

Poppen, Silvia

Working Paper

Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen auf das Stromversorgungssystem: Ausgestaltungsmöglichkeiten der Bereitstellung neuer Erzeugungsanlagen

Arbeitspapiere des Instituts für Genossenschaftswesen der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, No. 146

Provided in Cooperation with:

Universität Münster, Institut für Genossenschaftswesen (IfG)

Suggested Citation: Poppen, Silvia (2014) : Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen auf das Stromversorgungssystem: Ausgestaltungsmöglichkeiten der Bereitstellung neuer Erzeugungsanlagen, Arbeitspapiere des Instituts für Genossenschaftswesen der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster, No. 146, Westfälische Wilhelms-Universität Münster, Institut für Genossenschaftswesen (IfG), Münster

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/104633>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

**Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen auf das
Stromversorgungssystem -
Ausgestaltungsmöglichkeiten der Bereitstellung neuer
Erzeugungsanlagen**

von Silvia Poppen
Nr. 146 ■ November 2014

Vorwort

Die dezentrale Energieversorgung und ihre konkrete Organisation sind zu einem großen Thema geworden. Dies gilt in Deutschland mit seiner Energiewende in besonderem Maße. Der Anteil der dezentralen an der gesamten Energieversorgung hat in den vergangenen Jahren rapide zugenommen und wird weiter steigen. Nicht überraschend wird zunehmend die Thematik der konkreten Organisation und Produktion diskutiert. Ebenso wenig überraschend und der Empirie folgend ist die genossenschaftliche Ausprägung der Zusammenarbeit mit ihren dezentralen Wurzeln in den Mittelpunkt des Interesses gerückt.

Dabei analysiert IfG-Mitarbeiterin Silvia Poppen in diesem aktuellen Arbeitspapier die Stromerzeugung und ihre dezentralen Ansatzpunkte und Möglichkeiten. Sie quantifiziert die dezentraler Stromerzeugungskapazitäten im Bundesgebiet. Einen Schwerpunkt ihrer Überlegungen bilden die Auswirkungen der politisch gewünschten dezentralen Stromerzeugung. Frau Poppen differenziert dabei technische, ökonomische und gesellschaftliche Effekte und leitet daraus mögliche Ausgestaltungsformen der Bereitstellung dezentraler Erzeugung von Strom ab.

Das vorliegende Arbeitspapier beinhaltet die ersten Ergebnisse eines größeren Forschungsprojekts. Es entstammt dem „IfG-Forschungscluster IV: Die Genossenschaftsidee heute“. Kommentare und Anregungen sind herzlich willkommen.



Univ.-Prof. Dr. Theresia Theurl

Zusammenfassung

Dezentrale Stromerzeugungskapazitäten nehmen eine zunehmend bedeutsame Position im Stromversorgungssystem ein. Der vorgenommene Ansatz zur Quantifizierung zeigt, dass dezentrale Erzeugungskapazitäten einen deutlichen Beitrag zur gesamten Erzeugungskapazität leisten. Im Zuge einer kooperativen Bereitstellung können technische, ökonomische und gesellschaftliche Anforderungen durch die Nutzung von Synergieeffekten bewältigt werden. Aufgrund ihrer Merkmale eignet sich insbesondere die genossenschaftliche Bereitstellung, da den gesellschaftlichen Anforderungen adäquat begegnet werden kann. Durch die Möglichkeiten der Partizipation ist eine Minimierung des Widerstandes ortsansässiger Bürger gegenüber dezentralen Energieprojekten möglich. Potentiale, die sich durch einen Zusammenschluss in einer Energiegenossenschaft ergeben, gilt es im Rahmen weiterer Analysen näher zu untersuchen.

Abstract

Distributed power generation capacity is of growing importance for the power system. The quantification approach applied in this study shows a significant contribution of distributed generation capacity to the total generation capacity. A joint deployment can overcome technical, economic and social requirements through the use of synergy effects. The cooperative institutionalization meets social requirements adequately due to its intrinsic characteristics. The possibility of participation minimizes resistance of local citizens towards distributed energy projects. Therefore, a dedicated analysis of potentials of cooperatives is necessary.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	I
Zusammenfassung	II
Abstract	II
Inhaltsverzeichnis	III
Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	IV
Abkürzungsverzeichnis.....	V
1 Einleitung.....	1
2 Dezentrale Stromerzeugungskapazitäten	2
2.1 Definition	3
2.2 Rechtliche Rahmenbestimmungen	5
2.3 Ansatz zur Quantifizierung	7
3 Auswirkungen dezentraler Stromerzeugungsanlagen.....	10
3.1 Technische Auswirkungen	10
3.2 Ökonomische Auswirkungen.....	13
3.3 Gesellschaftliche Auswirkungen	15
4 Ausgestaltungsmöglichkeiten der Bereitstellung dezentraler Erzeugungskapazitäten	16
5 Fazit.....	21
Literaturverzeichnis	23

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Definition und Klassifikation dezentraler Erzeugungskapazitäten	3
Abbildung 2: Einspeisungsebenen der Erzeugungsanlagen	8
Abbildung 3: Ausgestaltungsmöglichkeiten im Bereich der dezentralen Energieversorgung	17
Abbildung 4: Anforderungen an die Bereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen.....	18
Abbildung 5: Gegenüberstellung gesellschaftlicher Anforderungen an die Bereitstellung und genossenschaftlicher Merkmale....	20

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anteil der Energieträger an der Erzeugungskapazität je Einspeisungsebene	9
---	---

Abkürzungsverzeichnis

AGEB	AG Energiebilanzen e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
DGRV	Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V.
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnergieStG	Energiesteuergesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GW	Gigawatt
HV	high voltage, Hochspannung
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
LV	low voltage, Niederspannung
MV	medium voltage, Mittelspannung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
UHV	ultrahigh voltage, Höchstspannung

1 Einleitung

Die von der Bundesregierung angestrebte Energiewende erfordert eine einschneidende Veränderung des bestehenden Stromversorgungssystems.¹ Der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Bruttostromerzeugung, der 2013 24,1 % betrug, soll bis 2050 auf 80,0 % ausgeweitet werden.² Während in der Vergangenheit konventionelle, zentrale Großkraftwerke den Strombedarf weiträumiger Regionen deckten, werden zukünftig neben kapazitätsstarken Windenergieparks verstärkt dezentrale Erzeugungsanlagen in der Stromversorgung eingesetzt. Diese vergleichsweise kleinen Stromerzeugungsanlagen können aufgrund der lastnahen Einspeisung Übertragungsverluste reduzieren und die Stromqualität verbessern, wenn eine koordinierte Integration der Erzeugungsanlagen erfolgt.³

Im Rahmen der Energiewende ist ein deutlicher Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen, die erneuerbare Energieträger nutzen, zu erwarten. Dezentrale Erzeugungsanlagen können allerdings grundsätzlich sowohl unter Verwendung konventioneller als auch erneuerbarer Energieträger betrieben werden.⁴ Eine Stromversorgung, die auf einem umfassenden Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen beruht, erfordert schlussendlich eine Einbindung nachfrageseitiger Maßnahmen, die z. B. die Energieeffizienz steigern und eine Koordination der Stromnachfrage und des -angebots ermöglichen.⁵ Die vorliegende Untersuchung legt den Fokus auf die Erzeugungsebene und damit auf dezentrale Stromerzeugungsanlagen.

Ziel des vorliegenden Arbeitspapiers ist es einen Überblick über die Auswirkungen dezentraler Stromerzeugungskapazitäten auf das Stromsystem zu geben und Folgen für die Ausgestaltungsmöglichkeiten der Bereitstellung abzuleiten. Die Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen auf das Stromversorgungssystem sind dabei in vielfältiger Weise untersucht worden.⁶ Diese umfassen neben technischen und

¹ Vgl. BUNDESREGIERUNG (2010), S. 3-5 und GAWEL et al. (2014), S. 4-5.

² Vgl. AGE (2014) und BUNDESREGIERUNG (2010), S. 5.

³ Vgl. ACKERMANN/ANDERSSON/SÖDER (2001), S. 199.

⁴ Vgl. für eine Übersicht möglicher Technologien EL-KHATTAM/SALAMA (2004).

⁵ Vgl. ACKERMANN (2007), S. 1148-1149. Nachfrageseitige Maßnahmen dieser Art werden zusammen mit dezentralen Erzeugungsanlagen als dezentrale Ressourcen bezeichnet.

⁶ Vgl. etwa DONDI et al. (2002), PEÇAS LOPES et al. (2007) oder PASSEY et al. (2011). Der Schwerpunkt liegt auf der Analyse technischer Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen, eine umfassende Untersuchung der Auswirkungen aus unterschiedlichen Perspektiven erfolgt in der Regel nicht.

ökonomischen Herausforderungen auch gesellschaftliche Aspekte, die sich auf die Investitionsentscheidung eines potenziellen Anlagenbetreibers auswirken können. Diese Erkenntnisse bilden die Ausgangslage für eine nachfolgende nähere Untersuchung der Potenziale genossenschaftlicher Bereitstellung dezentraler Erzeugungskapazitäten. Zu diesem Zweck wird in Kapitel 2 zunächst eine Definition dezentraler Stromerzeugungskapazitäten vorgenommen, auf Grundlage derer ein Ansatz zur Quantifizierung der dezentralen Erzeugungskapazitäten im Bundesgebiet vorgestellt wird. Anschließend werden in Kapitel 3 Auswirkungen der dezentralen Stromerzeugung aus technischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Perspektive erarbeitet. Aus der Analyse ergeben sich Ausgestaltungsmöglichkeiten der Bereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen, die in Kapitel 4 vorgestellt werden. Das Arbeitspapier schließt mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick auf weiteren Forschungsbedarf.

2 Dezentrale Stromerzeugungskapazitäten

In Abgrenzung zum zentralen Versorgungssystem, das den in Großkraftwerken erzeugten Strom mittels eines umfangreichen Übertragungs- und Verteilernetzes über weite Strecken an den jeweiligen Verbrauchsort leitet, sind dezentrale Stromerzeugungskapazitäten nahe der Last installiert.⁷ Veränderte Erzeugungsstrukturen, insbesondere der zunehmende Anteil erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung, führen dabei zu einer Anpassung dieser Netzstrukturen.⁸ Dabei ist zu berücksichtigen, dass Erzeugungskapazitäten, die erneuerbare Energieressourcen nutzen und dezentrale Erzeugungsanlagen in der politischen Diskussion oftmals synonym verwendet werden. Offshore-Windenergieparks, die die Kriterien einer lastnahen Stromeinspeisung nicht erfüllen, können allerdings nicht als dezentrale Stromerzeugungskapazitäten gelten.⁹ Damit zeigt sich die Notwendigkeit einer grundlegenden Begriffsdefinition als Voraussetzung einer eingehenden thematischen Auseinandersetzung.

⁷ Vgl. PEPMANS et al. (2005), S. 787, BAYOD-RÚJULA (2009), S. 377 und VAN DER VLEUTEN/RAVEN (2006), S. 3739. Vgl. zur Verwendung synonyme Begriffe ACKERMANN (2007), S. 1148 und JENKINS et al. (2008), S. 1. Unterschieden wird weiter zwischen dezentralen Erzeugungskapazitäten und dezentralen Ressourcen, welche neben den dezentralen Erzeugungskapazitäten nachfrageseitige Ressourcen, wie z. B. Smart Meter, umfassen. Vgl. ACKERMANN (2007), S. 1148-1149.

⁸ Vgl. etwa GROSCHKE et al. (2009), S. 14-15, LEÃO et al. (2011), S. 1507 sowie ABU-SHARKH et al. (2006), S. 81-82.

