert, um die Forschungsfragen zu beantworten. Dafür wird auch die aktuelle Forschung, die im Grundlagenkapitel vorgestellt wurde, vergleichend herangezogen. Anschließend erfolgen die Handlungsempfehlungen für Ökostromversorger und die methodische Diskussion.

6.1 Ergebnisdiskussion

Die Ergebnisdiskussion dient dazu, die drei Forschungsfragen zu beantworten. Die erste Forschungsfrage wird dahingehend beleuchtet, ob es innerhalb der ExpertInnenmeinungen signifikante Abweichungen oder zusätzliche Erkenntnisse zu der Literaturrecherche gibt. Die Beantwortung der zweiten Frage wird mithilfe einer Interpretation der Ergebnisse aus den Interviews erfolgen.

Die letzte Frage wird durch die Interpretation der Interviewergebnisse erfolgen, sodass Handlungsempfehlungen für Ökostromversorger abgeleitet werden können. An dieser Stelle werden die Forschungsfragen erneut angeführt.

- Forschungsfrage 1: Welches Potential bietet Energy Sharing und welche Barrieren liegen in der Regulatorik des deutschen Energiemarktes vor?
- Forschungsfrage 2: Sollte Energy Sharing gefördert werden?
- Forschungsfrage 3: Wie können Energy Sharing Konzepte umgesetzt werden und welche Handlungsempfehlungen für Ökostromversorger lassen sich aus den Erkenntnissen ableiten?

Auf Grundlage der Fragen ließen sich Annahmen formulieren. Diese Annahmen lauten wie folgt:

- Es war davon auszugehen, dass je nach Themenfeld und Spezialisierung der ExpertInnen unterschiedliche Aussagen über die Umsetzbarkeit von Energy Sharing abgegeben werden.
- Unter Berücksichtigung der aktuellen Regulatorik ist Energy Sharing weder wirtschaftlich attraktiv noch umsetzbar. Die Arbeit zeigt auf, dass neue gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen werden müssen.
- Energieversorger werden Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften aufgrund der Komplexität der energiewirtschaftlichen Prozesse bei der Umsetzung der Projekte unterstützen.
- Energy Sharing ermöglicht den Aufbau neuer Geschäftsfelder von Ökostromlieferanten.

6.1.1 Forschungsfrage 1

Auf Grundlage der Literaturrecherche gelten beispielsweise der erforderliche Netzausbau, die Energieverluste bei langen Übertragungswegen und die Umweltschäden durch fossile Energiequellen als Nachteile von zentralen Energieversorgungssystemen. Den Auswirkungen der Nachteile kann durch dezentrale Systeme entgegengewirkt werden. Allerdings weisen auch diese Systeme Probleme auf. Beispielsweise schwindet die Akzeptanz bei einer Nichtbeteiligung der Personen im Umkreis der Projektgebiete von Erneuerbaren Energien. Energy Sharing ist ein Ansatz, um das Problem der Akzeptanz zu lösen, indem in die Projektregionen investiert wird und weitere AkteurInnen beteiligt werden. Die Faktoren Akzeptanz und Ausbau der Erneuerbare Energien sind grundlegende Ziele der RED II. Diese Ziele wurden von ExpertInnen bestätigt und die Relevanz für die Energiewende von fünfzehn Personen aus allen Gruppen als hoch eingeschätzt. Die Argumentation unterscheidet sich nach dem ExpertInnenwissen je nach Gruppe. Die Gruppe Verteilnetzbetreiber bestätigt z.B. die potenzielle Reduktion des Netzausbaus, wohingegen die Gruppe Stadtwerk / EVU darauf verweist, dass Energy Sharing als weitere wichtige Säule eines Portfolios von bürgernahen und nachhaltigen Ökostromversorgern als Wahlmöglichkeit gesehen werden kann.

Ein weiterer Vorteil der dezentralen Erzeugung ist außerdem der Ausbau der Erneuerbaren Energien, was auch von ExpertInnen aus Verband und Stadtwerk / EVU bestätigt wird. Die Gruppe Forschung und Beratung führt an, dass Energy Sharing zwar hinsichtlich der Akzeptanz, aber nicht für den benötigten Ausbau relevant sein kann.

Die meisten Gruppen verdeutlichen die Möglichkeit der Reduktion des Netzausbaus, die erhöhte Akzeptanz und die Möglichkeit, vor allem in Ballungsbieten, an der Energiewende teilzunehmen. Dies gilt auch für Personen, die aufgrund verschiedener Faktoren nicht die besten Bedingungen für die Errichtung von Erzeugungsanlagen haben. Dadurch können auch laut RechtsexpertInnen Privatpersonen mit ihrem Privatkapital aktiviert werden.

Die Marktanalyse zeigt, dass die installierte Leistung der relevanten Energiequellen stetig gestiegen ist. Über 40% der installierten Leistung sind bereits in Bürgerhand. Dies zeigt großes Potential, wenn die Privatpersonen aktiviert und an der Energiewende beteiligt werden können. Zwar sind Photovoltaik und die Windenergie relevante Energiequellen für Energy Sharing Konzepte, aber nicht gleichermaßen umsetzbar. Photovoltaikanlagen können dabei ein größeres Potential zugesprochen werden, weil eine Installation auf Hausdächern auch im städtischen Raum leichter umzusetzen ist. Des Weiteren sind die Investitionskosten niedriger, was die Bildung und Vergrößerung von RECs erleichtert. Dabei beträgt die Verteilung in Bürgerhand mit 48% bereits fast die Hälfte der installierten Leistung. Um das Potential zur Aktivierung der Privatpersonen zu überprüfen, wurden die ExpertInnen hinsichtlich ihrer Einschätzung zu dem Interesse in der Bevölkerung an Energy Sharing befragt. Zwar sagen fünf ExpertInnen aus Verband, Recht und

Produktentwicklung, dass dies bei einer leichten Umsetzung, finanziellen Anreizen und funktionierenden Beispielprojekten aufzufinden sein wird. Acht ExpertInnen aus allen Gruppen außer der Gruppe Projektentwicklung Wind stufen das Interesse als problematisch ein. Dies beruht unter anderem auf der Präferenz der Eigenversorgung im ländlichen Raum, geringer Wechselbereitschaft oder der Angst vor Versorgungsausfällen. Ein Aspekt, der gruppenübergreifend genannt wird, ist das endende Interesse beim Abschließen eines Grünstromtarifs.

Um das Stromnetz stabil zu halten und Engpässe zu vermeiden, sind laut Literaturergebnissen Flexibilitäten erforderlich, bei denen Netz- und Systemdienstleistungen bereitgestellt werden müssen. Energy Sharing bietet in städtischen Räumen die Möglichkeit diese Flexibilitäten anzubieten. Beispielsweise führen ExpertInnen aus den Gruppen Verband und Stadtwerk / EVU dafür die Nutzung von Elektroautos und Lastmanagement an.

Die Literatur zeigt, dass Unsicherheiten bei dezentralen Märkten, die sich vom Netz entkoppeln, entstehen. Zusätzlich sind diese aufgrund der Auslegung teurer. Energy Sharing Konzepte sollen weiterhin mit dem Netz verbunden sein und würden dementsprechend dieses Problem beheben. Bislang gibt es nur begrenzte Möglichkeiten, den Überschussstrom im Zuge der Eigenversorgung zu nutzen. ExpertInnen aus der Gruppe Stadtwerk / EVU sowie Produktentwicklung sehen in Energy Sharing die Möglichkeit der Entstehung neuer Geschäftsmodelle und Vermarktungsmöglichkeiten des Überschussstroms.

Die Recherche ergab außerdem, dass das Umweltbewusstsein wegen der Identifikation mit dem Strom aus der Region gestärkt wird. Dies wird von RechtsexpertInnen damit begründet, dass das allgemeine Verständnis steigt. Der Bezug zur Stromherkunft wird laut ExpertInnen aus Gruppe Verband und Projektentwicklung Wind hergestellt.

Energy Sharing gilt als Chance für auslaufende EEG-Anlagen, was durch ExpertInnen aus den Gruppen Verband und Stadtwerk / EVU nachgewiesen wird. Sie bestätigen, dass neue Vermarktungsmöglichkeiten für kleine oder ausgeförderte Erneuerbare Energieanlagen auf den Markt kommen können.

Weitere Chancen wie die erhöhte Dachflächennutzung und die Solarwendepflicht, die in der Literatur angeführt wurden, wurden bestätigt. Dies lässt schließen, dass Energy Sharing einer neuen Solarwende dienen kann. Gleiches gilt für den Vorteil der Schaffung von zusätzlichen Einnahmequellen und Arbeitsplätzen. Dadurch werden die Region und der Zusammenhalt laut ExpertInnen aus den Gruppen Verband und Recht gestärkt.

Da laut Gruppe Verteilnetzbetreiber KundInnen die Möglichkeit der Lastanpassungen haben, bestätigt dies die Chance, weniger Spitzenlasten kappen zu müssen. Des Weiteren wird von vier ExpertInnengruppen angeführt, dass der Autarkiegrad steigt und dadurch Kosten eingespart werden können. Mit der Recherche lässt es sich dadurch begründen, dass im Zuge von Eigenverbrauchskonzepten die Reststromlieferungen reduziert werden können. Weniger Strom wird aus

dem Netz und durch die RECs geliefert. Außerdem würde Energy Sharing eine beschriebene Eigenverbrauchserhöhung ohne zusätzliche Speichersysteme ermöglichen.

Weitere Chancen, die sich lediglich aus den Interviews ergaben und in der Literatur keine Erwähnung fanden, sind die vereinfachte Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien in das Energiesystem und die Abbildung volatiler Energiepreise, ohne dass Energieversorger gebraucht werden. Außerdem werden als Chancen die Erreichung der Klimaziele, die Reduktion des Graustroms und ein reduzierter Bedarf an Ausgleichsenergie durch rechtzeitige Prognose mit entsprechender Digitalisierung gewertet.

Aspekte, die laut der Literatur als Chance genannt werden, aber durch die ExpertInnen nicht erwähnt werden, sind die Nutzungsmöglichkeit von Second Life Batteries, wodurch sie eine Relevanz absprechen. Zusätzlich wird die Senkung der CO₂-Emission aufgrund des reduzierten Verbrauchs nicht genannt.

Als weiteren Punkt führt die Literatur an, dass soziale Ungleichheiten reduziert werden. ExpertInnen verweisen jedoch darauf, dass gerade diese Ungerechtigkeiten mögliche Risiken von Energy Sharing sind. Dies geschieht laut ExpertInnen aus der Gruppe Verteilnetzbetreiber, Forschung / Beratung und Stadtwerk / EVU, wenn durch eine Entsolidarisierung hinsichtlich der Netzentgelte der Strompreis steigt und sich die verbliebenen Menschen möglicherweise nicht die Mitgliedsgebühren der RECs leisten können. Eine weitere Gefahr wird außerdem in der Zerfaserung des Systems gesehen, wenn mehr Schnittstellen im Energiesystem hinzukommen.

Hinsichtlich des nötigen Impulses geben genauso viele Personen an, dass die Regierung in der Pflicht wäre oder sein sollte, Energy Sharing einzuführen, wie die Personen, die angegeben haben, dass das nicht zu erwarten ist. Es werden daher Aufklärungs- und Öffentlichkeitsarbeit durch Verbände, Unternehmen, Bildungseinrichtungen, wissenschaftliche Institutionen oder der Zivilgesellschaft empfohlen.

