

PROSUMER IM NETZBETRIEB DER ZUKUNFT

Deutschland

D2.4

Öffentliches Ergebnis

Autoren:

Jonathan Ries
Christian Reinhold
Prof. Bernd Engel

Technische Universität Braunschweig
Institut für Hochspannungstechnik und Elektrische Energieanlagen – elenia
Schleinitzstr. 23 | 38106 Braunschweig | Germany

Maria Roos

BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.
Lietzenburger Straße 53 | 10719 Berlin | Germany
Telefon: +49 30 29 777 88-0 | E-Mail: info@bsw-solar.de

Berlin, März 2020

PROSUMER IM NETZBETRIEB DER ZUKUNFT

Über das Projekt.....	3
1 Einführung.....	4
1.1 Ziele des Informationspapiers	4
1.2 Prosumer als Eckpfeiler der Energiewende	4
1.2.1 Motivation für Prosuming.....	5
1.2.2 Technische Ausstattungsmöglichkeiten von Prosumern	5
2 PV-Prosumer-Konzepte	9
2.1 PV Prosumer-Konzept 1: Eigenversorgung (Single Direct Use).....	9
2.2 Prosumer-Konzept 2 - Kollektive, lokale Nutzung.....	10
2.3 Prosumer-Konzept 3 - Quartiersmodelle.....	10
3 Prosumer im Verteilnetzbetrieb.....	11
3.1 Netz- und Systemdienlichkeit von Prosumer-Anlagen	11
3.2 Aktuell umgesetzte netzdienliche Funktionen	14
3.2.1 Netzdienlicher Betrieb von Wärmepumpen	15
3.3 Zukünftig systemrelevante Funktionen.....	15
3.3.1 Flexibilitätseinsatz durch Vernetzung und Digitalisierung.....	16
4 Zusammenfassung & Handlungsempfehlungen.....	25
5 Literatur	26



ÜBER DAS PROJEKT

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien im Stromnetz rückt die Integration erneuerbaren Stroms in die Stromnetze und das Strommarktdesign in den Fokus. Aufgrund ihrer Kosten- und Wachstumsperspektive wird die Photovoltaik (PV) ein Schlüsselfaktor für diese Entwicklung in ganz Europa sein, da sie eine Wettbewerbsfähigkeit erreicht hat, die den Übergang zu Eigenverbrauchsregelungen in vielen europäischen Ländern und schließlich zu Peer-to-Peer Verkauf der selbstproduzierten Energie ermöglicht. Eine solche "Prosumption"-Rolle versetzt die Verbraucher in die Lage, sich aktiv am Strommarkt zu beteiligen, indem sie selbst Energie erzeugen, vor Ort verbrauchen und überschüssigen Strom in das öffentliche Netz einspeisen können. Technische Entwicklungen wie Batteriesysteme oder Smart Meter ermöglichen die Erhöhung des Eigenverbrauchs bzw. die Bereitstellung von weiteren Dienstleistungen. Der Erfolg dieser Entwicklungen hängt jedoch von den regulatorischen und administrativen Rahmenbedingungen in Bezug auf Energiepolitik und -regulierung, Netzfinanzierung, Besteuerung und den Rechtsbeziehungen zwischen den beteiligten Akteuren ab. Innovative Lösungen in Verbindung mit geeigneten Geschäfts- und Managementmodellen sind erforderlich, um eine nachhaltige Systemintegration zu erreichen.

PV-Prosumers4Grid (PVP4Grid) ist ein EU-finanziertes Projekt, das vom Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar) unter Beteiligung von 11 Partnern aus verschiedenen europäischen Ländern von Oktober 2017 bis März 2020 koordiniert wird. Das Projekt zielt im Wesentlichen darauf ab, Wege für Prosumer-Anwendungen aufzuzeigen, Marktanteile und Marktwerte von PV-Prosumer-Modellen zu steigern und die Marktintegration dieser Konzepte auf eine systemdienliche Art und Weise zu gestalten. Neue Management- und Geschäftsmodelle, die PV-Systeme, Speicheranwendungen, flexible Lasten und weitere Technologien zu einem kommerziell wettbewerbsfähigen Produkt kombinieren, werden vorgestellt, bewertet, verbessert und evaluiert. So werden Handlungsempfehlungen für Prosumer und Verteilnetzbetreiber sowie nationale und europäische Entscheidungsträger entwickelt, um einen geeigneten regulatorischen Rahmen für Prosumer vorzuschlagen. Weitere Informationen und Ergebnisse aus anderen EU-Ländern sind unter www.pvp4grid.eu zu finden.

1 EINFÜHRUNG

1.1 Ziele des Informationspapiers

In diesem Dokument werden die Bedeutung und die Rolle der Prosumer-Anlagen im Netzbetrieb betrachtet¹. Dabei wird dargestellt, dass die Prosumer-Anlagen einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Stromerzeugung und zur Netzstabilisierung leisten können und zukünftig auch müssen. Die gesteigerte Motivation von Prosumern, den eigenen Strom-, Wärme- und Mobilitätsbedarf mit eigenem PV-Strom zu substituieren, fördert und beschleunigt den Umstieg von fossilen Energieträgern hin zu erneuerbaren Energien. Neben den bereits bekannten und etablierten Möglichkeiten des Prosumers flexibel Verbrauch und Erzeugung auszugleichen, Mittags-Erzeugungsspitzen zu glätten [FIG18, S. 92] sowie Blindleistung zur Stabilisierung der (lokalen) Netzspannung zu liefern, bieten sie die Möglichkeit, Informationen über die Erzeugungsanlage oder lokale Netzzustandsdaten direkt am Netzanschlusspunkt des Prosumers zu erhalten. Dies eröffnet die Möglichkeit, statt einer bisher gängigen Betriebsweise der Niederspannungsnetze mit „blinder“ Fahrweise zu einer steigenden Transparenz für den Verteilnetzbetreiber beizutragen. Die zusätzlichen Informationen können eine wertvolle Ergänzung von Netzzustandsschätzungsverfahren bieten und z.B. zu einer höheren Prognosegüte beitragen. Prosuming bietet als ökonomisches Grundgerüst eine Basis zur Etablierung innovativer und systemrelevanter Funktionen, z.B. dem Anbieten (gesicherter) netzdienlicher Leistungsflexibilisierung dar. Diese netzdienlich genutzte Flexibilität kann kurzfristig dazu beitragen, im Verteil- bzw. Niederspannungsnetz betriebene Erzeugungsanlagen und Speichersysteme wirtschaftlich optimal zu betreiben auszunutzen [DOD19, S. 3].

Um die Rolle des Prosumers im Gesamtkontext der Energiewende zuordnen zu können, wird zu Beginn zunächst die Motivation des Prosumings bzw. des Prosumers umrissen. Abgeleitet aus den technischen Ausstattungsmerkmalen wird das Potential erläutert, das Prosumer für einen netzdienlichen Betrieb bieten können.

1.2 Prosumer als Eckpfeiler der Energiewende

Im Rahmen der Energiewende und Zeiten des wachsenden ökologischen Bewusstseins besteht sowohl für Privatpersonen als auch für Unternehmen (Gewerbe und Industrie) der Wunsch nach Partizipation sowie Unabhängigkeit von steigenden Energie- bzw. Strompreisen. Stetig fallende Technologiekosten im Bereich dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichersysteme ermöglichen, selbst zum Energieversorger

¹ Eine allgemein anerkannte Definition eines Prosumers ist noch nicht etabliert, Diskussion in PVP4Grid in [„EXISTING AND FUTURE PV PROSUMER CONCEPTS“](#)



zu werden, anstatt den Energiebedarf durch Bezug vom Energieversorger zu decken [MAD16]. Dies führt in Summe zu einem Rollenwandel vom bisherigen, reinen Energieverbraucher (Consumer) hin zum Stromproduzent (Producer), welcher bestrebt ist, den eigenproduzierten Strom selbst zu verbrauchen. Hierfür hat sich der Begriff des „Prosumings“ bzw. als Rollentitel der Begriff des „Prosumers“ etabliert [MAD16]. Das Modell des Prosumings stellt aus ökonomischer Sicht nicht nur Vorteile für die Anlagenbetreiber selbst dar, sondern ist auch aus gesamtwirtschaftlicher Sicht sinnvoll [FLA16]. Aus Netzbetreibersicht können die für das Prosuming genutzten technischen Anlagen und Komponenten einen wertvollen Beitrag zum netzdienlichen Betrieb leisten.

1.2.1 Motivation für Prosuming

Bis 2011 stand aufgrund der noch nicht erreichten Netzparität für PV-Strom für Anlagenbetreiber der priorisierte und wirtschaftliche Betrieb als Volleinspeiser im Fokus. Nach Erreichen der Netzparität für PV-Strom rückte aufgrund der wirtschaftlichen Attraktivität die Maximierung des Eigenverbrauchs für Prosumer in den Fokus. Die hierfür allgemein definierte Eigenverbrauchsquote (Anteil der selbstverbrauchten Energiemenge an der eigenerzeugten Energiemenge) liegt beim Betrieb einer nach wirtschaftlichen Kriterien dimensionierten PV-Anlage und einem Jahresstromverbrauch eines üblichen Einfamilienhauses bei ca. 20 % [MAD16]. Statt jegliche Erzeugungsleistung unmittelbar ins öffentliche Netz einzuspeisen, wird lediglich der Erzeugungsüberschuss ins vorgelagerte Versorgungsnetz eingespeist. Übersteigt die nachgefragte Leistung die Erzeugungsleistung (z.B. in den Abend- und Nachtstunden), wird diese aus dem vorgelagerten Versorgungsnetz bezogen. Um den Eigenverbrauch weiter zu steigern, besteht die Möglichkeit der Installation eines stationären Batteriespeichersystems (nach aktuellem Stand der Technik auf Lithium-Ionen Basis), welcher für eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch sorgt und es somit ermöglicht, die für PV-Anlagen charakteristische Mittagsspitze einzuspeichern und in den Abendstunden auszuspeichern. Am Beispiel eines Einfamilienhauses kann der Eigenverbrauch je nach individuellem Verbrauchsverhalten so auf bis zu 50 % gesteigert werden.

1.2.2 Technische Ausstattungsmöglichkeiten von Prosumern

Das Netzverhalten bzw. die Netzdienlichkeit von Prosumern ist davon abhängig, welche Technologien zum Einsatz kommen und wie diese betrieben werden. Das folgende Kapitel soll die wichtigsten, d.h. vornehmlich praktisch relevanten Technologien bzw. Ausstattungsmerkmale aufzeigen. Da diese vom Anlagenbetreiber vorrangig nach wirtschaftlichen Kriterien ausgesucht und ausgelegt werden und die Wirtschaftlichkeit je nach Technologie von vielen individuellen Faktoren (Verbrauchsverhalten, Standort usw.) abhängig ist, variiert die Ausstattung je nach Prosumer stark. Grundsätzlich eignen sich jedoch alle Technologien, die das Erzeugen und das (Ein- und Aus-)Speichern von Energie unter wirtschaftlich attraktiven (individuellen) Rahmenbedingungen ermöglichen. Für die ausschließliche Erzeugung elektrischer Energie sind dies Photovoltaik-Anlagen sowie Batteriespeichersysteme (bei AC-gekoppelten



System bestehend aus Batteriespeicher und Batteriewechselrichter). Nach heutigem Stand der Technik stehen einem Prosumer für die Deckung seines elektrischen und thermischen Bedarfs insgesamt eine Vielzahl von Anlagenkombinationsmöglichkeiten zur Verfügung, wodurch sich auch das elektrische Verhalten am Netz von Fall zu Fall unterscheidet.