⁹ Vgl. FISCHLEIN et al. (2013), S. 102.

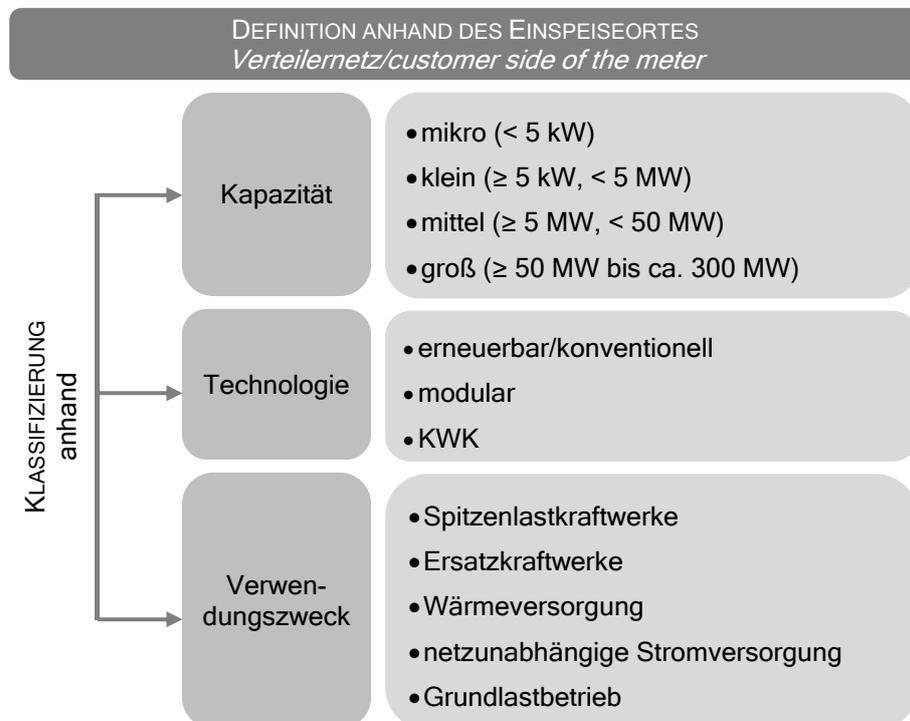
2.1 Definition

Eine Quantifizierung von lastnah installierten Erzeugungsanlagen ist aufgrund der dem Stromversorgungssystem eigenen Besonderheiten problematisch. In der von ACKERMANN/ANDERSSON/SÖDER (2001) erarbeiteten Definition wird der Ort der Einspeisung berücksichtigt, indem Stromerzeugungsanlagen von der Betrachtung ausgeschlossen werden, die im Zuge einer Einspeisung auf Ebene des Übertragungsnetzes einer weitflächigen Stromversorgung dienen:

„Distributed generation is an electric power source connected directly to the distribution network or on the customer site of the meter.“¹⁰

Unter Berücksichtigung der Dimensionen Kapazität, Technologie sowie Verwendungszweck lassen sich dezentrale Erzeugungskapazitäten auf Grundlage der eingeführten Definition, wie in Abbildung 1 veranschaulicht, klassifizieren. Die Einschränkung dezentraler Erzeugungsanlagen

Abbildung 1: Definition und Klassifikation dezentraler Erzeugungskapazitäten



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an ACKERMANN/ANDERSSON/SÖDER (2001) und CARLEY (2009).

¹⁰ ACKERMANN/ANDERSSON/SÖDER (2001), S. 201. Diese grundlegende Definition findet sich auch im EnWG § 3 Nr. 11 wieder.

auf solche, die in das Verteilernetz bzw. auf der Verbraucherseite des Stromzählers einspeisen, ermöglicht dabei über die technischen Beschränkungen der jeweiligen Netzspannungsebene Schlussfolgerungen über die maximale Kapazität der zu integrierenden Erzeugungsanlage.¹¹ Entscheidend sind dabei die Eigenschaften der rechtlich als Verteilernetz definierten Netzspannungsebene, wobei sich diese Definitionen regional bzw. national unterscheiden können.¹² Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) grenzt die Übertragungsnetze, die nicht der Belieferung von Endkunden dienen, auf die Höchst- (*ultrahigh voltage*, UHV) und Hochspannungsebene (*high voltage*, HV) ein. Verteilernetze hingegen dienen der Endkundenversorgung auf Ebene der Hoch-, Mittel- (*medium voltage*, MV) und Niederspannung (*low voltage*, LV).¹³ Daher ist eine differenzierte Betrachtung der Erzeugungsanlagen notwendig, die in das Hochspannungsnetz einspeisen.¹⁴ In der Literatur wird aufbauend auf die grundlegende Definition von ACKERMANN/ANDERSSON/SÖDER (2001) eine Klassifizierung vorgenommen, die sowohl sehr kleine Anlagen mit einer *Kapazität* von weniger als 5 kW als auch große Anlagen mit bis zu 300 MW umfasst.¹⁵

Hier zeigt sich, dass sich neben einer möglichen Klassifizierung dezentraler Erzeugungskapazitäten anhand der Anlagengröße insbesondere die verwendeten *Technologien*, die sich durch unterschiedliche Auswirkungen auf das Stromsystem auszeichnen, betrachtet werden können. Die politisch geförderte Stromerzeugung unter Verwendung regenerativer Energien, die oftmals durch ein volatiles Einspeiseprofil gekennzeichnet ist, kann von Erzeugungskapazitäten abgegrenzt werden, die konventionelle Ressourcen, wie Erdgas oder Erdöl, nutzen. Dabei stellen die einzelnen erneuerbaren und konventionellen Technologien unterschiedliche Herausforderungen an die Integration in das Stromsystem.¹⁶ Dezentrale Erzeugungskapazitäten können je nach Technologie ein modulares System bilden, das im Vergleich zu Großkraftwerken flexibel den jeweiligen Bedürfnissen angepasst werden kann.¹⁷ Besondere Berücksichtigung erfordern Anlagen, die im Zuge der Kraft-Wärme-

¹¹ Vgl. PAPAIOANNOU/PURVINS (2014), S. 141-142, ACKERMANN (2007), S. 1148.

¹² Vgl. PEPEMANS et al. (2005), S. 796.

¹³ Vgl. EnWG § 3 Nr. 32 und 37.

¹⁴ Siehe Kapitel 2.3.

¹⁵ Vgl. ACKERMANN/ANDERSSON/SÖDER (2001), S. 197.

¹⁶ Vgl. EL-KHATTAM/SALAMA (2004), S. 120-123 sowie für eine detaillierte Analyse JENKINS et al. (2008).

¹⁷ Vgl. CARLEY (2009), S. 1649.

Kopplung (KWK) betrieben werden und sowohl der Strom-, als auch der Wärmeversorgung dienen.

So wird beispielweise anhand der KWK-Anlagen deutlich, dass neben der Klassifizierung mittels der Kapazität und der verwendeten Technologie, eine Einbindung in das Stromsystem aufgrund des *Verwendungszwecks* der Erzeugungsanlage erschwert werden kann. Wärmegeführte KWK-Anlagen stellen dabei aufgrund der Fahrweise besondere Anforderungen im Rahmen der Integration. Darüber hinaus ist neben dezentralen Erzeugungsanlagen, die in Spitzenlastzeiten oder in Situationen eines Ausfalls von Stromerzeugungskapazitäten angefahren werden, insbesondere die netzunabhängige Stromproduktion hervorzuheben. In Abgrenzung zu diesen Verwendungszwecken ist die Deckung eines Teils der Grundlast und damit eine im Vergleich zum Spitzenlastbetrieb kontinuierliche Stromeinspeisung mittels dezentraler Erzeugungsanlagen möglich.¹⁸

Für die vorgestellten Kategorien bestehen im Rahmen des Ausbaus dezentraler Erzeugungsanlagen in unterschiedlicher Ausprägung Herausforderungen, die die Kosten der Stromerzeugung beeinflussen. So kann Netzinstabilität, die durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien unter Umständen verstärkt werden kann, zu Stromausfällen führen und folglich die Gesamtwirtschaft belasten.¹⁹ Auf einzelwirtschaftlicher Ebene wirkt sich u. a. eine mangelnde regulatorische Standardisierung im Zuge der Installation einer dezentralen Erzeugungsanlage auf die Investitionsentscheidung aus.²⁰ Diese Zusammenhänge werden in Kapitel 3 näher untersucht. Zunächst werden rechtliche Rahmenbedingungen dezentraler Erzeugungsanlagen aufgezeigt, um anschließend eine quantitative Einschätzung der Bedeutung dezentraler Stromerzeugungskapazitäten im deutschen Stromsystem auf Grundlage der eingeführten Definition vorzunehmen.

2.2 Rechtliche Rahmenbestimmungen

Im Rahmen des Kyoto-Protokolls hat sich die EU zu einer deutlichen Senkung der Treibhausgasemissionen verpflichtet. Die deutsche Bundesregierung hat sich im Zuge des Burden Sharings der EU Minderungsziele gesetzt, die u. a. über die zunehmende Verwendung regenerativer

¹⁸ Vgl. BAYOD-RÚJULA (2009), S. 378 und CARLEY (2009), S. 1649.

¹⁹ Vgl. PIASZECK/WENZEL/WOLF (2013), S. 23.

²⁰ Vgl. CARLEY (2009), S. 1656. Beispielhaft wäre hier auf die Einführung neuer Standards im Bereich der Smart Grid-Technologie hinzuweisen.

Ressourcen in der Energieerzeugung verfolgt werden. Neben dem europäischen Emissionshandelssystem fördert die Bundesregierung den Einsatz erneuerbarer Energien mittels des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Garantierte Vergütungen und Abnahmeverpflichtungen, die zunehmend zugunsten einer verbesserten Marktintegration überarbeitet werden, setzen Investitionsanreize für Erzeugungsanlagen, die regenerative Ressourcen verwenden und eine CO₂-ärmere Stromerzeugung ermöglichen.²¹

KWK-Anlagen, deren Strom nicht über das EEG gefördert wird, sind über das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG) förderungsberechtigt und können in Abhängigkeit der Anlagengröße einen Zuschlag auf erzielte Strompreise erhalten.²² Darüber hinaus wird ein einmaliger, kapazitätsabhängiger Investitionszuschuss für KWK-Anlagen bis 20 kW gezahlt, um den Einsatz von KWK-Anlagen mit kleinen Erzeugungskapazitäten zu fördern.²³ Über das KWKG werden demnach u. a. dezentrale Erzeugungsanlagen gefördert, die im Zuge der KWK betrieben werden und konventionelle Energieträger verwenden.

Erzeugungsanlagen, die dezentral einspeisen, allerdings weder über das EEG noch über das KWKG gefördert werden, werden in § 18 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) berücksichtigt. Die durch die dezentrale Stromeinspeisung vermiedenen Netzentgelte höherer Spannungsebenen werden diesen Erzeugungsanlagen unabhängig von dem zur Energieerzeugung verwendeten Energieträger vergütet.²⁴

Neben der finanziellen Förderung, die für dezentrale Stromerzeugungsanlagen somit über verschiedene wirtschaftspolitische Mechanismen

²¹ So sieht das reformierte EEG, das am 1. August 2014 in Kraft trat, für Neuanlagen u. a. geringere Vergütungssätze von durchschnittlich 12 Cent/kWh, definierte Ausbaukorridore und eine verpflichtende Direktvermarktung für Erzeugungsanlagen >500 kW (ab 2016 >100 kW) vor. Vgl. GAWEL/LEHMANN (2014), S. 653-654.

