

# Integration erneuerbarer Energiequellen in das Schweizer Verteilnetz: Möglichkeiten von Microgrids

Franziska Dammeier

Forschungsgruppe Erneuerbare Energien  
Institut für Umwelt und Natürliche Ressourcen  
ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften

[www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien](http://www.zhaw.ch/iunr/erneuerbareenergien)

Dezember 2015

Die Literaturstudie wurde von den Elektrizitätswerken des Kantons Zürich (EKZ) im Rahmen ihrer Hochschulförderung finanziell unterstützt.

# Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung.....	1
2.	Komponenten von Microgrids.....	2
2.1.	Abregelung .....	2
2.2.	Blindleistungsregelung .....	3
2.3.	Spannungsregelung .....	3
2.4.	Batteriespeicher .....	5
2.5.	Nachfragesteuerung.....	6
2.6.	Virtuelle Kraftwerke .....	7
3.	Grösse von Microgrids.....	8
4.	Bestehende Microgrids .....	9
5.	Erneuerbare Energien in der Schweiz - Netzstabilität.....	10
5.1.	Chancen .....	10
5.2.	Herausforderungen .....	10
6.	Erneuerbare Energien in der Schweiz - Kostenbedarf .....	13
6.1.	Chancen .....	13
6.2.	Herausforderungen .....	14
7.	Fazit .....	16
8.	Danksagung .....	17
9.	Literaturverzeichnis.....	18

## 1. EINLEITUNG

Um den CO<sub>2</sub>-Ausstoss durch Stromerzeugung zu senken, werden zunehmend Photovoltaik-Anlagen (PV), Windkraftanlagen, Wasserkraftwerke und anderen erneuerbaren Energiequellen (EE) in bestehende Stromnetze integriert. Damit kommen auf die Netzbetreiber neuartige Probleme zu, die auf der stochastischen und dezentralen Einspeiseleistung vieler EE-Anlagen beruhen [1]. Die Differenz zwischen der durchschnittlichen und maximalen Einspeiseleistung ist oft sehr hoch und zudem kaum vorhersagbar, wodurch entweder das volle Potential der EE nicht genutzt werden kann oder es zur Überlastung des Stromnetzes kommt. Weiterhin fließt durch dezentrale Erzeugung vermehrt Energie von den unteren in die höheren Netzebenen, wofür die momentane Infrastruktur nicht ausgelegt ist. Deshalb ist ein starker Ausbau der Stromnetze dringend erforderlich, um eine Strommangellage zu vermeiden, welche die Schweiz stark beeinträchtigen könnte [2]. Ein Lösungsansatz für dieses Problem bietet das Microgrid. Ein Microgrid ist eine Untereinheit des Stromnetzes, welche lokal Erzeuger und Verbraucher miteinander verbindet und dabei die Last- und Erzeugungsspitzen ausgleicht. Dabei besteht oft nur ein einziger Anschlusspunkt an das allgemeine Stromnetz, wodurch die zentrale Struktur des Netzes bestehen bleiben kann. Auch kann ein Microgrid verschiedene erneuerbare Energiequellen miteinander verbinden, die zu unterschiedlichen Zeiten produzieren, wie z.B. Wind- und Solaranlagen. Ein solcher Zusammenschluss verschiedener Energiequellen sorgt somit für eine ausgeglichene Stromproduktion [3]. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, ein Microgrid bei Unterbrechungen des Stromnetzes autark zu betreiben, was für viele Stromkunden vorteilhaft ist [4; 5]. Microgrids enthalten laut Definition, z.B. die des US Department of Energy [6], nicht zwingend "intelligente" Komponenten wie z.B. eine integrierte und automatisierte Lastprognose, welche das Lastmanagement von Erzeuger und Verbraucher erleichtern. Netze, welche solche Komponenten enthalten, werden als "Smart Grids" bezeichnet [7] und bilden somit eine Unterkategorie von Microgrids. Auch wenn Microgrids eigene Herausforderungen und technische Schwierigkeiten mit sich bringen, stellen sie zunehmend eine ernstzunehmende Alternative zum konventionellen Netzausbau dar.

## 2. KOMPONENTEN VON MICROGRIDS

Microgrids können verschiedene innovative Komponenten oder Techniken enthalten, die zum Spannungs- oder Lastmanagement beitragen und damit sowohl die Inselfähigkeit als auch die Einbindung von EE-Anlagen unterstützen. In der Literatur werden diese Methoden noch oft einzeln betrachtet, auch wenn sich bei vielen Kombinationen Synergien ergeben können. Die Komponenten eines Microgrids reduzieren ausserdem oft den gesamten Investitionsbedarf der nächsten Dekaden im Vergleich zum konventionellen Netzausbau, wobei die Betriebskosten durch Kommunikations- und Wartungsanforderungen oft höher als bisher einzuschätzen sind [8; 9]. Einen ausführlichen Überblick über die Vielzahl an Komponenten und technischer Lösungen bietet die Smart Grid Systematik [10]; im Folgenden werden sechs davon genauer beschrieben.

### 2.1. Abregelung

Unter Abregelung versteht man die Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung von EE-Anlagen zur Reduktion der unregelmässig und zeitlich begrenzt auftretenden Einspeisespitzen, welche das Netz und damit die Betriebsmittel überlasten könnten. Dies ist bei EE besonders relevant, da Einspeisespitzen wetterbedingt zumeist bei einer grossen Anzahl von Anlagen gleichzeitig erfolgen. In Deutschland wird die Abregelung bereits im Rahmen des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) umgesetzt, welches beispielsweise verlangt, dass PV-Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen 30 und 100 kW die maximale Einspeisung auf 70% der installierten Leistung begrenzen, sofern die Einspeiseleistung bei Bedarf nicht vom Netzbetreiber ferngesteuert reduziert werden kann [11]. Bei Anlagen über 100 kW wird immer eine vom Netzbetreiber steuerbare Einspeiseregulierung verlangt. Diese Regelung ist im Allgemeinen als Überbrückungsregelung gedacht, bis die Netzkapazität erhöht werden kann, um die volle PV-Leistung ins Netz zu integrieren. Es gibt allerdings eine wachsende Anzahl von Studien, welche das Netzbau-Einsparpotential durch eine dauerhafte Abregelung untersuchen.

Eine Abregelung auf 70% (PV) bis 80% (Wind) der maximalen Einspeiseleistung, was in beiden Fällen dem Verlust von etwa 2% der Jahresenergie entspricht, kann die Investitionskosten für Netzausbaumassnahmen in Deutschland bis 2030 um 13% in der Niederspannungsebene und um 19% in der Mittelspannungsebene reduzieren [12]. Auch eine stärkere Einspeisebegrenzung auf 60% der Maximalleistung führt in jedem Fall zu geringeren Kosten als der Vollausbau ohne Abregelung in den kommenden 10-20 Jahren, wobei verschiedene Ausbauarten (z.B. Erdkabel, Freileitungen) simuliert wurden [13]. Eine andere Studie [14] kommt zum Ergebnis, dass eine Abregelung von insgesamt 3% der Jahresenergie (jeweils zu Spitzeneinspeisezeiten) zu einer Reduktion von über 40% der Netzausbaukosten führt. Darüber hinaus ist eine weitere Reduktion des Netzausbaus nicht mehr wirtschaftlich, weil zunehmend Ersatzenergie zu immer höheren Kosten eingekauft werden muss [14]. Selektive Abregelung zu ausgewählten Zeitpunkten kann ausserdem die Effektivität der Abregelung noch erhöhen, da nicht pauschal ab einer bestimmten Einspeiseleistung abgeregelt wird, sondern nur dann, wenn die Aufnahmekapazität wirklich überschritten wird [14]. Auch kann ein Abregelungsmechanismus zu einer hohen Durchdringung von EE-Anlagen beitragen; so kann bei einer Abregelung auf 60% der Maximalleistung im untersuchten Verteilnetz ein vollständiger PV-Ausbau (jedes Haus eine 15 kWp PV-Anlage) ohne zusätzliche Infrastruktur stattfinden [13]. Ein deutscher Verteilnetzbetreiber mit bereits über 70% EE-Anteil fordert die Abregelung von 5% der Jahresenergie, da laut eigener Studie die Netzanschlusskapazität damit mehr als verdoppelt werden kann, ohne dass zusätzliche Investitionen nötig werden [15]. Auch das Verhältnis der Kosten von

Abregelung zu Kosten von Speichersystemen zur Aufnahme der überschüssigen Energie wurde unter Annahme verschiedener Strompreise und Zinssätze untersucht [13]. Bei einer optimierten Speicherladung sinken die Energieverluste um einen Faktor 5 bis 15 gegenüber eines Abregelungsmechanismus ohne Speicher, wobei in dieser Studie eine Abregelung auf 50% der maximalen Einspeiseleistung angenommen wird. Da die Abregelungsverluste aber auch ohne Speichereinbindung in jedem Fall unter 5% der Jahresenergie liegen und Batteriesysteme noch teuer sind (siehe Sektion 2.4), ist der Einbau von Speichersystemen zu diesem Zweck zurzeit nicht wirtschaftlich.