Die Literaturrecherche zeigt, dass die Vermarktung des Stroms über den Markt stattfinden muss, da der erzeugungsnahe Verbrauch regulatorisch nicht wirtschaftlich ist oder so der Anspruch auf Marktprämie oder Einspeisevergütung verloren geht. Des Weiteren müssen bei der Lieferung von Reststrom im Zuge der Eigenversorgung bisher alle Meldepflichten erfüllt werden. Die ExpertInnen bestätigen diese Aussagen und ergänzen, dass die Erhöhung der Eigenverbrauchsgrenze zwar positiv ist, dieser aber nach wie vor durch die Personenidentität limitiert ist oder Privilegien bei Ansätzen von Energy Sharing bei der Eigenversorgung verloren gehen. Weitere genannte Gründe sind zu hohe Messkosten, ein zu langsamer Smart Meter Rollout, eine zu teure Vermarktung kleiner Anlagen bei Anwendung der sonstigen Direktvermarktung und fehlende Alternativen gibt. Dies unterstreicht die Aussagen aus der Literaturrecherche, dass im Zuge der Herkunftsnachweise eine Anmeldung für kleine Anlagen 50 € beträgt. Daher werden neue Technologien

und Geschäftsmodelle benötigt. Weitere der von den ExpertInnen genannten Barrieren sind vor allem das Doppelvermarktungsverbot oder, laut RechtsexpertIn, dass nur ein Lieferatbestand für zu viele Lieferbeziehungen vorliegt.

Auffällig ist, dass die Doppelbelastung bei Ein- und Ausspeisung bei Batterien durch die ExpertInnen nicht bestätigt wurde und dies somit nicht als relevante Hürde anzusehen ist.

6.1.2 Forschungsfrage 2

Die Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing Projekten ist bislang problematisch, da z.B. die Kosten für jede Registrierung der Erzeugungsanlagen 50 € beträgt. Die Frage, ob Energy Sharing Konzepte gefördert werden sollten, ist die zweite Forschungsfrage. Alle ExpertInnen aus der Gruppe Verteilnetzbetreiber und Projektentwicklung Wind sind sich einig, dass eine Förderung bei einer fairen Behandlung von Energy Sharing nicht erforderlich wäre. Diese beiden Gruppen haben weniger Erfahrung in der Umsetzung solcher Konzepte, was zu einer abweichenden Einschätzung bezüglich der Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing Projekten führt.

Auf dem deutschen Energiemarkt sind der Mieterstrom und die Eigenversorgung Modelle, die hier bereits Privilegien bekommen. Dies ist für Energy Sharing ebenfalls möglich. In Spanien wurde beispielsweise die kollektive Eigenversorgung mit Änderungen des Abgaben- und Umlagensystems eingeführt. Dabei wird es TeilnehmerInnen ermöglicht, das Netz zu nutzen und andere mit Überschussstrom zu beliefern, ohne EVU werden zu müssen. Die Auswertung ergab, dass sich mehr als doppelt so viele ExpertInnen von Verbänden, Recht und Produktentwicklung für jene Änderung der Abgaben und Umlagen aussprechen als diejenigen, die eine Einführung einer direkten Förderung präferieren. Italien gilt als Beispielland, wie eine direkte Förderung aussehen kann. Dort gibt es einen festen Betrag für eine geteilte Kilowattstunde und eine anteilige Netzentgelterstattung.

Bei einer Stromlieferung von einem Ökostromenergielieferanten sind die größten zu zahlenden Kostenbestandteile die Netzentgelte und die EEG-Umlage. Eine Änderung der Zahlungspflicht hätte laut der ExpertInnen den größten Einfluss auf den Preis. Die Sensitivitätsanalyse ergab, dass eine Reduktion der Netzentgelte den größten Einflussfaktor vorweisen könnte, wenn diese für die RECs reduziert werden. Es gab vier ExpertInnenmeinungen, die sich für eine Reduktion der Netzentgelte für RECs aussprachen. Diese ExpertInnen waren der Gruppe Verband und Produktentwicklung zuzuordnen. Weitere vier Personen aus der Gruppe Verteilnetzbetreiber, Recht, Stadtwerken bzw. EVUs finden, dass zumindest ein neues System geschaffen werden müsste. Lediglich zwei von VNB und Stadtwerk bzw. EVU sprachen sich gegen eine Reduktion für RECs aus. Es ist auffällig, dass vor allem die Personen, denen beruflich das größte Wissen über das

Stromnetz zuzusprechen ist, sich für ein neues System positionieren und weniger für eine pauschale Reduktion im Vergleich zu den Gruppen Verband und Produktentwicklung. Diese Personen scheinen zwar die Reduktion als große Chance zu sehen, aber sind wenig mit den Konsequenzen vertraut. Ein Beispiel für ein angepasstes Netzentgeltsystem ist Österreich. Dort werden die Netzentgelte für Mittel- und Niederspannungsebenen gesenkt und die MitgliederInnen zusätzlich von der Strom- und Ökostromabgabe befreit.

Die Reduzierung der EEG-Umlage in Deutschland wurde von sechs ExpertInnen aus den Gruppen Verteilnetzbetreiber, Recht, Stadtwerk bzw. EVU und Produktentwicklung favorisiert. Zwei Personen aus der Gruppe Recht und Stadtwerk / EVU verweisen darauf, dass es auch mit Risiken verbunden ist. Argumentativ beläuft sich das auf die Möglichkeit, die Projekte der Eigenversorgung gleichzustellen. Dies würde bei anderen unveränderten Strompreisbestandteilen sowie einer Reduktion der Umlage auf 40 % eine Kostenersparnis von 3,9 ct/kWh im Vergleich zu einer Stromlieferung eines Ökostromversorgers bedeuten.

Die Reduktion anderer möglicher Kostenbestandteile ist weniger relevant. Zumindest sechs Personen aus den Gruppen Verteilnetzbetreiber, Verband und Recht sprechen der Reduktion der Stromsteuer eine Bedeutung zu. Hinsichtlich der CO₂-Bepreisung sehen ebenfalls sechs Personen aus Verband, Forschung / Beratung, Recht und Stadtwerk / EVU einen Hebel für Energy Sharing Projekte.

Laut des Impulspapiers von Energy Brainpool beteiligen sich Menschen vor allem bei einem monetären Vorteil. Dies steht nicht in einem Widerspruch zu den Zielen der RED II, dass die RECs keine Gewinnmaximierungsabsichten haben sollen. Vier Personen von VNB, Stadtwerk / EVU und Produktentwicklung erachten diesen monetären Vorteil nicht als zwingend notwendig, wenn sich zumindest andere Vorteile für MitgliederInnen ergeben oder Bedürfnisse befriedigt werden. Mehr als doppelt so viele Personen aus Verband, Recht, Projekt- und Produktentwicklung bestätigen, dass der monetäre Vorteil für die Aktivierung der Bevölkerung relevant ist.

6.1.3 Forschungsfrage 3

Zunächst ist anzumerken, dass Energy Sharing im englischsprachigen Raum bereits als Begrifflichkeit existiert. Dies ist oft gleichbedeutend mit dem P2P-Energiehandel, welches ein 1:1 Verhältnis der Beteiligten abbildet, die Erzeugungsanlagen besitzen und den Strom miteinander tauschen. P2P bietet die Möglichkeit, zu zeigen, wie sich RECs beispielhaft über Blockchain oder Online Matching Plattformen organisieren können. Dort liegt die Beschränkung bislang auf dem bilanziellen Teilen, wohingegen bei Energy Sharing auch das physikalische Teilen ermöglicht werden soll.

Beim Energy Sharing handelt es sich um die gleichen AkteurInnen. Auf Grundlage der RED II ist nach Mehrheit der ExpertInnenmeinungen ein gemeinschaftliches Agieren hinsichtlich der Aspekte Erzeugung, Verbrauch, Speicherung, Verkauf der Überschussenergie, Bezug von

Reststrom und Eigentum der Erzeugungsanlagen vorgesehen. Hervorgehoben wurde, dass dies nicht dem aktuellen Energiehandel, der gemeinschaftlichen Eigenversorgung oder der Stromlieferung entspricht.

Auf Grundlage der Literatur kann Energy Sharing in Form von Eigenversorgung nicht umgesetzt werden, da bei dem gemeinsamen Agieren von mehreren Personen bislang noch die Personenidentität im Weg steht. Dies ist bereits ab zwei Häusern, die sich gemeinsam versorgen wollen, nicht mehr gewährleistet. Eine gemeinschaftliche Eigenversorgung ist laut VerbandsexpertInnen daher nicht möglich. Außerdem ist je nach Größe der Zusammenschlüsse nicht mehr der unmittelbare räumliche Zusammenhang gegeben und der Strom darf nicht durchs Netz geleitet werden.

In dieser Forschungsarbeit wurde außerdem der Mieterstrom als weitere dezentrale Energieversorgungsform vorgestellt. Dies ist ein Beispiel einer Kundenanlage, die in Deutschland bereits existiert und für die die Regulierungen nach EnWG nicht gelten. Eine Person aus der Gruppe Verteilnetzbetreiber gab an, dass Energy Sharing kein neues Modell ist und bereits als Kundenanlage bekannt ist und nur anders genannt wird. Dabei wären die RECs bei einem Betrieb der Anlagen technisch für Mininetze verantwortlich. Es ist anzumerken, dass bei der Kundenanlage ein räumlicher Zusammenhang vorliegen muss. Ab einer bestimmten Größe der RECs wäre also eine Erweiterung der Definition erforderlich. Ein Rechtsexperte bestätigte, dass im EnWG eine dritte Version der Kundenanlage hätte eingeführt werden müssen. Dies ermöglichte zusätzlich die Zuordnung, in welchen Fällen eine Netzversorgung vorliegt und was unter dem räumlichen Zusammenhang zu verstehen ist.

Ein weiterer Ansatz der Forschungsarbeit ist der vernetzt-zelluläre Ansatz des VDEs, welcher weiterhin den Netzausbau aufgrund netzdienlicher Flexibilitäten reduzieren kann. Energy Sharing kann beispielsweise darüber verwirklicht werden, indem ein Spannungsausgleich über alle Ebenen stattfinden würde und keine Autarkie innerhalb der Zellen erforderlich wäre. Dies wurde von den ExpertInnen bestätigt und verdeutlicht, dass eine Verbindung zum existierenden Strommarkt für beispielsweise Reststromlieferungen erhalten bleibt, da der Austausch innerhalb der Zelle durch VerbandsexpertInnen bislang als noch zu herausfordernd angesehen wird. Daher verliert das übergeordnete europäische Stromnetz inklusive der Abbildung in Bilanzkreisen nicht an Bedeutung. Ein überregionales Zusammenwirken der Energiezellen auf zentralen Plattformen ist laut ExpertInnen aus der Gruppe Stadtwerk / EVU vorstellbar. Die Frage, wie groß die Zellen zukünftig sein werden, wurde lediglich von acht ExpertInnen von den Gruppen Verband, Recht, Stadtwerk / EVU und Produktentwicklung beantwortet. In der Gruppe, in der keine RechtsexpertInnen vorkamen, wurde gemutmaßt, dass eine REC zukünftig durch eine Zelle abgebildet werden kann. In der zweiten Gruppe, in der keine ExpertInnen von Stadtwerk / EVU vertreten waren, wurde angegeben, dass eine Zelle eher als ein Zusammenschluss mehrerer RECs in

beispielsweise kommunaler Größe zu sehen ist. Genannter Grund war, dass sonst die Netzstabilität nicht gewährleistet werden könnte. Außerdem wurde nahegelegt, dass nur eine Kombination von verschiedenen VerbraucherInnen wie HaushaltskundInnen und der Industrie homogene Verbrauchsprofile ausgleichen würden. Das bedeutet, dass selbst wenn RECs als eine Zelle definiert werden, sich diese mit anderen Zellen zusammenschließen werden. Darüber wird ein Energieausgleich innerhalb von Bilanzkreisen stattfinden.

Die Notwendigkeit der Bilanzierung von RECs durch Dienstleister wurde von vier ExpertInnen aus den Gruppen Verband und Produktentwicklung bestätigt. Auch laut des Impulspapiers von Energy Brainpool treten Energy Sharing Communities innerhalb von Bilanzierungsgebieten in Form von Unterbilanzkreisen auf. Dies wurde von der Gruppe Stadtwerk / EVU bestätigt und darauf verwiesen, dass über die Unterbilanzkreise eine Umsetzung von Energy Sharing möglich ist, da die Einzelaspekte von Energy Sharing bereits umsetzbar sind.

