

Spitzenglättung für das intelligente Management flexibler Kunden

Sören Patzack, Wolfgang Zander, Ingo Balzer, Michael Hübert, Dominik Beerboom und Heinz-Werner Hölscher

Zu den wesentlichen Herausforderungen für die Verteilnetze in der Energiewende zählt die Integration neuer Energiequellen und -senken. Eine aktuelle praxisnahe Untersuchung zum intelligenten Management von Flexibilitäten zeigt, wie über Spitzenglättung die Anzahl flexibler Kunden deutlich erhöht werden kann. Dafür ist eine Digitalisierung des Netzbetriebs ebenso erforderlich wie eine Anpassung des regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmens.

6 Mio. Elektrofahrzeuge, 2,6 Mio. Wärmepumpen, 65 % Anteil Erneuerbare bis 2030 – diese eher moderaten Szenarien stellen das Gesamtsystem und insbesondere die Verteilnetze vor neue Herausforderungen. Ohne ein intelligentes netzorientiertes Flexibilitätsmanagement führt die Integration neuer Erzeuger und Verbraucher in die bestehenden Netze oftmals zu kostenintensivem und operativ kaum zeitgerecht leistbarem Netzausbau.

In welchen Netzbereichen welche Kunden mit welcher Leistung integriert werden müssen und ob in diesen Netzbereichen somit Netzausbau notwendig ist, unterliegt zudem einer großen Planungsunsicherheit. Dies führt insbesondere bei einer Infrastruktur, die für einen Zeithorizont von mehreren Jahrzehnten ausgelegt wird, zu besonderen Herausforderungen.

Um diesen Herausforderungen zu begegnen ist ein intelligentes Management von Flexibilitäten im Niederspannungsnetz, das in verschiedenen Ausgestaltungen aktuell in der Branche diskutiert wird, eine zentrale Lösungsoption [1], [2]. Durch ein derartiges Management der Netze, das auf einer weiteren Digitalisierung basiert, können Netzengpässe verringert oder behoben werden.

Die SWB Netz GmbH und die SWO Netz GmbH, als städtisch geprägte Netzbetreiber in Bielefeld bzw. Osnabrück, haben sich diesen neuen Herausforderungen gemeinsam mit der B E T in einer Studie zum intelligenten Management von Flexibilitäten gewidmet. Untersucht wurde, wie (neue) flexible Kunden sich zukünftig verhalten, in welchem Umfang durch diese Netzengpässe zu erwarten sind, welche Potenziale ein intelligentes Management von Flexibilität ermöglicht und wie die Digitalisierung der Netze weiter vorangetrieben werden kann.

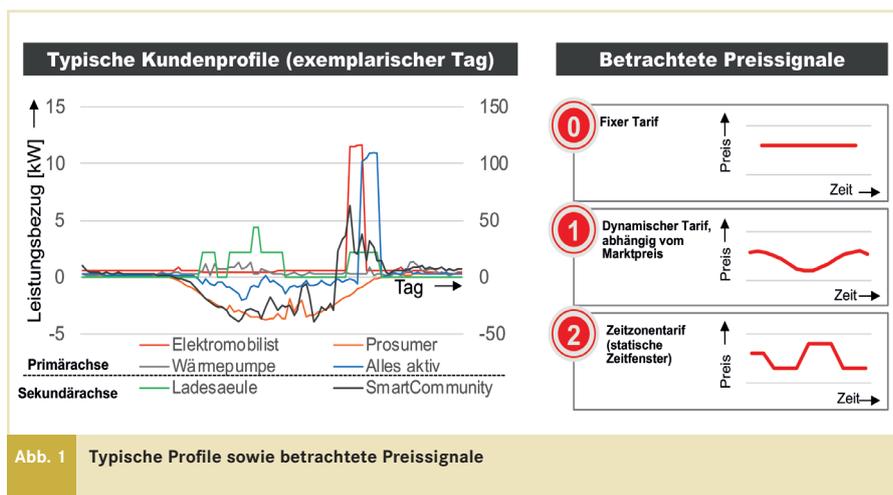
Das Kundenverhalten wird sich zukünftig signifikant ändern