## **2.2. Blindleistungsregelung**

Die Blindleistung ist die Leistung eines Wechselstromnetzes, welche zwar Betriebsmittel beansprucht, aber nicht als Leistung von Abnehmern bezogen werden kann. Sie wird auf Verbraucherseite zum Aufbau von magnetischen (z.B. Transformatoren) oder elektrischen (z.B. Erdkabel) Feldern verwendet und danach wieder ins Netz eingespeist. Die Blindleistung wird oft durch den Verschiebungsfaktor  $\cos(\varphi)$  definiert, welcher sowohl dem Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung als auch (ohne Oberschwingungen) dem Verhältnis zwischen Wirk- zu Scheinleistung entspricht. Die Phasenverschiebung trägt ausserdem zur Spannungshaltung im Netz bei und ist somit eine wichtige Komponente in der Netzregelung. Grundsätzlich müssen Erzeuger eine Blindleistung bereitstellen, die  $\cos(\varphi)=0.9$  (untererregt) bis  $\cos(\varphi)=0.9$  (übererregt) entspricht [16]. Wenn  $\cos(\varphi)$  in einer Anlage oder in einem Netz variiert werden kann, kann dadurch also die Blindleistung innerhalb eines festgelegten Rahmens geregelt werden. Bei PV-Anlagen, die durch die Einspeisung die Netzspannung erhöhen, werden Wechselrichter genutzt, um Blindleistung zu erzeugen und somit die Spannung wieder abzusenken.

Studien kommen zu unterschiedlichen Ergebnissen, was die Kosten der Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung angeht. Während manche Studien zum Schluss kommen, dass bei jeder Auslegung der Wechselrichter, also verschiedenen  $\cos(\varphi)$ , die Blindleistungsbereitstellung letztendlich kostenneutral ist [8], ergeben andere Studien, dass bei  $\cos(\varphi) \geq 0.9$  Blindleistungsmanagement die Anzahl Spannungsüberschreitungen durch EE-Einspeisungen reduzieren kann [13; 14]. Da diese Blindleistungseinspeisung jedoch auch lokal unterschiedliche Ausmasse annimmt, kann es zu spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsflüssen und Betriebsmittelverlusten kommen. Auch führt die erhöhte Blindleistung zu Spannungsgrenzwertverletzungen insbesondere in der Mittelspannungsebene, was dann Verteilnetzbetreiber ausgleichen müssen, da die Spannungsüberschreitungen nicht auf einen bestimmten Verursacher zurückgeführt werden können [17]. Eine Studie realer Netze kommt zum Schluss, dass eine Blindleistung mit  $\cos(\varphi)=0.95$  die Gesamtzahl kleiner (8 kWp) PV-Anlagen um 25% erhöhen kann [17]. Insgesamt sind die Kosten-Nutzen-Analysen bezüglich Blindleistungsregelungen für verlässliche Aussagen noch zu wenig detailliert, unter anderem weil andere Microgrid-Komponenten die Wirkung solcher Regelungen zum Teil erheblich beeinflussen.

## **2.3. Spannungsregelung**

Bisher schliesst das zulässige Spannungsband von  $\pm 10\%$  der Nennspannung die Nieder- und Mittelspannungsebene ein. Dieses Band verteilt sich beispielsweise in Deutschland auf 2% Regelbandbreite, jeweils 5% Spannungsabfall in den NS- und MS-Ebenen, 2% Spannungsanhebung durch Einspeisung im MS-Netz, und 3% Spannungsanhebung durch Einspeisung im NS-Netz [14]. Vor allem letzteres Spannungsband kann durch den hohen Ausbau kleiner PV-Anlagen verletzt werden.

Für die direkte Spannungsregelung stehen derzeit zwei Komponenten zur Verfügung, welche schon in Pilotstudien getestet wurden. Regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) entkoppeln die Mittel- von der Niederspannungsebene, wodurch beide Ebenen die vollen 10% ausschöpfen können [8; 13; 14]. Dabei regelt ein rONT alle Niederspannungsabgänge einer Ortsnetzstation gleichzeitig. Um die Spannung an einzelnen Strängen einer Ortsnetzstation zu regeln, kann hingegen ein sogenannter Einzelstrangregler eingesetzt werden.

Die Entkopplung der Netzebenen durch rONTs kann die Regelbandbreite in den NS-Netzen auf 5% bei Spannungsabfall und 11% bei Spannungsanhebung durch Einspeisung vergrössern [14]. Die mögliche grössere Bandbreite in MS-Netzen hängt von der Anzahl der eingesetzten rONTs ab [8]. Die Effektivität der rONTs kann jedoch je nach Ort, an dem die Spannung gemessen wird, anhand derer die Regelung stattfindet, unterschiedlich ausfallen. Mögliche Messpunkte sind die Niederspannungssammelschiene direkt am Transformator oder die Spannung an einem entfernten NS-Netzknotten [14], der am ehesten von einer Spannungsbandüberschreitung betroffen ist. Wenn nur eine geringe Anzahl Erzeugungsanlagen an wenigen Abgängen eines NS-Netzes angeschlossen sind, kann es sein, dass diese Abgänge durch die pauschale Spannungsregelung eines rONTS eine zu geringe Spannung erhalten. In solchen Fällen kann der Einsatz eines Einzelstrangreglers wirtschaftlicher als ein rONT sein [13; 14]. Für die Schweiz werden in [8] folgende Kosten angenommen: CHF 50,000 für ein rONT unter der Annahme, dass die neuen Transformatoren in schon bestehende Stationen einzubauen sind. Jährlich 1% der Investitionssumme wird für zusätzliche Betriebskosten der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) veranschlagt, und Gewinn durch mögliche Reduktion der Netzverluste wird nicht mit einberechnet. Für Einzelstrangregler auf NS-Ebene werden CHF 18,000 veranschlagt, mit 2% der Investitionssumme als Betriebskosten und einer Lebensdauer von 20 Jahren. Für Einzelstrangregler auf MS-Ebene werden CHF 360,000 angenommen, wobei dort auch das Grundstück, das Gebäude sowie die Einbindung ins Netz eingepreist sind. Betriebskosten belaufen sich auch auf 2% der Investitionssumme bei einer Lebensdauer von 35 Jahren.

Auch wenn rONTs etwa doppelt so viel kosten wie nicht regelbare ONTs [14], verringert sich der Investitionsbedarf von zusätzlichem Netzausbau (d.h. zusätzliche Transformatoren und Leitungen) durch rONTs je nach Studie und Netzkonfiguration um etwa 30% [12] bis 60% [9], was für Deutschland einen Ersatz von 8.4% aller konventionellen ONTs durch regelbare ONTs bedeutet [14]. Obwohl in Studie [14] das deutsche Stromnetz teilweise genau abgebildet wird, ist diese Zahl ein Durchschnittswert und muss für real gegebene Netzabschnittskonfigurationen neu berechnet werden. Auch die jährlichen Betriebskosten können bei maximalem (8.4%) rONT Ausbau um bis zu 10% verringert werden [14], wobei diese Kosten davon abhängen, wo die Spannungssteuerung geschieht. Eine nicht-lokale Steuerung, z.B. in der Zentrale des Netzbetreibers, bedeutet auch grössere Kosten für die IKT [9]. In Studie [14] wurden verschiedene Varianten des rONT- und Einzelstrangregler-Ausbaus modelliert: I Messung und Regelung am Transformator, II Messung an entferntem Knoten, Regelung an Transformator, III Messung an Transformator, Regelung im Leitsystem, IV Messung an Regler und entferntem Knoten, Regelung im Leitsystem. Dabei hat sich Variante I mit rONTs als die kostengünstigste herausgestellt, welche in 95% der Netze eingesetzt werden kann. Ausnahmen sind gegeben, wenn durch andere Varianten auch im MS-Netz eine höhere Integration von erneuerbaren Energien möglich wird, während Einzelstrangregler bei grossen Unterschieden der PV-Leistung an verschiedenen Strängen sinnvoll sind. Generell ist Variante I am günstigsten bezüglich späterem Ausbau, da keine Doppelinvestitionen nötig sind. Auch in der Schweiz können rONTs und Strangregler zusammen mit einer Blindleistungsregelung

Kosteneinsparungen von je nach Netztopologie 50-80% gegenüber dem konventionellen Ausbau ermöglichen [8].