²² Werden die im KWKG festgelegten Voraussetzungen erfüllt, wird ein Zuschlag auf den zwischen Anlagen- und Netzbetreiber vereinbarten Preis gezahlt. Im Unterscheid zur EEG-Förderung wird technologieunabhängig ein Zuschlag von 5,41 Cent/kWh für einen Leistungsanteil bis 50 kW gezahlt. Für größere Leistungsanteile nimmt die Zuschlagshöhe ab. Vgl. KWKG § 7. Weiter sind Steuervergünstigungen nach EnergieStG § 53 in der Beschaffung des Brennstoffes möglich.

²³ Siehe dazu die „Richtlinien zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el}“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit vom 17. Januar 2012.

²⁴ In der Betrachtung der vermiedenen Netzkosten wird die mögliche kostensteigernde Wirkung dezentraler Erzeugungsanlagen in der Stromübertragung und -verteilung, die in Kapitel 3.1 thematisiert wird, nicht berücksichtigt.

möglich ist, ist insbesondere das Verfahren zum Netzanschluss aus der Perspektive der Anlagenbetreiber relevant. Dabei wird jedes Anschlussbegehren individuell betrachtet und wesentlich durch die Auswirkungen der Erzeugungsanlage auf das Stromnetz, die in Kapitel 3.1. näher betrachtet werden, beeinflusst.²⁵

2.3 Ansatz zur Quantifizierung

Eine Quantifizierung ist gemäß der in Kapitel 2.1 eingeführten Definition aufgrund der Datenlage nur eingeschränkt möglich. Zwar sind über die Veröffentlichungspflichten im Rahmen des EEG die notwendigen Daten von EEG-Anlagen verfügbar. KWK-Anlagen und konventionelle dezentrale Erzeugungsanlagen unterliegen jedoch keiner entsprechenden Veröffentlichungspflicht. Für eine Quantifizierung der dezentralen Erzeugungsanlagen, die über das EEG gefördert werden, können die EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber zum 31.12.2013 verwendet werden. Weiter sind über die Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur (BNetzA) detaillierte Informationen über Kraftwerke >10 MW zum 16.07.2014 zugänglich.²⁶ In Abbildung 2 wird der Anteil der Erzeugungsanlagen an der Gesamtkapazität für die Einspeisungsebenen grafisch veranschaulicht.

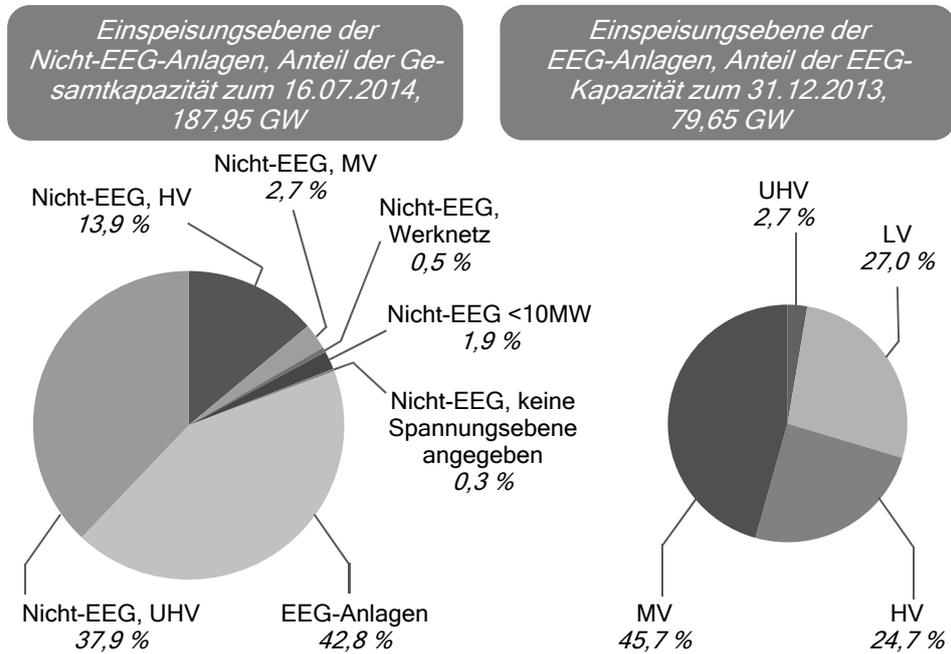
Die Kraftwerkliste der BNetzA umfasst aktuell Erzeugungsanlagen mit einer Netto-Nennleistung von insgesamt 187,95 GW²⁷, wobei Anlagen, die nach dem EEG vergütungsfähig sind, 42,8 % der Kapazität stellen. Erzeugungsanlagen <10 MW, die nicht über das EEG vergütet werden, werden aggregiert dargestellt, wodurch ein Rückschluss auf die Einspeisungsebene nicht möglich ist. Dies betrifft 1,9 % der gesamten Erzeugungskapazität. Die Erzeugungsanlagen, die nicht nach dem EEG vergütungsfähig sind, allerdings disaggregiert abgebildet werden und in das HV-, MV- oder ein Werknetz einspeisen, stellen 17,1 % der gesamten Erzeugungskapazität. Allerdings ist bezüglich der Anlagen, die auf HV-Ebene einspeisen, aufgrund der rechtlichen Definition des Verteilnetzes

²⁵ Technische Mindestanforderungen müssen nach EnWG § 19 Abs. 1 veröffentlicht werden. Nach EnWG § 17 Abs. 2 können Netzbetreiber ein Anschlussbegehren ablehnen, sofern dieses aus betriebsbedingten, wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar ist.

²⁶ Die dem folgendem Abschnitt zugrunde liegenden Daten basieren auf NETZTRANSPARENZ (2014) sowie BNETZA (2014).

²⁷ Die angegebene Gesamtkapazität umfasst keine Kraftwerke des Auslandes, die in das deutsche Stromnetz einspeisen sowie endgültig stillgelegte Kraftwerke.

Abbildung 2: Einspeisungsebenen der Erzeugungsanlagen



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der BNETZA (2014) und NETZTRANSPARENZ (2014).

eine nähere Betrachtung bezüglich der Eigenschaft einer dezentralen Erzeugungsanlage erforderlich. Erzeugungsanlagen, die nicht EEG-vergütungsfähig sind und in das UHV-Netz einspeisen, vereinen 37,9 % der installierten Erzeugungskapazität auf sich. Diese Anlagen können damit per Definition als zentrale Erzeugungsanlagen identifiziert werden.

Abbildung 2 gibt darüber hinaus Aufschluss über die EEG-Anlagen, die in das Verteilnetz einspeisen. Zum 31.12.2013 umfassen die EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber 1.486.065 Erzeugungsanlagen, die eine installierte Leistung von 79,65 GW aufweisen.²⁸ Dabei speisen 1.485.143 dieser Anlagen auf LV-, MV- oder HV-Ebene ein. Lediglich 2,7 % der installierten EEG-Kapazitäten speisen auf UHV-Ebene ein und sind demnach als zentrale Erzeugungsanlagen zu kennzeichnen.²⁹

²⁸ Abweichungen der installierten Leistungen von den Angaben der BNetzA ergeben sich aufgrund der Betrachtung unterschiedlicher Zeitpunkte.

²⁹ Offshore-Windenergieanlagen, die in das Hochspannungsnetz einspeisen, wurden dem Übertragungsnetz zugeordnet.

Tabelle 1: Anteil der Energieträger an der Erzeugungskapazität je Einspeisungsebene

EEG-Anlagen laut Anlagenstammdaten (31.12.2013), 77,53 GW						
	Biomasse	Deponie-, Klär-, Grubengas	Geothermie	Solar	Wasser	Windenergie (on-/offshore)
LV	2,4 %	0,1 %	–	96,2 %	1,1 %	0,2 %
MV	13,9 %	1,3 %	0,1 %	37,5 %	2,8 %	44,4 %
HV	3,1 %	0,4 %	–	13,1 %	1,3 %	82,0 %

Nicht EEG-vergütungsfähig laut Kraftwerksliste (16.07.2014), 32,15 GW								
	Abfall	Bio-masse	Braun-kohle	Erdgas	Mineralöl-produkte	Stein-kohle	Was-ser	Sonstige
Werk-netz	1,3 %	–	–	62,6 %	–	–	–	36,2 %
MV	16,7 %	0,4 %	5,1 %	38,1 %	4,2 %	13,9 %	10,7 %	10,9 %
HV	2,5 %	0,3 %	4,9 %	52,2 %	8,3 %	16,3 %	11,6 %	3,7 %

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Daten der BNETZA (2014) und NETZTRANSPARENZ (2014).³⁰

Die Beurteilung der Dezentralität der Erzeugungsanlagen, die auf HV-Ebene einspeisen, erfordert eine tiefergehende Betrachtung der eingesetzten Technologie. Wie in Tabelle 1 ersichtlich, wird 82,0 % der Erzeugungskapazität, die auf HV-Ebene einspeist, von Windenergieanlagen gestellt. Diese erfüllen jedoch oftmals nicht die Annahme der lastnahen Stromerzeugung, die den dezentralen Erzeugungsanlagen zugrunde liegt. Tabelle 1 zeigt darüber hinaus, dass 96,2 % der EEG-Erzeugungskapazität, die auf LV-Ebene einspeist, von Photovoltaikanlagen gestellt wird.

56,0 % der von Photovoltaik gestellten Erzeugungskapazität speist auf LV-Ebene ein, während andere EEG-vergütungsfähige Energieträger vorrangig auf MV-Ebene einspeisen. Bezüglich der Erzeugungskapazitäten, die nicht EEG-vergütungsfähig sind, zeigt sich, dass die Einspeisung auf HV-Ebene überwiegend unter Verwendung von Erdgas geschieht.

Abschließend muss angemerkt werden, dass aufgrund fehlender Angaben bezüglich der Einspeisungsebene und der Aggregation der Anlagen <10 MW, die nicht EEG-vergütungsfähig sind, eine Quantifizierung de-

³⁰ Da Daten kleiner Erzeugungsanlagen, die nicht EEG-vergütungsfähig sind, im Rahmen der Kraftwerksliste der BNetzA lediglich aggregiert ausgewiesen werden, ist es nachvollziehbar, dass für die LV-Ebene keine Einspeisung angezeigt ist. Die UHV-Ebene ist nicht abgebildet, da die Einspeisung per Definition als zentral eingestuft werden kann.

zentraler Erzeugungskapazitäten nicht endgültig möglich ist. Allerdings kann auf Grundlage der vorliegenden Daten ein Eindruck über die Bedeutung dezentraler Stromerzeugung gewonnen werden. Es lässt sich festhalten, dass dezentrale Stromerzeugungsanlagen, insbesondere unter Verwendung erneuerbarer Energieträger, einen deutlichen Beitrag zur gesamten Stromerzeugungskapazität leisten.

3 Auswirkungen dezentraler Stromerzeugungsanlagen

Dezentrale Erzeugungskapazitäten stellen insbesondere in ländlichen Gebieten eine Möglichkeit der kostengünstigen Elektrifizierung dar.³¹ In dem vorliegenden Arbeitspapier stehen jedoch die Herausforderungen im Fokus, die im Zuge eines zunehmenden Ausbaus dezentraler Energiekapazitäten verstärkt zu beobachten sind. Darüber hinaus sind gesamtwirtschaftlich positive Auswirkungen, wie ein möglicher Spitzenlastausgleich oder sinkende Strompreise, nicht Schwerpunkt der vorliegenden Untersuchung.³² Im Folgenden werden die Auswirkungen der Integration dezentraler Erzeugungsanlagen auf technischer, ökonomischer und gesellschaftlicher Ebene betrachtet, um in Kapitel 4 Gestaltungsmöglichkeiten der Bereitstellung abzuleiten. Dabei handelt es sich nicht um eine abschließende Untersuchung. Technische Zusammenhänge werden insbesondere hinsichtlich ihrer ökonomischen Auswirkungen, die für Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen von Bedeutung sind, dargestellt.