1.2.2.1 PV-Systeme mit Batteriespeicher

Der einfachste Fall eines Prosumers ist die Nutzung des selbst erzeugten PV-Stroms für den typischen Allgemeinstrom im Wohnhaus oder im Gewerbebetrieb, ohne besondere Steuerungsmaßnahmen. Zur Erhöhung des Eigenverbrauchs kann zusätzlich ein Batteriespeicher eingesetzt werden, damit auch in den Abendstunden zwischengespeicherter PV-Strom genutzt werden kann. Die Höhe des Eigenverbrauchs bzw. der Autarkiegrad hängt vom Nutzerprofil ab. Wird tagsüber viel Strom benötigt (z. B. Kochen, Waschen, Spülen, im Gewerbe Innenraumbeleuchtung, technische Maschinen im Gewerbe), kann so ein hoher Grad an Eigenversorgung erreicht werden. Ein höherer Nutzen entsteht, wenn auch elektrische Wärmeerzeugung oder Elektromobilität hinzukommen (Sektorenkopplung).

1.2.2.2 Wärmeerzeugung und -speicherung

Die Erzeugung und Speicherung thermischer Heizleistung kann durch den Betrieb eines elektrischen Heizstabs, einer Wärmepumpe, eines Blockheizkraftwerks (BHKW) oder deren Kombination (Kaskadenschaltung) mit einem thermischen Speichersystem erfolgen. Die Verwendung eines elektrischen Heizstabs kann analog zum elektrischen Wasserkocher überschüssigen Strom in Wärme umwandeln und damit bei Verwendung von Überschussstrom zu einer Eigenverbrauchsmaximierung beitragen. Für den gleichen Zweck eingesetzte Wärmepumpen bieten den Vorteil eines höheren Wirkungsgrads. Beide Technologien bieten sowohl aus Sicht des Anlagenbetreibers als auch (unter Berücksichtigung externer Steuermöglichkeiten) aus Sicht des Netzbetreibers den Vorteil einer flexibel steuerbaren Last.

Beim Betrieb von BHKWs wird durch die Nutzung eines fossilen Brennstoffs (z.B. Erdgas) neben Wärme auch Strom produziert. Aus Prosumer-Sicht ist für einen wirtschaftlichen Betrieb eine ausreichende Anzahl an Volllaststunden erforderlich. Besonders im Einfamilienhausbereich ist eine kritische und stark individuelle Betrachtung aufgrund des oft relativ niedrigen Wärme-Grundlastprofils notwendig. Bei im Durchschnitt höheren Wärmegrundlastprofilen (Mehrfamilienhäuser oder Gewerbe und Industrie) stellen Mikro- und Mini-BHKWs ggf. eine wirtschaftliche Option dar.

1.2.2.3 Integration von Ladeinfrastruktur für Elektromobilität

Prosumer haben die Möglichkeit, Elektrofahrzeuge mit erneuerbarem Strom zu laden, sofern die Ladezeit innerhalb eines Zeitfensters mit Erzeugungsüberschuss liegt oder die notwendige Energie mittels eines Batteriespeichersystems bis zum Ladezeitpunkt vorgehalten werden kann. Je nach Fahrprofil ist es aus Prosumer Sicht sinnvoll, den Ladeenergiebedarf bereits bei der Dimensionierung bzw. Anschaffung der



Erzeugungsanlage (und ggf. des Batteriespeichers) zu berücksichtigen. Über verschiedene technische Verfahren (Vorgabe und Variation des Ladezeitpunkts und der Ladeleistung, Bereitstellung von Blindleistung) kann die Netzdienlichkeit positiv beeinflusst werden.

1.2.2.4 Bedeutung von Energiemanagementsystemen

Energiemanagementsysteme sind intelligente Rechensysteme, welche auf Basis von aktuellen Ist-Werten (Messdaten) und ggf. externen Daten (Wetterprognosedaten, Preissignale etc.) die gezielte Beeinflussung von festgelegten Zielgrößen ermöglichen. Ein gesteuerter oder gar optimierter Betrieb der Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten des Prosumers hat Auswirkungen auf die Netzaustauschleistung und wirkt sich damit auf das Netzanschlussprofil des Prosumers aus. Energiemanagementsysteme können durch die Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen und Zielgrößen einen wichtigen Beitrag zur Förderung eines netzdienlichen Betriebs von Batteriespeichern und anderen Anlagenkomponenten leisten.

1.2.2.5 Intelligentes Messsystem – National definierte Schnittstelle zu externen Akteuren

Das intelligente Messsystem (iMSys) stellt eine deutschlandweit einheitliche und durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifizierte (Daten-)Schnittstelle zwischen Prosumern und weiteren Akteuren des Stromnetzes dar. Bisher „analoge“ Energiezähler (Ferraris-Prinzip) werden durch digitale Zähler ersetzt und um eine Schnittstelle, das Smart-Meter-Gateway, erweitert. Statt iMSys ist auch der Begriff Smart-Meter geläufig. Als Smart-Meter pflichtig gelten laut dem „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ ab dem Jahr 2020 alle Verbraucher mit einem Verbrauch zwischen 6.000 und 10.000 kWh, wobei bis zum Jahre 2032 nach und nach alle übrigen Verbraucher (Verbrauch < 6000 kWh) zumindest einen modernen Zähler erhalten und damit der Smart-Meter-Rollout abgeschlossen sein soll [EON19].. Hierdurch steigt ggf. die Transparenz für den Netzbetreiber auf der Verteilnetzebene. Für die Abbildung von Use-Cases, die über die standardisierte Messwerterfassung und -übertragung hinausgehen, stellt der Aspekt der Wirtschaftlichkeit einen entscheidenden Faktor dar. Sind hier keine praktikablen, d.h. kosteneffizienten Lösungen möglich, beispielsweise durch entsprechend niedrigschwellige Preismodelle für die durch den Anlagenbetreiber zu tragenden Smart-Meter-Kosten oder erweiterte Bagatellgrenzen bzgl. der Anlagenennleistung, besteht die Möglichkeit, dass sich am Markt Alternativlösungen von Drittanbietern etablieren. Der Handlungsspielraum dieser Lösungen kann dabei vorbehaltlich zukünftiger rechtlicher Rahmenbedingungen eingeschränkt bzw. limitiert sein. Durch die indirekte (über Aggregatoren) oder direkte Interaktion kann gezielt Einfluss auf das Anlagenverhalten genommen werden umso beispielsweise auf prognostizierte Netzengpässe zu reagieren. In der aktuellen Generation 1 der iMSys stehen dem Prosumer nur ein begrenzter Funktionsumfang und eine für erweiterte Use-Cases möglicherweise unzureichende zeitliche Auflösung von 15-Minuten-Intervallen (Dynamik) zur Verfügung. Diese Rahmenbedingungen limitieren daher den aktuell möglichen Einsatzbereich des iMSys für den Prosumer und weitere Akteure.



1.2.2.6 Zusammenfassung

Die in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Ausstattungsmerkmale sowie die Anbindung und Schnittstellen zu externen Akteuren sind als Übersichtsgrafik auf Abbildung 1 zusammengefasst. Die Abbildung zeigt dabei einen möglichen vollausgestatteten Prosumer-Haushalt, wobei insbesondere für die abgebildeten Schnittstellen zu den externen Akteuren durch das iMSys die im vorherigen Abschnitt genannten Limitierungen zu beachten sind. Die Ausstattungsmerkmale des exemplarisch gezeigten Prosumer-Haushalts können dabei prinzipiell auch auf gewerbliche und industrielle Prosumer im skalierten Maßstab übertragen werden.

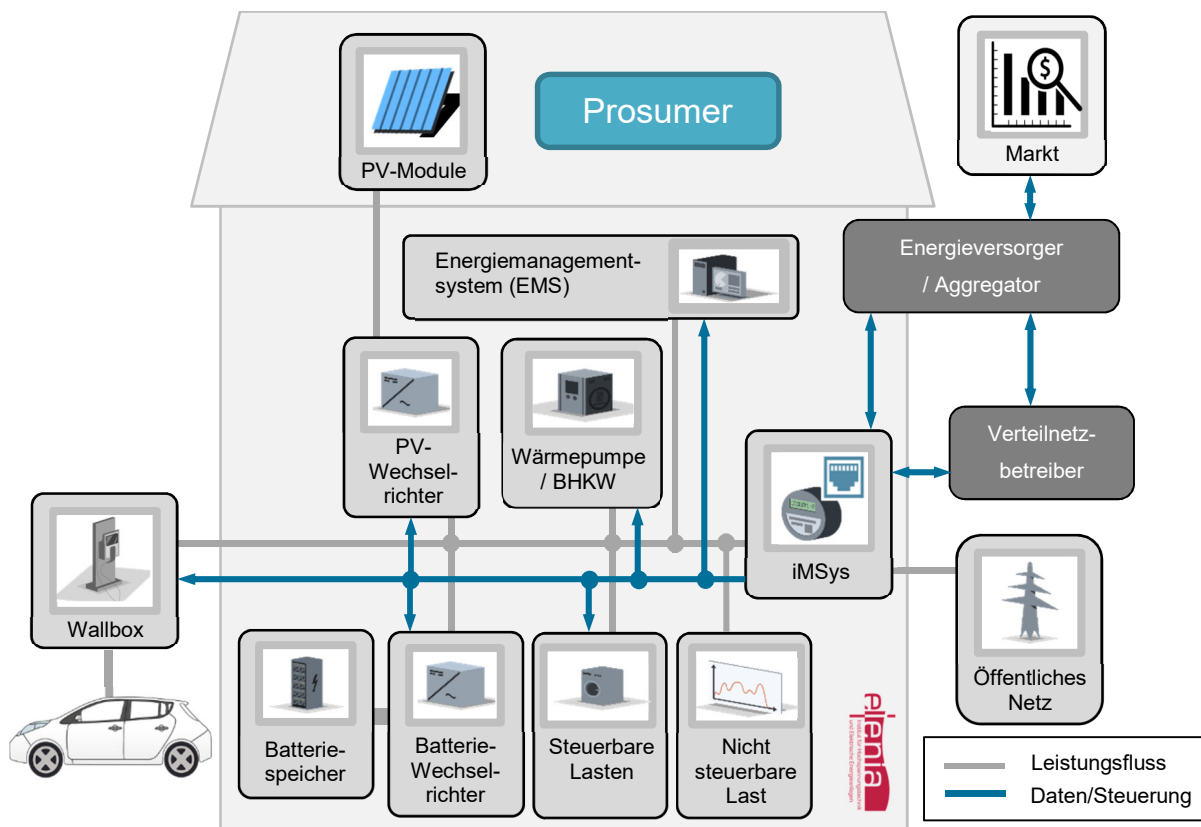


Abbildung 1: Technische Ausstattungselemente und Anbindung eines vollausgestatteten Prosumers

2 PV-PROSUMER-KONZEPTE

Im Projekt PVPV4GRID wurden drei Konzepte definiert, aufgelistet und beschrieben, die sich im Wesentlichen in Bezug auf ihre Systemgrenzen unterscheiden. Tabelle 1 bietet einen Überblick über alle betrachteten Konzepte.