Es gibt z.B. die gemeinschaftliche Erzeugung von Energie durch Bürgerenergiegesellschaften. Die Definition der ExpertInnen betont, dass auch Verbrauch, Speicherung, Verkauf der Überschussenergie, Bezug von Reststrom und Eigentum der Erzeugungsanlagen eingeschlossen sind. RECs können dabei entweder größere Bürgerenergiegesellschaften oder andere Zusammenschlüsse wie Genossenschaften sein, die die MitgliederInnen beliefern und demokratische Beteiligungsmöglichkeiten haben sowie ökologische und soziale Ziele fokussieren.

Bei einer Umsetzung von Energy Sharing in Unterbilanzkreisen würde zusätzlich die existierende sonstige Direktvermarktung als Teil der aktuellen Stromvermarktung, hochauflösendes Messen und die Einhaltung der energiewirtschaftlichen Regeln benötigt. Der Umsetzung steht die fehlende Wirtschaftlichkeit aufgrund fehlender Anreize im Wege, die im vorherigen Abschnitt bereits erläutert wurde. Diese Erkenntnis widerlegt teilweise die zweite Annahme der Forschungsarbeit, dass Energy Sharing noch nicht umsetzbar ist. Energy Sharing ist zu diesem Zeitpunkt bereits umsetzbar, aber noch nicht wirtschaftlich ausgestaltet. Zwar ist es noch nicht wirtschaftlich, aber prinzipiell bereits realisierbar. Aus diesem Grund ist es besonders relevant, neue Rahmenbedingungen zu schaffen. Dadurch kann Energy Sharing vereinfacht werden, wovon auch die Wirtschaftlichkeit profitieren wird. Einige ExpertInnen heben hervor, dass besonders die für Energy Sharing benötigte Messtechnik zu teuer ist. Die Literaturrecherche ergab, dass BKVs bislang viertelstundenscharfe Prognosen an ÜNBs für das Aufrechterhalten des stabilen Stromnetzes senden müssen. Es zeigt sich, dass die Einführung des Smart Meter Rollouts die Relevanz dieser Prognosen reduzieren und die Integration von Energy Sharing in das aktuelle System vereinfachen würde. Dies bietet außerdem die Möglichkeit, bestimmte Verantwortlichkeiten zu reduzieren. Die Gruppe Produktentwicklung bestätigt dies mit der Aussage, dass über die erforderliche Einführung von Smart Metern weniger Schätzungen der KundInnen über SLP erfolgen müsste, da in Echtzeit gemessen werden könnte. Diese und weitere erforderliche Maßnahmen sind in den

folgenden zwei Tabellen an dieser Stelle zusammenfassend aufgelistet. Für die Umsetzung von Energy Sharing ist es grundlegend wichtig, dass Maßnahmen in verschiedenen Bereichen umgesetzt werden. Jede Gruppe hat mindestens eine erforderliche Maßnahme angeführt, die in den folgenden Tabellen angeführt werden.

Tabelle 8: Erforderliche Maßnahmen vor Projektbeginn, eigene Darstellung

Maßnahmen vor Beginn der Projekte	Gruppen
Abschaffung der Stromkennzeichnung	Verband
Abschaffung des Doppelvermarktungsverbotes	Stadtwerk / EVU
Ermittlung der Vorteile durch die Einführung von RECs, Anpassung / Dynamisierung der Netzentgelte und anderer Abgaben oder Umlagen	VNB, Verband, Stadtwerk / EVU, Produktentwicklung
Ermittlung der Auswirkungen auf EEG-Umlage bei einer Förderung	Recht
Herstellen von Rechtssicherheit bei Strommix aus dezentraler und zentraler Stromlieferung innerhalb eines Hauses	VNB
Entscheidung für dezentralen oder zentralen Ansatz Definition der RECs über Landkreisgrenzen hinaus, Ausgestaltung von Energy Sharing	Verband, Recht
Unterstützung und Beratung zur Finanzierung durch z.B. Bürgerenergiefonds oder One-Stop-Shops bzw. bundesweiter Agenturen	Verband, Recht, Stadtwerk / EVU
Bereitstellung und Vereinfachung der Förderung	Verband, Produktentwicklung
Leichtere Gesetzgebung in Dachflächennutzung	Verband
Smart Meter Rollout für einheitliche technologische Basis für Protokollkompatibilität und Technologieeinheitlichkeit	Verband, Stadtwerk / EVU, Produktentwicklung
Reduktion und Klären von Fragen hinsichtlich finanzieller Risiken (über Bürgschaften staatlicher Institutionen denkbar)	Forschung / Beratung, Produktentwicklung
Ermöglichung, Förderung und das Klären der Fragen rund um Flexibilitäten und neuen digitalen Lösungen	Verband, Recht, Stadtwerk / EVU
Abschaffung unbestimmter Rechtsbegriffe mit Interpretationsspielräumen sowie Reduktion der Graustromvermarktung durch Anpassung von Gesetzen und Definition von geeigneten Räumen durch die Bundesnetzagentur	Recht

Der genannte One-Stop-Shop soll laut Literatur in Österreich umgesetzt werden. Die angegebenen Maßnahmen unterscheiden sich hinsichtlich der Argumentation je nach beruflichem Background. Dies bestätigt die erste Annahme der Forschungsarbeit. Die angegebenen Maßnahmen ließen sich dabei in Aktivitäten unterteilen – in jene, die vor einem Projektstart von Energy Sharing notwendig sind (Tabelle 8Tabelle 9) und jene, die weiterhin in der Betriebsphase relevant sind (Tabelle 9).

Tabelle 9: Erforderliche Maßnahmen während Projektlaufzeit, eigene Darstellung

Maßnahmen während Projektlaufzeit	Gruppen
Reduzierung bürokratischer Hindernisse und Vereinfachungen gerade für kleine Anlagen bei Themen wie Herkunftsnachweis, Direktvermarktungsanforderungen, Speichereinbindungen, Mess- und Eichrecht, Verrechnung von Zählerständen in einem Objekt und an mehreren Netzanschlusspunkten, Blockchain, Stromein- und -verkauf vorzunehmen	Verband, Forschung / Beratung, Projektentwicklung Wind, Stadtwerk / EVU
Auferlegen der Mehrbelastung bei nicht Teilnehmenden	Produktentwicklung
Sanktionen bei nicht Mitarbeit an Energy Sharing denkbar	Verband
Einfache Teilhabemöglichkeit für Dritte	Forschung / Beratung, Recht
Beteiligung Aller an Kosten und Verantwortlichkeiten an das Gesamtsystem hinsichtlich Netzstörungen oder -ausfällen, Vereinfachung der Fördertatbestände bei Speichertechnologien und Wasserstoff, Zusammenschluss von Dienstleistungsanbietern	Stadtwerk / EVU
Make-or-Buy Entscheidung hinsichtlich Full Service Provider Paketes durch Dienstleister	Stadtwerk / EVU, Produktentwicklung
Ausbau von Photovoltaik und Batteriespeichern sowie die Entwicklung von Community Designs auch auf unterschiedlichen Spannungsebenen	Produktentwicklung

Zur Erforderlichkeit von Dienstleistungen, neben den Ausführungen, ergab die Literaturrecherche, dass dezentrale Systeme zwar weniger Energieverluste aufweisen, sich aber die Effizienz ohne verantwortlichen Koordinator reduziert. Bei dem P2P Energiehandel werden Dienstleistungen für eine Koordination von Aktivitäten vorgeschlagen. An dieser Stelle wird empfohlen, dass RECs Dienstleistungen von Anbietern mit dem benötigten Know-how für eine gesteigerte Effizienz hinsichtlich des Gesamtsystems in Anspruch nehmen. Eine große Mehrheit der ExpertInnen war der Meinung, dass RECs diese Dienstleistungen essenziell benötigen, da die zu erledigenden Prozesse zu komplex oder für kleine Projekte zu teuer sind. In der folgenden Abbildung 21 sind die Dienstleistungen, die von der jeweiligen ExpertInnengruppe angegeben wurden, zusammengetragen. Sie ließen sich in vier Kategorien einteilen, die sich auf Aktivitäten hinsichtlich Geld, Strom, KundInnen und Daten beziehen. Dienstleistungen rund um Finanzierungen müssen teilweise vor dem Start der Projekte stattfinden. Alle anderen Aktivitäten ergeben sich während der Durchführung von Energy Sharing. In der Kategorie Strom wurden am häufigsten ein Bedarf an Bilanzierung, Bilanzkreismanagement sowie Abrechnung inklusive Stromkennzeichnung genannt.

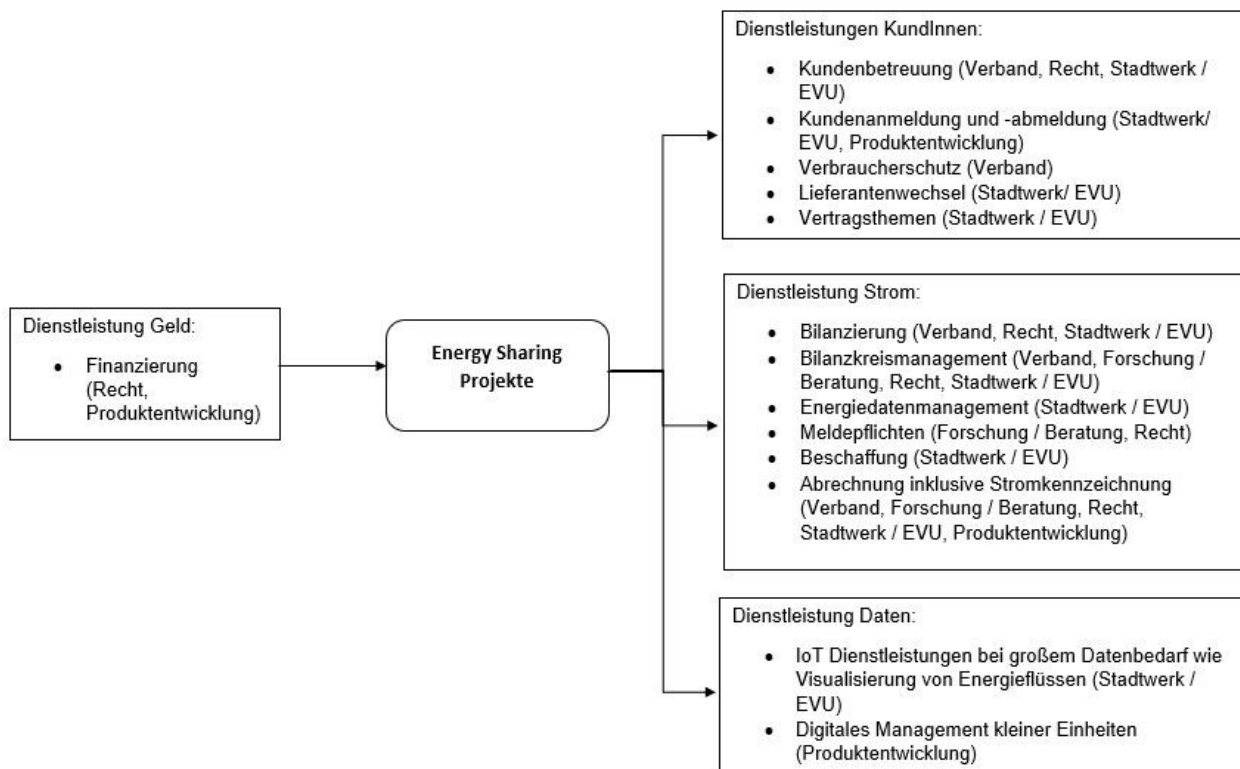


Abbildung 21: Dienstleistungskategorien, eigene Darstellung

Die verbleibenden ExpertInnen waren der Meinung, dass einige der Aktivitäten als Dienstleistung in Anspruch genommen werden. Das Ausmaß des Bedarfs wird durch die zukünftige Ausgestaltung und Größe der RECs beeinflusst. Dies würde ebenfalls definieren, welche Mitteilungs- und Bilanzierungspflichten bestehen bleiben. Nach einer ExpertInnenmeinung aus der Gruppe Forschung / Beratung werden die Pflichten nicht vollständig entfallen, da dies die Stabilität des Gesamtsystems erhält und andere Ansätze nur zu einer Verlagerung der Verantwortlichkeiten führe. Grundlegend für die Überlegung, welche Aufgaben bei einer Ausgestaltung als Dienstleistungen durch die RECs abgegeben werden, ist die Zuweisung von Marktrollen, deren Verantwortlichkeiten in GPKE und MaBis definiert sind. ExpertInnen wurden befragt, ob eine Zuordnung zu bestehenden oder neuen Marktrollen wahrscheinlicher ist. Es ergab sich ein geteiltes Stimmungsbild, bei dem zehn ExpertInnen aus den Gruppen Verband, Projektentwicklung Wind, Recht und Produktentwicklung der Meinung sind, dass neue Rollen wie beispielsweise die ProsumerInnen entstehen werden. Die Rollen wären geprägt von einer reduzierten Bilanzierungspflicht, Marktkommunikation und weniger Rechten und Pflichten als bei den jetzigen EVUs. Das zeigt, dass kein Gleichsetzen mit einer reinen Stromlieferung bzw. Versorgung der LetztverbraucherInnen erfolgen würde. Zumindest acht Personen aus allen Gruppen außer Verband und Projektentwicklung können sich vorstellen, dass beide Szenarien denkbar sind oder dass neue Rollen entstehen werden. Die Abbildung 22 zeigt die Rollen, die entstehen können und welche Aufgaben sich