Auch die Kombination von Spannungsregelung zusammen mit anderen Massnahmen wurde untersucht. Blindleistungsregelung mit Wechselrichtern zusammen mit dem Zubau von rONTs, falls ersteres nicht ausreicht, kann den Investitionsbedarf um zusätzliche 8% von -32% (nur rONTs) auf -40% verringern [12]. Abregelung (maximal 3% der Jahresenergie) und Zubau von rONTs, falls ersteres nicht ausreicht, führt zu einer Einsparung von durchschnittlich 55% des Netzausbaus (d.h. Leitungen), wobei je nach Netzverhältnissen die Einsparungen unterschiedlich hoch sind [14]. Dadurch würde die Anzahl ONTs, welche durch regelbare ONTs ersetzt werden müssten, von 8.4% (ohne Abregelung) auf 1.8% reduziert.

#### **2.4. Batteriespeicher**

Für Verteilnetzbetreiber sind Batteriespeicher hauptsächlich für die mögliche Bereitstellung von Netzdienstleistungen interessant. An einem marktorientierten Batteriebetrieb, in welchem Speicher genutzt werden, um durch Stromhandel die Energiekosten zu optimieren, sind neben Marktakteuren vor allem Endverbraucher interessiert, welche den Eigenverbrauch maximieren beziehungsweise Spitzenlastbezug vom Netz minimieren möchten, weshalb dieser hier nicht weiter thematisiert wird. Netzbetreiber nutzen Batterien hingegen für die Spannungshaltung und zur Bereitstellung von Blindleistung sowie zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastung [13; 18]. Im Falle eines grossflächigen Stromausfalls können Batterien auch einen Netzbereich weiterhin mit Strom versorgen. Mit der zunehmenden Integration von EE-Anlagen ins Netz und der Abschaltung von konventionellen Kraftwerken können eine grosse Anzahl Batteriespeicher zudem zur Reduzierung der Kaltreserve (Kraftwerke, die nur unter besonderen Umständen angeschaltet werden, da ansonsten zu unwirtschaftlich) und zur Lieferung von Blindleistung beitragen [18]. Der Batterieeinsatz für Netzbelange bringt allerdings besondere Anforderungen an ein Batteriesystem mit sich. Für die Spannungshaltung werden Lade- und Entladezeiten von wenigen Sekunden und bis zu fünf Lade/Entladevorgänge pro Sekunde benötigt. Typische Leistungsanforderungen bewegen sich im Bereich zwischen 10 kW und 10 MW [13].

In der Studie SYSPV-NS [13] wurden verschiedene Batterietypen hinsichtlich eines Einsatzes in stationären Anwendungen untersucht. Bleibatterien haben eine lange Entwicklungszeit hinter sich und sind mittlerweile sehr kostengünstig (150-250 Euro/kWh plus 100-200 Euro/kW), müssen allerdings durch die maximale Entladetiefe von 50% überdimensioniert werden, besitzen einen Wirkungsgrad von 70-80% und eine durchschnittliche Lebensdauer von 2700 Zyklen, was sie insgesamt für Netzbetreiber unökonomisch macht. Li-Ionen-Batterien dagegen sind bisher noch teuer (1000-2000 Euro/kWh plus 100-200 Euro/kW), besitzen jedoch einen Wirkungsgrad von 85-95% und eine durchschnittliche Zykluslebensdauer von 5000 Zyklen. Sie sind schnell ansprechbar und haben eine hohe Leistungsfähigkeit, was sie für Netzbelange nützlich macht. Hochtemperatur-Batterien eignen sich wegen ihren physikalischen Anforderungen (Aktivmaterialien bei 200-250 Grad), lange Vorlaufzeit und benötigter häufiger Zyklisierung vor allem als grosse Speicher zur zentralen Netzstabilisierung. Sie sind trotz einer relativ kurzen Entwicklungsphase günstiger als Li-Ionen-Batterien (500-600 Euro/kWh plus 100-200 Euro/kW) und eignen sich gut für Grossprojekte zum Dauerbetrieb, allerdings ist die Zykluslebensdauer mit durchschnittlich 3000 Zyklen relativ gering. Redox-Flow-Batterien sind hingegen noch teuer (250-500 Euro/kWh plus bis zu 4000 Euro/kW) mit einem niedrigen Wirkungsgrad von 70-75%, wobei sie aber mit kurzen Leistungsrampen (+/- 100% in wenigen Sekunden) sehr schnell ansprechbar sind und eine gute

Tiefentladungsfähigkeit besitzen. Durch die kurze bisherige Entwicklungszeit sind die Werte für Zykluslebensdauer und Alterung noch nicht definitiv bestimmt. Da die leistungsbezogenen Kosten sehr hoch sind, ist dieser Batterietyp für Netzbetreiber bisher wenig interessant.

Da davon ausgegangen wird, dass die Kosten für Li-Ionen-Batterien in den nächsten Jahren signifikant sinken werden [13], sind Li-Ionen-Batterien aus heutiger Sicht zur Netzstabilisation die beste Wahl, und verschiedene Verwendungszwecke und Ladestrategien werden aktiv erforscht [19]. Dabei ist die Netzentlastung am Grössen, wenn die Batterie am Ort der Erzeugung angeschlossen wird [8; 13]. Zur Frequenzstabilisation existieren verschiedene Ladealgorithmen, die z.B. auf dem Batterieladezustand basieren [20], die die Totzone der Systemfrequenz ausnutzen [21] oder die aufgrund des gleitenden Mittelwertes früherer Ladezyklen berechnet werden [22]. Ladestrategien für "Peak Shaving", also der Reduzierung der Lastspitzen, basieren im Allgemeinen auf einer modellprädiktiven Regelung und mittels neuronalen Netzen prognostiziertem Lastverlauf [18; 19].

Trotz verschiedener Innovationen ist der Einsatz von Batteriesystemen bisher noch nicht kostendeckend. Auch mit sehr optimistischen Annahmen bezüglich Kosten (1000 CHF/kWh, Betriebskosten 1.5% der Investitionssumme, 8-15 Jahre Lebensdauer) wurden in Modellen mit verschiedenen PV- und Wind-Anlagen unterschiedlicher Leistungen keine Variante gefunden, bei der der Betrieb von netzdienlichen Batteriesystemen wirtschaftlich war [8]. Dies steht im Gegensatz zur Betrieb von Batterien, welche mit kleinen PV-Anlagen gekoppelt sind. Mit der Batterieinstallation in 50% der PV-Anlagen konnten die Einspeisespitzen über Mittag soweit reduziert werden, dass der Netzausbaubedarf auf NS-Ebene bis 2030 um 15% reduziert wird und für die MS-Ebene um 12% [12]. Ob die nicht unerheblichen Batteriekosten mit eingerechnet wurden, ist allerdings unklar.

## **2.5. Nachfragesteuerung**

Nachfragesteuerung, oder Demand-Side-Management (DSM) bedeutet, durch Lastverschiebung und mit oder ohne Hilfe von Energiespeichern Spitzenlast zu reduzieren. Auf Endverbraucherseite gibt es dazu verschiedene Pilotprojekte, bei denen Smart Meters installiert wurden, damit Kunden ihren Energieverbrauch visualisieren können und idealerweise bei hohen Preisen ihren Energiekonsum reduzieren. In anderen Projekten wird die Lastverschiebung automatisch geregelt, indem Geräte und andere Energieverbraucher (z.B. Ladestationen für E-Autos oder Kühllhäuser) eigenständig ihre Energie vorzugsweise bei niedrigen Preisen beziehen. Für die Schweiz ist die Nachfragesteuerung derzeit noch nicht relevant, da hier Lastspitzen das Stromnetz im Gegensatz zu anderen Ländern nicht belasten [23]. Dies kann sich jedoch in der Zukunft mit dem Ausbau der EE-Anlagen ändern, da dann die Stromerzeugung weniger optimal der Last angepasst werden kann.

