

Digitalisierung in der Energiewende

Peer-to-Peer-Energiehandel in Microgrids

Microgrids gelten derzeit als Utopie. Ihr Zweck besteht in der teil- bis vollautarken Energieversorgung innerhalb der zugehörigen Einheiten. Mit Blick auf die Zielstellung involvierter Akteure wird die Konzeptionierung und Betriebsweise eines Microgrids vorgenommen, worin ökologische, ökonomische und technische Überlegungen münden.

Von Nicolas Wolf und Benjamin Aust

1 Einleitung

Nicht nur der Paradigmenwechsel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2017 hin zu einem wettbewerbsorientierten Regelwerk mit sinkender finanzieller Förderung, sondern auch die Forcierung einer klimaneutralen Energieversorgung bringen neuen Aufwind für die Diskussion über Alternativen zum bisher hauptsächlich zentral organisierten Energiesektor in Deutschland. Inselnetzwerke, auch *Microgrids* genannt, stellen einen disruptiven, dezentralen Ansatz dar. Als kleindimensionierte, selbstversorgende Energienetzwerke werden sie komplett oder teilweise von öffentlichen Energienetzen entkoppelt, um Versorgungssicherheit für alle Verbrauchseinheiten zu gewährleisten. Die Auslegung, insbesondere zum gegenseitigen Energieaustausch zwischen Erzeugern und Abnehmern in Gestalt eines sogenannten Peer-to-Peer (P2P)-Energiehandels, stellt eine große Herausforderung dar, da ökologische, ökonomische und technische Aspekte beachtet werden müssen. Diesbezüglich werden im Folgenden verschiedene Konstrukte zum Energiehandel innerhalb von *Microgrids* dargestellt und diskutiert.

2 Funktionsprinzip von *Microgrids*

2.1 Relevanz des Konzepts

Derzeit wandelt sich die klassische, zentrale Versorgungsstruktur sukzessiv zu einem dezentraleren Gefüge vieler kleinerer, regenerativer Energieanlagen. Hauptgründe hierfür sind der Rückgang

verfügbarer fossiler Rohstoffe, umweltpolitische Regularien, begrenzte Möglichkeiten beim Ausbau neuer Übertragungsnetze sowie die allgemeine Störanfälligkeit zentraler Energieversorgungssysteme. Dezentrale Energiestrukturen und die damit einhergehende verbrauchsnahe Erzeugung besitzen hingegen einige Vorteile. Hervorzuheben ist die Entlastung von Übertragungsnetzen durch Minimierung von Lastspitzen. Eine Reduktion der Leitungsverluste erhöht zudem die Energieeffizienz solcher Systeme. Durch eine Konzentration auf lokale regenerative Erzeugungsanlagen wird außerdem ein reduzierter Treibhausgasausstoß ermöglicht (Dao et al. 2019).

Abbildung 1 zeigt dazu eine Gegenüberstellung einer überwiegend zentralen Energieversorgungslandschaft und neuer dezentraler Strukturen. Bei letzterer Versorgung bietet sich der Einsatz einer Vielzahl kleinerer Energieerzeuger an, was wiederum die verstärkte Einbeziehung einer Energieproduktion aus erneuerbaren Quellen ermöglicht. Entscheidend für derartige Strukturen sind intelligente Netze, sogenannte *Smart Grids*. Sie vernetzen und steuern Akteure und Komponenten mittels Informations- und Kommunikationstechnik. Charakteristisch ist dabei, dass bisher klassische Verbraucher/innen nun auch als Energieerzeuger – als Prosument/innen – auftreten.

Zur Anwendung kommen *Smart Grids* unter anderem in *Microgrids*. Diese agieren eigenständig und je nach Ausgestaltung teilweise bis vollkommen unabhängig von der Energiebereitstellung durch öffentliche Übertragungsnetze. In diesem Zusammenhang wird auch von teilautarken beziehungs-