3.1 Technische Auswirkungen

Mit steigendem Anteil dezentraler Erzeugungskapazitäten in der Stromversorgung können sich diese zunehmend auf die Stromqualität auswirken. Eine mangelnde Stromqualität ist gegeben, wenn Störungen in der Stromversorgung von den Konsumenten wahrgenommen werden. Somit umfasst das Konzept der Stromqualität den Aspekt der Systemsicherheit und kann ökonomische Auswirkungen auf die unterschiedlichen Akteure nach sich ziehen.³³ Dabei stellen die Konsumenten hohe Anforderungen an die Qualität und Verlässlichkeit der Stromversorgung.³⁴

³¹ Vgl. etwa MOHAMMED et al. (2013), S. 266.

³² Vgl. für eine Übersicht der Vorteile dezentraler Erzeugungskapazitäten VIRAL/KHATOD (2012), S. 5150-5152.

³³ Vgl. PEPERMANS et al. (2005), S. 789 und VIRAL/KHATOD (2012), S. 5153-5154.

³⁴ Vgl. MORENO-MUÑOZ et al. (2010), S. 104 und McDONALD (2008), S. 4348.

Die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen wirkt sich zum einen auf die Frequenz, zum anderen auf die Spannung im Stromnetz aus. Ein zunehmender Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen, die sich durch eine volatile Stromeinspeisung auszeichnen, kann die Netzfrequenz, die in Deutschland und Europa 50 Hertz betragen soll, stören. Dabei legt die Europäische Norm EN 50160 eine Frequenzschwankung von $\pm 1\%$ (49,5 - 50,5 Hertz) als Netzqualitätskriterium fest. Frequenzschwankungen werden durch einen permanenten Ausgleich von Stromnachfrage und -angebot ausgeglichen. Dezentrale Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, deren Einspeisung dargebotsabhängig ist, können das Stromangebot kurzfristig ändern und Frequenzschwankungen induzieren. Sofern diese Frequenzschwankungen kritische Grenzen über- bzw. unterschreiten, können Schäden an elektrischen Geräten hervorgerufen werden.³⁵

Zudem produzieren Photovoltaikanlagen Gleichstrom, der mittels eines Wechselrichters in Wechselstrom umgewandelt werden muss, bevor dieser in das Stromnetz eingespeist werden kann. Windenergieanlagen produzieren in vom Netz abweichenden Frequenzen, die eine Stromeinspeisung ohne Zuhilfenahme von Umrichtersystemen verhindern.³⁶ Dies kann Oberschwingungen zur Folge haben, im Zuge derer die Frequenz ein ganzzahliges Vielfaches der Grundfrequenz beträgt. Treten diese Oberschwingungen vermehrt auf, kann dies als Vibration in Fahrstühlen oder als verminderte Tonqualität spürbar sein.³⁷

Für die Stromqualität ist neben einer konstanten Netzfrequenz eine ausgeglichene Netzspannung entscheidend. Grundsätzlich sinkt die Netzspannung, sobald Stromerzeugungsanlagen an das Netz angeschlossen werden. Werden jedoch dezentrale Erzeugungsanlagen angeschlossen, tritt ein gegenteiliger Effekt auf und die Netzspannung steigt. Diese grundsätzlich positive Wirkung, die eine Stabilisierung der Netzspannung ermöglicht, kann jedoch bei hoher Konzentration dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilnetz zu einem übermäßigen Spannungsanstieg führen.³⁸ Im Falle lokaler Überspannungen kann sich die Stromflussrichtung, die traditionell von höherer in niedrigere Spannungsebenen verläuft, ändern. Die Netzstruktur ist allerdings technisch nicht für eine Änderung der Stromflussrichtung ausgelegt. Dadurch werden verstärkte

³⁵ Vgl. PASSEY et al. (2011), S. 6284 und NAIR/ZHANG (2009), S. 3422.

³⁶ Vgl. LEÃO et al. (2011), S. 1508.

³⁷ Vgl. BAYOD-RÚJULA (2009), S. 381, NAIR/ZHANG (2009), S. 3422 sowie PASSEY et al. (2011), S. 6284.

³⁸ Vgl. NYKAMP/ANDOR/HURINK (2012), S. 224.

Sicherungseinrichtungen bedingt, um eine gleichbleibende Stromqualität zu ermöglichen.³⁹

Darüber hinaus können im Zuge des Anschlusses dezentraler Stromerzeugungskapazitäten Spannungsschwankungen auftreten, die die Stromqualität beeinflussen. Aufgrund der Netzstruktur ist die Niederspannungsebene in besonderem Ausmaß für solche Spannungsschwankungen anfällig.⁴⁰ Schwankt die Netzspannung um mehr als $\pm 10\%$, kann dies bei häufig zu hoher Netzspannung Schäden an elektronischen Geräten verursachen. Im Falle häufig zu niedriger Netzspannung können sogenannte Brownouts auftreten, die z. B. eine verminderte Leistung stromintensiver Geräte auszeichnet.⁴¹ Eine eingeschränkte Stromqualität ist für den Verbraucher ebenfalls bei schnellen Spannungsschwankungen in Form von Flickern gegeben. Dies kann für den Verbraucher, z. B. als ein Flimmern von Licht, visuell wahrnehmbar sein und kann insbesondere bei schwankender Einspeisung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen auftreten.⁴² Verstärkt wird das Problem kurzfristiger Spannungsschwankungen durch eine Einspeisungsunterbrechung dezentraler Erzeugungsanlagen, die erfolgt, wenn bestimmte Spannungsgrenzen erreicht werden. Betrifft dies eine Vielzahl von Erzeugungsanlagen eines Netzgebietes, können eine plötzliche Einschränkung des Stromangebots und damit ein Spannungsabfall die Folge sein.⁴³ Dabei sind Spannungseinbrüche von 10-90% der nominalen Netzspannung, die bis zu 60 Sekunden andauern können, der häufigste Beschwerdegrund von Stromverbrauchern.⁴⁴

Insbesondere mit zunehmendem Anteil von Erzeugungsanlagen, deren Einspeisung nur eingeschränkt planbar ist, steigt die Herausforderung die Systemsicherheit zu gewährleisten. Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie wärmegeführte KWK-Anlagen erfordern aufgrund der nur eingeschränkt prognostizierbaren Einspeisemengen eine entsprechende Vorhaltung von Regelenergie.⁴⁵ Tritt ein Stromausfall auf, könnten steuerbare, meist konventionelle, dezentrale Erzeugungsanlagen lokal die Stromversorgung sicherstellen. In abgegrenzten Versorgungsge-

³⁹ Vgl. PASSEY et al. (2011), S. 6282, MÉNDEZ et al. (2006), S. 244 und IPINNIMO et al. (2013), S. 29.

⁴⁰ Vgl. DONDI et al. (2002), S. 4 und CRATAN (2007), S. 386-387.

⁴¹ Vgl. NYKAMP/ANDOR/HURINK (2012), S. 224 und PASSEY et al. (2011), S. 6281.

⁴² Vgl. BAYOD-RÚJULA (2009), S. 380.

⁴³ Vgl. PASSEY et al. (2011), S. 6281.

⁴⁴ Vgl. MORENO-MUÑOZ et al. (2010), S. 104 und IPINNIMO et al. (2013), S. 30.

⁴⁵ Vgl. BAYOD-RÚJULA (2009), S. 380 und PEPEMANS et al. (2005), S. 794.

bieten, z. B. großen Produktionsanlagen, kann die Stromversorgung für den Zeitraum des Stromausfalls ausschließlich durch dezentrale Erzeugungsanlagen erfolgen.⁴⁶

Es zeigt sich somit, dass die Integration dezentraler Erzeugungskapazitäten in ein bestehendes Stromsystem dieses grundsätzlich positiv beeinflussen kann. Steigt der Anteil dezentraler Erzeugungskapazitäten über vom Netz determinierte Grenzwerte, sind jedoch die oben beschriebenen technischen Herausforderungen zu berücksichtigen. Hier sind technische Lösungen, von Schutzvorrichtungen bis hin zu einem umfassenden Smart Grid, möglich, die allerdings in der Regel eine regulatorische Berücksichtigung erfordern.⁴⁷ Die Bewältigung technischer Herausforderungen und die Ausschöpfung der Vorteile dezentraler Stromerzeugung, z. B. durch eine auf die Netzstruktur abgestimmte Stromeinspeisung, machen darüber hinaus eine Koordination der jeweiligen Akteure zwingend erforderlich. Im folgenden Abschnitt werden zunächst die ökonomischen Implikationen dezentraler Erzeugungskapazitäten näher betrachtet.

3.2 Ökonomische Auswirkungen

Der Ausbau dezentraler Erzeugungskapazitäten kann die Notwendigkeit von Investitionen auf Übertragungs- und Verteilernetzebene teilweise ersetzen bzw. verzögern. Dies gilt allerdings nur unter der Prämisse, dass der Netzanschluss an Stellen erfolgt, an denen dezentrale Erzeugungsanlagen die Netzstruktur positiv beeinflussen.⁴⁸ Wird die Entscheidung über den Einspeiseort überwiegend unabhängig von den Auswirkungen auf die Netzstruktur getroffen und vornehmlich die direkte Wirtschaftlichkeit einer dezentralen Erzeugungsanlage berücksichtigt, können Vorteile dieser Art nicht hinreichend ausgeschöpft werden.⁴⁹

Ob die Auswirkung der Erzeugungsanlage auf die Netzqualität vom Anlagenbetreiber bei der Investitionsentscheidung einkalkuliert wird, hängt unmittelbar mit der Ausgestaltung der Anschlusskosten zusammen. Wird es dem Netzbetreiber ermöglicht Preissignale für Einspeiseorte zu ge-

⁴⁶ Problematisch ist hingegen eine unbeabsichtigte Inselbildung, während der eine Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen in das allgemeine, nicht betriebene Stromnetz erfolgt. Dies kann zum einen zu einer deutlich verminderten Stromqualität, zum anderen zu einem Gesundheitsrisiko für Personal und Bevölkerung führen. Vgl. CHOUDHRY/KHAN (2010), S. 4845.

⁴⁷ Vgl. PASSEY et al. (2011), S. 6287 und BAYOD-RÚJULA (2009), S. 381.

⁴⁸ Vgl. BAYOD-RÚJULA (2009), S. 379 und JENKINS et al. (2008), S. 18-19.