Damit Konsumenten ihren Energieverbrauch zumindest teilweise aus den Spitzenlastzeiten verschieben, wurden in verschiedenen Projekten unterschiedliche Tarifmodelle getestet [24]. Bei einer bis zu 100%igen Preisänderung wurden durchschnittliche Lastverschiebungen von 7-15% erreicht, wobei bei ungewöhnlich niedrigen Preisen auch eine Verbrauchssteigerung zu beobachten war, welche oft die vorhergehenden Energieeinsparungen der Konsumenten wieder aufwog. Grundsätzlich müssen private Kunden regelmässig neu motiviert werden, ihren Energieverbrauch aktiv anzupassen, da die einzelnen Sparpotentiale verhältnismässig gering sind. Auch sind automatisierte Verbrauchsverlagerungen meist ähnlich effektiv wie die von den engagiertesten freiwilligen Kunden, und bei besonders teuren Tarifzeiten erfolgte durch einen Automatismus sogar eine grössere Lastverschiebung [24]. Ein weiteres Projekt testete das Lastverschiebungspotential von Wasch- und Spülmaschinen. Dabei wurden Kosteneinsparungen von etwa 3%, bei theoretisch



möglichen 5%, erreicht. Thermische Speicher können ein grösseres Einsparpotential aufweisen. In einem anderen Projekt bezogen Kühlhäuser ihre Kühlenergie bevorzugt zu Niedrigpreiszeiten, wodurch etwa 8% der Kühlkosten eingespart wurde [25]. Bei einer theoretisch möglichen Lastverschiebung von 40% der Spitzenlast in Privathaushalten kann der Netzausbau reduziert oder zumindest verzögert werden [26].

Für Industriekunden wurde auch Energiemarktplätze getestet, auf welchen verschiebbare Lasten sowie Energieerzeugungspotential (z.B. von BHKWs) vermarktet werden [24]. Dies kann den Ausbaubedarf des Netzes reduzieren oder zumindest verzögern, wobei der Markt auch ein Problem bezüglich der Netzstabilität darstellen kann. Im Tagesenergiehandel wurden nur etwa 1.8% der Gebote auch abgeschlossen, im Vortags-Handel immerhin 8.1%, was allerdings hinsichtlich Verlässlichkeit immer noch gering ist, wenn durch den Markt die Netzstabilität erhöht werden soll. Denkbar ist ein Ampelmodell, bei welchem im Zustand "grün" der Energiemarkt ohne Einschränkungen spielen kann, im Zustand "gelb" die Verteilnetzbetreiber die Lasten und Kapazitäten kurzfristig beeinflussen können, und im Zustand "rot" die Verteilnetzbetreiber alle Möglichkeiten für ein stabiles Netz ausschöpfen können. Grundsätzlich ist ein marktdienliches DSM allerdings mit hohen zusätzlichen Kosten verbunden (90% höherer Ausbaubedarf bis 2030 in Deutschland [12]). Ein netzdienliches DSM reduziert hingegen den Netzausbau leicht (2% Reduktion bis 2030 in Deutschland [12]). Da die EE-Anlagen vorwiegend an ländliche Netze ohne grosse Last angeschlossen sind, ist das Potential zur Lastverschiebung insgesamt gering [14].

## **2.6. Virtuelle Kraftwerke**

Microgrids können als virtuelle Kraftwerke (virtual power plants, VPP) fungieren, um damit eine Kombination von EE-Anlagen in den Strommarkt zu integrieren. Ein VPP kontrolliert und aggregiert die Erzeugung seiner einzelnen Komponenten und besitzt nur einen Anknüpfungspunkt an die höheren Netzebenen. Dadurch agiert der Zusammenschluss der Stromproduzenten als Einheit am Strommarkt. Dies wurde in verschiedenen Pilotstudien getestet [24]. Teilweise wurden die Fahrplaneinhaltungen, d.h. die geplanten Einspeisungen über einen Tag, mit VPPs um 15% gegenüber einzelnen EE-Anlagen verbessert [25]. Auch die Stromverkaufseinnahmen konnten gesteigert werden, allerdings hängt die Flexibilität stark von den verwendeten einzelnen Komponenten des VPPs ab [25].

### 3. GRÖSSE VON MICROGRIDS

Die Grösse eines Microgrids wird im Allgemeinen von dem schon bestehenden Netz bestimmt, da ein kompletter Neubau des Netzes eine enorme Investition wäre. Die grosse Mehrheit an Studien orientiert sich somit an Gemeindegrenzen, da das bestehende Netz hauptsächlich diese abbildet. Auch sollten Microgrids idealerweise im Inselmodus betrieben werden können, wodurch sich die Unterteilung nach Gemeinden zusätzlich anbietet [27]. Im Fall des Aufbaus eines Microgrids als Dienstleistung für zahlende Kunden ist das Microgrid im Allgemeinen kleiner und versorgt nur ein einzelnes Gebäude oder einen Campus mit Strom [4; 28; 29]. Verschiedene Studien unterteilen bestehende Netze dann anhand bestimmter Kriterien, um Handlungsanweisungen für verschiedene Netztypen zu formulieren. Mögliche Unterteilungen sind politische Gemeindegrenzen [12; 30; 31], Bevölkerungsdichte [12] oder Jahreshöchstlast der Entnahmestelle [14]. Auch eine Klassifizierung in städtische Netze mit hoher Last und geringer Einspeisung, und ländliche Netze mit geringer Last und hoher Einspeisung, ist möglich [9]. Weitere Unterteilungen geschehen anhand der Dichte von EE [9; 12], wobei teilweise zwischen Wind- und PV-Anlagen unterschieden wird [12; 14].

Nachdem die praktischen Grenzen eines Microgrids mehrheitlich anhand Gemeindegrenzen verlaufen, geht es bei der Optimierung von Microgrids im Wesentlichen darum, die bestehende Struktur zu optimieren. Grundsätzlich folgte der Ausbau von EE bisher aber natürlichen Gegebenheiten (z.B. Vorhandensein von ausreichend Wind für Windanlagen) oder wurde sogar, im Sinne der Netzbelange, gar nicht gesteuert (z.B. PV-Anlagen auf Privathäusern). Planungstools für die Optimierung von Microgrids (z.B. HOMER [32], NEMO [33], DER-CAM [34]) können dazu genutzt werden, den Nutzen von zusätzlichen EE zusammen mit anderen Erzeugern und Speichersystemen in bestehenden Teilnetzen zu bestimmen und teilweise deren Einbindung zu optimieren. Auch wissenschaftliche Studien beschäftigen sich mit der optimalen Platzierung (weiterer) EE-Anlagen [35-37], dem Einsatz und der Grösse von Speichern [24; 35; 38] und der Einbindung von konventionellen Stromerzeugern [35]. Die Erkenntnisse sind bisher jedoch weitgehend theoretischer Natur und beziehen sich auf optimale Netzstrukturen. Trotzdem lässt sich aus den bisherigen Pilotstudien der Schluss ziehen, dass die Grösse von Microgrids für einen wirtschaftlichen Nutzen oftmals zweitrangig ist. Ein Microgrid kann gut in eine bereits bestehende Netzstruktur eingefügt werden, welche dann die Dimensionen und Komponenten des Microgrids mit beeinflusst.

## 4. BESTEHENDE MICROGRIDS

Zahlenmässig am verbreitetsten sind Microgrids in Entwicklungsländern, welche über keine oder nur eine unzuverlässige Stromversorgung verfügen. Dort werden zunehmend Microgrids mit Solaranlagen und Batterien in Dörfern, Gemeinschaften oder auf Inseln für eine rudimentäre Stromversorgung aufgebaut, auch wenn die bereits installierte Leistung bisher nur ein Bruchteil der möglichen Kapazität darstellt [39]. Oft wird dabei eine bestehende Stromversorgung mit Dieselgeneratoren ersetzt, da die Beschaffung von Diesel in abgelegenen Gebieten aufwändig und teuer ist [39; 40]. Wenn die erzeugte Energie nicht gleichmässig auf die einzelnen Haushalte aufgeteilt wird, können Kunden Energie auch in "Pre-Paid" Paketen kaufen [40] (diese Art der Energielieferung existiert auch in entwickelten Ländern und wird beispielsweise in England von UKPower angeboten). In jedem Fall wird die Energie hauptsächlich für Beleuchtung und dem Laden von mobilen Geräten verwendet [39-41]. Da in weit entfernten Siedlungen oft der Transport der Microgrid-Komponenten schwierig ist [39], könnten auch Microgrids, welche aus neu entwickelten, tragbaren PV-Paneln und Batterien konstruiert werden, eine Rolle in der Elektrizitätsausbreitung spielen [41].