- Dahingehend sollte Greenpeace Energy eine Make-or-Buy-Entscheidung treffen.
- Dabei kann die Energiegenossenschaft ebenso als einzelne Ansprechpartnerin auftreten, indem bestimmte Dienstleistungen an Dritte abgegeben bei anderen Firmen eingekauft werden. Wichtig ist dafür das rechtzeitige Aufbauen von Kontakten zu relevanten PartnerInnen auf dem Markt.
- Es wird empfohlen, eine Position zum Thema Energy Sharing zu veröffentlichen und zu erläutern, welche Services angeboten werden sollen. Vorstellbar wäre die Abbildung der Dienstleistungsblöcke Strom und KundInnen aus der Abbildung 21 und das Einkufen der Dienstleistungskategorien Geld und Daten.
- Da drei ExpertInnen der Meinung sind, dass Energy Sharing bereits umgesetzt werden kann, wird Greenpeace Energy empfohlen, bereits Konzepte vorzubereiten. Insbesondere auch, weil laut einer Gruppe die klassischen Energieversorger an Bedeutung verlieren. Die Hürde ist aktuell die fehlende hochauflösende und kostengünstige Messtechnik, deren Entwicklung weiterhin beobachtet und berücksichtigt werden sollte.
- Dahingehende Konzepte können folgende sein:
 - Das Anbieten zentraler Plattformen für RECs
 - Eine Konzeptentwicklung mit Unterbilanzkreisen, sonstiger Direktvermarktung und Einhalten aktueller energiewirtschaftlicher Prozesse und verschiedenen Business Cases je nach zukünftigen Preisen der intelligenten Messsysteme
- Die Relevanz von Energy Sharing für die Energiewende aufgrund der Teilhabemöglichkeit, auch in Ballungsgebieten, und Akzeptanzsteigerung wurde durch die Forschungsarbeit bestätigt. Da dies für Greenpeace Energy von großer Bedeutung ist, wird Folgendes stark empfohlen:
 - Druck auf die Regierung ausüben, da deren aktueller Impuls nicht als ausreichend anzusehen ist.
 - Ermittlung der Vorteile der RECs auf das deutsche Stromnetz fordern, was die RED II in Form einer Kosten-Nutzen-Analyse bereits vorschreibt.
 - Genannte erforderliche Maßnahmen unterstützen, um eine Realisierung zu vereinfachen.
 - Aufklärungs- und Öffentlichkeitsarbeit mithilfe von Kampagnen durchführen, um die Bevölkerung zu aktivieren und Interesse über einen Ökostromtarif hinaus zu wecken. Diese Aktivierung würde für einen zusätzlichen Impuls sorgen und Druck auf die Regierung bei politischen Entscheidungen ausüben.

- Kampagnen mit dem Fokus der gesteigerten Dachflächennutzung in den Städten und einer neuer Solarwende im Sinne der Solarpflicht sind durchzuführen.
- Kampagnen sind zusätzlich vorstellbar, um Unterschiede zwischen P2P, Mieterstrom und Eigenversorgung im Vergleich zu Energy Sharing für die KundInnen verständlich zu machen und Chancen zu vermitteln, die in dieser Forschungsarbeit identifiziert wurden.
- Da der Dienstleistungsbedarf von der Ausgestaltung abhängt, sollte Greenpeace Energy dahingehend Einfluss auf die Politik nehmen, sodass entwickelte Konzepte Anwendung finden können

6.2 Methodische Diskussion

In diesem Abschnitt wird die Forschung hinsichtlich des methodischen Vorgehens und der Auswertung der Daten beschrieben. Die Literaturrecherche erfolgte systematisch, um auszuschließen, dass relevante Veröffentlichungen übersehen werden. Dies wurde innerhalb der Bearbeitungszeit wiederholend kontrolliert. Es ist nicht auszuschließen, dass dennoch bestimmte Artikel übersehen wurden und stellt nicht den Erwartung auf Vollständigkeit.

Der für die Interviews genutzte Gesprächsleitfaden wurde mithilfe der ersten interviewten Person überprüft und nach einem Feedbackgespräch reduziert, da er für die geplante Zeit zu viele Detailfragen beinhaltete. Die Endversion befindet sich im Anhang. Das Gespräch der ersten Person wurde anhand des finalen Gesprächsleitfadens ausgewertet, sodass nur die verbliebenen Fragen genutzt wurden. Damit wurde die Vergleichbarkeit der Ergebnisse gewährleistet.

Um die ExpertInnen nicht in ihrer Meinung zu beeinflussen, wurden offene Fragen gestellt, auf die die Interviewten frei antworten konnten. Dieses Vorgehen führte dazu, dass bei einigen ExpertInnengruppen mehr Nachfragen gestellt werden mussten als bei anderen, um eine Vergleichbarkeit zu gewährleisten. Das kann damit begründet werden, dass sich die subjektiven Erfahrungen aufgrund der beruflichen Werdegänge unterscheiden und die Personen das Thema Energy Sharing aus anderen Aspekten beleuchteten. Die verwendete qualitative Forschungsmethode ist nicht statistisch repräsentativ, sondern spiegelt subjektive Meinungen der ExpertInnen wider. Daher sind die Aussagen nicht zu verallgemeinern und im Kontext der Arbeit zu verstehen. Die Aussagen waren zwar subjektiv, aber wurden nicht in einem persönlichen, sondern in einem professionellen Kontext abgegeben. Diese Antworten wurden nach Angaben der ExpertInnen also nur abgegeben, wenn sie auf fundiertem Fachwissen oder praktischen Erfahrungen im beruflichen Kontext beruhten. Die qualitative Forschungsmethode wurde mit achtzehn Personen durchgeführt, was im Rahmen der verfügbaren Zeit zur Erstellung der Masterarbeit angemessen war. Die Ergebnisse sind statistisch nicht repräsentativ.

Da die Personen aus verschiedenen ExpertInnengruppen befragt wurden, kann davon

ausgegangen werden, dass dennoch Erkenntnisse aus den Aussagen ableitbar sind. Diese gewinnen an Aussagekraft, da die interviewten Personen Expertise in Energy Sharing auf Grundlage der RED II vorweisen konnten.

Bogner et. al (2014, S. 37) raten von einer Durchführung der Gespräche am Telefon ab und empfehlen ein persönliches Interview. Aufgrund der Pandemie konnte der Empfehlung nicht nachgegangen werden. Die Telefongespräche erwiesen sich außerdem als vorteilhaft, da es Personen weit entfernt von der Forscherin gab. Ablenkungen oder Einbußen in der Konzentration konnten dabei nicht festgestellt werden. Da nur eine Person das Interview leitete, wurde es anschließend protokolliert, was eine aufmerksame Gesprächsdurchführung sicherstellte.

Die Forschungsmethode ExpertInneninterviews wurde ausgewählt, um Personen aus verschiedenen Bereichen, die über Wissen hinsichtlich der deutschen Energiewirtschaft verfügen, zu befragen. Um ein umfangreiches Meinungsbild zu erfassen, wurden alle relevanten Berufsgruppen befragt, die zu einer Teilnahme bereit waren. Dies konnte durch die vorliegende Forschungsarbeit nicht geleistet werden, da beispielsweise von der Bundesnetzagentur oder politischen EntscheidungsträgerInnen keine Personen zu einer Teilnahme bereit waren. Deren Ansichten hätten die Auswertung um gegebenenfalls kritische Punkte ergänzen können und wären für eine ganzheitlichere Erfassung des Themas relevant gewesen. Daher waren generelle Aussagen bei gleichen Fragen unter den TeilnehmerInnen ableitbar. Ausschließlich die Subkategorie, die die Gründe der Missstände betrachtet, enthält Aussagen der ExpertInnen, die weniger auf fundiertem Wissen und mehr auf dem Bauchgefühl beruhten. Daher wurden sie nur ergänzend dem Auswertungskapitel beigefügt, aber nicht für die weitere Beantwortung der Forschungsfrage genutzt.

Da technisches Wissen aufgrund potentieller Fehlerquellen nicht ausreichend über ExpertInneninterviews abgebildet werden kann (Bogner et al. 2014, S. 18), wurden dazu keine Fragen gestellt und die Interviews nur hinsichtlich Potential, Barrieren, einer möglichen Förderung sowie Umsetzung von Energy Sharing gestellt. Um das Thema Energy Sharing umfassend abzubilden, sind ebenso technische Aspekte von Bedeutung, die in der Forschungsarbeit nicht fokussiert wurden. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit können als Orientierung für weitere Forschung hinsichtlich einer konkreten Gesetzesänderung, entwickelbaren Dienstleistungsgeschäftsmodellen oder konkreten Umsetzungsbeispielen genutzt werden.

Da die qualitative Inhaltsanalyse systematisch verlief, wird eine Überprüfbarkeit der Forschung ermöglicht, was ebenfalls die Aussagekraft der Forschungsarbeit bestätigt. Die Analyse beinhaltet zwei Checks: den Intracodercheck und die Intercoder-Reliabilitätsprüfung. Der Intracodercheck wurde so durchgeführt, dass die Forschungsarbeit ein stabiles und verlässliches Vorgehen vorweist. Die Intercoder-Reliabilitätsprüfung erfolgt nicht, da die Arbeit durch eine Forscherin erstellt wurde. Zu empfehlen wäre eine Überprüfung des Kategoriensystems durch eine zweite Person. Es ist in der Hinsicht kritisch zu betrachten, da dies die Objektivität sicherstellt. Nach Mayring

(2002) können sieben Gütekriterien genutzt werden. Erstes ist die Verfahrensdokumentation, was durch die methodische Vorgehensbeschreibung gewährleistet wurde. Die argumentative Absicherung der Interpretationen fand in der Diskussion der Ergebnisse statt, da die aktuelle Forschung als Reflexionsgrundlage genutzt wurde. Damit wurde gleichzeitig die Triangulation berücksichtigt. Die Regelgeleitetheit wurde mit dem Categoriesystem und den Definitionen, unter welchen Voraussetzungen die Kategorien induktiv entwickelt wurden, sichergestellt. All dies ermöglichte es, die Auswertung systematisch durchzuführen. Die Nähe zum Forschungsgegenstand war durch die ExpertInnen gegeben, da dies das Kriterium war, um überhaupt in die Forschung inkludiert zu werden. Nur das Gütekriterium der kommunikativen Validierung wurde in dieser Forschungsarbeit nicht erfüllt, da die Protokolle den ExpertInnen nach den Interviews nicht noch einmal vorgelegt wurden.

Im folgenden Kapitel wird die Forschungsarbeit zusammengefasst und ein Ausblick über zukünftige Forschungsthemen gegeben.

7 Fazit und Ausblick

Die vorliegende Arbeit hat die Potentiale von Energy Sharing auf Grundlage der Renewable Directive II und die regulatorischen Barrieren des deutschen Energiemarktes aufgezeigt, die eine Umsetzung bislang verhindern. Daraus können Handlungsempfehlungen für Ökostromversorger wie Greenpeace Energy abgeleitet werden.