⁴⁹ Vgl. MÉNDEZ et al. (2006), S. 245.

ben, die die Netzqualität positiv beeinflussen, fließt die Netzstruktur in die Investitionsentscheidung ein.⁵⁰ Dies ist etwa über sogenannte *deep charges* möglich, die alle mit dem Netzanschluss verbundenen Kosten inklusive der notwendigen Ausbaumaßnahmen auf höheren Netzebenen, die in Kapitel 3.1 beschrieben wurden, umfassen. *Shallow charges*, die demgegenüber lediglich die direkten Kosten des Netzanschlusses berücksichtigen, gehen mit einer im Vergleich geringeren Investitionshürde einher. Im bestehenden Regulierungsregime wurde die Abwägung, ob über die Anschlusskosten Anreize für eine kosteneffiziente Allokation oder für einen zunehmenden Ausbau gegeben werden sollen, zugunsten des erleichterten Markteintritts dezentraler Erzeugungskapazitäten getroffen.⁵¹

Insbesondere die modulare Struktur dezentraler Erzeugungsanlagen, wobei hier Photovoltaikanlagen als auch kleine Dieselgeneratoren hervorzuheben sind, ermöglichen kleinen Stromerzeugern im Zuge vergleichsweise geringer Investitionshürden den Markteintritt. Weiter bieten dezentrale Erzeugungsanlagen die Möglichkeit flexibel auf sich verändernde Marktbedingungen, wie z. B. die Strompreisentwicklung, zu reagieren.⁵² Darüber hinaus stellen dezentrale Erzeugungsanlagen im Vergleich zu zentralen Großkraftwerken oftmals geringere Anforderungen an den Standort.⁵³ Zwar kann die geografische Lage z. B. die Stromproduktion und einzelne Kostenpositionen beeinflussen, aufgrund der Größe dezentraler Erzeugungsanlagen wird allerdings wenig Fläche beansprucht.⁵⁴ Planungshorizonte und Investitionsbudgets sind zwar im Vergleich zu zentralen Großkraftwerken in der Regel geringer, stellen für potenzielle dezentrale Stromerzeuger jedoch dennoch oftmals eine Herausforderung dar.⁵⁵ Im bestehenden Regulierungsregime wird das Inves-

⁵⁰ Vgl. ROPENUS/JACOBSEN/SCHRÖDER (2011), S. 1955. Zwar wird nach EnWG § 17 im Zuge des Netzanschlussverfahrens geprüft, ob ein Netzanschluss betriebsbedingt, technisch und wirtschaftlich möglich und zumutbar ist, eine aktive Planung dezentraler Erzeugungskapazitäten ist jedoch nicht vorgesehen. Die Prüfung wird insbesondere durch EEG § 8 und KWKG § 4 eingeschränkt.

⁵¹ Vgl. COSSANT/GÓMEZ/FRÍAS (2009), S. 1147 sowie ROPENUS/JACOBSEN/SCHRÖDER (2011), S. 1952.

⁵² Vgl. PEPERMANS et al. (2005), S. 788.

⁵³ Vgl. BAYOD-RÚJULA (2009), S. 380.

⁵⁴ Die geografische Lage beeinflusst insbesondere im Fall dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen z. B. durch unterschiedliches Windaufkommen die Stromproduktion. Im Fall von Biomasseanlagen werden die Kosten der Rohstoffbeschaffung u. a. von Transportkosten beeinflusst.

⁵⁵ Vgl. BAYOD-RÚJULA (2009), S. 380, CARLEY (2009), S. 1649 und PEPERMANS et al. (2005), S. 790. Siehe für eine Quantifizierung der Stromgestehungskosten in Deutschland etwa KOST et al. (2013).

titionsrisiko für EEG- und KWK-Anlagenbetreiber, wie in Kapitel 2.2 beschrieben, u. a. durch eine finanzielle Förderung gemindert.

Im Vergleich zu zentralen Großkraftwerken erleichtert die dezentrale Stromerzeugung demnach aufgrund kürzerer Planungshorizonte, kleinerer Investitionsbudgets und eines geringeren Betriebsaufwands einen Markteinstieg potenzieller Marktteilnehmer. Dies kann die Anbieterstruktur in der Stromerzeugung drastisch verändern. Es zeigt sich, dass in Deutschland dezentrale Erzeugungsanlagen, insbesondere kleine Photovoltaikanlagen, lediglich in seltenen Fällen von Versorgungsunternehmen betrieben werden.⁵⁶ Je nach Eigentümerstruktur und Anreizgestaltung können dezentrale Erzeugungsanlagen auf marktmächtige Unternehmen in der Stromerzeugung einwirken.⁵⁷ Werden die dezentralen Erzeugungskapazitäten von unabhängigen Marktteilnehmern installiert und werden diesen über fixe Einspeisevergütungen beständige Erlöse gewährleistet, besteht für die unabhängigen Anbieter kein bzw. kaum Anreiz marktbehindernd zu agieren.⁵⁸ Von entscheidender Voraussetzung ist allerdings weiterhin die Verhinderung von Diskriminierung nachgelagerter Wertschöpfungsstufen, da ansonsten für den Netzbetreiber Anreize bestehen, den Netzanschluss unabhängiger Marktteilnehmer zu behindern.⁵⁹ Neben diesen ökonomischen Auswirkungen sind gesellschaftliche Folgen dezentraler Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen, die im folgenden Abschnitt betrachtet werden.

3.3 Gesellschaftliche Auswirkungen

Der Ausbau von Stromübertragungsnetzen, der auch im Zuge der Energiewende notwendig ist, regt oftmals Widerstand in der Bevölkerung. Negative Meinungsbilder, die mit dem Ausbau der Stromtrassen einhergehen können, beziehen sich dabei in der Regel auf die drastische Landschaftsveränderung, die in vergleichbarer Weise im Rahmen des Ausbaus dezentraler Windenergieprojekte auftritt.⁶⁰ Im Zuge konkreter Energieprojekte, die Individuen direkt betreffen, kann eine zunehmende Auseinandersetzung mit dem Thema der Windenergie das individuelle Meinungsbild prägen. Dabei zeigt sich, dass eine grundlegende Befür-

⁵⁶ Vgl. RICHTER (2013), S. 463.

⁵⁷ Vgl. BUNDESKARTELLAMT (2011), S. 30 und ACKERMANN (2007), S. 1153.

⁵⁸ Vgl. ACKERMANN (2007), S. 1154, 1156-1157.

⁵⁹ Vgl. LOPES FERREIRA et al. (2011), S. 5564.

⁶⁰ Vgl. SOINI et al. (2011), S. 303. Darüber hinaus ist anzumerken, dass vergleichbarer Widerstand ebenfalls gegenüber zentralen Großkraftwerken besteht. Vgl. PEÇAS LOPES et al. (2007), S. 1190.

wortung der Windenergie im Allgemeinen mit einer kritischen Betrachtung spezieller Windenergieprojekte einhergehen kann.⁶¹ Dieses Phänomen tritt verstärkt im Fall großflächiger Windenergiefarmen auf, kann jedoch grundsätzlich ebenfalls für dezentrale Windenergieanlagen sowie für andere Erzeugungstechnologien, wie Biomasse- oder Wasserkraftanlagen, angenommen werden.⁶²

Grund eines Widerstandes gegen Windenergieprojekte ist oftmals die visuelle Beeinträchtigung, aber auch Lärmbelästigung und Umweltbeeinträchtigungen werden als Gründe angebracht.⁶³ Ist ein Windenergieprojekt hingegen umgesetzt, kann eine Änderung der Meinung ortsansässiger Bürger bis hin zu einer Befürwortung dezentraler Windenergieanlagen erfolgen. So kann z. B. aufgrund der dann bestehenden Erfahrung mit Windenergieanlagen in der direkten Umgebung die zuvor von den Bürgern als visuelle Beeinträchtigung eingeschätzte Erzeugungsanlage als positiv für das Landschaftsbild eingestuft werden.⁶⁴

Da dezentrale Erzeugungsanlagen die Umwelt grundsätzlich in geringerem Ausmaß visuell beeinträchtigen und sich durch eine geringere Lärmbelästigung im Vergleich zu großen Windenergiefarmen auszeichnen, ist ein geringerer Widerstand in der Bevölkerung zu erwarten.⁶⁵ Widerstand gegenüber dezentralen Energieprojekten ist jedoch dennoch ein Faktor, der bei der Planung berücksichtigt werden muss. So kann Widerstand aufgrund fehlenden lokalen Nutzens dezentraler Erzeugungsanlagen etwa mittels informatorischer bis hin zu finanzieller Beteiligung ortsansässiger Bürger gemildert werden.⁶⁶

4 Ausgestaltungsmöglichkeiten der Bereitstellung dezentraler Erzeugungskapazitäten

Die Analyse der ökonomischen Auswirkungen hat u. a. gezeigt, dass die dezentrale Stromerzeugung neuen Marktteilnehmern die Möglichkeit bietet als Stromerzeuger aktiv zu werden. Während in der Vergangenheit vornehmlich große und kleine Energieunternehmen sowie eigenversorgende Industrieunternehmen als Stromerzeuger agierten, treten nun

⁶¹ Vgl. WOLSINK (2007), S. 1999 und WARREN et al. (2005), S. 854.

⁶² So ermitteln etwa RIBEIRO et al. (2014) für Portugal das Vorliegen der Not-in-my-backyard-Argumentation neben Windenergieanlagen für Biomasse- und Wasserkraftanlagen. Vgl. RIBEIRO et al. (2014), S. 48.

⁶³ Vgl. TOKE/BREUKERS/WOLSINK (2008), S. 1136 und WOLSINK (2007), S. 1194.

⁶⁴ Vgl. WARREN et al. (2005), S. 866.

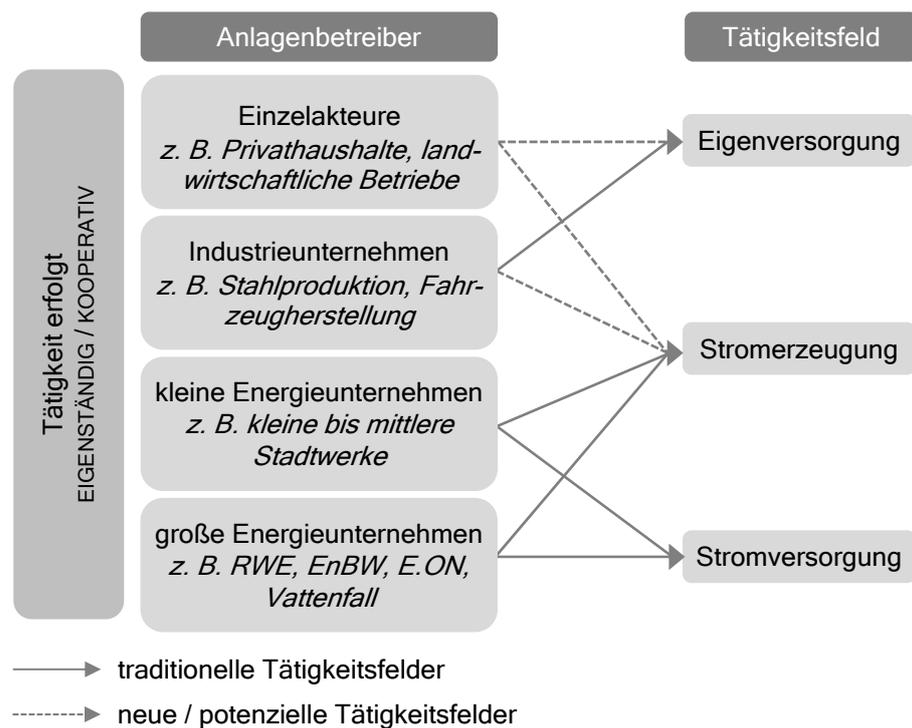
⁶⁵ Vgl. BARRY/CHAPMAN (2009), S. 3363.

⁶⁶ Vgl. MCLAREN LORING (2007), S. 2659.

zunehmend Einzelakteure als Anlagenbetreiber auf.⁶⁷ Dies wird insbesondere durch die vergleichsweise geringen Investitionsvolumen dezentraler Erzeugungsanlagen begünstigt. Einzelakteure können dabei etwa als Privatpersonen dezentrale Erzeugungsanlagen, z. B. Photovoltaikanlagen auf den Dachflächen des Eigenheims, in Betrieb nehmen. Ebenso können landwirtschaftliche Betriebe durch Biomasseanlagen weitere Einkommensquellen generieren. Das Tätigkeitsfeld beschränkt sich in diesen Fällen, wie in Abbildung 3 veranschaulicht, oftmals auf die Stromerzeugung oder die Eigenversorgung.