Tabelle 1: Überblick über die betrachteten Konzepte

Übersicht der betrachteten PV-Prosumer-Konzepte		
Gruppe 1	Direkte Einzelnutzung	- Private Eigennutzung vor Ort - Sektorenkopplung
Gruppe 2	Lokale Kollektivnutzung	Gemeinsame PV-Nutzung in größeren Gebäuden und Einrichtungen (z.B. Mieterstrommodelle)
Gruppe 3	Quartiersmodelle	Gemeinsame PV-Nutzung in einem abgegrenzten Netzbereich auf gleicher Netzspannungsebene (z.B. gleicher Strang des Ortsnetztransformators)

2.1 PV Prosumer-Konzept 1: Eigenversorgung (Single Direct Use)

Wesentliche Akteure im Bereich *Single Direct Use* (Eigenversorgung) in Deutschland sind Akteure wie beispielsweise Gewerbetreibende oder Privathaushalte, die PV-Strom hauptsächlich für den eigenen Verbrauch erzeugen und Überschüsse ins öffentliche Netz einspeisen. Kleinere Prosumer werden in der Regel am Niederspannungsnetz angeschlossen und erhalten eine Einspeisevergütung für den überschüssigen, eingespeisten Strom. Die wirtschaftlichen Vorteile unter den aktuellen Rahmenbedingungen liegen darin, dass für den selbsterzeugten und vor Ort verbrauchten Strom keine Netzentgelte, Stromsteuer und weitere Abgaben fällig sind. Allerdings fällt EEG-Umlage an. Anlagen bis 100 kW müssen eine reduzierte Umlage in Höhe von 40 Prozent bezahlen, wobei nachgewiesen werden muss, dass eine 15-Minuten Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch vorliegt (Meldepflicht von Eigenverbrauch beim Übertragungsnetzbetreiber). Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 10 kW sind davon befreit (Bagatellgrenze). Nach EEG 2017 ist die Voraussetzung für Eigenverbrauch, dass eine natürliche oder juristische Person sowohl Verbraucher als auch Anlagenbetreiber ist (Personenidentität). Zusätzlich muss der Verbrauch im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugung stehen und der selbsterzeugte Strom ohne Nutzung des



öffentlichen Netzes verbraucht werden. Bei diesem Konzept ist das wirtschaftliche Ziel des Prosumers, den Eigenverbrauch zu erhöhen. Durch den Einsatz von Batteriespeichern und Energiemanagementsystemen kann der Eigenverbrauch erhöht werden und Solarstrom auch abends oder nachts genutzt werden.

2.2 Prosumer-Konzept 2 - Kollektive, lokale Nutzung

In diesem Konzept wird der am Gebäude erzeugte PV-Strom von verschiedenen Parteien verbraucht. Das betrifft aktuell in Deutschland insbesondere Mieterstrom-Modelle. Hier muss unterschieden werden, wer die PV-Anlage betreibt – Vermieter, Wohneigentümergeinschaft, externer Dienstleister oder ein EVU – und welche Parteien diesen Strom lokal nutzen. Sind Anlagenbetreiber und Nutzer nicht identisch, liegt eine Stromlieferung vor. Umlagen und Abgaben sowie die volle EEG-Umlage müssen bezahlt werden. Eingespart werden die Netzentgelte, weil der Strombezug reduziert wird. Der große Vorteil einer kollektiven Nutzung liegt darin, dass die Nutzer in einem Wohnblock oder in Gewerbegebäuden mit unterschiedlichen Gewerbetreibenden (am selben Netzanschlusspunkt angeschlossen), ein hohes Interesse daran haben, Stromverbrauch und Stromerzeugung zusammen zu bringen und möglichst wenig Strom aus dem Netz zu beziehen. Auch hier liegen die wirtschaftlichen Vorteile bei der Einsparung von Umlagen und Abgaben, die bei Bezug über das öffentliche Netz anfallen, z.B. Netzentgelt.

Hinsichtlich der Organisationsstruktur ist bei Mieterstrom-Modellen zwischen verschiedenen Formen zu unterscheiden. So kann bspw. ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) Anlageneigentümer und damit auch gleichzeitig Anlagenbetreiber sein. Ist der Vermieter hingegen Anlageneigentümer, gibt es als zweite Möglichkeit, die Anlage selbst zu betreiben oder als dritte Möglichkeit, den Betrieb an ein EVU zu übergeben. Für den Mieter ist der jeweilige Anlagenbetreiber der Stromlieferant. Dieser wickelt die finanziellen Ströme sowohl mit den beteiligten Mietern als auch mit dem externen Stromlieferanten für den Reststrombezug ab. Der Messstellenbetreiber ist, sofern nicht anders geregelt, der örtliche Netzbetreiber. Allerdings setzt der deutsche Gesetzgeber enge Grenzen für die kollektive Nutzung von lokal erzeugtem Strom.

2.3 Prosumer-Konzept 3 - Quartiersmodelle

Quartierlösungen gehen über den direkten räumlichen Zusammenhang hinaus und stellen ein erweitertes Prosumer-Konzept dar. Der z. B. in einer Energiegemeinschaft produzierte PV-Strom wird über ein öffentliches Netz zum Letztverbraucher geleitet. Der große Vorteil von Quartierslösungen liegt darin, dass die Nutzer in einem ganzen Quartier nicht nur ein hohes Interesse daran haben, Stromverbrauch und Stromerzeugung zusammen zu bringen, sondern auch die optimalen Standorte für die Erzeugung wählen und so für einen größeren räumlichen Zusammenhang eine optimierte, integrierte Gesamtplanung durchführen können.



3 PROSUMER IM VERTEILNETZBETRIEB

Das Verhalten eines Prosumers im Verteilnetz ist abhängig von der technischen Ausstattung und des eigenen (zeitlichen) Bedarfs an elektrischer und thermischer Energie. Die derzeit zur Netzplanung genutzten Standardlastprofile zur Berücksichtigung von Haushaltskunden verlieren mit steigender Anzahl von Prosumern ihre Gültigkeit, da neue Komponenten wie Batteriespeicher und Lasten (Ladestation inkl. Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen) sich auf das Profil der Netzaustauschleistung auswirken. Für den zukünftigen Verteilnetzbetrieb ist die Beteiligung dieser neuen Komponenten an einem systemdienlichen Betrieb unbedingt erforderlich. Die technischen Möglichkeiten existieren hier auf Komponenten- bzw. Anlagenebene bereits. Für den Verteilnetzbetreiber stellt die im Rahmen des Speicherförderprogramms der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) geforderte Einspeisebegrenzung von 50 % der Nennleistung für PV-Speichersysteme kann die „netzentlastende Wirkung stärken“ [WEN16]. Abseits von Regulationen fehlen für Anlagenbetreiber aktuell (wirtschaftliche) Anreize, die ggf. zu einem gesteigerten netzdienlichen Verhalten (z.B. bewusste Verbrauchsverlagerungen) führen würden.

Durch die Schaffung neuer Anreize, z.B. im Sinne der Weiterentwicklung des § 14a EnWG zum Anbieten von Flexibilität durch Steuerung von Verbrauchseinrichtungen [ZEI19] werden Prosumern neue Perspektiven geboten, die zu einem systemdienlichen Netzbetrieb beitragen können. In den nächsten Jahrzehnten wäre es zudem aus Anlagensicht möglich, dass dezentrale Erzeugungsanlagen eine Vielzahl weiterer systemdienlicher oder systemrelevanter Funktionen anbieten, die in einem vorrangig auf erneuerbaren Energien basierten Energiesystem nicht länger durch konventionelle, zentrale Erzeuger erbracht werden können. Hierzu zählt beispielsweise die Stützung des Netzes mittels spannungseinprägender Wechselrichter oder die Bereitstellung von Momentanreserve mittels PV-Wechselrichtern. In wieweit es volkswirtschaftlich sinnvoll ist, diese Optionen auf Verteilnetzebene zu verwirklichen, ist durch Forschungsprojekte zu analysieren. Allgemein zeichnet sich jedoch ab, dass dem Verteilnetz in Zukunft eine wachsende Bedeutung für die (Gesamt-)Systemstabilität zu kommt. Prosumer können in ihrer Rolle als Netzteilnehmer in der Verteilnetzebene einen relevanten Beitrag leisten.

Die technischen Möglichkeiten und Chancen von Prosumer-Anlagen in einem digitalisierten Verteilnetz netzdienlich zu agieren, wird in den folgenden Kapiteln beleuchtet.

3.1 Netz- und Systemdienlichkeit von Prosumer-Anlagen

Auf Grundlage der Netzanschlussbedingungen des EU-Gridcodes „Requirements for Generators“ [ENT13] und der nationalen Anwendungsregeln des Forums Netztechnik Netzbetrieb (FNN) des VDE entstanden bereits erste Vorgaben und Definitionen zum netzdienlichen Verhalten von Erzeugungsanlagen im Stromnetz. Die Anforderungen an den Netzanschluss sowie das Netzanschlussverhalten von dezentralen



Erzeugungsanlagen und Speichersystemen im Niederspannungsnetz finden sich in den aktuellen Versionen der technischen Anwendungsregeln (TARs) VDE-AR-N 4100 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb“ sowie VDE-AR-N 4105 „Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ wieder. Für Netzanschlusspunkte von Kundenanlagen im Mittelspannungsnetz ist VDE-AR-N 4110 „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb“ zu beachten. Darin jeweils beschriebene, netzdienliche Funktionen bzw. Systemdienstleistungen wurden vom FNN in Form eines Stufenmodells zusammengefasst (FNN-Stufenmodell, siehe Abbildung 2). Die ersten zwei der drei Konzeptstufen beschreiben einen bereits abgeschlossenen Übergang vom netzverträglichen (Konzeptstufe 1.0²) zum aktuellen netzdienlichen Anlagenbetrieb (Konzeptstufe 2.0). Ab dem kommenden Jahr 2020 wird die Weiterentwicklung zu einem systemrelevanten bzw. systembildenden Betriebs (Konzeptstufe 3.0) fokussiert. Die den Stufen zugeordneten Funktionen sind (Anlagen-)Ebene in Tabelle 2 zusammengefasst.