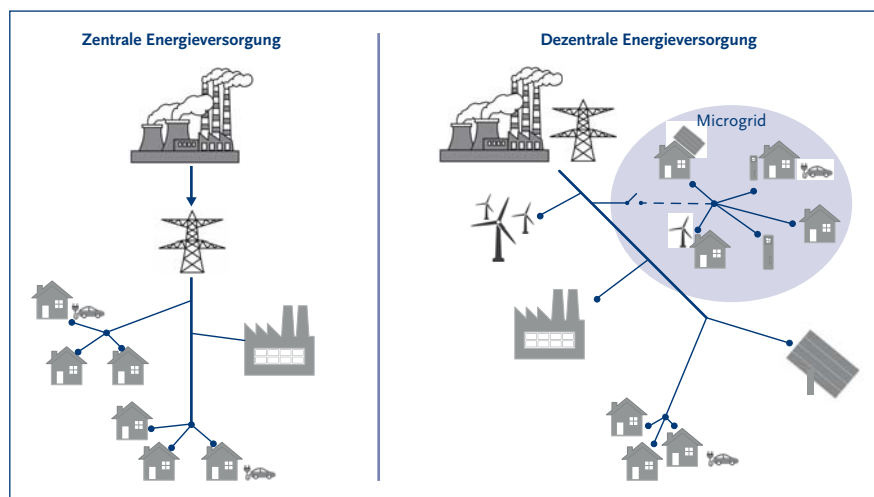


Abbildung 1: Gegenüberstellung zentraler und dezentraler Energieversorgungssysteme

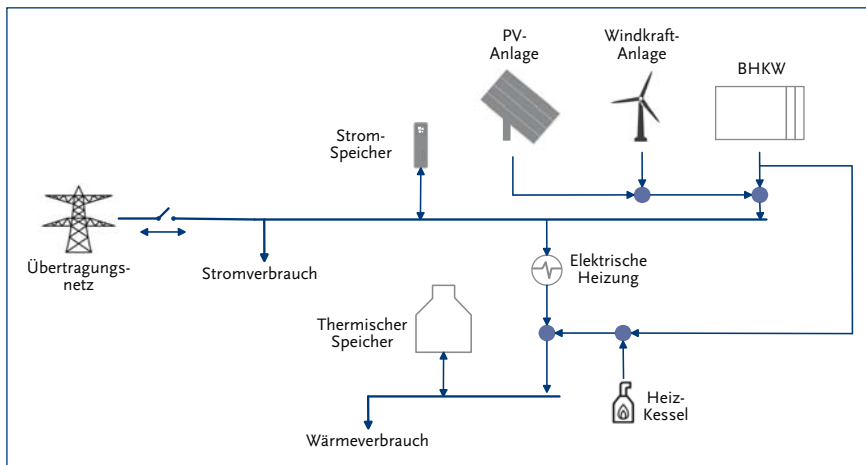


Abbildung 2: Energieflüsse im Microgrid (Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Zidan/Gabbar 2016)

weise autarken *Microgrids* (Handberg 2016) gesprochen. Diese können aus einem Verbund einzelner Akteure oder einer ganzen Kleinstadt bestehen, weshalb die installierte Kapazität zwischen wenigen Kilowatt und mehreren Megawatt (Klausmann/Zhu 2018) variiert. Dabei können sie sowohl eine lokale als auch eine regionale Schnittstelle aufweisen. Neben der Vernetzung interner Komponenten kann eine Verbindung zu anderen *Microgrids* oder dem Hauptnetz bestehen (Zidan/Gabbar 2016). In Europa erfolgt die Betriebsweise mehrheitlich im netzgekoppelten Zustand. Weltweit können Inselnetze ohne Anschluss an das Übertragungsnetz allerdings vor allem für abgelegene Standorte von Vorteil sein.

Neben den aufgeführten Vorteilen einer dezentralen Versorgung sprechen vor allem die Unabhängigkeit und Flexibilität für den Betrieb von *Microgrids*. Durch selbstständige Energieerzeugung unterliegt das lokale Netz nicht den Gegebenheiten des Hauptnetzes. Von eventuellen Störungen und Ausfällen im Übertragungsnetz sind sie abgeschirmt. Durch ausreichende Speichermöglichkeiten im *Microgrid* können zudem im netzgekoppelten Betrieb ökonomische Interessen verfolgt werden, indem Energie zu unterschiedlichen Preisen ins Hauptnetz eingespeist und von diesem bezogen wird (Zidan/Gabbar 2016). Die Beweggründe beeinflussen daher auch die Wahl der Ausgestaltung. Während im Netzparallelbetrieb hauptsächlich wirtschaftliche Optimierung und eine generelle Unterstützung der Integration regenerativer Energiequellen im Vordergrund stehen, nehmen im autarken Betrieb die stete Lastversorgung und Nutzung lokal verfügbarer Energiequellen eine zentrale Rolle (Federau 2016) ein. Dennoch geht die Unabhängigkeit autarker Netze in gewissem Maße auch mit einem Versorgungsrisiko einher, denn Ausfälle innerhalb des *Microgrids* können nicht durch das Hauptnetz abgedeckt werden.