Im Gegensatz dazu wird sich das Tätigkeitsfeld von Industrieunternehmen, die dezentrale Stromerzeugungsanlagen in der Regel zum Zweck der Eigenversorgung betreiben, lediglich vereinzelt auf die Erzeugung

Abbildung 3: Ausgestaltungsmöglichkeiten im Bereich der dezentralen Energieversorgung

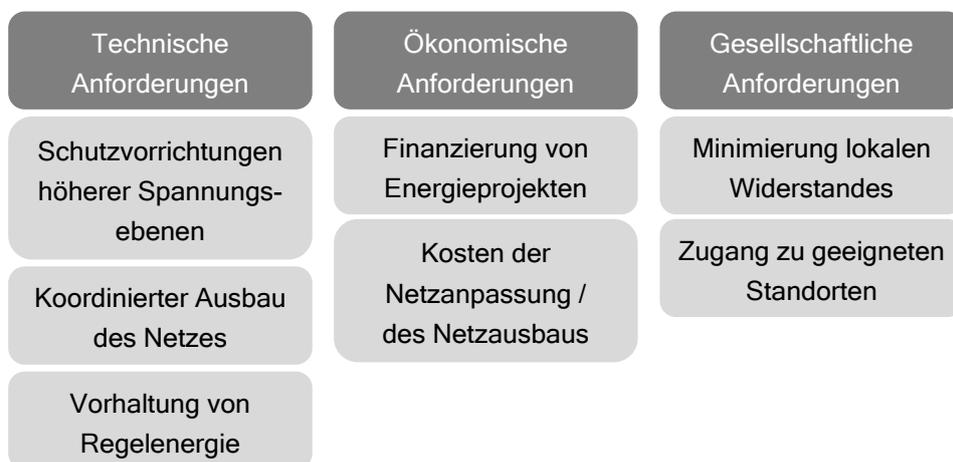


⁶⁷ Die vorgestellte Kategorisierung der möglichen Marktteilnehmer ist dabei nicht abschließend, umfasst jedoch die wesentlichen Akteursgruppen. Einzelakteure werden nicht als Einzelpersonen verstanden, sondern stellen Akteure dar, die im Zuge der dezentralen Stromerzeugung neu in den Markt eintreten. Als Energieunternehmen werden hier Unternehmen aufgefasst, die schwerpunktmäßig im Bereich der Energiewirtschaft tätig sind. Kleine Energieunternehmen werden in dem vorliegenden Arbeitspapier von großen Energieunternehmen insbesondere durch die installierte Erzeugungskapazität abgegrenzt. Große Energieunternehmen werden in diesem Sinne besonders im Bereich der zentralen Energieversorgung tätig sein.

von Strom ausweiten. Dennoch kann die Stromerzeugung unabhängig von der Eigenversorgung als Geschäftsfeld entdeckt werden. So kann eine Einspeisung von Strommengen in das allgemeine Stromnetz, die über die Eigenversorgung hinaus produziert wurden, erfolgen. Kleine wie große Energieunternehmen sind demgegenüber traditionell sowohl in der Stromerzeugung als auch in der Stromversorgung tätig. Hier stellt sich die Frage, ob insbesondere große Energieversorgungsunternehmen dezentrale Stromerzeugung als profitables Geschäftsfeld für sich erkennen.⁶⁸

Während die dezentrale Stromerzeugung neuen Akteuren den Markteintritt erleichtert, ist weiterhin eine Berücksichtigung der technischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem erforderlich. Abbildung 4 veranschaulicht die Anforderungen, die sich aus der Betrachtung der Auswirkungen dezentraler Stromerzeugungsanlagen in Kapitel 3 ergeben. So sind aus technischer Perspektive etwa Schutzvorrichtungen auf höheren Spannungsebenen notwendig, um eine hinreichende Stromqualität zu gewährleisten. Weiter erfordert u. a. der Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen, die sich durch ein volatiles Einspeiseprofil auszeichnen, eine Anpassung des Regelenenergiemarktes sowie der Netzstrukturen. Kosten notwendiger Netz-anpassung sollten aus ökonomischer Perspektive bei der Investitionsentscheidung berücksichtigt werden. Trotz eines im Vergleich zu zentralen Erzeugungsanlagen geringeren Investitionsbedarfs, muss die Finanzierung weiterhin als Herausforderung bedacht werden. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass gesellschaftlicher Widerstand in der Bevölkerung

Abbildung 4: Anforderungen an die Bereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen



⁶⁸ Vgl. RICHTER (2013), S. 463.

den Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen behindern und den Zugang zu geeigneten Standorten erschweren kann.

Die dezentrale Energieversorgung kann dabei eigenständig durch die einzelnen Marktteilnehmer oder in Kooperation mit anderen Marktteilnehmern erfolgen.⁶⁹ Die Kooperation von Akteuren in der Stromerzeugung ermöglicht durch die Nutzung von Synergieeffekten einen Ausgleich vorliegender Größen-, Kompetenz- und Informationsnachteile.⁷⁰ So kann im Rahmen einer kooperativen Bereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen durch Größen- und Standardisierungsvorteile die Umsetzung von Energieprojekten positiv beeinflusst werden. Gleichzeitig werden die Finanzierung und die Risiken der Energieprojekte gemeinschaftlich von den Kooperationspartnern übernommen, wodurch den ökonomischen Anforderungen der dezentralen Energieversorgung Rechnung getragen wird. Insbesondere durch den Zugang zu Informationen und Qualifikationen im Zuge einer Kooperation kann den technischen Herausforderungen der Bereitstellung dezentraler Erzeugungskapazitäten begegnet werden. So kann das technisch notwendige Knowhow, z. B. bezüglich der erforderlichen Schutzvorrichtungen, im Rahmen der Kooperation erlangt werden. Weiter kann, z. B. durch den Verbund kleiner Energieunternehmen, das Dienstleistungsspektrum entlang der Wertschöpfungskette ausgeweitet werden. Mit zunehmender Größe der Kooperation kann darüber hinaus eine volatile Einspeisung erneuerbare Energien durch ein differenziertes Erzeugungsportfolio ausgeglichen werden.⁷¹

Im Bereich der dezentralen Stromversorgung findet insbesondere die Kooperationsform der Genossenschaft Anwendung, um die in Kapitel 3.3 erarbeiteten gesellschaftlichen Anforderungen zu berücksichtigen.⁷²

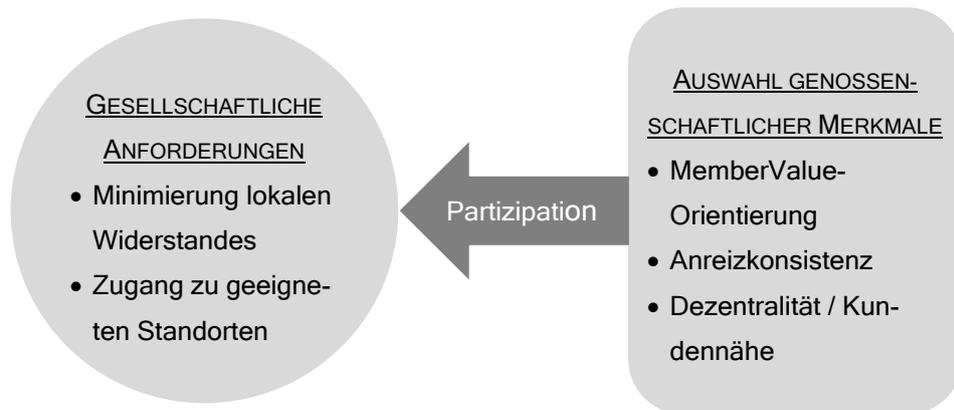
⁶⁹ Kooperationen umfassen dabei „intensive, nicht auf einmalige Transaktionen angelegte, implizit oder vertraglich abgesicherte freiwillige Verbindungen mit anderen rechtlich selbstständig bleibenden Unternehmen, die einzelne Unternehmensaktivitäten betreffen, um einzelwirtschaftliche Ziele besser zu erreichen als in alternativen Organisationsformen.“ THEURL (2010a), S. 314.

⁷⁰ Vgl. THEURL (2010b), S. 79 und SCHULTE (2006), S. 55.

⁷¹ Vgl. THEURL (2005), S. 159-160.

⁷² Neben der Genossenschaft sind weitere alternative Rechtsformen, wie beispielsweise die im Energiebereich oft genutzte Gesellschaft bürgerlichen Rechts, im Bereich der dezentralen Stromerzeugung möglich. Der mögliche Institutionalierungsgrad einer Kooperation beschränkt sich weiter nicht auf die Energiegenossenschaft. Grundsätzlich sind in Abhängigkeit der angestrebten Flexibilität und Stabilität der Kooperation unterschiedliche Ausprägungen von formlosen Vereinbarungen bis hin zum Joint Ventures denkbar. Vgl. THEURL (2005), S. 171-173.

Abbildung 5: Gegenüberstellung gesellschaftlicher Anforderungen an die Bereitstellung und genossenschaftlicher Merkmale



Dies lässt sich beispielsweise anhand des deutlichen Gründungsgeschehens im Bereich der Energiegenossenschaften in den vergangenen Jahren verdeutlichen. Von 2007 bis 2011 hat sich der Bestand von 101 auf 586 Energiegenossenschaften mehr als verfünffacht.⁷³ Für 2013 wird vom Deutschen Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V. (DGRV) ein Bestand von 776 Energiegenossenschaften ausgewiesen.⁷⁴

Die genossenschaftlichen Merkmale, die eine Berücksichtigung der gesellschaftlichen Anforderungen an die Bereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen fördern, sind in Abbildung 5 dargestellt. Die Herausforderung der Einbindung der lokalen Bevölkerung im Rahmen der Umsetzung eines Energieprojektes kann grundsätzlich von der reinen Informationsbereitstellung bis hin zu einer finanziellen Beteiligung unterschiedliche Ausprägungen annehmen.⁷⁵ Allerdings wird insbesondere eine finanzielle Beteiligung ortsansässiger Bürger als Möglichkeit eingeschätzt die Akzeptanz von Energieprojekten zu steigern.⁷⁶ Die Genossenschaft verpflichtet sich zudem zur Förderung ihrer Mitglieder, wobei sich der Gesamtwert der genossenschaftlichen Tätigkeit für die Mitglieder als MemberValue ergibt.⁷⁷

Die Genossenschaftsmitglieder sind gleichzeitig Eigentümer, Kapitalgeber und Kunden des genossenschaftlichen Unternehmens. Strategische Entscheidungen werden von den Mitgliedern getroffen und deren Konsequenzen gemeinsam getragen. Folglich liegt eine Anreizkonsistenz

⁷³ Vgl. MARON/MARON (2012), S. 99.

⁷⁴ Vgl. DGRV (2014), S. 68.

⁷⁵ Vgl. DEVINE-WRIGHT (2005), S. 59.

⁷⁶ Vgl. BARRY/CHAPMAN (2009), S. 3364.