In den Verteilnetzen ist in den nächsten Jahren ein starker Wandel der Versorgungsaufgabe zu erwarten. Neben dem weiteren Zubau von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, insbesondere Windenergie- und Photovoltaikanlagen (WEA und PVA), werden v.a. auf der Verbrauchsseite neuartige Kundenanlagen in die Netze integriert werden müssen. Hierbei sind insbesondere Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge (6 bis 10 Mio. Fahrzeuge auf deutschen Straßen bis 2030 nach Zielen der Bundesregierung sowie Diskussionen in der Klimakommission) sowie Wärmepumpen (2,6 Mio. bis 8 Mio. nach Prognosen [3]) zu nennen. Außerdem wird ein deutlicher Anstieg von Batterie-Heimspeichern (1 Mio. bis 2030 [4]) erwartet.

Diese Szenarien wurden für modell-typische Niederspannungsnetze der SWB Netz GmbH und SWO Netz GmbH regionalisiert. Eingeflossen sind die lokalen Gege-

benheiten und Prämissen der beteiligten städtischen Netzbetreiber, um die Auswirkungen dieser Kunden auf die Verteilnetze simulativ bewerten zu können. Sechs idealtypische Kundentypen wurden dabei betrachtet:

- **Case Elektromobilist:** Kunde mit Elektrofahrzeug und 11 kW Wallbox, einem Fahrzeug mit 41 kWh Batteriekapazität und einer Ankunftszeit zwischen 16:00 und 17:00;
- **Case Prosumer:** Kunde mit 5,5 kW Photovoltaik-Anlage mit 900 Volllaststunden;
- **Case Wärmepumpe:** Kunde mit Luft-Wasser-Wärmepumpe (1,28 kW elektrische Leistung) und COP-Wert von bis zu 3,7;
- **Case Alles aktiv:** Kunde mit 5,5 kW Photovoltaik-Anlage, Batteriespeicher mit 10 kWh Kapazität, 11 kW Wallbox sowie Luft-Wasser-Wärmepumpe mit 1,28 kW elektrischer Leistung;
- **Case Öffentliche Ladeinfrastruktur:** öffentliche Ladesäule mit zwei 22 kW Ladepunkten und vier Ladevorgängen je Tag;
- **Case Smarte Community:** Zusammenschluss von zehn Kunden des Typs „Alles aktiv“, die sich gemeinsam optimieren.



In Abb. 1 sind typische Kundenprofile der analysierten Fälle dargestellt. Es wird sichtbar, dass die betrachteten Kunden sehr unterschiedliche Leistungsprofile und somit auch Netzbelastungen verursachen. Weiterhin ist das Kundenverhalten bei Annahme von diversen Preisanreizen in die Bewertung eingeflossen. Sensitivitätsanalysen zeigten die Auswirkungen von Preiszeitfenstern (günstiger Strompreis von 22:00-07:00) sowie eine direkte Weitergabe der Marktpreise im ¼h-Raster. Sofern die Kunden ihr Verhalten auf Basis dieser Preise und (auch unter Nutzung von ggf. vorhandenen Batteriespeichern) anpassen, können höhere Gleichzeitigkeiten entstehen.

Nur durch Simulation von Netzen lassen sich die Auswirkungen quantifizieren

In einem nächsten Schritt wurden potenziell entstehende Netzengpässe im Niederspannungsnetz bewertet. Basierend auf typischen Netzstrukturparametern der SWB Netz und SWO Netz, wie bspw. Anzahl Abgänge je Ortsnetzstation, Netzlänge, Verzweigungsgrade, Anzahl angeschlossener Kunden oder Transformatorgrößen wurden drei typische Niederspannungsnetze – ein Stadtkern-, ein Stadtrand- und ein Vorstadtnetz – abgeleitet und in einer stochastischen Netzsimulationsplattform abgebildet.