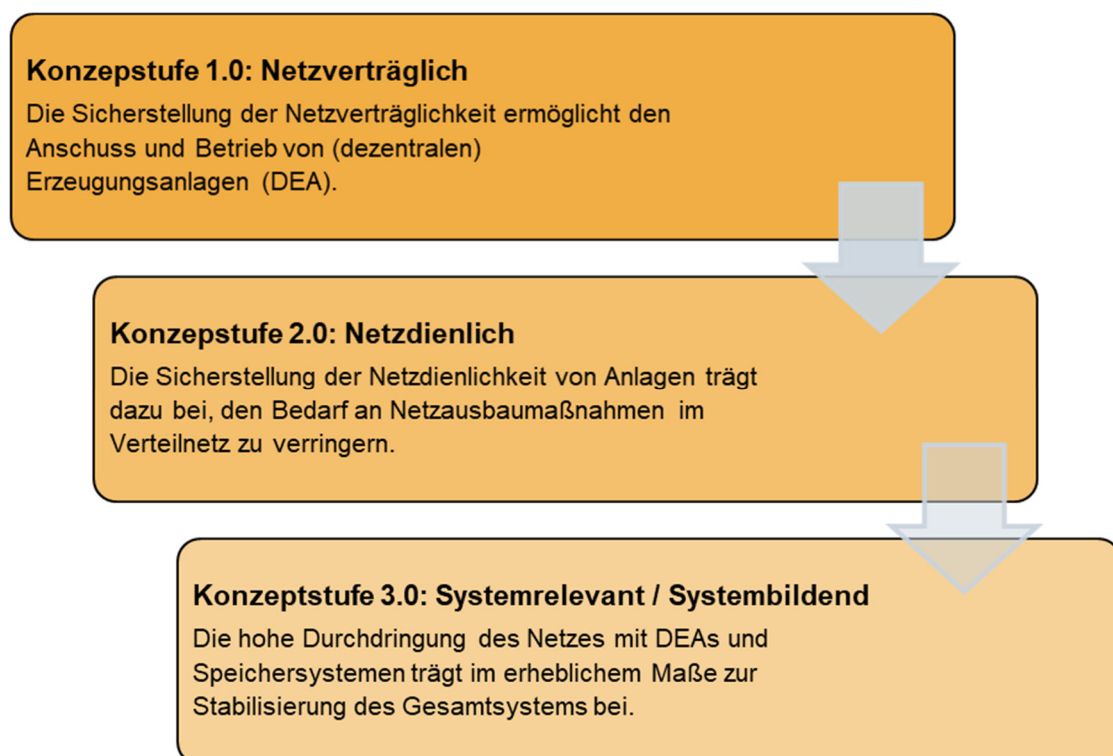


Abbildung 2: Stufenmodell des FNN zum Anlagenverhalten im Verteilnetz (Suckow 2015)

² Alle Funktionen von Konzeptstufe 1.0 sind in einer gleichen oder erweiterten Form in Konzeptstufe 2.0 enthalten, daher wird im weiteren Verlauf des Hinweisepapiers direkt auf die (aktuelle) Konzeptstufe 2.0 eingegangen.

Tabelle 2: Netz- und Systemdienliche Funktionen nach Stufenmodell des FNN (Suckow 2015)

Konzeptstufe des FNN	1.0 2011 – 2016 netzvertraglich AR-N-4105	2.0 2017 – 2020 netzdienlich AR-N-4105 & 4100	3.0 > 2020 systemrelevant / systembildend
Netzdienliche Funktion / SDL			
Geschäftsmodell	Netzeinspeisung vs. Eigenversorgung	Eigenversorgung als einziges Geschäftsmodell	Kombination Eigenversorgung mit gepooltem Betrieb im Verbund
Spannungshaltung	$\cos \varphi$	Q(U)	Q(U) mit Speicher und erweitertem Q-Management (Q@night)
Frequenzhaltung	$\geq 50,2$ Hz Nur Reduktion	$\geq 50,2$ Hz Nur Reduktion	$\leq 49,8$ Hz; $\geq 50,2$ Hz; Teilnahme Regelleistung (-pool)
Netzstützung im Fehlerfall	Abschalten	Eingeschränkte dynamische Netzstützung	Vollständig dynamische Netzstützung ³ ; Betrieb im Microgrid
Berücksichtigung der Ladung von Elektroautos	-	$\cos \varphi$, $\cos \varphi(P)$, P(f) bei DC > 12 kVA	Spannungs- und Frequenzhaltung, Einspeise- und Lastmanagement für Netzbetreiber, Integration in virtuelle Kraftwerke
Inselnetzerkennung	Abschalten	Abschalten	Betrieb im Microgrid
Schwarzstartfähigkeit	-	-	Im Microgrid
Betriebsführung	teilweise großräumiges Einspeisemanagement über Funkrundsteuerung	teilweise großräumiges Einspeisemanagement über Funkrundsteuerung	gezieltes Einspeisemanagement über intelligentes Messsystem
Betriebsart Wechselrichter	stromeinprägend	stromeinprägend	stromeinprägend und netzbildend im Microgrid
Symmetrie	-	-	Symmetrierend wirken und unsymmetrische Lasten versorgend

³ Für 3-phasig angeschlossene Wechselrichter als Option betrachtet (siehe „Weiterentwicklung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen: Verhalten im Fehlerfall“, Studie der TU Delft (August 2014))

3.2 Aktuell umgesetzte netzdienliche Funktionen

Als Geschäftsmodell für den Prosumer steht die Maximierung der Eigenversorgung im Vordergrund. Die hierfür genutzten Komponenten wurden in Kapitel 0 beschrieben. In Abhängigkeit des zuständigen Verteilnetzbetreibers wird in den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) ein Verfahren zur lokalen Spannungshaltung vorgeschrieben. Dies kann die Vorgabe eines $\cos \varphi$, einer $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie oder eine spannungsabhängige Blindleistungseinspeisung mittels $Q(U)$ -Kennlinie umfassen. Die Verfahren haben zum Ziel, bei dezentralen Erzeugungsspitzen die lokale Netzanschlussspannung im vorgeschriebenen Toleranzband zu halten. Das $Q(U)$ -Verfahren bietet den Vorteil, dass nur so viel Blindleistung ins Netz eingespeist wird, wie in der aktuellen Spannungsband-Situation auch wirklich benötigt wird [WIN14]. Das $Q(U)$ Verhalten kann für Batteriespeichersysteme und Lasten (Wärmeerzeugung) mit einer $P(U)$ -Abregelung an den Spannungsbandgrenzen kombiniert werden. Die ebenfalls der Spannungshaltung zuzuordnende (eingeschränkte) dynamische Netzstützung verhindert ein Abschalten von Prosumer-Anlagen bei kurzzeitigen Spannungseinbrüchen.

Von Prosumern betriebene Erzeugungsanlagen leisten einen (systemdienlichen) Beitrag zur Frequenzhaltung, indem sie beim Überschreiten der Netzfrequenz von 50,2 Hz ihre Wirkleistungseinspeisung stetig reduzieren anstatt sich sofort vom Netz zu trennen.

Ein ungewollter Inselnetzbetrieb (z.B. beim Abschalten eines Netzabschnitts durch den Netzbetreiber zu Wartungszwecken) ist aus Sicherheitsgründen unerwünscht. Wechselrichter von Prosumer-Anlagen nutzen daher Verfahren zur Inselnetzerkennung um bei einem Wegfall der Netzspannung sicher abzuschalten.

Im Rahmen der (Netz-)Betriebsführung nehmen Wechselrichter am Einspeisemanagement teil. Dies sieht entweder eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der Nenn-Generatorleistung für PV-Anlagen und bis zu 50 % beim Betrieb geförderter Batteriespeichersysteme vor. Alternativ kann das Einspeisemanagement auch aktiv durch die Ansteuerung mittels Rundsteuerempfänger erfolgen.

PV-Wechselrichter speisen im stromeinprägenden Betrieb ins Verteilnetz ein. Ein Betrieb als Spannungsquelle (spannungseinprägend) kann Vorteile bei der Stabilisierung der Netzspannung und -frequenz, insbesondere durch das Bereitstellen von Momentanreserve, bei einer sinkenden Anzahl konventioneller (zentraler) Kraftwerke bieten und ist daher Untersuchungsgegenstand aktueller Forschungsprojekte (z.B. Verbundvorhaben Netzregelung 2.0).

Beim Laden von Elektrofahrzeugen wird ein netzdienlicher Betrieb durch die Adaptierung der aus dem PV-Sektor bekannten Spannungshaltungsverfahren erreicht. Für DC-Ladesäulen/Wallboxen mit Ladeleistungen größer 12 kVA ist zusätzlich laut VDE-AR-N-4105 die Regelung der Wirkleistung erforderlich, um einen Beitrag zur Frequenzhaltung zu liefern.



3.2.1 Netzdienlicher Betrieb von Wärmepumpen

Für einen netzdienlichen Betrieb ist die Speicherung der erzeugten Wärme in Form von Warmwasserspeichern oder durch Nutzung der Gebäudemasse von essentieller Bedeutung [BES16]. Wärmeerzeuger werden vom Prosumer in der Regel wärmegeführt betrieben. Bei der wärmegeführten Betriebsweise orientiert sich der Wärmeerzeuger an der thermischen Last des Gebäudes bzw. an dem Füllstand des thermischen Speichers. Wird der Mindestfüllstand unterschritten, schaltet sich der Wärmeerzeuger zu, um den Speicher wieder zu füllen. Hierbei findet keine Berücksichtigung des Netzzustands statt. Bei der netzdienlichen Betriebsweise dagegen wird der Betrieb des Wärmeerzeugers an den Netzzustand angepasst. Zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen und/oder von Spannungsbandverletzungen können Wärmeerzeuger gezielt hinzu- oder abgeschaltet werden. Die bedarfsgerechte Wärmebereitstellung wird mittels Nutzung notwendiger Pufferkapazitäten (Warmwasserspeicher, Gebäudemasse) sichergestellt. Dies führt zu einer Entkopplung der Wärmeerzeuger-Betriebszeiten vom tatsächlichen Wärmebedarf.

3.3 Zukünftig systemrelevante Funktionen

Die Erweiterung eines netzdienlichen zu einem systemrelevanten Anlagenbetrieb auf Verteilnetzebene stellt eine Bereicherung für das Gesamtsystem dar. Die im Verteilnetz geplante und begonnene Digitalisierung ermöglicht, Prosumer-Anlagen sich gezielt an einem systemrelevanten Verteilnetzbetrieb zu beteiligen. Möglich wird dies durch die Erweiterung der netzdienlichen Funktionen wie z.B. einer Blindleistungseinspeisung auch ohne Einstrahlung (Q@night) oder einer Blindstromeinspeisung im Fehlerfall (vollständige dynamische Netzstützung). PV-Wechselrichter nehmen (gepoolt) an der Regelleistungserbringung teil, können im spannungseinprägenden Betrieb die Netzspannung stabilisieren oder (aktiv) unsymmetrischen Lasten symmetrieren. Geeignete Erzeugungsanlagen können außerdem in - zeitweise - lokal abgegrenzten Stromnetzen (Microgrids) oder integriert in virtuelle Kraftwerke (VK) betrieben werden.