Es wurde zunächst eine Literaturrecherche durchgeführt, um die Erkenntnisse aus der vorliegenden Forschungsarbeit damit zu vergleichen bzw. einzubetten und Gemeinsamkeiten, Unterschiede und Auffälligkeiten aufzeigen zu können. Um ergänzende Aussagen über die Relevanz zu treffen, wurde eine Marktanalyse vorgenommen. Außerdem erfolgte eine Sensitivitätsanalyse darüber, welchen Einfluss eine Reduktion der Kostenbestandteile des Strompreises für Renewable Energy Communities im Vergleich zu einer Stromlieferung eines Ökostromversorgers hat. Weiterhin fand eine qualitative Inhaltsanalyse nach der Durchführung von achtzehn ExpertInneninterviews aus sieben verschiedenen Berufsgruppen statt. Diese Gruppen waren Verteilnetzbetreiber, Verband, Forschung / Beratung, Projektentwicklung Wind, Recht, Stadtwerk / Energieversorgungsunternehmen und Produktentwicklung.

Die Marktanalyse beschränkte sich auf die Erneuerbaren Energiequellen Photovoltaik und Windenergie Onshore in Hinsicht auf deren Eigentumsstrukturen. Die Sensitivitätsanalyse wurde mit den Kostenbestandteilen EEG-Umlage und Netzentgelte durchgeführt, da diese bisher unabhängig von den Versorgern unveränderliche Preisbestandteile bei Stromlieferungen sind. Gleichzeitig weisen sie signifikant die größten absoluten Preiswerte auf. Es wurde weiterhin dokumentiert, wie die Interviews systematisch analysiert und Kategorien, anhand des Untersuchungsmaterials, induktiv entwickelt wurden.

Die Auswertung der Interviews erfolgte mithilfe der Erstellung eines Kategoriensystems, bestehend aus den fünf Hauptkategorien mit mehreren Sub- und Subsubkategorien: Gesetzliche Grundlagen, Potential, Finanzielle Anreize, Umsetzung und Energiewirtschaftliche Aspekte.

Die drei gestellten Forschungsfragen konnten mithilfe einer kritischen Diskussion beantwortet werden. Dabei zeigte sich, dass vor allem der Teilhabeaspekt, die Akzeptanzsteigerung und die Möglichkeit den Netzausbau zu reduzieren, entscheidende Vorteile von Energy Sharing Konzepten sind. Diese wären bereits umsetzbar, wenn die aktuelle Regulatorik nicht der Wirtschaftlichkeit im Wege stehen würde. Daher wird empfohlen, die Regulatorik hinsichtlich des Abgaben- und Umlagensystems anzupassen, um die Projekte indirekt zu fördern bzw. fair zu behandeln.

Die Forschungsarbeit hat einen Einblick darüber gegeben, welches Potential Energy Sharing Konzepte haben können und wodurch eine Umsetzung aktuell verhindert wird. Daraus ließen sich Handlungsempfehlungen für Ökostromerzeuger ableiten. Da auf Grundlage der gewählten Forschungsmethode kein technisches Wissen abgefragt wurde, sind diese Aspekte in einer weiteren Betrachtung von Interesse. Weitere Forschungsansätze sind demnach die konkrete technische Konzeptionierung von Energy Sharing Projekten, sowie die Entwicklung von Geschäftsmodellen inklusive Dienstleistungsangeboten. Außerdem wäre eine Identifikation interessant, ob hinsichtlich der technischen Anforderungen eine Mindest- oder Maximalgröße der RECs in Bezug auf den Energieverbrauch oder die Erzeugung eingehalten werden muss.

Da die verschiedenen deutschen Parteien abweichende Einstellungen zu den Themen Erneuerbare Energien und anknüpfenden innovativen Konzepten haben, wird das Ergebnis der Bundestagswahlen und die neue Regierungsbildung einen Einfluss auf Energy Sharing haben. Viele Aspekte sind stark abhängig von politischen Entscheidungen, da diese die Ausgestaltung beeinflussen. Die Forschungsarbeit verdeutlicht, dass Energy Sharing für die Energiewende großes Potential zugesprochen wird. Da Greenpeace Energy möglichst energiewendefreundlich agieren möchte, wird empfohlen die Konzepte mit in das Portfolio aufzunehmen. Die ExpertInnen aus verschiedenen Gruppen waren sich einig, dass nur bei sehr großen und professionellen RECs kein Dienstleistungsbedarf entstehen wird. Es wird daher empfohlen, dass Greenpeace Energy in Zukunft Produkte entwickelt und verstärkt Öffentlichkeits- und Aufklärungsarbeit für dieses Thema durchführt, um das Interesse in der Bevölkerung zu aktivieren. Gleichzeitig kann ein Impuls auf die politischen EntscheidungsträgerInnen ausgeübt werden. Da der Smart Meter Rollout ein entscheidender Faktor in der Realisierung der Konzepte sein wird, ist die Entwicklung kontinuierlich zu verfolgen. Bezugnehmend auf Al Gore lässt sich bestätigen, dass die Klimaerwärmung ein ernst zu nehmendes Problem unserer heutigen Zeit ist. Energy Sharing kann einen Beitrag dazu leisten, dass das Fieber nicht weiter steigt.

8 Literaturverzeichnis

100 Prozent Erneuerbar Stiftung (2021a): Eigenversorgung. Online verfügbar unter <https://100-prozent-erneuerbar.de/wiki/Eigenversorgung>, zuletzt geprüft am 28.06.2021.

100 Prozent Erneuerbar Stiftung (2021b): Energieversorgungsunternehmen. Online verfügbar unter <https://100-prozent-erneuerbar.de/wiki/Energieversorgungsunternehmen>, zuletzt geprüft am 28.06.2021.

100 Prozent Erneuerbar Stiftung (2021c): Reststrom. Online verfügbar unter <https://100-prozent-erneuerbar.de/wiki/Reststrom>, zuletzt geprüft am 28.06.2021.

Agentur für Erneuerbare Energien (2021): Eigentümerstruktur der Erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/grafiken/eigentuerstruktur-erneuerbare-energien>, zuletzt geprüft am 11.06.2021.

Agora Energiewende (2017): Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlage einer Politisierten Debatte. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 09.07.2021.

Agora Energiewende (2021): CO₂-Preis und EEG-Umlage. Online verfügbar unter <https://www.agora-energiewende.de/blog/co2-preis-und-eeg-umlage>, zuletzt geprüft am 07.06.2021.

Baur, N.; Blasius, J. (Hg.) (2019a): Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Baur, N.; Blasius, J. (Hg.) (2019b): Handbuch Methoden der empirischen Sozialforschung. 2. Aufl.: Springer VS (3).

Berekoven, L.; Eckert, W.; Ellenrieder, P. (2009): Marktforschung. Methodische Grundlagen und praktische Anwendung. 12. überarbeitete und erweiterte Auflage. Wiesbaden: Gabler Verlag / GWV Fachverlage GmbH Wiesbaden.

Blohm, H.; Lüder, K.; Schaefer, C. (2012): Investition. Schwachstellenanalyse des Investitionsbereichs und Investitionsrechnung. 10. bearb. und aktualisierte Aufl. München: Vahlen.

Bogner, A.; Littig, B.; Menz, W. (2014): Interviews mit Experten. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Böll-Stiftung (2019): Energieatlas. Daten und Fakten über die Erneuerbaren in Europa 2018. Online verfügbar unter https://www.boell.de/sites/default/files/energieatlas2018.pdf?dimension1=ds_energieatlas, zuletzt geprüft am 10.02.2021.

Boos Hummel & Wegerich (2017): Schlussbericht Mieterstrom. Rechtliche Einordnung, Organisationsformen, Potenziale und Wirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen (MSM). Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/schlussbericht-mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=10, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2012): Das deutsche Stromnetz. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/abbildung-das-deutsche-stromnetz.html>, zuletzt geprüft am 22.04.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2017): Eckpunktepapier Mieterstrom. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=10, zuletzt geprüft am 13.05.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2018. Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads//Infografiken/info-grafik-strompreise.pdf?__blob=publicationFile&v=17, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021a): Akteursvielfalt/Bürgerenergie. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/EEG-Ausschreibungen/Akteursvielfalt-Buergerenergie/akteursvielfalt-buergerenergie.html>, zuletzt geprüft am 14.04.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021b): Der Strompreis. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/strompreise-bestandteile.html>, zuletzt geprüft am 23.03.2021.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021c): Mieterstrom: Energiewende im eigenen Haus. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/mieterstrom.html>, zuletzt geprüft am 16.02.2021.

Bundesministeriums der Justiz und für Verbraucherschutz (2021): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021). Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/, zuletzt geprüft am 10.02.2021.

Bundesnetzagentur: Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE). Online verfügbar unter Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität (GPKE), zuletzt geprüft am 07.03.2021.

Bundesnetzagentur (2016a): Leitfaden zur Eigenversorgung. Juli 2016. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf?__blob=publicationFile&v=2, zuletzt geprüft am 10.02.2021.

Bundesnetzagentur (2016b): Vorlage für einen Bericht.

Bundesnetzagentur (2020): Marktregeln für die Durchführung der Bilanzkreisabrechnung Strom (MaBiS). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2020/BK6-20-160/Anlagen%20Beschluss/MaBiS.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Bundesregierung (2021a): Engpässe im Stromnetz beseitigen. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/buerokratieabbau/stromnetz-wird-ausgebaut-1790264>, zuletzt geprüft am 09.07.2021.

Bundesregierung (2021b): Was tut die Bundesregierung für den Klimaschutz? Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/bundesregierung-klimapolitik-1637146>, zuletzt geprüft am 09.07.2021.

Bundesverband Windenergie (2020): Offshore: Windenergiegewinnung auf See. Online verfügbar unter <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/offshore/>, zuletzt geprüft am 10.06.2021.

Der Tagesspiegel (2007): Al Gore: "Wir haben einen globalen Notfall". Online verfügbar unter <https://www.tagesspiegel.de/politik/friedensnobelpreis-al-gore-wir-haben-einen-globalen-notfall/1118132.html>, zuletzt geprüft am 11.07.2021.

Eigensonne (2021): Der Unterschied zwischen Inselanlagen und netzgekoppelten PV-Anlagen. Online verfügbar unter <https://www.eigensonne.de/aufbau-inselanlage-netzgekoppelte-photo-voltaikanlage/>, zuletzt geprüft am 27.06.2021.

Energy Brainpool (2020): Impulspapier Energy Sharing. Online verfügbar unter https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2020-03-06_EnergyBrainpool_Impulspapier-Energy-Sharing.pdf, zuletzt geprüft am 10.02.2021.

Energyload (2018): Geschäftsmodelle zum Stromverkauf und Netzleistungen in Deutschland – Überblick. Online verfügbar unter <https://energyload.eu/energiewende/deutschland/stromverkauf-netzleistungen-blockchain/>, zuletzt geprüft am 28.06.2021.

ETH Zürich (2017): Dezentrale Energiesysteme: Technik bereit – Akzeptanz offen. Online verfügbar unter <https://ethz.ch/de/news-und-veranstaltungen/eth-news/news/2017/12/dezentrale-energiesysteme.html>, zuletzt geprüft am 24.06.2021.

Europäische Union (2018): Richtlinie (EU) 2018/ 2001 Des Europäischen Parlaments und des Rates - vom 11. Dezember 2018. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=DE>, zuletzt geprüft am 02.10.2021.

Europäische Union (2019): Richtlinie (EU) 2019/ 944 Des Europäischen Parlaments und des Rates - vom 5. Juni 2019. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>, zuletzt geprüft am 10.02.2021.

Europäischer Rat (2021): Ein europäischer Grüner Deal. Online verfügbar unter <https://www.consilium.europa.eu/de/policies/green-deal/>, zuletzt geprüft am 09.07.2021.

European Union (2018): Directive (EU) 2018/ 2001 of the European Parliament and of the Council - of 11 December 2018. Online verfügbar unter <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=DE>, zuletzt geprüft am 10.02.2021.

Fina, B.; Auer, H. (2020): Economic Viability of Renewable Energy Communities under the Framework of the Renewable Energy Directive Transposed to Austrian Law. In: *Energies* 13 (21), S. 5743. DOI: 10.3390/en13215743.