Die Auswirkungen der flexiblen Kunden auf die modellierten Netze wurden anschließend anhand verschiedener Untersuchungen quantifiziert. Ausgehend von Netzen, an denen ausschließlich konventionelle Kunden angeschlossen sind, deren Profile über real gemessene Smart Meter-Messwerte abgebildet wurden, wurde der Anteil flexibler Kunden iterativ gesteigert, also konventionelle durch flexible Kunden ersetzt. Die resultierende Netzbelastung (Ströme auf Leitungen und Transformator, Spannungen an den Netzknoten) wurde mit einer Zeitreihensimulation ermittelt. Sobald technische Restriktionen, definiert durch die maximale Betriebsmittelbelastung sowie obere und untere Spannungsgrenzen [5] nicht mehr eingehalten sind, ist die maximal integrierbare Kundenzahl erreicht.

Neben einer iterativen Erhöhung des Anteils neuartiger Kunden wurden außerdem

regionalisierte Szenarien für 2030 ermittelt, mit denen die Kundenzahl für einzelne Niederspannungsnetze prognostiziert wurde. Für ein **durchschnittliches**, am Netzentwicklungsplan 2030 orientiertes und ein **progressives**, um den Faktor 3 höheres **Szenario** wurden potentielle Netzengpässe ermittelt. Weiterhin wurden in verschiedenen Sensitivitätsanalysen die Auswirkungen von Blindleistungskonzepten sowie einer Anpassung der planerischen technischen Restriktionen bewertet.

Basierend auf einer Vielzahl Simulationen, bei denen somit Netztyp, Kundentyp, Preissignal sowie Anzahl Kunden variiert wurden, lassen sich robuste Erkenntnisse über die zukünftige Aufnahmefähigkeit der Bestandsnetze modellbasiert ableiten.

Netzseitiges Flexibilitätsmanagement hebt hohe Potenziale

Abb. 2 stellt als Auszug aus den Projektergebnissen dar, wie viele zusätzliche flexible Kunden sich in den drei betrachteten Netzen integrieren lassen. Wenn die betrachteten Kunden auf einen Zeitzonentarif reagieren und ihren Energiebezug optimieren, können höhere Gleichzeitigkeiten entstehen. Sichtbar wird, dass insbesondere bei den Kundentypen „Elektromobilist“ sowie „Alles aktiv“ bereits bei einer mittleren Durchdringung Netzengpässe entstehen, während in den Cases „Prosumer“ sowie „Wärmepumpe“ erst

bei einer deutlich höheren Durchdringung Netzengpässe auftreten. Wenn nicht alle Kunden auf die Preissignale reagieren, liegen die integrierbaren Kundenzahlen etwa 50 % höher. Ebenfalls ist dargestellt, dass sich durch ein netzseitiges Flexibilitätsmanagement die Anzahl integrierbarer Kunden vom Typ „Elektromobilist“ oder „Alles Aktiv“ deutlich steigern lässt.

Das simulierte Engpassmanagement basiert auf dem Modell der Spitzenglättung [2], bei dem eine Einschränkung des Endkunden in 1 ½ Stunden am Tag zugelassen wird. Innerhalb einer vom Netzbetreiber vorgegebenen Leistungsgrenze kann der Kunde sich weiter optimieren – die Flexibilität bleibt somit für den Markt erhalten. Netzorientiertes Flexibilitätsmanagement und die Flexibilitätsnutzung durch den Markt lassen sich so kombinieren und die Wirtschaftlichkeit der digitalen Geschäftsmodelle am Markt deutlich steigern.