Die Vernetzung des Prosumers mit externen Akteuren liefert neue Geschäftsmodelle abseits der reinen Eigenverbrauchsoptimierung. So können Energiemanagementsysteme (EMS) in Verbindung mit Batteriespeichern und simultaner Mehrfachnutzungs-(Multi-Use-)Konzepten sowohl die Wirtschaftlichkeit für den Prosumer erhöhen als auch Netzausbaukosten sparen. Aus Prosumer-Anlagen zu gewinnende Flexibilität kann je nach Netzzustand und Priorisierung entweder dem Markt (Aggregator) oder dem Netzbetreiber (netzdienlich) zur Verfügung gestellt werden. Der Prosumer wird damit zum Flexumer. Netzdienlich eingesetzte Flexibilität kann so Netzengpässen effektiv entgegenwirken und Netzausbaukosten senken.



3.3.1 Flexibilitätseinsatz durch Vernetzung und Digitalisierung

Durch die fortschreitende Digitalisierung in der Energieversorgung bekommt der Begriff Flexibilität einen höheren Stellenwert und wird von der Bundesnetzagentur wie folgt definiert.

„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.“

Dabei wird Flexibilität durch die Parameter Höhe der Leistungsveränderung, Dauer, Veränderungsrate, Reaktionszeit und Ort charakterisiert. [BUN20]

Neben dem primären Verwendungszweck der Prosumer-Anlagen für die Eigenverbrauchsoptimierung des eigenen Systems besteht im Zuge der Digitalisierung in der Energieversorgung die Möglichkeit Anlagenflexibilität zur weiteren Verwendung anzubieten. Diese Flexibilisierung kann sowohl auf Seiten der Erzeugung als auch auf der Nachfrageseite ermöglicht werden. Prosumer gelten demnach als „Flexumer“. [BOG19] Das Angebot von Flexibilität sollte möglichst keine verpflichtende Maßnahme für den Flexumer darstellen, sondern auf Freiwilligkeit basieren. Dies erfordert im Umkehrschluss eine Kostenreduktion oder das Generieren von zusätzlichen Erlösen beim Anlagenbetreiber. [DEU19a]

Flexibilität kann dabei auf unterschiedliche Weise genutzt werden. Netzdienliche Flexibilität wird beispielweise vom Verteilnetzbetreiber (VNB) für die Bewirtschaftung von lokalen kritischen Netzsituationen abgerufen (siehe Abschnitt 3.3.1.2). Auf diese Weise kann Netzausbau reduziert oder zeitlich verschoben werden. Neben dem VNB kann auch der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) systemdienliche Flexibilität zum Erhalt der Systemstabilität einsetzen. Am Strommarkt können außerdem Marktteilnehmer mit Hilfe optimierter Vermarktungsstrategien eine Preisoptimierung bei stark volatilen Marktpreisen mit marktdienlicher Flexibilität erreichen. [BDE17]

Ein mögliches Konzept zur Verwaltung und zum Einsatz von Flexibilität im Verteilnetz stellt das Smart-Grid-Ampelkonzept des BDEW dar, welches die grundsätzliche Interaktion aller relevanten Markttrollen wie Lieferanten, Bilanzkreisverantwortliche, Erzeuger, Speicherbetreiber und Netzbetreiber anhand der Systemzustände „grün“, „gelb“ und „rot“ regelt. In Analogie zu einer Ampel wird der Netzzustand in einem bestimmten Zeitbereich und in einem bestimmten Netzsegment anhand von definierten Grenzwerten bewertet. Das Konzept bildet die Grundlage für einen Flexibilitätsmarkt in der Verteilnetzebene. Die Erprobung und die Eignung des Konzeptes ist derzeit Gegenstand der Schaufensterprojekte für intelligente Energie (SINTEG). [BDE13; BDE15; BDE17]

Abbildung 3 stellt ergänzend die möglichen Wirkzusammenhänge der einzelnen Markttrollen in Kombination mit dem Ampelkonzept dar. Nachfolgend werden die drei Ampelphasen im Detail vorgestellt.

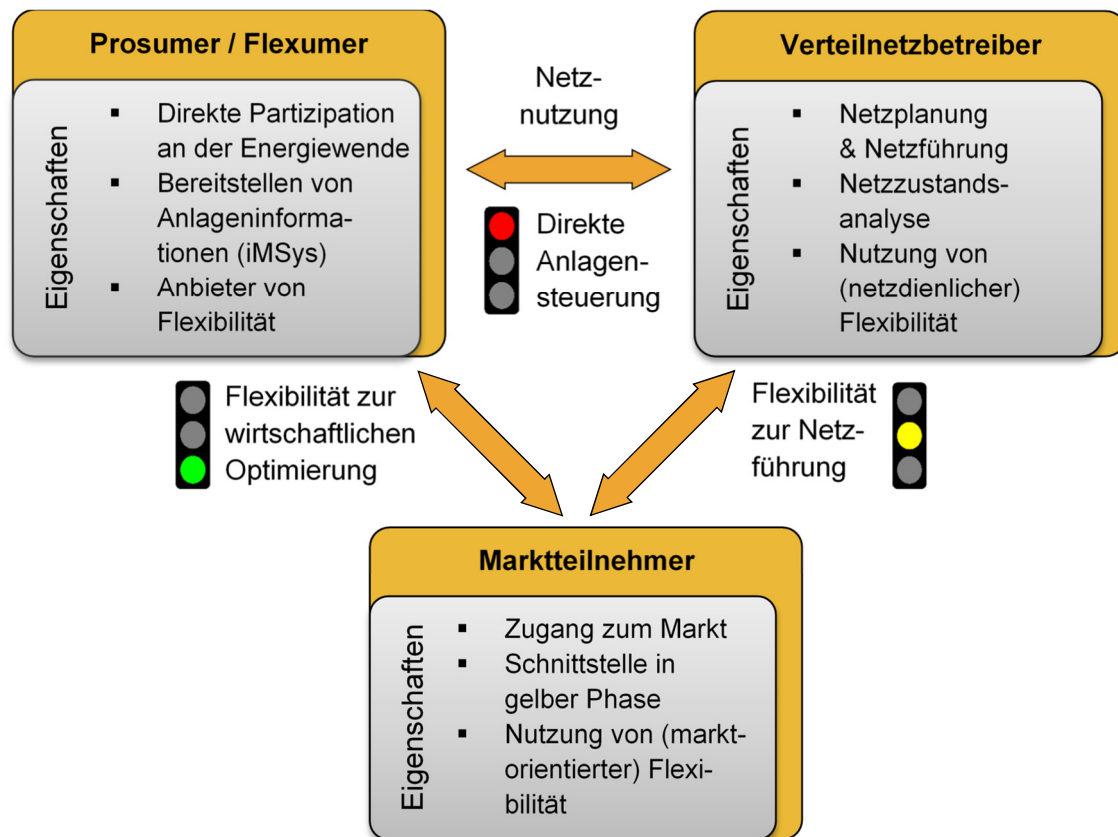


Abbildung 3 Ampelkonzept nach BDEW (Eigene Darstellung nach [BDE17])



Grüne Ampelphase

In der grünen Ampelphase, der Marktphase, liegen keine kritischen Netzzustände vor. Angebot und Nachfrage von Flexibilität finden ausschließlich zwischen nicht regulierten Marktteilnehmern statt. Netzbetreiber greifen nicht in den Markt ein. Die grüne Phase dient daher ausschließlich der marktdienlichen Nutzung von Flexibilität. In dieser Phase können alle Marktprodukte ohne Einschränkungen angeboten und nachgefragt werden. Der Markt kann seine Potentiale innerhalb der Energieversorgung über finanzielle Anreize ausschöpfen und damit einen Beitrag zur Integration fluktuierender Einspeisungen leisten. Der Netzbetreiber beobachtet den Netzzustand und greift nicht in den Markt ein. [BDE15]



Gelbe Ampelphase

In der gelben Ampelphase, der Interaktionsphase, liegt ein potentieller oder tatsächlicher Netzenspass im definierten Netzsegment vor. Der Netzbetreiber behebt diesen, indem er von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität abrufen. Es findet eine Interaktion zwischen Marktteilnehmern und Netzbetreibern

statt. Daneben kann der nicht regulierte Marktteilnehmer weiter verbleibende Flexibilität marktdienlich nutzen.

In der gelben Phase greift der Verteilnetzbetreiber unter Berücksichtigung der Wirkung auf den Netzenspass auf vertraglich zugesicherte Flexibilität zu. Dies sollte im Regelfall mittelbar über mit Lieferanten/Aggregatoren vereinbarte Maßnahmen oder im Ausnahmefall bei Fehlen dieser Maßnahmen unmittelbar entsprechend direkter Verträge erfolgen. Hierbei ist eine Einbindung der Bilanzkreisverantwortlichen unbedingt erforderlich und ein Modell für die Umlage der entstehenden Kosten zu finden. Die ordnungsgemäße Bilanzierung muss durch den Anbieter der Flexibilität gewährleistet werden. Eingriffe während der gelben Ampelphase sind stets mit einer Vergütung der Flexibilität durch den Netzbetreiber verbunden. Im Ergebnis können Netznutzer ihr Verhalten anpassen und von der Beteiligung an der Sicherung der Systemstabilität profitieren. Auf Basis vorliegender Erfahrungswerte und der aktualisierten Systemprognosen meldet der verantwortliche Netzbetreiber den prognostizierten Flexibilitätsbedarf an die Marktteilnehmer, mit denen er den Abruf von Flexibilität vertraglich vereinbart hat. [BDE15] Die Umsetzung der gelben Phase stellt nach aktuellen Auswertungen z.B. der Schaufensterprojekte für intelligente Energie (SINTEG) [BUN18a], eine plausible und praktikable Option auf den Ebenen der Höchst- und Hochspannung dar. Im fachlichen Diskurs steht die Umsetzung der gelben Phase auf den unteren Spannungsebenen, da sich die Liquiditätsfrage zur Finanzierung der notwendigen technologischen Lösungen komplex gestaltet und je nach Netzgebiet und Technologiedurchdringung unterschiedlich zu beantworten ist. Einfachere Ansätze wie zum Beispiel vertraglich vereinbarte Zugriffsrechte der technischen Anlagen könnten an dieser Stelle Abhilfe leisten.



Rote Ampelphase

In der roten Ampelphase, der Netzphase, liegt eine unmittelbare Gefährdung der Systemstabilität und somit der Versorgungssicherheit vor. Zusätzlich zu den beschriebenen Maßnahmen in der gelben Ampelphase muss der Netzbetreiber unmittelbar steuernd oder regelnd in eigene Betriebsmittel, die Betriebsmittel von nachgelagerten Netzbetreibern und den Markt eingreifen. Dies geschieht durch direkte Anweisungen an die geeigneten Erzeugungs- Verbrauchs- und Speicheranlagen.

Systemgefährdende Situationen erstrecken sich häufig über mehrere Netzgebiete. Aus diesem Grund interagieren ÜNB und VNB, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Hierbei kommen Abschaltmaßnahmen bei Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen nach § 13 Absatz 2 EnWG bzw. im Verteilnetz nach § 14 EnWG zum Einsatz. Auch bestimmte EEG-Einspeisemanagementmaßnahmen nach § 11 EEG fallen in diese Rubrik.

Sobald der Netzbetreiber zur Sicherung der Systemstabilität außerhalb des Marktes regeln und steuern muss, wechselt die gelbe oder grüne Phase in die rote Phase, welche im Sinne der Versorgungssicherheit weitgehend zu vermeiden ist. [BDE15]

Abhängig von der jeweiligen Anlagentechnologie, dem Anlagenverhalten, der Nennleistung, der Größe der Flexibilität und der zugehörigen Spannungsebene können unterschiedliche Flexibilitätsmodelle, wie zum Beispiel Flexibilitätsmärkte, Langfristzusagen, zeitvariable Netzentgelte, Quotierung oder Zugriffsrechte von Netzbetreiber für die Prosumer-Anlagen angewendet werden. [DEU19a] Flexibilitätsmärkte bieten insbesondere für Anlagen der Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsebene aufgrund der sehr individuellen Kostenstrukturen eine ideale Basis. Bei Anlagen in der Niederspannungsebene mit einer kleinen Flexibilität werden Langzeit-Flexibilitätszusagen und ein modifiziertes § 14 EnWG empfohlen, da die Transaktionskosten anderer Flexibilitätsmodelle zu hoch wären. [DEU19b]

3.3.1.1 Netzdienlicher Einsatz von Batteriespeichern mittels simultaner Mehrfachnutzung – Multi-Use

Um den Nutzen von Batteriespeichern aus Sicht des Verteilnetzbetriebs attraktiver zu gestalten, sind Konzepte gefragt, die zu einer stärkeren Verzahnung der Interessen des Prosumers und des Netzbetreibers führen. Hier setzen sogenannte Multi-Use-Ansätze an, also die Kombination aus mehreren Anwendungen. Die Verwendungen des Batteriespeichers können dabei simultan oder sequenziell ablaufen. Ein netzdienlicher Einsatz des Batteriespeichers durch das Angebot vorhandener Leistungsflexibilität kann so zu einer verbesserten Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten beitragen [DEU19b]. Um sowohl eine netzdienliche als auch marktorientierte Fahrweise von Batteriespeichern zu ermöglichen, ist eine Zugriffsmöglichkeit seitens des Netzbetreibers bzw. Vermarkters zwingend erforderlich. Hierfür ist neben der technischen Ausstattung (iMSys) auch eine rechtliche Absicherung notwendig, welche z.B. im Rahmen der Weiterentwicklung des § 14a EnWG erfolgen kann. Die Vermarktung von Flexibilität der Speichersysteme über einen nicht regulierten Marktteilnehmer, kann bei einer optimierten Vermarktungsstrategie einen betriebswirtschaftlichen Mehrwert für den Prosumer generieren. Zusätzlich ist eine auch eine Kombination aus marktorientierter und netzdienlicher Speicherfahrweise sehr gut miteinander vereinbar. [DEU17] Erste Multi-Use Anwendungen sind bereits schon im Markt, wie z.B. die Kombination aus Eigenverbrauchsoptimierung und Regelleistungserbringung bei Heimspeichersystemen. (Mischinger 2018)

3.3.1.2 Engpassmanagement im Verteilnetz mittels Flexibilität aus Prosumer-Anlagen

Die Verteilnetzebene erfuhr in den letzten Jahren durch den intensiven Ausbau von EE-Anlagen eine Verschiebung der Erzeugungskapazitäten und Anlagenpopulation von der Übertragungsebene in ihre Spannungsebene. Dabei ist der größte Anteil (circa 96 %) dieser Anlagen im Verteilnetz angeschlossen, was dazu führt, dass bereits heute mehr Kraftwerksleistung als in der Übertragungsebene vorhanden ist. Gaskraftwerke werden zukünftig aufgrund ihrer geringeren Nennleistung vermehrt im Verteilnetz angeschlossen. [BDE16] Zusätzlich werden ebenfalls rund 96 % der Windenergieanlagen mit der Mittel- und Hochspannungsebene verknüpft. [BUN18b] Durch die fortschreitende Elektrifizierung des Wärmebereichs und des Verkehrssektors erfährt insbesondere die Niederspannungsebene bereits



regional einen Anstieg der Stromnachfrage mit zusätzlicher lokaler Einspeisung von PV-Strom aus Prosumern. [BDE16] Im Jahr 2018 waren bereits 83.000 Elektrofahrzeuge [KRA19] mit einer Gesamtanzahl von 72.000 Ladestationen [CHA20] und 880.000 Heizungswärmepumpen [BUN19] im Verteilnetz angeschlossen. Die beschriebene Transformation und steigende Komplexität bewirkt in ihrer Gesamtheit aufgrund regional begrenzter Netzkapazitäten ein häufigeres Auftreten von Netzengpässen. [BDE16]

Dies erfordert im Rahmen des Engpassmanagement einen verstärkten Zugriff auf die netzdienliche Flexibilität von verteilten Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen sowie Speichersystemen aus dem Verteilnetz, statt Einspeisemanagement und Netzausbau. Die Verwendung von netzdienlicher Flexibilität signalisiert entsprechend Abschnitt 3.3.1 die gelbe Ampelphase [BDE13] Abhängig von der geografischen Lage, der Netztopologie und der aktuellen Leistungsflüsse im Verteilnetz besitzen Anlagen unterschiedliche Sensitivitäten auf die Verhinderung des Engpasses. Dies erfordert eine genaue Kenntnis über die Gegebenheiten im Verteilnetz sowie aktuelle Leistungsflüsse und Lastflussprognose, was in der Regel nur der zuständige VNB weiß. Aus dieser Tatsache geht hervor, dass die Rolle, die Verantwortung und das Aufgabenspektrum eines VNB zwangsläufig steigt. [BDE16] Nach Schätzungen werden 2050 mehr als 60 Millionen steuerbare und intelligent agierende Anlagen im Verteilnetz angeschlossen sein. Das aktive Engpassmanagement mit einer Vielzahl von Anlagen wird zum Erhalt der Netzstabilität verstärkt eine zentrale Aufgabe des VNB werden, was aktuell durch die regulatorischen Rahmenbedingungen des EnWG nicht gegeben ist. (Büchner 2017)

Die Anlagen der Prosumer bzw. Flexumer nehmen eine relevante Stellung in dieser Herausforderung einnehmen und können mit ihrem Anlagenverhalten positiv auf Netzengpässe reagieren und sich aktiv beteiligen. Auf Verteilnetzebene bedarf es dazu eines hoch automatisierten koordinierten Netzbetriebs, um die potentielle Flexibilität kosteneffizient einzusetzen und einen betriebswirtschaftlichen Mehrwert für Prosumer zu generieren. (Büchner 2017) Die aktive Nutzung von Flexibilität der Flexumer zur Engpassvermeidung ist nur dann möglich, wenn die Kostenstruktur volkswirtschaftlich günstiger ist als im Vergleich zum Netzausbau und Einspeisemanagement. Unterschiedliche Technologien der Prosumer wie flexible Lasten, Speicher und flexible Erzeugung sollten für das Engpassmanagement diskriminierungsfrei genutzt werden können. [DEU19a]

3.3.1.3 Verhältnis von Flexibilitätsnutzung zu Netzausbaumaßnahmen

Aus volkswirtschaftlicher Sicht zeigt eine im Projekt „Proaktives Netz – Mehr Flexibilität für Verteilnetze“ (Gefördert durch das BMWi) durchgeführte Wirtschaftlichkeitsberechnung, dass „eine marktbasierte Flexibilitätsbereitstellung den höchstmöglichen volkswirtschaftlichen Effekt ermöglicht“ und es eine „kostenminimale Kombination von Netzausbau und Flexibilitätsnutzung gibt“ [JUN18], wobei diese individuell für jeden Netzabschnitt zu bestimmen ist. So kann es sein, dass für bestimmte Teilnetze lediglich ein Netzausbau in Frage kommt, wohingegen andere Teilnetze stark vom Einsatz der Flexibilität profitieren und teurer Netzausbau vermieden werden kann. Oft wird die Kombination aus beiden eine sinnvolle Lösung sein. In jedem Fall sind Forschung und Netzbetreiber dazu angehalten, Werkzeuge und Mechanismen weiterzuentwickeln, die eine Quantifizierung von Flexibilität (z.B. in Form von Leistungsbändern oder Fahrplanvarianten) von existierenden, zu erweiternden oder neu anzulegenden Netzabschnitten erlaubt. Die Flexibilität von Netzabschnitten kann aus der Flexibilität der einzelnen Netzteilnehmer in dem jeweilig betrachteten Netzabschnitt akkumuliert werden. Für die Ermittlung der Flexibilität einzelner Teilnehmer (in Abhängigkeit des Ausstattungsgrads) liefert neben dem oben genannten Forschungsprojekt das Verbundprojekt „NEDS - Nachhaltige Energieversorgung Niedersachsen“ erste Ansätze. Zusammenfassend ist nach [JUN18] eine „Reduktion von Netzausbau und Kosteneinsparung durch Nutzung lokaler Flexibilität bei entsprechend verfügbaren Flexibilitätsoptionen möglich“. Für die praktische Umsetzung und Freisetzung der technisch vorhandenen Flexibilitäten auf Kleinanlagenebene von Flexumern sind „ausreichende aber auch transparente Teilnahmeanreize zu schaffen“, welches sich „in den Möglichkeiten zur Weiterentwicklung von § 14a EnWG“ widerspiegelt. [ZEI19]. Die Neugestaltung der (verursachergerechten) Netzentgeltsystematik wird u.a. im Barometer Gutachten betrachtet. Das hier favorisierte Modell „Spitzenglättung“ wird im nächsten Abschnitt zusammengefasst und die Bedeutung für einen zukünftigen Verteilnetzbetrieb erläutert.

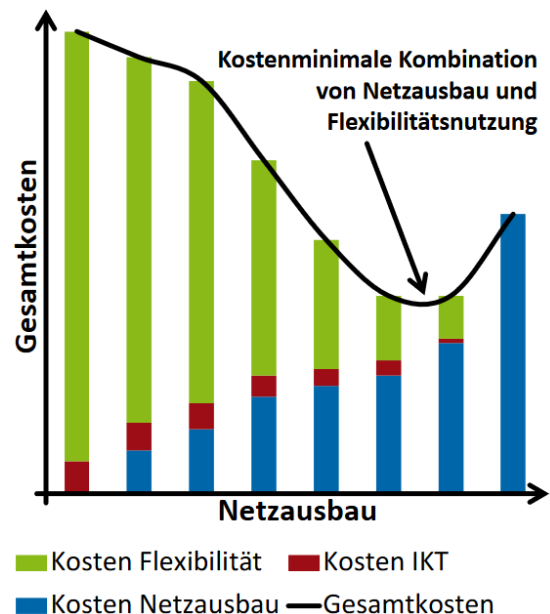


Abbildung 4: Veranschaulichung einer kostenminimalen Kombination von Netzausbau und Flexibilitätsnutzung [JUN18]

3.3.1.4 Reformation der Netztarifierung nach Modell „Spitzenglättung“

Im zweiten Teil-Gutachten des „Barometers zur Digitalisierung“ wurde von den Autoren u.a. analysiert, wie zusätzlicher Netzausbau auf ein „wirtschaftlich sinnvolles Maß“ beschränkt werden kann. Als „Vorzugslösung“ für die Begrenzung des Ausbaus auf Verteilnetzebene sieht die Autorenschaft dabei das Zielmodell „Spitzenglättung“ an. Anhand von Simulationen zum Integrationspotential für Netzkunden konnte gezeigt werden, dass mittels Reformation der Netztarifierung nach dem Prinzip der bedingten und unbedingten Bestelleistung die Anzahl der in einem Netzabschnitt anzuschließenden Kunden um bis zu 260 % gesteigert werden kann (im Vergleich zum heute existierenden Modell) [ZAN18, S. 66].

Netzteilnehmer (klassische Verbraucher als auch Prosumer / Flexumer) auf der Niederspannungsebene werden im Rahmen des Modells hier in drei Kategorien eingeteilt. Die folgenden Teilnehmer-Beschreibungen sind sinngemäße Zusammenfassungen aus [ZAN18]:

Klassischer Verbraucher: Er kann aufgrund mangelnder flexibler Verbrauchseinrichtungen keine Flexibilität nach außen hin anbieten. In diese Kategorie würden jetzige Prosumer fallen, die keine steuerbaren Lasten (Wärmepumpe, Wallbox) und keinen Batteriespeicher besitzen, wohl aber eine Erzeugungsanlage, die Eigenverbrauchsoptimierung betreibt. In Abhängigkeit des Jahresverbrauchs (<6000 kWh) erfolgt eine „gestaffelte Leistungszuweisung“, wonach ein definierter Leistungspreis zu zahlen ist, der jedoch „unabhängig von der tatsächlich nachgefragten Leistung“ zu zahlen ist. Die Erzeugungsanlage wird im Leistungspreis indirekt durch das Verrechnen der erzeugten Jahresenergie mit dem Jahresverbrauch berücksichtigt.

Teilflexibel: Beim teilflexiblen Netzteilnehmer hat der Netzbetreiber die Möglichkeit zusätzlich zu unflexiblen Lasten flexible Verbrauchseinrichtungen (Ladesäule, Batteriespeicher, Wärmepumpe) ein „zeitlich eng begrenztes netzorientiertes Management“ durchzuführen. Auch hier wird die Erzeugungsanlage im Leistungspreis berücksichtigt. Der Netzteilnehmer hält eine reservierte („bedingte“) Leistungskapazität beim Betrieb seiner flexiblen Verbrauchseinrichtungen vor und zahlt hierdurch einen geringeren Leistungspreis als für die unbedingte Leistung sowie einen definierten Arbeitspreis.

Vollflexibel: Durch ein vollintegriertes Energiemanagementsystem werden „klassische und flexible Verbrauchseinrichtungen“ gesteuert bzw. „koordiniert“. Im Gegensatz zum klassischen und teilflexiblen Teilnehmer „garantiert der vollflexible das Einhalten der bestellten Leistungsgrenze“. Die Auswirkung auf die Netzaustauschleistung von vorhandenen DEAs und Speicher sind daher schon vor der Bestellung vom Teilnehmer zu bestimmen. Der Leistungspreis für die unbedingte Leistung ist relativ hoch, während der Leistungspreis für die bedingte Leistung relativ klein ausfallen. Beide Leistungsbereiche erfordern außerdem die Zahlung eines Arbeitspreises.

Tabelle 3: Ausprägungen des Modells der bedingten Bestelleistung für die Mittel- und Hochspannung [ZAN18, S. 77]

		Der Ex-Post-gemessene Unflexible		Der unflexible Leistungs-bereitsteller		Der Vollflexible
Flexibilität des Kunden		Verbraucher ohne flexible Verbrauchseinrichtungen		Verbraucher ohne flexible Verbrauchseinrichtung		Kunde mit flexiblen Verbrauchseinrichtungen und Energiemanagementsystem
Leistungsbestellung durch Kunde		Keine Leistungsbestellung, Entnahme bis zur vereinbarten Netzanschlusskapazität möglich		Leistungsbereitstellung bis zur vereinbarten Netzanschlusskapazität		Bestellung unbedingter Bestelleistung Bestellung bedingter Bestelleistung
Netzorientiertes Management		Kein netzorientiertes Management		Kein netzorientiertes Management, Überschreitung der bestellten Leistung wird pönalisiert		Unbedingte Bestelleistung: kein netzorientiertes Management Bedingte Bestelleistung: zeitlich eng begrenztes netzorientiertes Management
Netzentgelt		Leistungspreis Ex-Post nach gemessener Leistung + Arbeitspreis		Leistungspreis* für bestellte Leistung + Arbeitspreis. Pönale für Leistungsüberschreitung		Leistungspreis* für unbedingte Bestelleistung und Arbeitspreis
	Unflexible Verbrauchseinrichtungen					Pönale für Leistungsüberschreitung
	Flexible Verbrauchseinrichtungen					Leistungspreis für bedingte Bestelleistung und Arbeitspreis
* Der Leistungspreis für bestellte Leistung sollte niedriger liegen als beim Ex-Post-Leistungspreis						

Dem Netzbetreiber stehen für das Netzmanagement die Flexibilität aus den Anlagen des teil- und vollflexiblen Kunden zur Verfügung. Prosumer, die ihre Anlagen nicht am Flexibilitätsmodell teilnehmen lassen, werden in ihrem Bestreben der reinen Eigenverbrauchsmaximierung nicht eingeschränkt [ZAN18, S. 77]. „Teilflexible und vollflexible Netznutzer, die zukünftig häufiger anzufinden sein werden und die einen Großteil des zu erwartenden Anstiegs beim Leistungsbezug ausmachen werden, bekommen über die bedingte Leistungsbestellung einen Anreiz zur effizienten Netznutzung.“ [ZAN18, S. 77] Eine Zusammenfassung der beschriebenen Kategorisierung, deren Flexibilitätsoptionen und daraus resultierenden Möglichkeiten zur Teilnahme am netzorientierten Management zeigt Tabelle 3. Insgesamt stellt die Reformation der Netztarifierung damit einen vielversprechenden (Netzausbau vermeidenden) Ansatz zur Steigerung der Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze dar und sollte daher im Fokus aktueller Diskussionen mit Bezug zur Netzentgeltsystematik stehen. Aus Sicht der Netzplanung ist eine Erweiterung

des Modells insbesondere auf regulatorischer Ebene zu diskutieren, da speziell an Kalendertagen mit durchschnittlich geringer Einstrahlung (Winter, andauernde Schlecht-Wetter-Phasen) eine Ladung von Batteriespeichern aus dem Netz erforderlich sein kann um abendliche Verbrauchsspitzen gesichert minimieren zu können. Eine nicht-gesicherte Reduzierung der auftretenden Verbrauchsspitzen wird ansonsten aus Netzbetreibersicht mit hoher Wahrscheinlichkeit dazu führen, dass dieser die Netzinfrastuktur nicht anders als ohne Prosumer-Anlagen auslegt um die geforderte Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Dies hätte die Folge, dass sich keine kostensenkende Wirkung bzgl. der Netzausbaukosten durch das derzeitige existierende Prosumer-Verhalten einstellen wird.



4 ZUSAMMENFASSUNG & HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Prosumer tragen im Rahmen der in den Anwendungsregeln des VDE/FNN definierten Funktionen und Systemdienstleistungen schon heute zu einem netzdienlichen Betrieb bei. Diese können durch die Weiterentwicklung zu systemrelevanten Funktionen das Potential zur Integration dezentraler Erzeugungsanlagen und Ladeinfrastruktur nachhaltig steigern. Ergänzt durch (dezentrale) PV-Speichersysteme zeigt sich, dass mit Heim- und Gewerbespeichern eine teilweise- oder sogar vollständige Abdeckung von Ladepunkten im Ortsnetz erzielt werden kann [ENG19]. Einen weiteren Schritt zur Förderung des netzdienlichen Betriebs von Prosumer-Heimspeichern stellt die Gleichstellung von PV-Speichersystemen mit konventionellen Erzeugern bei der Erbringung von Netzsystemdienstleistungen dar. Im Rahmen des Clean Energy Packages [DIR19] zur Gestaltung des zukünftigen Strommarktdesigns wurde auf europäischer Ebene beschlossen, dass „Speicher bei der Erbringung von Flexibilität nicht länger doppelt mit Entgelten, Abgaben und Umlagen belastet werden dürfen“ [BSW19]. Der auf europäischer Ebene gefasste Beschluss sollte schnellstmöglich in nationales Recht umgesetzt werden um zur nachhaltigen Stärkung eines netzdienlichen Betrieb von Speichern beizutragen [HAN19]. Zusätzlich besteht weiterer Forschungsbedarf bei der Entwicklung von Betriebsstrategien zur Speichermehrfachnutzung. Werden Speichersysteme im Rahmen der Speichermehrfachnutzung netzdienlich betrieben, können Ausbaukosten auf Verteilnetzebene voraussichtlich um bis zu 60 % reduziert werden [DEU17]. Eine Grundvoraussetzung hierfür ist die Schaffung von (tarifbedingten) Anreize für das Anbieten von Flexibilität [DEU19a]. Dies beinhaltet die aktuell diskutierte Weiterentwicklung des §14a des EnWG. Eine Erweiterung des vorgestellten Konzepts zur Spitzenglättung [ZAN18] um die Möglichkeit des Ladens von Batteriespeichersystemen aus dem Netz kann an Tagen geringer Einstrahlung zur Netzstützung beitragen.

Um die progressive Weiterentwicklung vom Prosumern hin zum Flexumern zu fördern, ist das Konzept zur Erbringung von Flexibilität konzeptionell, regulatorisch und rechtlich zu schärfen. Entstehende Synergien bei der Interaktion von Flexumern, nicht regulierten Marktteilnehmern und Verteilnetzbetreiber können erst zu Kostensenkungen beim Betrieb und Ausbau des Verteilnetzes sorgen, wenn die Verfügbarkeit der netzdienlich eingesetzten Flexibilität für den Netzbetreiber gesichert ist. Zusätzlich sind die technischen Voraussetzungen für das Anbieten und den Abruf von Flexibilität (z.B. Einbau intelligenter Messsysteme mit erweiterter Funktionalität, hoch automatisierter Netzbetrieb) zu schaffen. Gegebenenfalls zu erweiternde Bagatellgrenzen im Zuge des Smart-Meter Rollouts unterstützen die ökonomische Verträglichkeit für Anlagenbetreiber von Kleinanlagen. Aus Gesamtsystemsicht kann netzdienlich eingesetzte Flexibilität aus Flexumer-Anlagen den Verteilnetzbetreiber unterstützen, regenerative Erzeugungsanlagen nicht präventiv mittels Einspeisemanagement abzuregeln zu müssen, Netzengpässe im Bestandsnetz gezielt zu vermeiden, sowie das Integrationspotential für dezentrale Erzeugungsanlagen und sektorengespeicherten Lasten (Wärme und Mobilität) in spezifischen Netzabschnitten zu erhöhen. Der Flexumer leistet damit einen wertvollen und notwendigen Beitrag zur Erhaltung eines stabilen und (kosten-)effizienten Verteilnetzes.