In entwickelten Staaten, deren Stromnetze über Jahrzehnte hinweg gewachsen sind und Energie zuverlässig in alle Landesteile transportieren, werden Microgrids vor allem als sogenannte "Campus Grids" installiert, in welchen beispielsweise eine Universität [4; 29; 42; 43], eine Baugenossenschaft [44] oder ein Gefängnis [28] die eigene Stromversorgung sicherstellen. Diese Systeme integrieren neben Solaranlagen [4; 28; 29; 42; 43] und Windanlagen [29; 42] diverse andere Stromerzeuger wie Brennstoffzellen [4; 28], Gasturbinen [4; 29; 43], Blockheizkraftwerke [44] und Dieselgeneratoren [28], welche die Stromversorgung auch zu sonnen- und windarmen Zeiten sicherstellen. Vielfach haben sich diese Systeme bereits bei ungeplanten, grossflächigen Stromausfällen bewährt [4; 43; 44].

Auch existieren eine zunehmende Anzahl Microgrids zu Forschungszwecken, welche oftmals nur eine Laufzeit von wenigen Jahren haben [45]. Diese umfassen neben Campus Grids [46] ganze Regionen [47], Stadtteile [48; 49] oder auch kleine Inseln [45; 50] und Feriendörfer [51]. Die Insel Bornholm in Dänemark mit 41'000 Einwohnern, einer Maximallast von 55 MW und eine maximalen Windenergieabdeckung von 30 MW fungiert als ein reales Microgrid-Labor, in welchem verschiedene Microgrid-Technologien und Demand-Side-Management Strategien untersucht werden [47]. In der Modellstadt Mannheim mit etwa 200 Gebäuden [48] und in der PowerMatching City [49] mit 25 Haushalten in den Niederlanden wurden Energiemanagementtechniken auf verschiedenen Ebenen, vor allem im Hinblick auf stochastisch einspeisende Energiequellen, getestet. Auf Bornholm [47] sowie auf den Inseln Hailuoto in Finnland [50] und Kythnos in Griechenland [45] wird insbesondere die Stabilität einer autarken Stromversorgung untersucht, welche gleichzeitig einen verhältnismässig grossen Anteil erneuerbarer Energiequellen ins Netz einbindet. In den USA wurde mit dem CERTS Microgrid Test Bed eine grosse Versuchsanlage aufgebaut, in der verschiedene Microgrid-Technologien getestet werden können [46].

In der Schweiz wurden bisher noch keine grossen Pilotprojekte oder gar permanente Microgrids realisiert. Kleine Projekte befassen sich mit kurzen Testphasen von Gebäuden im Inselmodus [19] oder mit der Installation von Smart Metern bei Endkunden als ersten Schritt zu einem intelligenten Netz [1]. Darüber hinaus gibt es verschiedene Smart Grid Technologien, welche in der Schweiz momentan entwickelt werden. Das SmartGridready-Gebäude [52] und die GridSense-Technologie

[53] optimieren den Eigenverbrauch und die Einbindung erneuerbarer Energiequellen, während die GridBox-Plattform Hard- und Software zur Spannungshaltung kombiniert und als Paket anbietet [54].

## **5. ERNEUERBARE ENERGIEN IN DER SCHWEIZ - NETZSTABILITÄT**

### **5.1. Chancen**

Die Energiestrategie 2050 der Schweiz basiert in grossem Masse auf einem höheren Anteil EE, wobei die EE-Energie zu etwa 50% in PV-Anlagen generiert werden soll [7]. Letztere werden dezentral in den Mittel- und Niederspannungsnetzen eingebunden, wodurch Verteilnetzbetreiber zukünftig eine grössere Rolle für eine weiterhin konstante Stromversorgung spielen werden als bisher. Mithilfe von Microgrids kann der Ausbau von EE erfolgen, ohne die zentrale Netzstruktur allzu sehr zu beeinträchtigen. Da ein Microgrid sowohl Erzeuger als auch Verbraucher kontrolliert, kann es dabei flexibler als andere Netzteilnehmer reagieren, welche entweder nur ihre Erzeugung oder nur ihren Verbrauch regulieren können [55]. Dies wird allerdings vermutlich vermehrte Kooperation über die Netzgrenzen hinweg benötigen, um die Ausnutzung dieser Flexibilität zu optimieren. Verteilnetzbetreiber können Microgrids auch auf der eigenen Netzebene dazu nutzen, um die Einspeisung besser auszubalancieren oder Engpässe frühzeitig zu erkennen und zu umgehen. Die für Microgrids nötige bessere Datenerfassung einzelner Komponenten macht ausserdem genauere Lastflussanalysen möglich, wodurch Netzverluste besser und schneller erkannt werden können und der weitere Netzausbau präziser geplant werden kann [7].

Bisherige Studien konnten dabei den positiven Nutzen verschiedener Aspekte von Microgrids bestätigen. In Chattanooga, USA, wurden automatisierte Schaltungen eingesetzt, um Stromausfälle bei Stürmen um über 50% zu reduzieren [56], während verschiedene Campus-Microgrids mit BHKWs die eigene Stromversorgung bei Stromausfällen im Netz gewährleisten konnten [4; 43; 44]. In Cuxhaven wurden VPPs eingesetzt, deren sogenannte Einsatzpläne anhand der voraussichtlichen Energiepreise und prognostizierten Einspeiseleistungen den Betrieb der einzelnen Anlagen planen. Je verlässlicher diese Einsatzpläne über einen Tag hinweg sind, desto besser die Netzstabilität und desto höher der Erlös aus verkaufter Energie. Mit VPPs wurden hier die Einsatzpläne im Vergleich zur direkten Einspeisung der EE-Anlagen um 15% besser eingehalten [25]. Die Flexibilität von VPPs hängt aber stark von deren Zusammensetzung und den enthaltenden verschiedenen Speichermöglichkeiten ab; so sind beispielsweise Kühllhäuser insbesondere im Winter gute thermische Speicher bezüglich Marktpreisoptimierung, da in dieser Jahreszeit die Energiepreise stark schwanken und die Kühllhäuser eine grössere Flexibilität hinsichtlich Kühlzeiten aufweisen. In Australien wurden mit nord-west orientierten PV Anlagen gute Erfahrungen gemacht, da sie später am Tag ihre maximale Leistung erreichen und somit den Tageshöchstbedarf besser abdecken können [56]. Weitere prognostizierte Einsparungen des zukünftigen Netzausbaus für verschiedene technische Komponenten wurden bereits in Kapitel 2 besprochen.

### **5.2. Herausforderungen**

Der grossflächige Einsatz von dezentralen EE bringt neue Herausforderungen mit sich, die im bisherigen Stromnetz nicht vorhanden sind. Der Strom wird verstärkt in beide Richtungen fließen, anstatt hauptsächlich von den höheren in die niedrigen Netzebenen, was bisheriges Wissen zum Netzbetrieb teilweise obsolet macht [7]. Die Planung und der Ausbau eines Microgrids sind zudem komplexer als bei traditionellem Netzausbau, da zur Spannungshaltung mehr Variablen als bisher

berücksichtigt werden müssen wie beispielsweise die prognostizierten Erzeugungs- und Lastprofile. Es kommt dazu, dass Verteilnetzbetreiber nicht mehr in vollem Masse über den Ausbau ihres Netzes bestimmen können, da zunehmend Abnehmer eigene Energiequellen installieren und den überschüssigen Strom ins Netz einspeisen, was vom Verteilnetzbetreiber aufgefangen werden muss [55]. Dies kann zusätzlichen Netzausbau oder zusätzliche Energiespeicher erforderlich machen. Ein möglicher Lösungsansatz hierzu wäre eine Einspeiseleistungsabregelung ohne Entschädigung an die Anlagenbesitzer, sofern die Abregelung systemrelevant ist [15]. Dies könnte dazu führen, dass neue Anlagen auch von Investoren unter Berücksichtigung der Netztopologie geplant werden. Auch die bisherige Schutztechnik, welche Einspeisequellen von einem Netzfehler abtrennt, wird hinsichtlich Microgrids überarbeitet werden müssen, da die Energiequellen nun dezentral im Netz verteilt sind und zudem Microgrids auch im Inselmodus, abgetrennt vom Stromnetz, betrieben werden können [7].