2.2 Aufbau und Funktionsweise

Grundlegend bestehen *Microgrids* aus elektrischen und thermischen Lasten sowie dezentralen Energieerzeugungsanlagen (Federau 2016). Diese können separat, im Falle von Pro-

sument/innen allerdings auch gekoppelt angeordnet sein. Bei Inselnetzen können die einzelnen Akteure Energie flexibel handeln. Hierbei agieren einige Teilnehmer/innen ausschließlich als Verbraucher/innen. Essenziell für das *Microgrid* ist, dass jederzeit eine stabile Frequenz aufrechterhalten und der Verbrauch aller Teilnehmenden gedeckt wird. Entscheidend hierfür sind adäquate kurz- und langfristige Speichermöglichkeiten und ein verlässliches Informations- und Steuerungssystem (Zhang et al. 2015; Crastan/Westermann 2018). Die technische Ausgestaltung von *Microgrids* kann aufgrund von lokalen Gegebenheiten sowie spezifischen Anforderungen eine Viel-

zahl von Möglichkeiten aufweisen, wie Abbildung 2 zeigt und nachfolgend näher betrachtet wird.

Das *Microgrid*-Konzept ist keineswegs neu. Es wird in gewissen Anwendungen im Militär- oder Gesundheitssektor schon länger genutzt, wobei sich die bisher hauptsächlich verwendeten Erzeugungstechnologien auf Erdgas (Zhang et al. 2015; Zidan et al. 2015; Klausmann/Zhu 2018) stützten. Auch auf Dieselgeneratoren zur Energiegewinnung wird noch häufig zurückgegriffen. Jedoch wird *Microgrids* insbesondere im Hinblick auf den Wandel des Energiesektors hin zu einer erneuerbaren Erzeugung eine wachsende Bedeutung zugemessen. Eine Auslegung unter Einbezug regenerativer Energiequellen erscheint daher problemadäquat, was durch aktuelle Studien und Berichte belegt wird. Sie zeigen insbesondere, dass bei Photovoltaik(PV)- und Windkraftanlagen auch zukünftig sinkende Stromgestehungskosten zu erwarten sind und die Energieerzeugung somit kostengünstiger als durch fossile Quellen (Kost et al. 2018) sein wird. Vor allem die Installation von PV-Modulen auf Dachflächen bietet sich für private und gewerbliche Einheiten aufgrund vergleichsweise geringer Kosten an. Die Problematik der volatilen Energiebereitstellung durch Sonne und Wind kann durch die zusätzliche Einbeziehung grundlastfähiger regenerativer Quellen abgemildert werden. So können auch Biomasse- oder Wasserkraftwerke herangezogen werden. Zur Steigerung der Energieeffizienz – vor allem bei gleichzeitiger dezentraler Wärmeversorgung – wird in *Microgrids* oftmals Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Form von Blockheizkraftwerken eingesetzt. Diese Anlagen verwenden Treibstoffe wie Erdgas oder Biogas, um eine Turbine anzutreiben und über einen Generator Elektrizität zu erzeugen. Dabei fällt zudem Abwärme an, welche im Wärmekreislauf nutzbar gemacht werden kann (Zidan/Gabbar 2016). Neben klassischen Dampf- oder Gasturbinen und Verbrennungsmotoren bieten sich hierfür auch Mikroturbinen, Stirlingmotoren oder wasserstoffbetriebene Brennstoffzellen an. Letztere weisen im Gegensatz zu erdgasbetriebenen KWK-Kraftwerken bezogen auf die reine Energieerzeugung keine Emissio-

nen (Zhang et al. 2015) auf. Zusätzliche Heizkessel stellen eine weitere Option zur Wärmeerzeugung dar (Zidan/Gabbar 2016). Mit der entstehenden Abwärme kann darüber hinaus eine Adsorptionskältemaschine zur Gewinnung von Kühlenergie angetrieben werden (Handberg 2016).