⁷⁷ Vgl. THEURL/SCHWEINSBERG (2004), S. 38-42.

vor, da die Entscheidung und die Verantwortung der Konsequenzen zusammenfallen.⁷⁸ Es liegt eine systemimmanente Mitgliederorientierung vor, die von den Genossenschaftsmitgliedern im Zuge des Demokratieprinzips durchgesetzt wird. Jedes Genossenschaftsmitglied erhält unabhängig von der Anzahl und der Höhe der Geschäftsanteile eine Stimme und kann im Zuge eines demokratischen Entscheidungsprozesses seine Interessen in die Entscheidungsfindung der Genossenschaft einbringen.⁷⁹ Darüber hinaus zeichnet sich die Genossenschaft durch Dezentralität und Kundennähe aus, die es ermöglicht lokale Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.⁸⁰

Diese genossenschaftlichen Merkmale fördern eine Partizipation der Bevölkerung in der Umsetzung dezentraler Energieprojekte, die zu einer Minimierung lokalen Widerstandes führen kann. Im Zuge der Mitgliedschaft in der Energiegenossenschaft können ortsansässige Bürger gleichberechtigt ihr Mitbestimmungs- und Kontrollrecht ausüben. So können betroffene Bürger ihre Interessen aktiv in der Umsetzung dezentraler Energieprojekte einbringen. Darüber hinaus können im Rahmen einer genossenschaftlichen Bereitstellung dezentraler Erzeugungsanlagen Eigentümer geeigneter Standorte zur Nutzung dieser Flächen für dezentrale Energieprojekte motiviert werden.⁸¹

5 Fazit

Dezentrale Stromerzeugungskapazitäten, insbesondere unter Verwendung regenerativer Energieressourcen, nehmen eine zunehmend bedeutsame Position im Stromversorgungssystem ein. Ziel des vorliegenden Arbeitspapiers war es einen Überblick über die technischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Auswirkungen dezentraler Stromerzeugungskapazitäten auf das Stromsystem zu geben und Ausgestaltungsmöglichkeiten der Bereitstellung abzuleiten.

Zu diesem Zweck wurden zunächst eine Definition dezentraler Erzeugungskapazitäten aufgezeigt und rechtliche Rahmenbedingungen erarbeitet. Anschließend wurde aufbauend auf der eingeführten Definition ein Ansatz zur Quantifizierung dezentraler Erzeugungsanlagen vorgestellt. Es hat sich gezeigt, dass eine abschließende Quantifizierung de-

⁷⁸ Vgl. THEURL (2010b), S. 82-83 und THEURL (2005), S. 180.

⁷⁹ Vgl. THEURL/SCHWEINSBERG (2004), S. 49-50.

⁸⁰ Vgl. THEURL/SCHWEINSBERG (2004), S. 48.

⁸¹ Vgl. THEURL (2010b), S. 148.

zentraler Erzeugungskapazitäten auf Grundlage der verfügbaren Daten nicht möglich ist, wobei jedoch deutlich wurde, dass dezentrale Erzeugungskapazitäten einen deutlichen Beitrag zur gesamten Erzeugungskapazität leisten.

Im Rahmen der Betrachtung der Auswirkungen dezentraler Erzeugungskapazitäten auf das Stromsystem wurden technische, ökonomische und gesellschaftliche Anforderungen ermittelt. So erfordern dezentrale Erzeugungsanlagen verstärkte Schutzeinrichtungen und können sich etwa im Zuge von Spannungsschwankungen negativ auf die Stromerzeugungsanlagen auswirken. Kosten der Netzanpassung werden dezentralen Erzeugungsanlagen über die Anschlusskosten im aktuellen Regulierungsregime nicht umfassend angelastet, sodass vergleichsweise geringe Investitionshürden neuen Akteuren den Markteintritt ermöglichen. Trotz des im Vergleich zu zentralen Erzeugungsanlagen geringeren Investitionsbedarfs, stellt die Finanzierung weiterhin eine Herausforderung dar. Gleichzeitig muss ein möglicher gesellschaftlicher Widerstand gegen Energieprojekte und ein fehlender Zugang zu geeigneten Anlagenstandorten berücksichtigt werden.

Bezüglich der Ausgestaltungsmöglichkeiten hat sich gezeigt, dass eine kooperative Bereitstellung dezentraler Stromerzeugungsanlagen durch die Nutzung von Synergieeffekten den technischen, ökonomischen und gesellschaftlichen Anforderungen Rechnung trägt. Aufgrund ihrer Merkmale eignet sich insbesondere die genossenschaftliche Bereitstellung, da den gesellschaftlichen Anforderungen adäquat begegnet werden kann. Durch die Möglichkeiten der Partizipation ist eine Minimierung des Widerstandes ortsansässiger Bürger gegenüber dezentralen Energieprojekten möglich. Die Potentiale, die ein Zusammenschluss in einer Energiegenossenschaft als Form der kooperativen Bereitstellung dezentraler Erzeugungskapazitäten bietet, gilt es im Rahmen weiterer Analysen näher zu untersuchen.

Literaturverzeichnis

- ABU-SHARKH, S./ARNOLD, R. J./KÖHLER, J./LI, R./MARKVART, T./ROSS, J. N./STEEMERS, K./WILSON, P./YAO, R. (2006): Can microgrids make a major contribution to UK energy supply?, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10 (2), S. 78-127.
- ACKERMANN, T. (2007): Distributed resources and re-regulated electricity markets, *Electric Power Systems Research*, 77 (9), S. 1148-1159.
- ACKERMANN, T./ANDERSSON, G./SÖDER, L. (2001): Distributed generation: a definition, *Electric Power Systems Research*, 57 (3), S. 195-204.
- AG ENERGIEBILANZEN E.V. (AGEB) (2014): Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern, Stand: 6. Juni 2014, URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/4-0-Arbeitsgemeinschaft.html> [11.10.2014].
- BARRY, M./CHAPMAN, R. (2009): Distributed small-scale wind in New Zealand: Advantages, barriers and policy support instruments, *Energy Policy*, 37 (9), S. 3358-3369.
- BAYOD-RÚJULA, A. A. (2009): Future development of the electricity systems with distributed generation, *Energy*, 34 (3), S. 377-383.
- BUNDESKARTELLAMT (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -grosshandel, Abschlussbericht gemäß § 32e GWB - Januar 2011, URL: http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [26.08.2014].
- BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA) (2014): Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur - Stand 16.07.2014, URL: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html [02.09.2014].
- BUNDESREGIERUNG (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, URL: http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.pdf?__blob=publicationFile&v=5%20 [11.10.2014].

- CARLEY, S. (2009): Distributed generation: An empirical analysis of primary motivators, *Energy Policy*, 37 (5), S. 1648-1659.
- CHOUDHRY, M. A./KHAN, H. (2010): Power loss reduction in radial distribution system with multiple distributed energy resources through efficient islanding detection, *Energy*, 35 (12), S. 4843-4861.
- COSENT, R./GÓMEZ, T./FRÍAS, P. (2009): Towards a future with large penetration of distributed generation: Is the current regulation of electricity distribution ready? Regulatory recommendations under a European perspective, *Energy Policy*, 37 (3), S. 1145-1155.
- CRASTAN, V. (2007): *Elektrische Energieversorgung 1, Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*, Aufl. 2, Berlin, Heidelberg.
- DEUTSCHER GENOSSENSCHAFTS- UND RAIFFEISENVERBAND E.V. (DGRV) (2014): *Geschäftsbericht 2013*, Berlin.
- DEVINE-WRIGHT, P. (2005): Local aspects of UK renewable energy development: exploring public beliefs and policy implications, *Local Environment*, 10 (1), S. 57-69.
- DONDI, P./BAYOUMI, D./HAEDERLI, C./JULIAN, D./SUTER, M. (2002): Network integration of distributed power generation, *Journal of Power Sources*, 106 (1-2), S. 1-9.
- EL-KHATTAM, W./SALAMA, M. M. A. (2004): Distributed generation technologies, definitions and benefits, *Electric Power Systems Research*, 71 (2), S. 119-128.
- FISCHLEIN, M./WILSON, E. J./PETERSON, T. R./STEPHENS, J. C. (2013): States of transmission: Moving towards large-scale wind power, *Energy Policy*, 56, S. 101-113.
- GAWEL, E./LEHMANN, P. (2014): Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014, *Wirtschaftsdienst*, 94 (9), S. 651-658.
- GAWEL, E./LEHMANN, P./KORTE, K./STRUNZ, S./BOVET, J./KÖCK, W./MASSIER, P./LÖSCHEL, A./SCHOBER, D./OHLHORST, D./TEWS, K./SCHREURS, M./REEG, M./WASSERMANN, S. (2014): The future of the energy transition in Germany, *Energy, Sustainability and Society*, 4 (1), S. 1-9.

- GROSCHKE, M./EßER, A./MÖST, D./FICHTNER, W. (2009): Neue Anforderungen an optimierende Energiesystemmodelle für die Kraftwerkseinsatz- und Zubauplanung bei begrenzten Netzkapazitäten, *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 33 (1), S. 14-22.
- IPINNIMO, O./CHOWDHURY, S./CHOWDHURY, S. P./MITRA, J. (2013): A review of voltage dip mitigation techniques with distributed generation in electricity networks, *Electric Power Systems Research*, 103, S. 28-36.
- JENKINS, N./ALLAN, R./CROSSLEY, P./KIRSCHEN, D./STRBAC, G. (2008): *Embedded generation*, IEE power and energy series, 31, London.
- KOST, C./MAYER, J. N./THOMSEN, J./HARTMANN, N./SENKPIEL, C./PHILIPPS, S./NOLD, S./LUDE, S./SCHLEGL, T. (2013): *Studie: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, November 2013, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.
- LEÃO, R. P. S./BARROSO, G. C./SAMPAIO, R. F./ALMADA, J. B./LIMA, C. F. P./REGO, M. C. O./ANTUNES, F. L. M. (2011): The future of low voltage networks: Moving from passive to active, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 33 (8), S. 1506-1512.
- LOPES FERREIRA, H./COSTESCU, A./L'ABBATE, A./MINNEBO, P./FULLI, G. (2011): Distributed generation and distribution market diversity in Europe, *Energy Policy*, 39 (9), S. 5561-5571.
- MARON, B./MARON, H. (2012): Genossenschaftliche Unterstützungsstrukturen für eine sozial-räumlich orientierte Energiewirtschaft, *KNi Papers*, 1/2012.
- MCDONALD, J. (2008): Adaptive intelligent power systems: Active distribution networks, *Energy Policy*, 36 (12), S. 4346-4351.
- MCLAREN LORING, J. (2007): Wind energy planning in England, Wales and Denmark: Factors influencing project success, *Energy Policy*, 35 (4), S. 2648-2660.
- MÉNDEZ, V. H./RIVIER, J./FUENTE, J. I. DE LA/GÓMEZ, T./ARCELUZ, J./MARÍN, J./MADURGA, A. (2006): Impact of distributed generation on distribution investment deferral, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 28 (4), S. 244-252.

- MOHAMMED, Y. S./MUSTAFA, M. W./BASHIR, N./MOKHTAR, A. S. (2013): Renewable energy resources for distributed power generation in Nigeria: A review of the potential, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, S. 257-268.
- MORENO-MUÑOZ, A./DE LA ROSA, J. J. G./LÓPEZ, M. A./GIL DE CASTRO, A. R. (2010): Grid interconnection of renewable energy sources: Spanish legislation, *Energy for Sustainable Development*, 14 (2), S. 104-109.
- NAIR, N.-K. C./ZHANG, L. (2009): SmartGrid: Future networks for New Zealand power systems incorporating distributed generation, *Energy Policy*, 37 (9), S. 3418-3427.
- NETZTRANSPARENZ (2014): EEG-Anlagenstammdaten zum 31.12.2013, URL: <https://www.netztransparenz.de/de/Anlagenstammdaten.htm> [02.09.2014].
- NYKAMP, S./ANDOR, M./HURINK, J. L. (2012): 'Standard' incentive regulation hinders the integration of renewable energy generation, *Energy Policy*, 47, S. 222-237.
- PAPAIOANNOU, I. T./PURVINS, A. (2014): A methodology to calculate maximum generation capacity in low voltage distribution feeders, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 57, S. 141-147.
- PASSEY, R./SPOONER, T./MACGILL, I./WATT, M./SYNGELLAKIS, K. (2011): The potential impacts of grid-connected distributed generation and how to address them: A review of technical and non-technical factors, *Energy Policy*, 39 (10), S. 6280-6290.
- PEÇAS LOPES, J. A./HATZIARGYRIOU, N./MUTALE, J./DJAPIC, P./JENKINS, N. (2007): Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities, *Electric Power Systems Research*, 77 (9), S. 1189-1203.
- PEPERMANS, G./DRIESEN, J./HAESELDONCKX, D./BELMANS, R./D'HAESELEER, W. (2005): Distributed generation: definition, benefits and issues, *Energy Policy*, 33 (6), S. 787-798.
- PIASZECK, S./WENZEL, L./WOLF, A. (2013): Regional diversity in the costs of electricity outages: Results for German counties, *HWWI Research Paper 142*, Hamburg.