Dezentrale PV-Anlagen in Kombination mit einem Energiespeicher können dazu dienen, das Netz bei Leistungsspitzen zu entlasten, jedoch zeigen Studien auf, dass Eigenerzeugung zunächst auch zu höherem Eigenverbrauch führt [25; 57]. Anreize auf Verbraucherseite, z.B. höhere Energiepreise zu bestimmten Zeiten, führen oft langfristig zu keinem geringerem Energieverbrauch bei Lastspitzen [56], aber intelligente Algorithmen zur optimierten Speicherbeladung oder eine Einspeisekappung bei 70% der maximalen Leistung können Leistungsspitzen abfangen [57]. Kampagnen zur besseren Akzeptanz neuartiger Technologien wie der Einspeisesteuerung oder auch Smart Meters bei Endverbrauchern erhöhen den Erfolg einer Projektumsetzung teilweise erheblich [56]. Hierbei gibt es fünf Themengebiete, die für eine gesellschaftliche Akzeptanz wichtig sind und welche eine Kampagne ansprechen sollte, um erfolgreich zu sein: die Glaubwürdigkeit der Informationsquelle, gerechte Kostenverteilung, Wahlfreiheit bezüglich Implementierung der neuen Technologien, genügender Datenschutz, und der direkte Einbezug der Verbraucher, welcher lokal unterschiedliche Bedürfnisse hat [58].

Abgesehen von technischen Neuerungen wird sich auch die Rolle der Verteilnetzbetreiber mit der zunehmenden Einbindung von EE in die unteren Netzebenen zum Teil erheblich ändern. Sie werden zukünftig Regelreserven bereitstellen müssen, welche von den dezentralen Energiequellen und steuerbaren Lasten erbracht werden können. Momentanreserven müssen möglicherweise auch auf Verteilnetzebene zusätzlich eingebunden werden, wenn die Energiespeicher der EE für die Leistungsregelung nicht ausreichend sind, wobei hierfür auch eine Anreizregelung für Prosumer oder Produzenten denkbar ist. Auch an der Bereitstellung von Kurzschlussleistung, welche durch den geänderten Energiemix zunächst sinken wird, werden sich die Verteilnetzbetreiber beteiligen müssen. Bei Grossstörungen im Stromnetz sollten die Microgrids in den Verteilnetzen auch die Fähigkeit zum Schwarzstart besitzen, wenn die Leistung aus Grosskraftwerken dafür nicht mehr ausreicht, was neue Regelungsmechanismen von den Verteilnetzbetreibern erfordert. In all diesen Bereichen bietet der Ausbau des Verteilnetzes aber auch eine Chance für die Verteilnetzbetreiber, bei der dafür nötigen Koordination und Steuerung eine zentrale Rolle zu spielen und sich zunehmend zur Schnittstelle zwischen den verschiedenen Netzen zu entwickeln [12].

Insgesamt bringt die veränderte Rolle der Verteilnetzbetreiber die Anforderung einer stärkeren Kooperation zwischen Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreibern mit sich. Die Umkehrung der Leistungsflüsse durch Stromerzeugung in den Verteilnetzen benötigt eine stärkere Koordination bezüglich Planung und Betrieb des Netzes mit den Übertragungsnetzbetreibern. Auch müssen die Netzknoten von Übertragungsnetzen durch die stochastische Einspeiseleistung einen grösseren

Leistungsbereich abdecken als bisher, was mit den Hochspannungsnetzbetreibern koordiniert werden sollte. Da die maximale Einspeiseleistung wetterabhängig ist und dabei oft ganze Regionen ähnliche Wetterbedingungen haben, sich die Einspeiseleistung von vielen dezentralen Erzeugern also aufsummiert, werden auch die höheren Netzebenen die Belastungsspitzen abfangen müssen. Dazu könnten die Netzbetreiber verschiedener Ebenen gegenseitig Lastprognosen austauschen [12].

Es ist zu beachten, dass sich die gesetzlichen Rahmenbedingungen bezüglich Microgrids in der Schweiz in den nächsten Jahren ändern werden. Es existieren gewisse Protokolle für das Netzdatenmanagement, welche teilweise momentan hinsichtlich SmartGrids angepasst werden. Standards bezüglich Datensicherheit werden nun auf internationaler Ebene erarbeitet, wobei in der Schweiz das Bundesrecht und kantonales Recht teilweise überlappen. Da in der Schweiz bis 2020 Reglemente bezüglich Verwendung verschiedener netzrelevanter Daten ausgearbeitet werden, könnte dabei auch der Datenschutz überkantonale vereinheitlicht werden. Hier wird es in der Schweiz vermutlich unterschiedliche Auflagen geben, welche mit der Grösse der Verteilnetzbetreiber zusammenhängen werden [7]. Auch muss die Rolle der Microgrids im Stromnetz reguliert werden, da momentan beispielsweise bei einer Unterbrechung das Netz abgeschaltet werden muss, während ein Microgrid im Inselmodus weiterhin betrieben werden könnte [55].

## 6. ERNEUERBARE ENERGIEN IN DER SCHWEIZ - KOSTENBEDARF

### 6.1. Chancen

Durch den Einsatz von Microgrids kann der Netzausbau, welcher sich in den nächsten Jahrzehnten durch die zunehmende Einbindung von EE-Anlagen ergeben würde, reduziert werden (siehe auch Kapitel 2). Die dafür geeigneten Microgrid-Technologien sind beispielsweise die regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT), welche die Ausgangsspannung je nach momentanen Anforderungen dynamisch regeln können. Damit könnten die nötige Anzahl neuer Ortsnetztransformatoren und benötigte Leitungen reduziert werden. Schätzungen für die Schweiz haben ergeben, dass bei einem teilweisen Ersatz von ONTs durch rONTs die Gesamtanzahl an ONTs für die Netzebene 6 konstant gehalten werden kann, was die nötige Investitionssumme um 60% reduziert [9].

Auch andere Massnahmen wie Batteriespeicher, Wärmespeicher, Einspeise- und Verbrauchsmanagement können die Kosten um jeweils 5-10% verringern. Dabei ist zu beachten, dass die Kosteneinsparungen in grossem Masse von den einzelnen Netzbedingungen, wie z.B. dem Konzentrationsgrad von PV-Anlagen, abhängen [9]. Die durch Microgrids gesammelten Daten können auch die präzisere Planung des zukünftigen Netzausbaus unterstützen, um den tatsächlichen Energiebedarf zu analysieren. Hierbei könnten dezentrale EEs gezielt an den Orten installiert werden, welche in Zukunft einen erhöhten Energieverbrauch aufweisen werden, was auch die Anzahl zusätzlicher Übertragungsleitungen reduziert [59].

Schliesslich bieten intelligente Zähler (Smart Meters) Informationen über den tatsächlichen Energieverbrauch auf Kunden- und Netzbetreiberseite. Kunden nutzen eigene Smart Meters öfters als beispielsweise eine Website, um sich über ihre Stromkosten zu informieren. Auch unterschätzen sie oft das Sparpotential von Energieeffizienzmassnahmen, so dass eine visuelle Information zu einem sparsamen Energieverbrauch beitragen kann [60]. Für manche Verteilnetzbetreiber wiederum haben die Daten dieser Geräte zu direkten Einsparungen von 10-70 Euro pro Endkunde und Jahr geführt, da nun keine Rechnungen mit Schätzwerten mehr erstellt werden, welche von Kunden teilweise angefochten werden [56].