Bei der Auswahl von Speichern muss zunächst unterschieden werden, ob eine Speicherung von Elektrizität oder Wärme erfolgen soll. Während thermische Speicher im Einzelfall sinnvoll sein können, liegt im Hinblick auf das Netzmanagement innerhalb des *Microgrids* der Fokus auf der Speicherung von Elektrizität. Speziell für autark betriebene Netze sind Speicher essenziell. Schwankungen durch Lastspitzen oder die naturgemäß fluktuierende erneuerbare Energiebereitstellung können so ausgeglichen sowie die optimale Allokation zwischen internen Akteuren erleichtert werden (Hossain et al. 2019). Unterschiedliche Speicherformen bringen verschiedene Vor- und Nachteile mit sich und müssen spezifisch dimensioniert werden, unter anderem hängt dies vom Anteil der erneuerbaren Erzeugung und dem Lastniveau ab. Dabei unterscheiden sich die Technologien hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten, Energieeffizienz, Lade- und Entladezeiten sowie Lebensdauer und Degradation. Diese Kennzahlen müssen vor der Auslegung des Speichersystems definiert werden. Speicher mit niedriger Entladezeit, beispielsweise Ultrakondensatoren, sind für die kurzfristige Netzstabilisierung notwendig, weisen jedoch eine geringe Energiedichte auf. Trägere Speicherformen wie Pumpspeicher oder Wasserstoff können auf hohe Kapazitäten skaliert werden und dabei über Tage oder Wochen Energie speichern. Für autarke *Microgrids* ist dies in Zeiten von Dunkelflauten – Perioden, in denen nahezu keine Sonneneinstrahlung und Schwachwind herrschen – erforderlich. Eine Zwischenform bilden Batterien, welche auf Minutenbasis Energie effizient speichern können. Sie sichern eine unterbrechungsfreie Stromversorgung, Reserveleistung und ein autonomes Hochfahren des *Microgrids* bei einem eventuellen Schwarzstart (Zidan/Gabbar 2016; Bordons et al. 2020). Um die Vorteile der verschiedenen Speichertechnologien auszunutzen, bieten sich hybride Energiespeichersysteme an, beispielsweise als Kombination aus Ultrakondensatoren, Batterien und Wasserstoffspeichern. Das System bedarf hierfür einer intelligenten Steuerung, welche in jeder Situation die optimale Speicherwahl festlegen kann.

Stromnetze bedürfen einer stabilen Frequenz. Auch in *Microgrids* muss gewährleistet sein, dass Schwankungen durch Regelenergie ausgeglichen werden. Zu starke Netzschwankungen bergen etwa die Gefahr, Fehlfunktionen zu verursachen oder elektrische Geräte zu beschädigen (Federau 2016). Als Schnittstelle zwischen den Komponenten des *Microgrids* wird ein Aggregator benötigt, welcher als Kontrollinstanz, Kommunikationsplattform und Steuerung dient. Hierbei muss berücksichtigt werden, dass jede/r einzelne Produzent/in, Verbraucher/in oder Prosumert/in spezifische Erzeugungs- und Verbrauchsprofile aufweist. Im Netzparallelbetrieb muss außerdem die Konnektivität mit dem regionalen Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet sein (Handberg 2016). Frequenz

und Spannung werden in diesem Fall vom Hauptnetz vorgegeben. Wichtig ist, dass Transienten beim Wechsel von Netzparallel- auf Inselbetrieb kontrolliert werden (Bordons et al. 2020). Aufgabe der Steuerung ist zudem die Optimierung von Kosten für die einzelnen Akteure und das *Microgrid* als solches. Basis hierfür sind digitale, intelligente Stromzähler, welche Einspeisung und Verbrauch in Echtzeit erfassen und die Daten an die Kontrolleinheit übermitteln.