Frieden, D.; Tuerk, T.; Neumann, C. (2020): Collective-self-consumption-and-energy-communities.-Trends-and-challenges-in-the-transposition-of-the-EU-framework. Online verfügbar unter <https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/Collective-self-consumption-and-energy-communities.-Trends-and-challenges-in-the-transposition-of-the-EU-framework.pdf>, zuletzt geprüft am 10.03.2021.

Gähns, S.; Knoefel, J.: Stakeholder demands and regulatory framework for community energy storage with a focus on Germany. In: *Energy Policy* 144 (2020), S. 111678. DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111678.

Gailing, L.; Röhring, A. (2015): Was ist dezentral an der Energiewende? Infrastrukturen erneuerbarer Energien als Herausforderungen und Chancen für ländliche Räume. In: *Raumforschung und Raumordnung* 73 (1), S. 31–43. DOI: 10.1007/s13147-014-0322-7.

Greenpeace Energy (2021): Ökostrom aktiv. Online verfügbar unter <https://www.greenpeace-energy.de/privatkunden/oekostrom/tarif-oekostrom-aktiv.html>, zuletzt geprüft am 07.06.2021.

Ich bin Zukunft (2020): Was ist eigentlich ein „Microgrid“? Online verfügbar unter <https://www.ich-bin-zukunft.de/faq-items/microgrid/>, zuletzt geprüft am 27.06.2021.

IPCC (2018): Global Warming of 1.5° C. Online verfügbar unter https://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf, zuletzt geprüft am 11.07.2021.

- Khadilkar, H.; Seetharam, D. P.; Ganu, T. (2020): A Quantitative Analysis of Energy Sharing in Community Microgrids. In: *Materials Circular Economy* 2 (3). DOI: 10.1007/s42824-020-00003-1.
- Kloppenburger, S.; Boekelo, M. (2019): Digital platforms and the future of energy provisioning: Promises and perils for the next phase of the energy transition. In: *Energy Research & Social Science* 49, S. 68–73. DOI: 10.1016/j.erss.2018.10.016.
- Konstantin, P. (2017): Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg. 4. Aufl. Berlin: Springer Vieweg.
- Long, C.; Wu, Jianzhong; Z., Yue; Jenkins, N. (2018): Aggregated battery control for peer-to-peer energy sharing in a community Microgrid with PV battery systems. In: *Energy Procedia* 145, S. 522–527. DOI: 10.1016/j.egypro.2018.04.076.
- Mayring, P. (2002): Einführung in die Qualitative Sozialforschung. 5. Aufl. Weinheim: Beltz Verlag.
- Narayanan, A.; Nardelli, P. H. J. (2020): Community Renewable Energy Systems. In: W. Leal Filho, Anabela M. Azul, L. Brandli, A. Lange Salvia und T. Wall (Hg.): Affordable and Clean Energy. Cham: Springer International Publishing (Encyclopedia of the UN Sustainable Development Goals), S. 1–13.
- Netzgesellschaft Ahlen (o. J.): Kundenanlage & Mieterstrom. Online verfügbar unter https://www.netzgesellschaft-ahlen.de/images/Allgemeine_Informationen_KundenanlageMieterstrom.pdf, zuletzt geprüft am 24.06.2021.
- Next Kraftwerke (2021): Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung>, 04.05.2021, 15:40, zuletzt geprüft am 04.05.2021.
- Parra, D.; Norman, S. A.; Walker, G. S.; Gillott, M. (2017): Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management. In: *Applied Energy* 200, S. 358–369. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.05.048.
- Photovoltaik Shop (2021): Photovoltaik Eigenverbrauch. Online verfügbar unter <https://www.photovoltaik-shop.com/pv-eigenverbrauch.html?limit=5#warum>, zuletzt geprüft am 24.03.2021.
- Plewnia, F. (2019): The Energy System and the Sharing Economy: Interfaces and Overlaps and what to Learn from them. In: *Energies* 12 (3), S. 339. DOI: 10.3390/en12030339.
- Rodi, Michael (2017): Das Recht der Windkraftnutzung zu Lande unter Reformdruck. Online verfügbar unter https://www.ikem.de/wp-content/uploads/2017/12/ZUR_2017_12_Rodi_Recht-Windkraftnutzung.pdf, zuletzt geprüft am 27.06.2021.
- Schlund, J.; German, R. (2019): A distributed ledger based platform for community-driven flexibility provision. In: *Energy Informatics* 2 (5). DOI: 10.1186/s42162-019-0068-0.
- Stiftung Umweltenergierecht (2021): EE-Gemeinschaften (EU) und Energy Sharing. Neue Möglichkeiten auch im deutschen Recht? Workshop mit Greenpeace Energy. Stiftung Umweltenergierecht, 23.04.2021, zuletzt geprüft am 01.05.2021.
- Szichta, P.; Tietze, I. (2020): Sharing Economy in der Elektrizitätswirtschaft: Treiber und Hemmnisse. In: *NachhaltigkeitsManagementForum* 28, S. 109–125. DOI: 10.1007/s00550-020-00506-0.

Tang, Y.; Zhang, Q.; Li, H.; Li, Y.; Liu, B. (2019): Economic Analysis on Repurposed EV batteries in a Distributed PV System under Sharing Business Models. In: *Energy Procedia* 158, S. 4304–4310.

Tennet (2021): Bilanzkreise. Online verfügbar unter <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-in-deutschland/bilanzkreise/>, zuletzt geprüft am 30.04.2021.

Trend Research (2013): Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. Online verfügbar unter https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Studien/Studie_Definition_und_Marktanalyse_von_Buergerenergie_in_Deutschland_BBEEn.pdf, zuletzt geprüft am 02.06.2021.

Umweltbundesamt (2018): Verordnung zur Einrichtung des Regionalnachweisregisters, zur Fortentwicklung des Herkunftsnachweisregisters und zur Änderung der Herkunftsnachweis-Gebührenverordnung HkRNDV. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/hkrndv_und_guebuehreno_mit_begruendung_nichtamtliche_lesefassung_20190111.pdf, zuletzt geprüft am 05.05.2021.

Umweltbundesamt (2021a): Das System der Herkunftsnachweise in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/bild/das-system-der-herkunftsnachweise-in-deutschland>, zuletzt geprüft am 05.05.2021.

Umweltbundesamt (2021b): Entwicklung der installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/bild/entwicklung-der-installierten-leistung-zur-0>, zuletzt geprüft am 02.06.2021.

Umweltbundesamt (2021c): Herkunftsnachweisregister (HKNR). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/herkunftsnachweisregister-hknr#herkunftsnachweise-und-register>, zuletzt geprüft am 05.05.2021.

VDE (2019): Zelluläres Energiesystem. Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellulären Ansatzes mit Handlungsempfehlungen. Online verfügbar unter <https://www.vde.com/resource/blob/1884494/98f96973fcd8a70777654d0f40c179e5/studie---zellulaeres-energiesystem-data.pdf>, zuletzt geprüft am 22.02.2021.

von Bredow Valentin Herz (2018): Bürgerenergie: Erneuerbare-Energien- Gemeinschaften. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/10/Stiftung_Umweltenergierecht_20181023_FokusEU_Buergerenergie_Hennig.pdf, zuletzt geprüft am 05.02.2021.

Wang, J.; Zhong, H.; Qin, J.; Tang, W.; Rajagopal, R.; Xia, Q.; Kang, C. (2019): Incentive mechanism for sharing distributed energy resources. In: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 7 (4), S. 837–850. DOI: 10.1007/s40565-019-0518-5.

Wegatech (2021): Photovoltaik Ertrag – Auf diese Einfluss-faktoren sollten Sie achten. Online verfügbar unter <https://www.wegatech.de/ratgeber/photovoltaik/grundlagen/ertrag/>, zuletzt geprüft am 24.03.2021.

Zhang, C.; Wu, J.; Long, C.; Cheng, M. (2017): Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects. In: *Energy Procedia* 105, S. 2563–2568. DOI: 10.1016/j.egypro.2017.03.737.

Zhou, Y.; Wu, J.; Long, C.; Ming, W. (2020): State-of-the-Art Analysis and Perspectives for Peer-to-Peer Energy Trading. In: *Engineering* 6 (7), S. 739–753. DOI: 10.1016/j.eng.2020.06.002.

9 Anhang

Schriftlicher Anhang

- Anhang 1: Einladungsschreiben zu den ExpertInneninterviews
- Anhang 2: Einwilligungserklärung innerhalb der Interviews
- Anhang 3: Gesprächsleitfaden
- Anhang 4: Zuordnung der Gesprächsleitfadenfragen zu den Forschungsfragen
- Anhang 5: Auszug aus dem induktiv entwickeltem Kategoriensystem inklusive Kategoriendefinition
- Anhang 6: Eidesstattliche Erklärung

Digitaler Anhang

- Anhang 7: Protokolle der ExpertInneninterviews
- Anhang 8: Vollständiges induktiv entwickeltes Kategoriensystem

Experteninterview im Rahmen der Masterarbeit mit dem Titel:

Energy Sharing in der deutschen Energiewirtschaft: Analyse von Chancen und regulatorischem Rahmen zur Umsetzung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften auf Grundlage der Renewable Energy Directive II

Hamburg, 18.02.2021

Sehr geehrte Damen und Herren,

in der Forschungsarbeit geht es um die regulatorischen Barrieren, die es aktuell in der deutschen Energiewirtschaft gibt, um den Artikel 22 aus der Renewable Energy Directive II umzusetzen. Da in der EEG-Novelle 2021 das Recht auf die Umsetzung einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft nicht eingeführt wurde, soll die Arbeit als Handlungsempfehlung für Energieversorger*innen und die Gesetzgebung dienen.

Um diese Empfehlungen wissenschaftlich fundiert abzugeben, sind Sie als Expert*in für diese Forschungsarbeit von großem Interesse für ein Interview. Mit Ihrer Teilnahme tragen Sie zur Entwicklung der Handlungsempfehlungen bei. Neben Ihnen werden weitere Expert*innen aus ähnlichen oder anderen Fachbereichen befragt, um das Thema Energy Sharing möglichst vollumfassend abzubilden. Die Forschung erfolgt im Rahmen einer Masterthesis an der Hochschule für Angewandte Wissenschaften in Hamburg an der Fakultät Life Science im Studiengang Renewable Energy Systems.

Der Ablauf der Interviews ist wie folgt geplant:

- Antworten können von Ihnen frei formuliert werden, da ein semistrukturiertes Interview ohne Fragebogen durchgeführt wird.
- Die Arbeit wird im Rahmen einer Masterarbeit bei Greenpeace Energy eG verfasst, ist jedoch von wissenschaftlichem Interesse mit dem Ziel Handlungsempfehlungen zu entwickeln.
- Sie werden als anonyme(r) Expert*in befragt, sodass keine Angaben zu Ihrer Person gemacht werden.
- Da die Antworten frei abgegeben werden und der zeitliche Rahmen daher variieren kann, ist eine Interviewdauer von ca. 45-60 Minuten geplant.
- Die Durchführung der Interviews erfolgt aufgrund der aktuellen Gesundheitssituation über ein Videotelefonat in Teams. Das Gespräch wird dabei aufgenommen.
- Bei Interesse werden Ihnen die Erkenntnisse nach Fertigstellung der Masterarbeit zugesandt. Dazu wird ggf. Ihre gewünschte E-Mailadresse benötigt.

Die Gespräche sind für März/April 2021 geplant. Unter dem virtuellen Terminkalender (https://doodle.com/poll/pxzvry6fk6ypd5zb?utm_source=poll&utm_medium=link) können Sie Ihren favorisierten Termin auswählen. Bei Fragen können Sie mich unter julia.brinkmann@greenpeace-energy.de oder +49 176 34545619 erreichen.

Bitte leiten Sie Kontaktdaten von kompetenten Kolleg*innen, die für diese Arbeit relevant sein könnten, für eine Kontaktaufnahme an mich weiter.
Ich bedanke mich vielmals für Ihr Interesse an der Forschungsarbeit und die Unterstützung bei der Erstellung meiner Masterthesis.