Wie schon in Kapitel 4 beschrieben, wird sich bei einer starken Einbindung von EE voraussichtlich auch das Geschäftsmodell der Verteilnetzbetreiber erweitern, indem es nicht mehr nur ausschliesslich darum gehen wird, den Kunden Strom aus den höheren Netzebenen zu liefern. Nun ist es zunehmend auch die Rolle der Verteilnetzbetreiber, die Konstanz der Stromversorgung sicherzustellen, wobei sie eine Art Zwischenhändler darstellen könnten, welcher Angebot und Nachfrage koordiniert [61]. Hierbei ergeben sich neue Geschäftsfelder und Dienstleistungen, wobei erste Erfahrungen mit dieser Rolle noch verschiedene Probleme aufzeigen, die es zu lösen gilt (z.B. die Tatsache, dass im simulierten Energiemarkt viele Gebote nicht abgeschlossen werden, was bei Geboten zur Netzstabilisierung problematisch ist [25]). Als Beispiel könnten Kunden nicht mehr die Energie selbst bezahlen, sondern einen Vertrag über eine bestimmte "Leistungsbandbreite" aufgrund ihres spezifischen Energiebedarfs abschliessen [7; 25], ähnlich wie heutzutage bei der Datenübertragung. Auch die Einspeiseleistung bei Prosumern könnte zu verschiedenen Tarifen vergütet werden [61]. Auch können die Verteilnetzbetreiber für Grosskunden wie Spitäler oder Fabriken eigene autarke Microgrids aufbauen und betreiben, und dadurch einen höheren Stromtarif veranschlagen [62]. Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, dass Kunden nicht mehr oder nur teilweise für den bezogenen Strom selbst bezahlen, sondern für die Art ihres Zugriffs auf diesen

Strom, z.B. komplett gesichert, oder mit möglichen Stromausfällen [61]. Letztere Kunden können die Verteilnetzbetreiber in Bezug auf intelligentes Lastmanagement wiederum zur Sicherung der Netzstabilität verwenden. Verteilnetzbetreiber können auch als Marktteilnehmer agieren und basierend auf dem momentanen Netzzustand und dem Energiemarkt Strom an- oder verkaufen [59]. Von staatlicher Seite her könnte die notwendige Bereitstellung von Regelreserven den Verteilnetzbetreibern vergütet werden [12], insbesondere wenn diese Bereitstellung dem momentanen Zustand des Energiemarktes zuwiderläuft [7].

## **6.2. Herausforderungen**

Die zukünftige Einbindung einer grossen Anzahl EE-Anlagen ins Stromnetz erfordert grundsätzlich einen höheren Ausbau des Netzes verglichen mit einer möglichen Beibehaltung des gegenwärtigen Energiemixes. Da Verteilnetzbetreiber aber EE in ihre Netze aufnehmen müssen und damit keine vollständige Kontrolle über die Netzeinspeiseleistung mehr besitzen [61], stellt sich die Frage, wie der notwendige Ausbau möglichst kostengünstig vorangetrieben werden kann. Da die Reglementierung bezüglich Microgrids in der Schweiz im Moment noch nicht abgeschlossen ist und in Zukunft weitere, nicht absehbare Anreize seitens des Bundes geschaffen werden können, besteht dabei die Gefahr, am zukünftigen Bedarf vorbei zu investieren [8]. Microgrids benötigen ausserdem die Installation vieler Sensoren, um die nötigen Daten für den Betrieb zu sammeln [7], und die Einrichtung verhältnismässig komplexer Kontrollmechanismen [55]. Nichtsdestotrotz muss insbesondere auf den unteren Netzebenen die Kapazität erhöht werden, um Schaden an den Betriebsmitteln zu vermeiden [7]. Dabei kann entweder das Netz selbst ausgebaut werden, oder es kann in Zwischenspeicher investiert werden [61].

Da momentan vor allem die Investition in Infrastruktur gefördert wird, indem diesbezügliche Opportunitätskosten komplett über den WACC vergütet werden, Betriebskosten jedoch nur bis zu einer gewissen Höhe [7], liegt ein Vorteil des konventionellen Netzausbaus darin, dass die Gesamtinvestitionen zwar verhältnismässig hoch sind, die Betriebskosten aber verhältnismässig gering gehalten werden können. Ausserdem können nur solche Kosten den Endkunden angerechnet werden, welche einem leistungsfähigen Netz dienen, und die diesbezügliche Einschätzung des Bundes von Microgrids steht noch aus. Auch verursachen Microgrids höhere Betriebskosten, welche beim Verteilnetzbetreiber verbleiben, und es können weitere zusätzliche Kosten durch die Organisation eines komplexeren Netzes auftreten. Da Verteilnetzbetreiber freie Wahl haben, wie sie EE ins Stromnetz integrieren, könnten diese Faktoren dazu führen, dass sie trotz insgesamt höheren Kosten einem konventionellen Netzausbau den Vorzug geben [8].

Die im vorherigen Teil angesprochenen neuen möglichen Dienstleistungen eines Verteilnetzbetreibers können nur innerhalb eines stabilen regulatorischen Rahmens entwickelt werden, der so in der Schweiz noch nicht besteht. Im Moment wird die Entflechtung zwischen Netz- und Marktbereich auf buchhalterischer und informatorischer Ebene verlangt [7], die Laststeuerung ist hingegen noch nicht reguliert. Darum ist unklar, inwieweit ein Verteilnetzbetreiber auf den Markt reagieren kann und beispielsweise die Einspeiselast von Erzeugern verschieben oder dezentrale Stromspeicher nutzen kann, ohne dass dafür aufgrund des Netzzustandes eine Notwendigkeit besteht. Auch die Möglichkeiten von Prosumern, auf den Markt anstatt auf das Netz zu reagieren, muss noch reguliert werden [7; 9]. In beiden Fällen besteht ein Konflikt zwischen Netzbetreiber und Verbraucher bzw. Erzeuger. Denkbar ist die Einführung eines Ampelsystems, in welchem dem Verteilnetzbetreiber je nach Netzzustand verschiedene Eingriffsmöglichkeiten gewährt werden [63].



Dabei sollten die Verteilnetzbetreiber insbesondere im "gelben" Zustand die volle Hoheit über ihren Netzbereich behalten [64].

## 7. FAZIT

Microgrids sind eine vielversprechende Möglichkeit, die zunehmende Anzahl EE-Anlagen verhältnismässig kostengünstig in das bestehende Stromnetz zu integrieren. Viele technische Komponenten befinden sich jedoch noch in der Entwicklungsphase und werden erst in der Zukunft wirtschaftlich einsetzbar sein. Trotzdem werden derzeit schon verschiedene grosse Microgrids in Pilotprojekten weltweit implementiert. Offiziell und langfristig ins Netz integriert wurden bisher meist nur kleine Microgrids, typischerweise zur rudimentären Stromversorgung oder auf Gebäude- oder Campus-Ebene. Die Rolle der Verteilnetzbetreiber wird sich mit der Einführung von Microgrids erheblich ändern und erweitern, da sie damit aktiver in das Stromgeschehen eingreifen können. In der Schweiz werden die gesetzlichen Rahmenbedingungen für die Einbindung von Microgrids momentan erst noch ausgearbeitet, welche die möglichen Implementierungen von Microgrids, beispielsweise über Vergütungsanreize, in den nächsten Jahren stark beeinflussen können.

## **8. DANKSAGUNG**

Diese Studie wurde durch die Elektrizitätswerke des Kantons Zürich EKZ finanziert. Besonderer Dank geht an Michael Koller (EKZ) und Jürg Rohrer (ZHAW) für interessante Diskussionen und wertvolle Anregungen.

## 9. LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Verein Smart Grid Schweiz VSGS (2013). *Weissbuch Smart Grid*. Schweiz.
- [2] BABS (2015). *Katastrophen und Notlagen Schweiz*. Bern, Schweiz.
- [3] Strbac, G., Hatziargyriou, N., Lopes, J. P., Moreira, C., Dimeas, A., & Papadaskalopoulos, D. (2015). *Microgrids*. IEEE Power & Energy Magazine, 13(3). DOI:10.1109/MPE.2015.2397336
- [4] Hirose, K. (2013). Behavior of the Sendai Microgrid during and after the 311 Great East Japan Disaster. Hamburg, Germany. (INTELEC)
- [5] Lacey, S. (2014). In Greentech Media G. M.(Hrsg.), *Resiliency: How Superstorm Sandy Changed America's Grid*
- [6] Department of Energy, Office of Electricity Delivery and Energy Reliability Smart Grid R&D Program (2012). *Summary Report: 2012 DOE Microgrid Workshop*. Chicago, USA.
- [7] BFE (2015). *Smart Grid Road Map Schweiz*. Bern, Schweiz.
- [8] BET Dynamo Suisse (2014). *Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid*. Zofingen, Schweiz.
- [9] Consentec (2012). *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze*. Aachen, Deutschland.
- [10] BKW (2015). *Smart Grid: eine Systematik aus Netzbetreiberperspektive*. Bern, Schweiz.
- [11] Deutscher Bundestag (2014). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), Nicht-amtliche Lesefassung*. Berlin, Deutschland.
- [12] Deutsche Energie-Agentur GmbH dena (2012). *Dena-Verteilnetzstudie*. Berlin, Deutschland.
- [13] ZSW (2014). *Optimierung der Systemintegration fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Beispiel der Photovoltaik auf Niederspannungsebene*. Stuttgart, Deutschland.
- [14] BMWi (2014). *Moderne Verteilernetze für Deutschland*. Bonn, Deutschland.