- RIBEIRO, F./FERREIRA, P./ARAÚJO, M./BRAGA, A. C. (2014): Public opinion on renewable energy technologies in Portugal, *Energy & Environment: Bringing together Economics and Engineering*, 69, S. 39-50.
- RICHTER, M. (2013): German utilities and distributed PV: How to overcome barriers to business model innovation, *Renewable Energy*, 55, S. 456-466.
- ROPENUS, S./JACOBSEN, H. K./SCHRÖDER, S. T. (2011): Network regulation and support schemes - How policy interactions affect the integration of distributed generation, *Renewable Energy*, 36 (7), S. 1949-1956.
- SCHULTE, G. (2006): Kommentar zum ersten Abschnitt, in: LANG, J./WEIDMÜLLER, L. (Hrsg.): *Genossenschaftsgesetz. (Gesetz betreffend die Erwerbs- und Wirtschaftsgenossenschaften); mit Erläuterungen zum Umwandlungsgesetz; Kommentar*, Berlin, S. 53-233.
- SOINI, K./POUTA, E./SALMIOVIRTA, M./UUSITALO, M./KIVINEN, T. (2011): Local residents' perceptions of energy landscape: the case of transmission lines, *Land Use Policy*, 28 (1), S. 294-305.
- THEURL, T. (2005): From Corporate to Cooperative Governance, in: THEURL, T. (Hrsg.): *Economics of interfirm networks*, Tübingen, S. 149-192.
- THEURL, T. (2010a): Die Kooperation von Unternehmen: Facetten der Dynamik, in: AHLERT, D./AHLERT, M. (Hrsg.): *Handbuch Franchising & Cooperation. Das Management kooperativer Unternehmensnetzwerke*, Frankfurt am Main, S. 313-343.
- THEURL, T. (2010b): Genossenschaftliche Kooperation, in: AHLERT, D./AHLERT, M. (Hrsg.): *Handbuch Franchising & Cooperation. Das Management kooperativer Unternehmensnetzwerke*, Frankfurt am Main, S. 71-105.
- THEURL, T./SCHWEINSBERG, A. (2004): Neue kooperative Ökonomie, Moderne genossenschaftliche Governancestrukturen, *Ökonomik der Kooperation*, Bd. 2, Tübingen.
- TOKE, D./BREUKERS, S./WOLSINK, M. (2008): Wind power deployment outcomes: How can we account for the differences?, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12 (4), S. 1129-1147.

- VAN DER VLEUTEN, E./RAVEN, R. (2006): Lock-in and change: Distributed generation in Denmark in a long-term perspective, *Energy Policy*, 34 (18), S. 3739-3748.
- VIRAL, R./KHATOD, D. K. (2012): Optimal planning of distributed generation systems in distribution system: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16 (7), S. 5146-5165.
- WARREN, C. R./LUMSDEN, C./O'DOWD, S./BIRNIE, R. V. (2005): 'Green on Green': Public Perceptions of Wind Power in Scotland and Ireland, *Journal of Environmental Planning and Management*, 48 (6), S. 853-875.
- WOLSINK, M. (2007): Wind power implementation: The nature of public attitudes: Equity and fairness instead of 'backyard motives', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11 (6), S. 1188-1207.

**Arbeitspapiere des Instituts für Genossenschaftswesen
der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster**

- Nr. 111
Katrin Schaumann / Kersten Lange
Systematische Bestandsaufnahme von Clustern
in der deutschen Automobilbranche
Mai 2011
- Nr. 112
Sabine Rach / Michael Tschöpel
Handelsplattformen im Internet - Eine Literatur-
studie zur empirischen Evidenz
Juni 2011
- Nr. 113
Dominik Schätzle
Ökonomische Funktionen von Ratingagenturen
Ratingagenturen in der neoinstitutionalistischen
Finanzierungstheorie
Juni 2011
- Nr. 114
Jan Pollmann
Das Eigenkapital der Genossenschaftsbank - die
bilanz- und aufsichtsrechtliche Kapitalklassifika-
tion als Rahmenbedingung für ein effizientes Ei-
genkapitalmanagement
Juli 2011
- Nr. 115
Caroline Schmitter
Die Bedeutung des Internets zur Mitgliederkom-
munikation bei Wohnungsgenossenschaften -
Eine erste Auswertung empirischer Ergebnisse
August 2011
- Nr. 116
Theresia Theurl / Dominik Schätzle
Ratingagenturen in der Kritik - Eine Analyse der
aktuellen Maßnahmenvorschläge
August 2011
- Nr. 117
Stefan Evers / Stefanie Lipsky
Die Marktstruktur für Suchmaschinen und ihr
Einfluss auf die Informationsversorgung - eine
Literaturstudie zur empirischen Evidenz
August 2011
- Nr. 118
Johannes Spandau
Interne Prozessoptimierung und Auslagerung in
der genossenschaftlichen FinanzGruppe - Erste
Ergebnisse einer empirischen Erhebung
September 2011
- Nr. 119
Stefanie Lipsky
Cloud Computing - Eine Abgrenzung zum IT-
Outsourcing und Systematisierung möglicher
Sourcingoptionen
Dezember 2011
- Nr. 120
Martin Effelsberg
Innovations- und Kooperationsaktivitäten in der
deutschen Biotechnologie - Ergebnisse einer
empirischen Studie
Januar 2012
- Nr. 121
Stefanie Lipsky
Genossenschaftliche Cloud-Intermediäre für
kleine und mittelständische Unternehmen - Eine
transaktionskostentheoretische Analyse
Januar 2012
- Nr. 122
Philipp Woltering-Lamers
Die sequenzielle Organisationswahl - Kooperati-
onen als Vorstufe von Akquisitionen
Januar 2012
- Nr. 123
Kersten Lange
Leitfaden für den Aufbau und das Management
stabiler Unternehmenskooperationen - Hand-
lungsempfehlungen am Beispiel der deutschen
Automobilindustrie
Februar 2012
- Nr. 124
Dominik Schätzle
Die Auswirkungen der neuen Eigenkapitalanfor-
derungen nach Basel III
- Eine Analyse empirischer Studien
April 2012
- Nr. 125
Werner Böhnke
Im Spannungsfeld zwischen Tradition und Mo-
derne - Kontinuität und Innovationsvermögen als
Erfolgsstrategie für die Zukunft
April 2012
- Nr. 126
Jan Pollmann / Dominik Schätzle
Die Auswirkungen der strengeren Eigenkapital-
anforderungen gemäß Basel III auf die Genos-
senschaftsbanken- Erste Ergebnisse einer empi-
rischen Untersuchung
April 2012
- Nr. 127
Michael Tschöpel
Die Wirkungskanäle der genossenschaftlichen
Eigentümermerkmale - Implikationen für das
mitgliederorientierte Management
in Genossenschaftsbanken
August 2012
- Nr. 128
Caroline Schmitter
Die Bedeutung des Internets zur Mitgliederkom-
munikation bei Wohnungsgenossenschaften -
Auswertung einer Mitgliederbefragung
September 2012
- Nr. 129
*Theresia Theurl / Jochen Wicher / Christina
Cappenberg*
Eigenschaften und Einstellungen von Bewoh-
nern von Wohnungsgenossenschaften
März 2013

- Nr. 130
Martin Effelsberg
Management von Innovationskooperationen -
Empirische Ergebnisse am Beispiel der deut-
schen Biotechnologie-Branche
April 2013
- Nr. 131
Isabel Gull
Die Governance von Innovationsclustern - Eine
Analyse der Meta- und der Mesoebene
April 2013
- Nr. 132
Dominik Schätzle
Eine empirische Analyse der Ertragsauswirkun-
gen der neuen Eigenkapitalvorschriften gem.
Basel III auf die Genossenschaftsbanken
April 2013
- Nr. 133
Julian Taape
Determinanten für die Entscheidung zwischen
partiellen und totalen Unternehmenskooperatio-
nen - Eine Literaturstudie
April 2013
- Nr. 134
Michael Tschöpel
Erfolgsfaktoren der MemberValue-Strategie von
Genossenschaftsbanken - Ergebnisse einer em-
pirischen Erhebung
April 2013
- Nr. 135
Stephan Zumdick
Prognosen und zukünftige Trends im Markt für
Wohnimmobilien - Eine Literaturstudie
April 2013
- Nr. 136
Sebastian Tenbrock
Die Ausgestaltung des Glasfaserausbaus in
Deutschland
Ergebnisse einer empirischen Untersuchung
Juli 2013
- Nr. 137
Isabel Gull
Das Management von Innovationsclustern -
Die operative Clusterführung
Juli 2013
- Nr. 138
Kai Hohnhold
Steigerung der Energieeffizienz durch Ener-
giemanagement - Ausgestaltungs- und Anwen-
dungsmöglichkeiten in der Praxis
Oktober 2013
- Nr. 139
Susanne Günther
Eine ökonomische Analyse der Systemrelevanz
von Banken
November 2013
- Nr. 140
Christina Cappenberg
Staatliche Förderung regionaler Unternehmens-
netzwerke: Legitimation nationaler Cluster
Dezember 2013
- Nr. 141
Julian Taape
Das Kooperationsverhalten von Familienunter-
nehmen - Ergebnisse einer empirischen Studie
Mai 2014
- Nr. 142
Susanne Günther
Die Vermeidung von Bank Runs und der Erhalt
von Marktdisziplin - das Dilemma der Bankenret-
tung?
Mai 2014
- Nr. 143
Dominik Schätzle
Eine empirische Analyse der Einflussfaktoren
auf die LCR von Genossenschaftsbanken
August 2014
- Nr. 144
Katrin Schlesiger
Verbundgruppen - Ihre historische Entwicklung
und aktuelle Kategorisierung
August 2014
- Nr. 145
Florian Klein
Nachhaltigkeit als Bestandteil der Unterneh-
mensstrategie von Genossenschaftsbanken -
Eine Verknüpfung mit dem Konzept des Mem-
berValues
September 2014
- Nr. 146
Silvia Poppen
Auswirkungen dezentraler Erzeugungsanlagen
auf das Stromversorgungssystem - Ausgestal-
tungsmöglichkeiten der Bereitstellung neuer Er-
zeugungsanlagen
November 2014

Die Arbeitspapiere sind - sofern nicht vergriffen - erhältlich beim
Institut für Genossenschaftswesen der Universität Münster, Am Stadtgraben 9, 48143 Münster,
Tel. (02 51) 83-2 28 01, Fax (02 51) 83-2 28 04, E-Mail: info@ifg-muenster.de
oder als Download im Internet unter www.ifg-muenster.de (Rubrik Forschung)