Mit freundlichen Grüßen

Julia Brinkmann

Einwilligungserklärung

Das Interview findet im Rahmen der Erstellung der Masterthesis mit dem Titel „Energy Sharing in der deutschen Energiewirtschaft: Analyse von Chancen und regulatorischem Rahmen zur Umsetzung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften auf Grundlage der Renewable Energy Directive II“ statt.

Die beteiligte Institution ist die Fakultät Life Sciences der Hochschule für Angewandte Wissenschaften in Hamburg. Das beteiligte Unternehmen ist Greenpeace Energy eG.

- Ich wurde vorab über das Ziel und den Verlauf der Forschung informiert und erkläre mich bereit, an dem Interview teilzunehmen.
- Das Interview wird mit einem Aufnahmegerät aufgezeichnet und die Audiodateien mit der Abgabe der Thesis am 01.08.2021 gelöscht.
- Das Protokoll des Gesprächs wird anonymisiert, d.h. es werden keine Angaben zu Namen oder Person gemacht.
- Aussagen, die nicht mit meiner Person in Verbindung gebracht werden können, werden als Material für wissenschaftliche Zwecke genutzt.
- Die Teilnahme an der Erhebung und die Zustimmung zur Verwendung der Daten ist freiwillig.
- Der Widerruf der Zustimmung ist jederzeit möglich, ohne dass Nachteile entstehen.
- Ich habe das Recht auf Auskunft, Berichtigung, Sperrung, Löschung, Einschränkung der Verarbeitung oder auf Widerspruch gegen die weitere Verarbeitung sowie auf Datenübertragbarkeit meiner personenbezogenen Daten.

Unter den genannten Bedingungen erkläre ich mich bereit, das Interview zu geben und bin damit einverstanden, dass es aufgezeichnet, verschriftlicht, anonymisiert und ausgewertet wird.

Hauptfragen	Nachfragen
1. Eröffnung: Einwilligungserklärung	
Wie würden Sie Ihren energiewirtschaftlichen Hintergrund kategorisieren?	
Was verstehen Sie unter Energy Sharing?	
Wie würden Sie Renewable Energy Communities definieren?	
Welche Berührungspunkte haben Sie bereits mit Energy Sharing?	
2. Gesetzliche Grundlagen	
Sind Sie der Meinung, dass RED II im EEG 2021 (und EnWG 2021) umfassend umgesetzt wurde?	
	Was fehlt?
	Was wurde umgesetzt und reicht dennoch nicht aus?
	Wo sehen Sie Gründe für Missstände?
3. Potential	
Sehen Sie: Regierung / Unternehmen / Bildungssystem als Impulsgeber?	
Wie hoch schätzen Sie die Relevanz von ES für die Energiewende?	
	Sehen Sie Energy Sharing als potentiellen oder verpflichtenden Teil der Energiewende?
	Wie schätzen Sie die Akzeptanz und das Interesse der BürgerInnen ein?
	Welche weiteren Chancen sehen Sie durch die Einführung von Energy Sharing?
4. Regulatorischer Rahmen	
Welche Maßnahmen sind erforderlich, um Energy Sharing umsetzen zu können?	
Werden Renewable Energy Communities bestehende oder neue energiewirtschaftliche Rollen einnehmen und was bedeutet dies für bestehende oder neue Prozessverantwortlichkeiten?	
	Werden REC als geschlossene Zelle auftreten?
	Wie schätzen Sie zukünftige Verbindungen zwischen Energy Sharing Handelsmärkten, dem bestehenden Strommarkt und beteiligten Akteuren wie Übertragungsnetzbetreibern ein?
Welche regulatorischen Barrieren müssten überwunden werden, um Energy Sharing umzusetzen?	
6. Förderung	
Sollten Energy Sharing oder Renewable Energy Communities gefördert werden und wenn ja, wie könnte dies aussehen?	
Muss es überhaupt einen wirtschaftlichen Anreiz für EndkundInnen geben, um die Teilnahme an Energy Sharing zu erleichtern?	
7. Umsetzung	
Was denken Sie, wieviele Renewable Energy Communities Unterstützung durch Dienstleister wie z.B. Energieversorgers in Anspruch nehmen	
Welche Prozesse werden Ihrer Meinung nach von diesen Dienstleistern übernommen werden.	
	Was muss bei der Umstellung einer Bürgerenergiegesellschaft auf eine Renewable Energy Community beachtet werden?

Forschungsfrage	Hauptkategorie (HK)	Hauptkategorie	Interviewfrage
1	Gesetzliche Grundlagen	1	Was verstehen Sie unter Energy Sharing?
			Wie würden Sie Renewable Energy Communities definieren?
			Sind Sie der Meinung, dass RED II im EEG 2021 (und EnWG 2021) umfassend umgesetzt wurde?
			Was fehlt?
			Was wurde umgesetzt und reicht dennoch nicht aus?
1	Potential	2	Wo sehen Sie Gründe für Missstände?
			Wie hoch schätzen Sie die Relevanz von ES für die Energiewende?
			Sehen Sie Energy Sharing als potentiellen oder verpflichtenden Teil der Energiewende?
2	Finanzielle Anreize	3	Wie schätzen Sie die Akzeptanz und das Interesse der BürgerInnen ein?
			Welche weiteren Chancen sehen Sie durch die Einführung von Energy Sharing?
3	Umsetzung	4	Sollten Energy Sharing oder Renewable Energy Communities gefördert werden und wenn ja, wie könnte dies aussehen?
			Muss es überhaupt einen wirtschaftlichen Anreiz für EndkundInnen geben, um die Teilnahme an Energy Sharing zu erleichtern?
			Sehen Sie: Regierung / Unternehmen / Bildungssystem als Impulsgeber?
			Welche Maßnahmen sind erforderlich, um Energy Sharing umsetzen zu können?
			Welche regulatorischen Barrieren müssten überwunden werden, um Energy Sharing umzusetzen?
3	Energiewirtschaftliche Aspekte	5	Was denken Sie, wieviele Renewable Energy Communities Unterstützung durch Dienstleister wie z.B. Energieversorgers in Anspruch nehmen werden?
			Welche Prozesse werden Ihrer Meinung nach von diesen Dienstleistern übernommen werden.
			Was muss bei der Umstellung einer Bürgerenergiegesellschaft auf eine Renewable Energy Community beachtet werden?
3	Energiewirtschaftliche Aspekte	5	Werden Renewable Energy Communities bestehende oder neue energiewirtschaftliche Rollen einnehmen und was bedeutet dies für bestehende oder neue Prozessverantwortlichkeiten?
			Werden REC als geschlossene Zelle auftreten?
			Wie schätzen Sie zukünftige Verbindungen zwischen Energy Sharing Handelsmärkten, dem bestehenden Strommarkt und beteiligten Akteuren wie Übertragungsnetzbetreibern ein? (In Anlehnung an Zhou)

Kategoriensystem	Beispiel Kategorienbildung	Beispiel Zusammenfassung	Expertin	Gruppe
Hauptkategorie HK1: Gesetzliche Grundlagen	Diese Hauptkategorie umfasst Aussagen, in denen Definitionen, Missstände, deren Gründe und positive Entwicklungen hinsichtlich Energy Sharing und RECs thematisiert werden.			
Subkategorie HK1_SK1: Definition	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen Definitionen thematisiert werden.			
Subsubkategorie HK1_SK1_SSK1: Renewable Energy Communities	beinhaltet Definitionen und weitere Ausführungen zu der Begrifflichkeit "Renewable Energy Communities"	RECs sind wie Bürgerenergiegesellschaften zu definieren mit regionalem Zusammenhang über Landkreisgrenzen hinaus	E1	G2
Subsubkategorie HK1_SK1_SSK2: Energy Sharing	beinhaltet Definitionen und weitere Ausführungen zu der Begrifflichkeit "Energy Sharing"	Energy Sharing zwar neuer Begriff, aber bereits unter dem Begriff Kundenanlage bekannt - auch bei Netzbetreibern, bei der Kleinstnetze an Netz des Netzbetreiber angeschlossen sind zur Ermöglichung des Energieaustausches ohne Einbindung des VN	E14	G1
Subkategorie HK1_SK2: Missstände	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen Missstände in den Gesetzesnovellen des EEGs und EnWGs thematisiert werden. Dies lässt sich unterteilen in die Subsubkategorien Abgaben und Umlagen, Definition und Umsetzung			
Subsubkategorie HK1_SK2_SSK1: Abgaben und Umlagen	ordnet die Missstände den Themen Abgaben und Umlagen zu	ES hat keine Eigenverbrauchsprivileg aufgrund zu zahlender Netzentgelte und Umlagen	E7	G2
Subsubkategorie HK1_SK2_SSK2: Definition	ordnet die Missstände den Themen Definition zu	Bis auf Mieterstrom, was bisher reine Lieferbeziehung ist, keine Umsetzung oder Definition	E2	G2
Subsubkategorie HK1_SK2_SSK3: Umsetzung	ordnet die Missstände den Themen Umsetzung zu	Mit sonstiger Direktvermarktung ist Energy Sharing bereits energierechtlich umzusetzen, aber noch nicht praktisch umsetzbar, weil gerade bei kleinen Anlagen die Messkosten zu hoch sind und es nicht wirtschaftlich ist	E13	G2
Subkategorie HK1_SK3: Gründe für Missstände	Diese Subkategorie formuliert mögliche Gründe für genannte Missstände.	Angst vor gesteigerten Kosten für EE seitens BMWI, Widerstand von großen zentralen EVUs	E7	G2
Subkategorie HK1_SK4: Positive Entwicklung	Diese Subkategorie beschreibt im Gegensatz zu den Missstände positive Entwicklungen hinsichtlich Energy Sharing.	Quartier ist hinzugekommen und die Grenze für EEG-Umlagebefreiung bei Eigenverbrauch wurde angehoben	E1	G2
Hauptkategorie HK2: Potential	Diese Hauptkategorie umfasst Aussagen, in denen die über die Relevanz für die Energiewende und das Interesse in der Bevölkerung entschieden und Chancen sowie Risiken aufgezeigt werden.			
Subkategorie HK2_SK1: Relevanz für die Energiewende	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen Energy Sharing eine Relevanz zu- oder abgesprochen wird.			
Subsubkategorie HK2_SK1_SSK1: Relevanz vorhanden	gibt an, dass eine Relevanz für die Energiewende gesehen wird	ES hat Potential für neue Solarwende, was durch große EVUs nicht möglich ist	E7	G2
Subsubkategorie HK2_SK1_SSK2: keine zwingende Relevanz	gibt an, dass keine zwingende Relevanz für die Energiewende gesehen wird	ES kann Energiewende schnell vorantreiben, aber die Energiewende alleine ist auch anders zu bewerkstelligen	E2	G2
Subkategorie HK2_SK2: Chancen	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen Chancen von Energy Sharing genannt werden.	Stärkung der Regionalität gilt als Chance	E12	G5
Subkategorie HK2_SK3: Risiken	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen Risiken von Energy Sharing genannt werden.	Gefahr der sozialen Ungleichberechtigung, da Mitglieder möglicherweise monetäre Vorteile erhalten, sich aber nicht alle Mitgliedsbeiträge leisten können und sich Stromkosten ggf. erhöhen	E7	G2
Subkategorie HK2_SK4: Interesse in der Bevölkerung	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen einem Interesse zu- oder widersprochen wird.			
Subsubkategorie HK2_SK4_SSK1: Interesse in der Bevölkerung	gibt an, dass das Interesse an Energy Sharing vorhanden sein wird	Projekte, die bereits funktionieren müssen gezeigt werden und wenn Nachbarn auch Teil der Gemeinschaften sind, Geld gespart werden kann und man etwas Gutes tun kann, ist Interesse vorhanden	E15	G7
Subsubkategorie HK2_SK4_SSK2: fehlendes Interesse in der Bevölkerung	gibt an, dass das Interesse entweder fehlt oder abhängig ist von anderen Faktoren ist	Bedarf an Öffentlichkeits- und Sensibilisierungsarbeit aufgrund geringer Wechselbereitschaft und Angst vor Versorgungsausfällen in der Bevölkerung	E8	G2