- [15] EWE AG (2013). *Ansatzpunkte einer nachhaltigen Energiemarktreform, Positionspapier EWE AG*. Oldenburg, Deutschland.
- [16] VDE (2014). *Empfehlung Netzanschluss für Energieerzeugungsanlagen*. Aarau, Schweiz.
- [17] Slupinski, A., & Kröpelin, J. (2013). Herausforderungen für den VNB durch den Einsatz von Blindleistungsregelung. *Emw*
- [18] Fraunhofer ISE (2013). *Speicherstudie 2013, Kurzgutachten*. Freiburg, Deutschland.
- [19] Koller, M., Borsche, T., Ulbig, A., & Andersson, G. (2015). *Review of grid applications with the Zurich 1 MW battery energy storage system*. Electric Power Systems Research, 120DOI:10.1016/j.epsr.2014.06.023
- [20] Megel, O., Mathieu, J. L., & Andersson, G. (2013). *Maximizing the potential of energy storage to provide fast frequency control*. IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, DOI:10.1109/ISGTEurope.2013.6695380
- [21] Oudalov, A., Chartouni, D., & Ohler, C. (2007). *Optimizing a battery energy storage system for primary frequency control*. IEEE Transactions on Power Systems, 22(3). DOI:10.1109/TPWRS.2007.901459
- [22] Borsche, T., Ulbig, A., Koller, M., & Andersson, G. (2013). *Power and energy capacity requirements of storages providing frequency control reserves*
- [23] econcept AG (2009). *Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz*. Zürich, Schweiz.
- [24] BMWi (2014). *Smart Energy made in Germany*. Berlin, Deutschland.
- [25] EWE AG (2012). *Abschlussbericht eTelligence*. Oldenburg, Deutschland.
- [26] Pina, A., Silva, C., & Ferrão, P. (2012). *The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity*. Energy, 41(1). DOI:http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2011.06.013
- [27] Basak, P., Chowdhury, S., Dey, S. H. N., & Chowdhury, S. P. (2012). *A literature review on integration of distributed energy resources in the perspective of control, protection and stability of microgrid*. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 16(8). DOI:10.1016/j.rser.2012.05.043

- [28] Marnay, C., DeForest, N., Stadler, M., Donadee, J., Dierckxsens, C., Mendes, G., Lai, J., & Ferreira Cardoso, G. (2011). *A Green Prison: Santa Rita Jail Creeps Towards Zero Net Energy (ZNE)*. Belambra Presqu'île de Giens, France.
- [29] Shahidehpour, M., & Khodayar, M. (2013). *Cutting campus energy costs with hierarchical control: the economical and reliable operation of a microgrid*. IEEE Electrification Magazine, 1(1). DOI:10.1109/MELE.2013.2273994
- [30] Richard Huber. (2014). *EnBW Verteilnetzstudie*. Vortrag.
- [31] Kema Consulting GmbH (2013). *Energiespeicher in der Schweiz; Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*. Bern, Schweiz.
- [32] HOMER Pro. Von <http://www.homerenergy.com/> (2015).
- [33] NEMO. Von <http://www.nemo-project.eu/> (2015).
- [34] DER-CAM. Von <https://building-microgrid.lbl.gov/projects/der-cam> (2015).
- [35] Koh, L. H., Wang, P., Choo, F. H., Tseng, K., Gao, Z., & Puetzgen, H. B. (2015). *Operational Adequacy Studies of a PV-Based and Energy Storage Stand-Alone Microgrid*. IEEE Transactions on Power Systems, 30(2). DOI:10.1109/TPWRS.2014.2334603
- [36] Ochoa, L. F., Padilha-Feltrin, A., & Harrison, G. P. (2006). *Evaluating distributed generation impacts with a multiobjective index*. IEEE Transactions on Power Delivery, 21(3). DOI:10.1109/TPWRD.2005.860262
- [37] Vallem, M. R., Mitra, J., & Patra, S. B. (2006). *Distributed generation placement for optimal microgrid architecture*. IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, DOI:10.1109/TDC.2006.1668674
- [38] Bahramirad, S., Reder, W., & Khodaei, A. (2012). *Reliability-Constrained Optimal Sizing of Energy Storage System in a Microgrid*. IEEE Transactions on Smart Grid, 3(4). DOI:10.1109/TSG.2012.2217991
- [39] Loka, P., Moola, S., Polsani, K., Reddy, S., Fulton, S., & Skumanich, A. (2014). *A case study for micro-grid PV: lessons learned from a rural electrification project in India*. Progress in Photovoltaics, 22(7). DOI:10.1002/pip.2429

- [40] Soto, D., Basinger, M., Rodriguez-Sanchez Sebastian, Adkins, E., Menon, R., Owczarek, N., Willig, I., & Modi, V. (2012). A Prepaid Architecture for Solar Electricity Delivery In Rural Areas. *Fifth International Conference on Information and Communication Technologies and Development*, New York, USA. 130-138.
- [41] McHenry, M. P., & Doepel, D. (2015). *The 'low power' revolution: Rural off-grid consumer technologies and portable micropower systems in non-industrialised regions*. *Renewable Energy*, 78DOI:10.1016/j.renene.2015.01.052
- [42] Kuriakose, J. (2011). *Microgrid system at Centre for Alternative Technology*. IEEE PES International Conference and Exhibition on "Innovative Smart Grid Technologies", DOI:10.1109/ISGTEurope.2011.6162725
- [43] Kelly, M. (2014, ). Two years after Hurricane Sandy, recognition of Princeton's microgrid still surges. *Princeton News Archive*
- [44] ICF International (2013). *Combined Heat and Power: Enabling Resilient Energy Infrastructure for Critical Facilities*. Washington D.C., USA.
- [45] Hatziargyriou, N. (2008). *Microgrids*. *Ieee Power & Energy Magazine*, 6(3). DOI:10.1109/MPE.2008.920383
- [46] Eto, J., Lasseter, R., Schenkman, B., Stevens, J., Klapp, D., Volkommer, H., Linton, E., Hurtado, H., & Roy, J. (2009). Overview of the CERTS Microgrid Laboratory Test Bed. *CIGRE*, Calgary.
- [47] Kumagai, J. (2013). *The smartest, greenest grid*. *IEEE Spectrum*, 50(5). DOI:10.1109/MSPEC.2013.6511108
- [48] Kiessling, A. (2013). *Modellstadt Mannheim (moma), Abschlussbericht*.
- [49] Bliet, F., van den Noort, A., Roossien, B., Kamphuis, R., de Wit, J., van der Velde, J., & Eijgelaar, M. (2010). *PowerMatching City, a living lab smart grid demonstration*
- [50] Laaksonen, H., Ishchenko, D., & Oudalov, A. (2014). *Adaptive Protection and Microgrid Control Design for Hailuoto Island*. *Ieee Transactions on Smart Grid*, 5(3). DOI:10.1109/TSG.2013.2287672
- [51] Loix, T. (2009). The first micro grid in The Netherlands: Bronsbergen. *Distributed Generation*
- [52] *SmartGridready-Gebäude*. Von <http://www.smartgridready.ch> (2015).

- [53] *GridSense*. Von <http://www.alpiq-intec.ch/energie-effizienz/smart-technologien/gridsense/technologie/gridsense-technology.jsp> (2015).
- [54] *GridBox*. Von [www.gridbox.ch](http://www.gridbox.ch) (2015).
- [55] Platt G., Berry A., & Cornforth D. (2012). What Role for Microgrids? *Smart Grid*. (S. 185-2007)
- [56] CREARA (2015). *Smart City Lighthouse Cases*. Madrid, Spain.
- [57] Patrick Hochloff. (2012). *Dezentrale Energieversorgungskonzepte: Chancen für eine nachhaltige Regionalentwicklung*. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Vortrag.
- [58] stiftung neue verantwortung (2012). *Smart zur Energiewende – fünf Schlüssel zu gesellschaftlicher Akzeptanz von Smart Grids*. Berlin, Deutschland.
- [59] Siemens (2011). *Microgrids White Paper*.
- [60] Ausgrid (2014). *Smart Grid, Smart City: Shaping Australia's Energy Future*. Sydney, Australien.
- [61] Roland Berger (2015). *Think Act Solar PV*. Paris, Frankreich.
- [62] The Economist (2014). *Power distribution - Grid unlocked*. Washington DC, USA.
- [63] BDEW (2013). *BDEW Roadmap*. Berlin, Deutschland.
- [64] Swiss Economics, Ecofys (2015). *Zukünftige Energiemärkte und die Rolle der Netzbetreiber*.