3 Konzepte zum Energiehandel

Neben der Konzeptionierung des *Microgrids* besteht die Herausforderung in der Organisation eines geeigneten Tauschsystems, welches elektrische Energie- und damit auch die Informations- sowie Zahlungsflüsse innerhalb des Netzwerks koordiniert. Eng mit letzteren verbunden ist die Kostenverteilung für erzeugte beziehungsweise gespeicherte Energie, die so ausgeprägt sein sollte, dass zum einen die Strompreise innerhalb des *Microgrids* höchstens so hoch ausfallen wie bei einer öffentlichen Energieversorgung und zum anderen keine Wohnungseinheit auf Kosten einer anderen einen finanziellen Vorteil erlangt, aber dennoch Prosumert/innen ein ökonomischer Anreiz in Form einer Gewinnmarge gegeben wird. Steht klassischerweise die Kostenoptimierung des *Microgrids* im Fokus, eignet sich insbesondere der P2P-Energiehandel, bei dem Energie direkt zwischen Prosumert/in oder Produzent/in und Konsument/in getauscht wird.

Grundsätzlich kann der P2P-Energiehandel entweder individuell von jedem Akteur selbst oder von einer zentralen intelligenten Steuereinheit oder einem Kontrollzentrum in Form eines sogenannten *Distribution Management System* (DMS) organisiert werden. Letztere Variante wird insbesondere bei komplexen *Microgrids* aufgrund der geringeren Transaktionskosten und der besseren Ressourcenallokation präferiert. Hierfür muss der wechselseitige Informationsfluss innerhalb eines DMS zur historischen, aktuellen und prognostizierten Energieerzeugung und -nachfrage samt zugehöriger Zahlungsmittelflüsse organisiert werden. Dies kann durch eine zentrale Infrastruktur, etwa über eine Cloud als *Microgrid Management System* (Alam et al. 2019), oder dezentral, beispielsweise per Blockchain-Technologie (Kang et al. 2017) mittels *Microgrid Aggregator* (Bordons et al. 2020), wie in Abbildung 3 dargestellt, erfolgen.

Nach Festlegung der Organisationsstruktur des P2P-Energiehandels wird der Fokus auf die Preisgestaltung für erzeugte Energiemengen gelegt. Würde mit Blick auf die nahezu preiselastische Nachfrage von Privathaushalten mit öffentlicher Stromversorgung ein Festpreisverfahren zur Anwendung kommen, würden ökonomische Anreize (Klein et al. 2019) für Prosumert/innen ausbleiben. Gleichzeitig würde eine starre Preisgestaltung Signale versenden, die daraufhin deuten, dass die Energie im *Microgrid* kein knappes Gut ist, was schließlich die Frequenzstabilität erheblich gefährden könnte. Daher bietet sich ein Verfahren an, welches die Preisbildung auf Basis des ökonomischen Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage

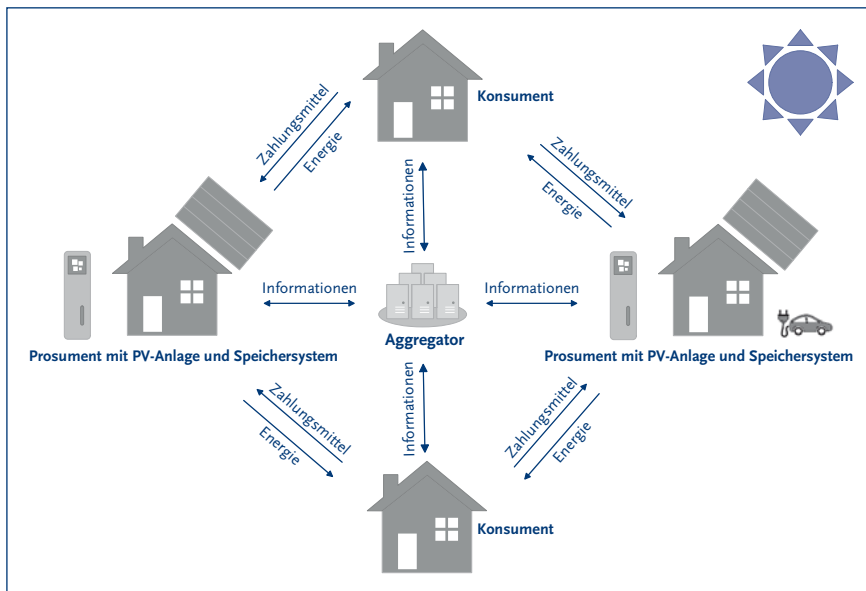


Abbildung 3: Peer-to-Peer-Energiehandel mit Aggregator

(Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Alam et al. 2019)

staltung etwa in Abhängigkeit von Energieangebot und -nachfrage, können Preisextrema infolge von Nachfrageüberhängen oder Angebotsüberschüssen auftreten, wobei Speicher die Häufigkeit und wertmäßige Höhe von selbigen teils reduzieren können. Dennoch gefährden die daraus entstehenden Marktpreisrisiken die ökonomische Attraktivität des *Microgrids*. Bei einer teils autarken Lösung bieten sich kurzfristige Energiebeschaffung und -verkauf über eine Strombörse aufgrund der zumeist hohen Markttransparenz und -liquidität an. Dabei gilt es nicht nur den erhöhten Koordinationsaufwand des Aggregators zu beachten, sondern auch die möglichen Friktionen bei der Transaktionsabwicklung mit der Strombörse, wenn eine Blockchain-Technologie in Verbindung mit einer Kryptowährung im *Microgrid* eingesetzt wird.

(Zhou et al. 2020) vornimmt. Dabei bedingt etwa das Einheitspreissystem die Aufbereitung von Echtzeitdaten zu Energieerzeugung und -verbrauch, aus dem ein pauschaler Preis für alle Akteure für eine bestimmte Zeiteinheit abgeleitet werden kann.

Eine weitere Alternative stellt ein Auktionssystem dar, welches auch an Strombörsen eingesetzt wird und sich für *Microgrids* mit vergleichsweise vielen Akteuren anbietet. Bei diesem Verfahren übernimmt der Aggregator zusätzlich die Funktion eines Auktionators. Als gängige Kurzfristauktionsverfahren haben sich dabei *Day-Ahead*- sowie *Intraday*-Auktionsdesigns (Kong et al. 2016; Li/Xu 2019) etabliert. Gleichermaßen in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage bieten Prosument/innen ihre zu auktionierenden Energiemengen etwa auf Basis der individuellen Grenzkosten zum Tausch (Leong et al. 2019) für den nächsten (*Day-Ahead*) oder selben Tag (*Intraday*) an. Der Aggregator ermittelt auf Basis der abgegebenen Preis- und Mengengebote eine Angebots- und Nachfragekurve und leitet daraus den Gleichgewichtspreis für eine bestimmte Handelsperiode ab. Darüber hinaus existieren weitere, bisher noch wenig etablierte Auktionsverfahren und pareto-optimale Preisbildungsmechanismen (Alam et al. 2017), die für *Microgrids* verwendet werden können.

4 Kritische Betrachtung von Ausgestaltungsvarianten

Da die Ausgestaltung von *Microgrids* und insbesondere deren Energiehandel viel Spielraum zulassen, sollten bestimmte Überlegungen bei der Konzeptionierung beachtet werden. Dabei nimmt die Wahl des Autarkiegrads eine zentrale Rolle ein. Ein rein autarkes System beschränkt den P2P-Energiehandel auf die Akteure innerhalb des *Microgrids*. Erfolgt die Preisge-

Das grundsätzliche Ziel einer klimaneutralen Auslegung sollte bei der technischen Ausgestaltung berücksichtigt werden. Fluktuierende Erzeugungsmöglichkeiten wie PV und Windkraft spielen dabei eine vordergründige Rolle, sollten jedoch um grundlastfähige Kapazitäten ergänzt werden. Diese können zwar teilweise durch weitere erneuerbare Quellen wie Biomasse-Blockheizkraftwerke sichergestellt werden, sollten aber überwiegend über hinreichende lang- und kurzfristige Speichermöglichkeiten verfügen, um den Autarkiegrad zu erhöhen. Hierfür könnte die Integration von Elektromobilität eine Option sein. Da Pkw einen überwiegenden Teil des Tages nicht genutzt werden, können sie durch ein an die Notwendigkeiten des Netzes angepasstes Lade- und Entlademanagement zur Netzstabilisierung beitragen. Zudem kann dadurch der Eigenverbrauchsanteil (Storch et al. 2019) innerhalb des *Microgrids* erhöht werden.

Das Energietauschsystem sollte sich des Weiteren auf den Stromhandel beschränken, da der Aufbau eines weitverzweigten Wärmenetzes einen immensen Aufwand darstellen würde. Der Komplexitätsgrad technischer Installationen innerhalb des *Microgrids* sollte weiterhin unter Maßgabe aktueller Arbeitsmarktdaten im Handwerk so gering wie möglich ausfallen. Betrachtet man die deutschlandweite historische Betriebsentwicklung vor allem mit der Instandhaltung des Wärmekreislaufes beauftragter Gewerke (Zentralverband des Deutschen Handwerks 2020) sowie deren Absolventenzahlen und Altersstruktur (Bundesagentur für Arbeit 2020), lässt sich für die Zukunft ein gravierender Fachkräftemangel prognostizieren. Ein hoher Grad an elektrischer Energieversorgung, etwa mit dem Verbau von Infrarotheizungen, wird daher an Bedeutung gewinnen.

Nicht zuletzt stellt die Akzeptanz bei potenziellen Akteuren eine wesentliche Problemstellung von *Microgrids* im All-

gemeinen und insbesondere beim P2P-Energiehandel dar. Mit Blick auf die avisierten Kostenvorteile gegenüber einer öffentlichen Stromversorgung können sich einerseits Amortisationsdauern von Energieerzeugungsanlagen verlängern, andererseits sind Einschränkungen beim Energieverbrauch denkbar, um Energieerzeugungskosten und damit Handelspreise innerhalb des *Microgrids* vergleichsweise niedrig zu halten. Dagegen erfordert es von den Akteuren zudem eine gewisse Risikofreudigkeit zur Investition in Energieerzeugungsanlagen, -speicher und -verteilungssysteme. Ein weiteres Geschäftsfeld ergibt sich durch die Einbeziehung des regionalen Verteilnetzbetreibers (VNB). Dieser kann – sofern eine ausreichend große Speicherkapazität im *Microgrid* vorhanden ist – durch eine Zwischenspeicherung Überschüsse im Hauptnetz reduzieren und damit dessen Frequenz stabil halten. Auch könnte der zeitweisen Abschaltung von Windkraftanlagen bei Stromüberschüssen entgegengewirkt werden, welche für die Netzbetreiber einen erheblichen Kostenfaktor darstellt, da durch das EEG dem übermäßigen Anteil der Betreiber noch eine feste Einspeisevergütung zusteht, selbst wenn keine Einspeisung erfolgen kann. Im Gegenzug kann der VNB als Aggregator für das *Microgrid* eingebunden werden.

5 Fazit und Ausblick

Aktuell scheint Uneinigkeit über das ideale Energiekonzept zu herrschen. Auch wenn *Microgrids* in Deutschland bisher einen Nischenmarkt bei der Energieversorgung einnehmen, bieten sie einerseits große Gestaltungsfreiheit bei ihrer Konzeptionierung und können andererseits in das bestehende öffentliche Stromnetz eingebunden werden und sogar netzstabilisierend wirken. Für den Tausch von Energie zwischen Erzeuger/innen und Verbraucher/innen innerhalb des *Microgrids* bietet sich generell ein P2P-System an, wobei dessen Umsetzbarkeit nicht zuletzt von der Ausgestaltung eines ökonomischen Anreizsystems für die Akteure abhängt.

Literatur

- Alam, M. R./St-Hilaire, M./Kunz, T. (2019): Peer-to-peer energy trading among smart homes. In: *Applied Energy* 238: 1434–1443.
- Alam, M. R./St-Hilaire, M./Kunz, T. (2017): An optimal P2P energy trading model for smart homes in the smart grid. In: *Energy Efficiency* 10/6: 1475–1493.
- Bordons, C./Garcia-Torres, F./Ridao, M. (2020): *Model Predictive Control of Microgrids*. Cham, Springer Nature.
- Bundesagentur für Arbeit (2020): *Statistische Analysen – Berufe auf einen Blick*. <https://statistik.arbeitsagentur.de/Navigation/Statistik/Statistische-Analysen/Statistische-Analysen-Nav.html>
- Dao, L. A./Dehghani-Pilehvarani, A./Markou, A./Ferrarin, L. (2019): A Hierarchical Distributed Predictive Control Approach for Microgrids Energy Management. In: *Sustainable Cities and Society* 48: Artikel 101536.
- Crastan, V./Westermann, D. (2018): *Elektrische Energieversorgung 3: Dynamik, Regelung und Stabilität, Versorgungsqualität, Netzplanung, Betriebsplanung und -führung, Leit- und Informationstechnik*. Berlin, Springer.
- Federau, E. (2016): Ein Beitrag zur Konzeptionierung eines Leitsystems für steuerbare Microgrids. Cottbus, Brandenburgische Technische Universität Cottbus-Senftenberg.

- Handberg, K. (2016): *Microgrids: The pathway to Australia's smarter, cleaner energy future*. Melbourne, International Specialised Skills Institute.
- Hossain, M. A./Chakraborty, R. C./Ryan, M./Pota, H. R. (2019): Energy management of community microgrids considering degradation cost of battery. In: *Journal of Energy Storage* 22: 257–269.
- Kang, J./Yu, R./Huang, X./Maharjan, S./Zhang, Y./Hossain, E. (2017): Enabling Localized Peer-to-Peer Electricity Trading Among Plug-in Hybrid Electric Vehicles Using Consortium Blockchains. In: *IEEE Transactions on Industrial Informatics* 13/6: 3154–3164.
- Klausmann, F./Zhu, L. (2018): *Technologiestudie Microgrid – Markt- und Technologieübersicht für Komponenten eines Microgrids*. Stuttgart, Fraunhofer IAO.
- Klein, M./Ziade, A./de Vries, L. (2019): Aligning prosumers with the electricity wholesale market – The impact of time-varying price signals and fixed network charges on solar self-consumption. In: *Energy Policy* 134: Artikel 110901.
- Kong, X./Bai, L./Hu, Q./Li, F./Wang, C. (2016): Day-ahead optimal scheduling method for grid-connected microgrid based on energy storage control strategy. In: *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* 4: 648–658.
- Kost, C./Schlegel, T. (2018): *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Freiburg, Fraunhofer ISE.
- Leong, C. H./Gu, C./Li, F. (2019): Auction Mechanism for P2P Local Energy Trading considering Physical Constraints. In: *Energy Procedia* 158: 6613–6618.
- Li, Z./Xu, Y. (2019): Temporally-coordinated optimal operation of a multi-energy microgrid under diverse uncertainties. In: *Applied Energy* 240: 719–729.
- Storch, T./Gäbler, A./Wilde, L. M./Gross, U. (2018): *EAHplus-Monitoring – Wissenschaftliche Begleitforschung an zwei Energieautarken Einfamilienhäusern*. Freiburg, Technische Universität Bergakademie Freiberg.
- Zentralverband des deutschen Handwerks (2020): *Statistik-Datenbank*. www.zdh-statistik.de/application/index.php?mID=3&cID=63
- Zhang, D./Evangelisti, S./Lettieri, P./Papageorgiou, L. G. (2015): Optimal design of CHP-based microgrids: Multiobjective optimisation and life cycle assessment. In: *Energy* 85: 181–193.
- Zhou, S./Zou, F./Wu, Z./Gu, W./Hong, Q./Booth, C. (2020): A smart community energy management scheme considering user dominated demand side response and P2P trading. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 114: Artikel 105378.
- Zidan, A./Gabbar, H. A. (2016): DG Mix and Energy Storage Units for Optimal Planning of Self-Sufficient Micro Energy Grids. In: *Energies* 9 (8): 616.
- Zidan, A./Gabbar, H. A./Eldessouky, A. (2015): Optimal planning of combined heat and power systems within microgrids. In: *Energy* 93: 235–244.

AUTOREN + KONTAKT

Nicolas Wolf ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Allgemeine Betriebswirtschaftslehre mit dem Schwerpunkt Industriebetriebslehre, Produktionswirtschaft und Logistik an der TU Bergakademie Freiberg.



TU Bergakademie Freiberg, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, insbesondere internationale Ressourcenwirtschaft, Schlossplatz 1, 09599 Freiberg.
Tel.: +49 3731 393746,
E-Mail: Nicolas.Wolf@bwl.tu-freiberg.de



Dr. Benjamin Aust ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Allgemeine Betriebswirtschaftslehre mit dem Schwerpunkt Investition und Finanzierung an der TU Bergakademie Freiberg.

TU Bergakademie Freiberg, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, insbesondere internationale Ressourcenwirtschaft, Schlossplatz 1, 09599 Freiberg.
Tel.: +49 3731 392056,
E-Mail: Benjamin.Aust@bwl.tu-freiberg.de