Hauptkategorie HK3: Finanzielle Anreize	Diese Hauptkategorie umfasst Aussagen, in denen Themen rund um finanzielle Anreize wie die Förderung, Angepasste Netzentgelte, EEG-Umlage, Stromsteuer, CO2-Bepreisung und monetärer Vorteil der EndkundInnen angesprochen haben.			
Subkategorie HK3_SK1: Förderung	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen einer Förderung zu- oder widersprochen wird.			
Subsubkategorie HK3_SK1_SSK1: Allgemeine Aussagen	beschreibt allgemeine Aussagen der ExpertInnen zum Thema Förderung	Finanziellen Anreiz sollte es geben, dessen Höhe jedoch von dem Ausmaß der Verpflichtungen abhängt	E2	G2
Subsubkategorie HK3_SK1_SSK2: Änderung Abgaben und Umlagen	gibt an, ob eine Änderung von Abgaben und Umlagen sinnvoller ist	Förderung nicht sinnvoll, wenn gegen die aktuelle Regulatorik angefordert werden muss, um eine Wirtschaftlichkeit zu erreichen, weswegen das System geändert werden sollte	E4	G2
Subsubkategorie HK3_SK1_SSK3: Direkte Förderung	gibt an, ob eine direkte Förderung sinnvoller ist	Fixe Förderung wie beim Mieterstrom denkbar und einfacher in der Umsetzung, aber deren Inanspruchnahme der Bevölkerung hängt ebenfalls von der Ausgestaltung ab	E2	G2
Subkategorie HK3_SK2: Angepasste Netzentgelte	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen eine Änderung der Netzentgelte thematisiert wird.			
Subsubkategorie HK3_SK2_SSK1: Kontra Reduzierung	gibt an, dass die ExpertInnen gegen eine Reduzierung der Entgelte für RECs sind	Es verliert an Gerechtigkeit, wenn sich aufgrund der reduzierten Entnahmemenge und Kostenlast von RECs trotz vollständig zur Verfügung stehende Backupkapazität die restliche Allgemeinheit die Kosten tragen muss	E14	G1
Subsubkategorie HK3_SK2_SSK2: Pro Reduzierung	gibt an, dass die ExpertInnen für ein neues System der Entgelte für RECs sind	Netzentgelte sollten reduziert werden, da die Belieferung von nahen Regionen bislang noch genauso teuer ist wie quer durch Deutschland	E1	G2
Subsubkategorie HK3_SK2_SSK3: Neues System	gibt an, dass die ExpertInnen für eine Reduzierung der Entgelte für RECs sind	Analyse erforderlich für mögliche entfallende Netzentgelte, wenn bestimmte Netzebenen nicht benötigt werden denkbar wäre ein neues Netzentgeltermittlungssystem mit Bezug auf Flexibilitäten und Leistungen und kein Bezug auf kWh	E10	G6
Subkategorie HK3_SK3: EEG-Umlage	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen eine Reduktion der EEG-Umlage für RECs thematisiert wird.			
Subsubkategorie HK3_SK3_SSK1: Reduzierung der Umlage	gibt an, dass die ExpertInnen gegen eine Reduzierung der Umlage für RECs sind	Reduzierung der EEG-Umlage, sodass Gleichbehandlung mit Eigenversorgern entsteht	E9	G5
Subsubkategorie HK3_SK3_SSK2: Keine Reduzierung der Umlage	gibt an, dass die ExpertInnen für eine Reduzierung der Umlage für RECs sind	Gesamtsystem könnte aus dem Gleichgewicht geraten, wenn sich Bevölkerung zu stark hinsichtlich EEG-Umlage entsolidarisiert und sich die Kosten auf weniger Menschen verteilt, was zu sozialen Problemen führen kann	E17	G5
Subkategorie HK3_SK4: Stromsteuer	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen die CO2-Bepreisung thematisiert wird.	Sinnhaftigkeit der Reduktion zu klären	E11	G6
Subkategorie HK3_SK5: CO2-Bepreisung	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen die Stromsteuer thematisiert wird.	CO2-Steuer kann indirekten Einfluss auf ES haben	E5	G3
Subkategorie HK3_SK6: Monetärer Vorteil der EndkundInnen	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen ExpertInnen einen monetären Vorteil der EndkundInnen als notwendig erachten oder nicht.			
Subsubkategorie HK3_SK6_SSK1: Notwendig	beschreibt, dass dem monetären Vorteil eine Notwendigkeit abgesprochen wird	Wirtschaftlicher Vorteil von EndkundInnen nicht notwendig als Impuls	E14	G1
Subsubkategorie HK3_SK6_SSK2: Nicht zwingend	beschreibt, dass dem monetären Vorteil eine Notwendigkeit zugesprochen wird	Monetärer Vorteil entweder bei niedrigerem Strompreis oder durch Erfüllung anderer Bedürfnisse bei gleichem Preis	E16	G7
Hauptkategorie HK4: Umsetzung	Diese Hauptkategorie umfasst Aussagen, in denen die Umsetzung mit den Aspekten regulatorische Barrieren, Umsetzungsmöglichkeiten, erforderliche Maßnahmen, die Bundesregierung als Impulsgeber und Dienstleistung thematisiert wird.			
Subkategorie HK4_SK1: Regulatorische Barrieren	Die Subkategorie umfasst Aussagen, in denen Umsetzungsmöglichkeiten von Energy Sharing aufgezeigt werden.	Existenz von nur einem Lieferatbestand für zu viele unterschiedliche Lieferbeziehungen, wirtschaftliche und damit verbundene administrative Belastung des Stroms, Eingliederungspflicht in Bilanzsystem bei Netznutzung, Doppelvermarktungsverbot oder Verlust der EEG-Förderung	E17	G5
Subkategorie HK4_SK2: Umsetzungsmöglichkeiten	Die Subkategorie umfasst Aussagen, in denen regulatorische Barrieren von Energy Sharing aufgezeigt werden.	Realisierung über Unterbilanzkreise/Bilanzkreise, ErzeugerIn, VerbraucherIn, sonstige Direktvermarktung, hochauflösendes Messen, Einhalten der energiewirtschaftlichen Regeln	E11	G6

Subkategorie HK4_SK3: Erforderliche Maßnahmen	Die Subkategorie umfasst Aussagen, in denen erforderliche Maßnahmen bei einer Umsetzung von Energy Sharing genannt werden.	Make or Buy Entscheidungen der Unternehmen notwendig hinsichtlich eines Angebots als Full Service Provider und gedankliches Lösen von alten regulatorischen Strukturen	E16	G7
Subkategorie HK4_SK4: Bundesregierung als Impulsgeber	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen die Bundesregierung als Impulsgeber genannt wird.			
Subsubkategorie HK4_SK4_SSK1: Impulsgeber	beschreibt, dass die Regierung Impulsgeber von Energy Sharing soll muss oder sollte	Impulse wurden bereits gegeben und die Bundesregierung muss die Umsetzungsphase nun durchführen	E5	G3
Subsubkategorie HK4_SK4_SSK2: Kein Impulsgeber	beschreibt, dass der Impuls von Energy Sharing nicht von der Regierung zu erwarten ist	Bündnisbürgerenergie, Energiegenossenschaftsverbände und Bildungseinrichtungen / wissenschaftliche Institutionen sind ImpulsgeberIn	E7	G2
Subkategorie HK4_SK5: Dienstleistung	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen Dienstleistungen thematisiert wird.			
Subsubkategorie HK4_SK5_SSK1: Notwendig	beschreibt, dass Dienstleistung als notwendig gesehen werden	Dienstleistungsangebot notwendig, da die Regulatorik zu kompliziert	E1	G2
Subsubkategorie HK4_SK5_SSK2: Notwendigkeit in Abhängigkeit	beschreibt, dass eine Notwendigkeit der Dienstleistung nur in Abhängigkeit von anderen Faktoren gegeben sein wird	Ab bestimmter Größe der REC werden Aufgaben abgegeben, z.B. Pflichten aus GPKE zu Abrechnung mit Stromkennzeichnung Es wird keine Prozesse oder Pflichten für RECs weggelassen, da sie für ein stabiles Gesamtsystem notwendig sind und ansonsten auf andere Akteure wie VNB umgelagert werden	E5	G3
Hauptkategorie HK5: Energiewirtschaftliche Aspekte	Diese Hauptkategorie umfasst Aussagen, in denen energiewirtschaftliche Aspekte wie Bilanzierung, zukünftige Marktrolle, die Verbindung zum zentralen Strommarkt und das zellulare System thematisiert werden.			
Subkategorie HK5_SK1: Bilanzierung	Die Subkategorie umfasst Aussagen, in denen Bilanzierung thematisiert wird.	Bildung von Bilanzkreisen notwendig und Durchführung über Dienstleister	E1	G2
Subkategorie HK5_SK2: Marktrolle	Die Subkategorie umfasst Aussagen, in denen ExpertInnen sagen, dass neue oder bestehende Marktrollen der RECs wahrscheinlicher sind.			
Subsubkategorie HK5_SK2_SSK1: Neue Marktrolle	beschreibt, dass neue Marktrollen für die RECs wahrscheinlicher sind	Neue Rollen und Dienstleistungen hinsichtlich Bilanzkreismanagement und Abrechnung entstehen	E8	G2
Subsubkategorie HK5_SK2_SSK2: Rolle des Prosumers	beschreibt, dass die Rolle der ProsumerInnen für die RECs wahrscheinlicher ist	Rolle des Prosumers, was Produktion und Konsum verbindet; Mitglieder bleiben LetztverbraucherInnen	E7	G2
Subsubkategorie HK5_SK2_SSK3: keine neue Marktrolle	beschreibt, dass keine neue Marktrollen für die RECs entstehen werden	Voraussichtlich wird LetztverbraucherIn modifiziert, sodass diese Rolle eine REC gegenüber NB vertreten kann und Rechte und Pflichten einnimmt	E12	G5
Subsubkategorie HK5_SK2_SSK4: beides denkbar	beschreibt, dass entweder neue oder bestehene Rollen eingenommen werden	Neue Rollen oder bestehende Rollen ausfüllen und erweitern, sodass Versorger auch Erzeuger werden wie vor Unbundling zugunsten der Energiewende	E10	G6
Subkategorie HK5_SK3: Verbindung zum Strommarkt	Die Subkategorie umfasst Aussagen, in denen die zukünftige Verbindung der RECs zu dem zentralen Strommarkt thematisiert wird.	Dienstleister kümmern sich um das Ausgleichen des europäischen Stromnetzes, welches übergeordnet der Wabenstruktur bestehenbleibt	E1	G2
Subkategorie HK5_SK4: Zellulares System	Diese Subkategorie umfasst Aussagen, in denen das zellulare System thematisiert wird.			
Subsubkategorie HK5_SK4_SSK1: Allgemeine Aussagen	gibt allgemeine Aussagen zum zellularen System an	autarke Zellen sind nicht zielführend, da sie zu teuer und aufwendig sind	E4	G2
Subsubkategorie HK5_SK4_SSK2: REC kann Zelle sein	beschreibt, dass die RECs durch eine Zelle abgebildet werden können	Eine REC kann eine Zelle sein (oder ein Haushalt) je nach Definition aufgrund von potentiellen Flexoptionen für Lastverschiebungen und Schwankungsausgleich basierend auf Mikrooptimierung mit intelligenter Messeinrichtung	E8	G2
Subsubkategorie HK5_SK4_SSK3: Zelle größer als REC	beschreibt, dass die RECs nicht durch eine einzelne Zelle abgebildet werden können	REC alleine wird keine Zelle sein, da Mitglieder auch zusätzliche Anlagen oder Parks besitzen, die sie zur Eigenversorgung nutzen und diese kein Besitz der REC sind oder von ihr betrieben werden	E7	G2

Eidesstattliche Erklärung

verfasst von: Julia Brinkmann

Ich versichere hiermit, dass ich die vorliegende Masterthesis mit dem Titel „Energy Sharing in der deutschen Energiewirtschaft: Analyse von Chancen und regulatorischem Rahmen zur Umsetzung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften auf Grundlage der Renewable Energy Directive II“ ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe.

Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

Datum:

Unterschrift Julia Brinkmann: