

Integration und Wirkungen von Prosumern

Prosumer im Energiesystem

Immer häufiger setzen Prosumer Energiemanagement-Systeme und Energiespeicher ein, um Erzeugung und Verbrauch optimal aufeinander abzustimmen. Damit rücken sie perspektivisch auch für die Erbringung wichtiger Netz- und Systemdienstleistungen in den Fokus des Interesses.

Von Maik Plenz und Bernd Hirschl

Das heutige elektrische Versorgungssystem ist historisch bedingt aufgrund von Erzeugungsstrukturen und Skaleneffekten als Verbundsystem aufgebaut, welches von der Höchstspannungsebene bis in die Niederspannungsnetze dem physikalischen Energiefluss folgend strukturiert ist. Diese Netzebenen stehen im zunehmenden Maße Herausforderungen, wie dem rasant wachsenden Zubau von dezentralen Einspeisern, gegenüber. Dies führt in gering bevölkerten, strukturschwachen bzw. in stark durch Erneuerbare-Energien-Anlagen belasteten Räumen temporär und gleichzeitig ungesteuert zu steigenden volatilen, bidirektionalen Netzbelastungen.

Im dezentralen Energiesystem der Zukunft dienen Prosumer somit zur Erzeugung, Abnahme und Speicherung (EAS) von elektrischer Energie und bieten damit ein Potenzial für Systemdienstleistungen. In Abbildung 1 kann man die resultierenden Effekte und Potenziale von Prosumern anhand des Standardlastprofils erkennen. Neben einer deutlichen Veränderung des bisherigen Lastprofils (durchgezogen) bei Selbstversorgung mithilfe einer Photovoltaikanlage (gestrichelt), werden parallel die Systemeffekte von Prosumern mit Speichereinheiten deutlich (gepunktet). Die überschüssige, negative Residuallast von Photovoltaik-Prosumern in der Mittagsspitze (gestrichelt), kann durch den netzdienlichen Einsatz von Speichereinheiten abgedeckt, verstetigt bzw. überschüssige Energie in Bedarfszeiträume umgelenkt werden. Das Ergebnis sind technisch realisierbare Autarkiequoten von bis zu 85 % (Loges et al. 2013).

Auswirkungen von Prosumern

Aufgrund eines vermehrten Auftretens von Prosumern resultieren netzseitig verschiedene Effekte. Einerseits kommt es zu einer erhöhten Dynamik durch sich ändernde Volatilitäten, Maxima, Änderungsraten sowie andersartige Gradienten (siehe Abbildung 1). Andererseits steigt die Komplexität des Energiesystems bereits in unterlagerten Spannungsebenen. Zu den daraus entstehenden, systemischen Auswirkungen zählen unter anderem:

- unbestimmte, punktuelle Netzbe- und -entlastungen,
- regional differierende Netzentwicklungen zur Implementierung der neuen Akteure,
- vielfältige Auswirkungen auf Netzausbaustrategien bzw. Zielnetzplanungen,
- gegebenenfalls Einschränkungen bei der Gültigkeit von existierenden Standardlastprofilen sowie
- verringerte Netzdurchleitungen, woraus geringere Erlöse aus pro Kilowattstunde erhobenen Netzentgelten resultieren.

Die beispielsweise in der statischen Zielnetzplanung, dynamischen Netzanalyse oder State Estimation auftretenden, resultierenden Effekte durch Prosumer können nicht einheitlich als netzbelastend oder netzdienlich definiert werden. Einerseits können die vorgeschriebenen Spannungsgrenzen nach DIN 50 160 möglicherweise überschritten werden, da die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung am Verknüpfungspunkt

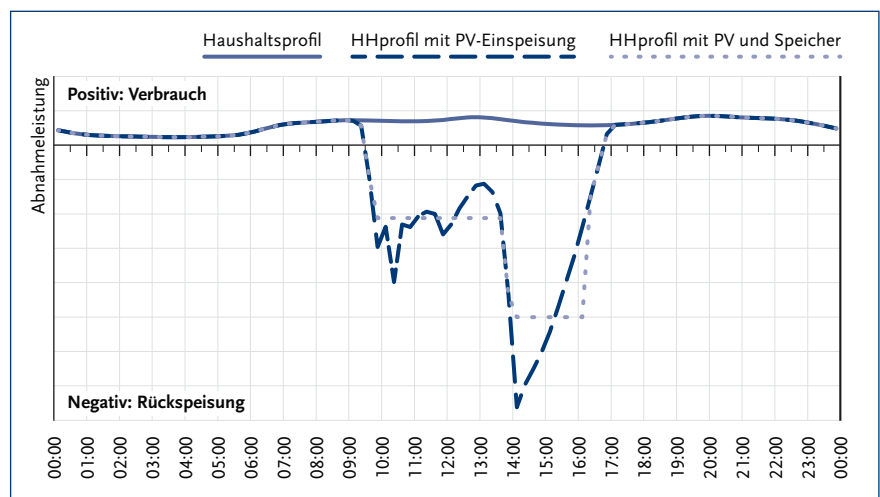


Abbildung 1: Durchschnittliches Haushaltsprofil H0 eines 2,5 Personen HH mit typischer Photovoltaik-Einspeisung und Photovoltaik-Einspeisung mit Speicher an einem Sommertag

zu einer relativen Spannungsanhebung Δu führt. Zusätzlich kommt es zu Änderungen bei:

- den Betriebsmittelbelastungen (Auslastung und thermische Belastung bzw. Stromtragfähigkeit von Leitungen und Transformatoren [Esslinger/Witzmann 2011]) durch auftretende Rückspeisespitzen oder Überlagerungseffekte,
- den Phasen- sowie Netzwinkeln,
- den Oberschwingungen sowie vermehrte Flicker, Unsymmetrien, zwischenharmonische Spannungen oder
- den schaltbedingten Spannungen in vom Verteilnetzbetreiber nicht gewünschte oder steuerbare Richtungen.

Prosumer führen weiterhin, wie auch andere dezentrale Erzeugungseinheiten, die zusätzlich in das System integriert werden müssen, zu Netzweiterentwicklung und Implementierung neuartiger Technologien. Diese verursachen mittelfristig weitere Kosten und resultieren in zusätzliche Transaktionsaufwendungen in der Netzbewirtschaftung. Parallel hierzu müssen technische Anpassungen bei den Netzbemessungen und -auslegungen zur Integration aktueller und zukünftiger Prosumer durchgeführt werden, um die steigende Eigenversorgung optimal einbinden zu können. Andererseits dienen die Prosumer und die zur Integration benötigten technischen Weiterentwicklungen und Aufwendungen dazu, dass Stromverteilnetze durch umfangreiche Datenbestände besser dezentral optimiert und damit umfangreichere Mengen an Erneuerbaren-Energien-Anlagen in das Netz integriert werden können (Hille et al. 2013). Darüber hinaus ermöglicht ein Zusammenschluss einzelner Prosumer zu virtuellen Kraftwerken, Photovoltaik-Pools, Cloud-Systemen oder selbstversorgten Quartierssystemen, die so gewonnenen Gesamterzeugungskapazitäten am Markt anzubieten und mit den konventionellen Kraftwerken in Konkurrenz zu treten oder sie sogar zu ersetzen (FhI 2013).

Netzfunktionen von Prosumern

Private oder gewerbliche Selbstversorger werden jedoch in aller Regel weiterhin auf Netzfunktionen angewiesen sein, wenn die eigene Erzeugung nicht ausreicht, ausgetauscht werden muss oder Wartungen anstehen (Bost et al. 2011). Daher sollten Prosumer mittels regulatorischer Eingriffe nicht allein hinsichtlich ihres Eigenverbrauchs bewertet, sondern auch aufgrund potenzieller netzdienlicher Fahrweisen oder Leistungen vergütet werden (ISE 2013). Hierbei spielt insbesondere die maximale Netzbelastung, die zur Dimensionierung der Anschlussleitung sowie des nachgelagerten Netzes verwendet wird, eine zentrale Rolle. Untersuchungen zeigen, dass auf Eigenversorgung ausgelegte Haushalte mit einer Photovoltaikanlage sogar unter Einsatz einer Speichereinheit ihre maximale Netznutzungsleistung im Schnitt nur um etwa 3 % reduzieren (Jägemann et al. 2013). Ein netzdienliches Verhalten (zum Beispiel Abfangen maximaler Rückspeisungen, Verhinderung von Netzengpässen, Stabilisierung des lokalen Versorgungssystems), ermöglicht jedoch eine theoretische Reduktion um bis zu 50–60 % (Plenz et al. 2014).

Die von Prosumern forcierte EAS elektrischer Energie „vor Ort“ kann die Transportverluste sinken lassen und kombiniert mit dem zusätzlichen Einsatz intelligenter, netzdienlicher Strategien, eine Reduktion des Netzausbaus ermöglichen (Quaschning et al. 2016). Vor diesem Hintergrund sind ökonomische und technische Strukturen notwendig, die eine verstärkt leistungsorientierte Abrechnung der Netzentgelte beinhalten. Gleichzeitig gilt es, die erhaltenen zusätzlichen Informationen (durch zum Beispiel Smart Meter, Prosumerprofile, Wechselrichter) zur Netzstabilisierung – auch übergeordneter Netzebenen – zu nutzen. Dabei kann ein gezielter netzdienlicher Einsatz von Prosumern, respektive dazugehöriger angeschlossener Einheiten wie Speicher, Photovoltaikanlagen oder Lasten, positiv auf die Behebung zukünftig steigender, kritischer Netzzustände wirken. Hierbei sollte eine gesamtheitliche Optimierung daher den Vorzug vor einer individuellen Erhöhung des Eigenverbrauches haben.

Literatur

- Bost, M./Hirschl, B./Aretz, A. (2011): Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik. Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt? Berlin.
- Esslinger, P./Witzmann, R. (2011): Improving Grid Transmission Capacity and Voltage Quality in Low-Voltage Grids with a High Proportion of Distributed Power Plants. ICSGCE, Chengdu, China.
- Fraunhofer Institut (2013): Das virtuelle Kraftwerk – stabiler Strom aus Erneuerbaren Energien.
- Hille, C./Gödde, M./Potratz, F. et. al (2013): Technologieoptionen für den Verteilungsausbau in Deutschland. Aachen.
- Jägemann, C./Hagspiel, S./Lindenberger, D. (2013): The economic inefficiency of grid parity: the case of German photovoltaics.
- Loges, H./Bunk, M./Engel, B. (2013): Entwicklung von Autarkie- und Eigenverbrauchsquoten für innovative Haushalte mit PV-Speichersystemen unter Berücksichtigung von hochaufgelösten Zeitreihen. Symposium Energieinnovation, Graz.
- Plenz, M./Schatz, K./Lehmann, K./Zundel, S. (2014): Netzausbau versus kleintechnische Speichereinheiten in strukturschwachen, ländlichen Räumen – Eine technisch-gesamtwirtschaftliche Bewertung auf der Niederspannungsebene. NEIS-Konferenz, Hamburg.
- Quaschning, V./Tjaden, T./Bergner, J./Weniger, J. (2016): Die Bedeutung der Kombination von dezentralen Photovoltaikanlagen mit Batteriespeichern und Elektroautos für die Energiewende. In: Innovative Bildungskonzepte Nachhaltige Mobilität, Energiewende, Industrie 4.0, Berlin. S. 110–117.

AUTOREN + KONTAKT

Maik Plenz ist wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Technischen Universität Cottbus-Senftenberg.

Brandenburgische Technische Universität
Cottbus-Senftenberg, Großenhainer Straße 57,
01968 Senftenberg.

Tel.: +49 3573 85573, E-Mail: maik.plenz@b-tu.de

Dr. Bernd Hirschl ist Leiter des Forschungsfelds „Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz“ am Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und Stiftungsprofessor an der Brandenburgischen Technischen Universität (b tu) Cottbus-Senftenberg.

Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)
GmbH, Potsdamer Str. 105, 10785 Berlin.
Tel.: +49 30 884594-26, E-Mail: bernd.hirschl@ioew.de