5 LITERATUR

- [BDE13] BDEW, BDEW-Roadmap. Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Roadmap-Smart-Grids.pdf>, zuletzt geprüft am 28.08.2019, 2013.
- [BDE15] BDEW, Smart Grids Ampelkonzept. Ausgestaltung der gelben Phase. Diskussionspapier. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20150310_Smart-Grids-Ampelkonzept.pdf, zuletzt geprüft am 28.08.2019, 2015.
- [BDE17] BDEW, Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Diskussionspapier. Unter Mitarbeit von Jan Zacharias. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Smart-Grids.pdf, zuletzt geprüft am 28.08.2019, 2017.
- [BDE16] BDEW, E-Bridge Consulting GmbH, Zukünftige Rolle des Verteilnetzbetreibers in der Energiewende. Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des ordnungspolitischen Rahmens. Hg. v. E-Bridge. Online verfügbar unter https://www.bdew.de/media/documents/20160906_Studie-E-Bridge-MITNETZ-DSO2.0-Paper.pdf, 2016.
- [BES16] D. Bestenlehrer, H. Drück. Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW), Thermische Energiespeicher als Schlüsseltechnologie für die Energiewende. Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://docplayer.org/40565479-Thermische-energiespeicher-als-schluesselftechnologie-fuer-die-energie-wende.html>, 2016.
- [BOG19] A. Bogensperger, T. Estermann, S. Köppl, Wie die Digitalisierung die Rolle von Verbrauchern verändert. Smart Meter, Prosumer, Flexumer. Bericht zum Projekt: C/sells. Hg. v. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft e.V. (FfE). München. Online verfügbar unter https://www.ffe.de/attachments/article/931/FE_13549_Bericht.pdf, zuletzt geprüft am 27.01.2020, 2019.
- [BSW19] BSW-Solar, EU schafft Doppelbelastung von Speichern bei Prosumern ab. Online verfügbar unter <https://www.sonnenseite.com/de/politik/eu-schafft-doppelbelastung-von-speichern-bei-prosumern-ab.html>, 2019.
- [BÜC17] J. Büchner, 2017, Die Zukunft der Verteilnetze. Smarte Koordinierung von Flexibilitäten und Verknüpfung von Einspeisungen und Lasten. Fachtagung ARGE VNB OST. E-Bridge Consulting GmbH, 2017. Online verfügbar unter <https://www.e-bridge.de/wp-content/uploads/2017/10/Zukunft-der-Verteilnetze-Smart-Koordinierung-und-Verkn%C3%BCpfung.pdf>, zuletzt geprüft am 28.01.2020.
- [BUN18a] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), SINTEG – Schaufenster intelligente Energie. Ein Programm zur Förderung



von Schaufensterregionen für die Energieversorgung der Zukunft. Online verfügbar unter https://www.sinteg.de/fileadmin/media/Publikationen/SINTEG-Broschuere_2018.pdf, 2018.

- [BUN20] Bundesnetzagentur. Hg. v. Bundesnetzagentur. Bundesnetzagentur, Flexibilität im Stromversorgungssystem. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1, zuletzt aktualisiert am 27.01.2020, 2020.
- [BUN19] Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. Hg. v. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V., Marktzahlen 2018. Nachhaltiges Wachstum mit Luft nach oben, deutliches Signal für die Politik. Online verfügbar unter <https://www.waermepumpe.de/presse/pressemitteilungen/details/bwp-marktzahlen-2018-nachhaltiges-wachstum-mit-luft-nach-oben-deutliches-signal-fuer-die-politik/#content>, zuletzt aktualisiert am 25.01.2019, zuletzt geprüft am 30.01.2020, 2019.
- [BUN18b] Bundesverband Windenergie (BWE). Hg. v. Bundesverband Windenergie (BWE). Bundesverband Windenergie (BWE), Netze. Das intelligente Bindeglied zwischen Erneuerbaren Energien und Stromverbrauchern. Berlin. Online verfügbar unter <https://www.windenergie.de/themen/netze/>, zuletzt geprüft am 30.01.2020, 2018.
- [CHA20] Chargemap. Hg. v. Chargemap. Chargemap, Statistiken. Online verfügbar unter <https://de.chargemap.com/about/stats>, zuletzt geprüft am 30.01.2020, 2020.
- [DEU17] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. dena-NETZFLEXSTUDIE. Unter Mitarbeit von Hannes Seidl, Stefan Mischinger und Mareike Wolke. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, zuletzt geprüft am 21.08.2018, 2017.
- [DEU19a] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten. 10 Leitsätze zur Entwicklung eines zukunftsfähigen regulatorischen Rahmens. dena-Positionspapier. Unter Mitarbeit von Stefan Mischinger, Yannick Severin und Alexander Rolf David Müller. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, 2019.
- [DEU19b] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Regulatorischer Handlungsbedarf zur Erschließung und Nutzung netzdienlicher Flexibilität. dena-Analyse. Unter Mitarbeit von Yannick Severin, Stefan Mischinger, Alexander Rolf David Müller, Hannes Seidl, Wolfgang Fritz und Luise Bangert. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, 2019.
- [DIR19] Directorate-General for Energy (European Commission). Hg. v. EU publications. EU, Clean energy for all Europeans. Brüssel. Online verfügbar unter <https://op.europa.eu/portal2012-portal2012/html/downloadHandler.jsp?identifier=b4e46873-7528-11e9-9f05-01aa75ed71a1&format=pdf&language=en&productionSystem=cellar&part=>, 2019.
- [DOD19] H. Doderer, J. Cuder, S. Maeding et al., Thesenpapier "Flexibilität". WindNode Signature-Paper. Online verfügbar unter



https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/190226_WindNODE_Signature_Paper_Thesenpapier_Flexibilitaet_web.pdf, 2019.

- [EON19] E.ON Energie Deutschland GmbH, Smart Meter Pflicht in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.eon.de/de/eonerleben/smart-meter-pflicht-in-deutschland.html>, 2019.
- [ENG19] B. Engel, J. Wussow. Hg. v. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. Bundesverband Solarwirtschaft e.V., Können PV-Speichersysteme die Netzintegration der Elektromobilität unterstützen? Kurzstudie. Braunschweig. Online verfügbar unter https://die-sonne-speichern.de/wp-content/uploads/2019/03/studie_speicher_netzausbau_ev.pdf, zuletzt geprüft am 10.20.2020, 2019.
- [ENT13] ENTSO-E, IMPLEMENTATION GUIDELINE FOR NETWORK CODE. "Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators". Hg. v. ENTSO-E. Brüssel. Online verfügbar unter https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/RfG/131016_-_NC_RfG_implementation_guideline.pdf, 2013.
- [FIG18] J. Figgenger, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2018. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe. Aachen. Online verfügbar unter http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2018_ISEA_RWTH_Aachen.pdf, zuletzt geprüft am 07.08.2018, 2018.
- [FLA16] Flaute M., Großmann A., Lutz C., Prosumer-Haushalte aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. GWS Discussion Paper. Osnabrück. Online verfügbar unter https://www.researchgate.net/publication/303555567_Prosumer-Haushalte_aus_gesamtwirtschaftlicher_Sicht, zuletzt geprüft am 10.02.2020, 2016.
- [HAN19] P. Hannen, Bundesregierung will Änderungsbedarf wegen Doppelbelastung von Speichern prüfen. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2019/03/14/bundesregierung-will-aenderungsbeford-wegen-doppelbelastung-von-speichern-pruefen/>, 2019.
- [JUN18] S. Jundel, Das proaktive Verteilnetz. Ampelkonzept für effizientere Verteilnetze. Unter Mitarbeit von innogy SE, RWTH Aachen, BTC, Venios, TU Dortmund, Offis, Westnetz. Hg. v. Proaktives Verteilnetz. Graz. Online verfügbar unter https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2018/files/pr/Session_E5/PR_Jundel.pdf, 2018.
- [KRA19] Kraftfahrt-Bundesamt. Hg. v. Kraftfahrt-Bundesamt. Kraftfahrt-Bundesamt, Jahresbilanz des Fahrzeugbestandes am 1. Januar 2019. Flensburg. Online verfügbar unter https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/b_jahresbilanz.html?nn=644526, zuletzt geprüft am 30.01.2020, 2019.
- [MAD16] R. Madlener, B. Hirschl, C. Lutz et al., Prosumer-Haushalte. Private Haushalte als neue Schlüsselakteure einer Transformation des Energiesystems. Schlussbericht. Aachen, Osnabrück, Berlin, 2016.



- [MIS18] S. Mischinger, 2018, Perspektiven netzdienlicher Einsatz von Stromspeichern. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Berlin, 2018. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Veranstaltungen/PSW-Workshop/Praesentationen/dena_Mischinger_Dialogforum_Stromspeicher_2018_.pdf, zuletzt geprüft am 26.01.2020.
- [SUC15] J. Suckow, 2015, Weiterentwicklung der Stromnetze. VDE. Berlin, 2015. Online verfügbar unter <https://www.vde-etv-berlin.de/resource/blob/859624/2f5bd480a8887da0d7b6107d3c1a33a5/2015-05-12---vortrag--weiterentwicklung-der-stromnetze-data.pdf>, zuletzt geprüft am 10.02.2020.
- [WEN16] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden et al., 50%-Studie. Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme. Neue technische Rahmenbedingungen bereiten höheren PV-Ausbau vor. Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin. Berlin. Online verfügbar unter <http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/02/HTW-Berlin-50-Prozent-Studie.pdf>, zuletzt geprüft am 20.04.2016, 2016.
- [WIN14] C. Winter, M. Heidl, B. Bletterie et al., Spannungsregelung von PV-Wechselrichtern. Ergebnisse aus einem Feldtest. Online verfügbar unter https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF_Winter.pdf, 2014.
- [ZAN18] W. Zander, U. Rosen, A. Nolde, Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung. Gutachten Digitalisierung der Energiewende. Topthema 2. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Barometergutachten_TopThema2_lang.pdf, zuletzt geprüft am 26.01.2020, 2018.
- [ZEI19] A. Zeiselmaier, A. Bogensperger, M. Müller et al. Hg. v. FfE, Erschließung von Kleinanlagen zur Flexibilitätsvermarktung. München. Online verfügbar unter <https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/902-erschliessung-von-kleinanlagen-zur-flexibilitaetsvermarktung>, zuletzt geprüft am 26.01.2020, 2019.