Weiterhin sind Ergebnisse der simulierten regionalisierten Szenarien abgebildet. Deutlich wird, dass im durchschnittlichen Szenario 2030 keine Grenzwertverletzungen auftreten. Im progressiven Szenario 2030 treten vereinzelt Grenzwertverletzungen im Stadtrand- und vermehrt im Vorstadtnetz auf. Eine detaillierte Analyse der Lastflussergebnisse zeigt, dass im Vorstadtnetz aufgrund der langen Abgänge insbesondere die unteren Spannungsgrenzen verletzt werden und auch am Transformator im progressiven Szenario Über-

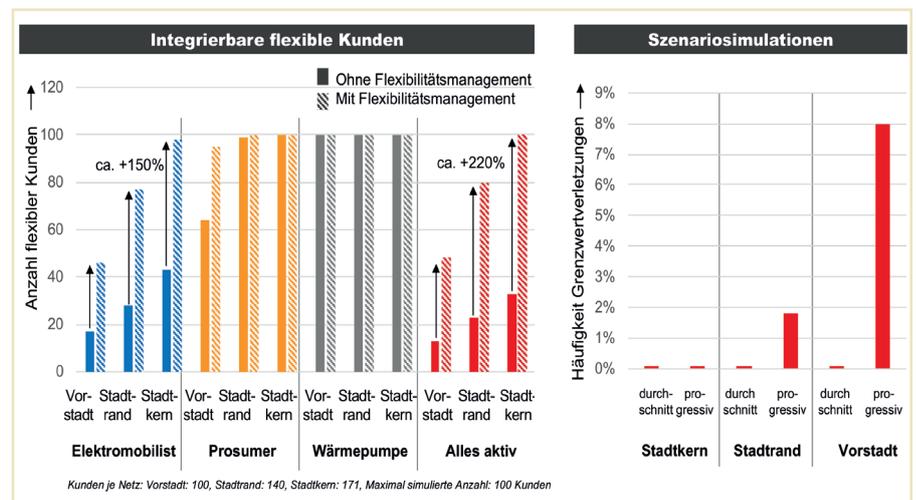


Abb. 2 Integrierbare flexible Kunden ohne und mit Flexibilitätsmanagement

lastungen entstehen. Die Leitungen stellen in keinem betrachteten Netz oder Szenario einen Engpass dar. Weitere Untersuchungen haben gezeigt, dass diese durch ein intelligentes, netzseitiges Flexibilitätsmanagement auf der Lastseite deutlich abgemildert werden können. Dies kann somit kostenintensiven Netzausbau substituieren.

Die im Rahmen des Projekts erzielten Ergebnisse wurden in einer Digitalisierungsagenda zusammengefasst und verschiedene Handlungsempfehlungen abgeleitet. Ein besonderer Fokus lag auf den in der Netzplanung gesetzten Standards und Prämissen. Insgesamt wurden 12 konkrete Handlungsempfehlungen in den Kategorien Werkzeuge, Daten, Betrieb sowie Netzwirtschaft formuliert. Für jede Handlungsempfehlung wurden notwendige Optimierungspotenziale skizziert.

Anpassung der regulatorischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen notwendig

Die Untersuchungen haben gezeigt, dass sich die Versorgungsaufgabe durch flexible Lasten insbesondere im Niederspannungsnetz zukünftig stark verändern wird. Diese flexiblen Verbraucher zeigen nutzungsgetrieben bereits eine hohe Gleichzeitigkeit und können zudem auf externe Preissignale reagieren, wodurch hohe Lastspitzen entstehen können. Ohne ein netzorientiertes Flexibilitätsmanagement ist ein hoher Netzausbaubedarf zu erwarten. Mit dem von der B E T erarbeiteten Instrument des netzorientierten Flexibilitätsmanagements („Spitzenglättung“ [2]) kann die Anzahl integrierbarer flexibler Kunden deutlich erhöht werden.

Kern des Vorschlags ist, dass flexible Verbrauchseinrichtungen im Standardfall am netzorientierten Flexibilitätsmanagement teilnehmen und dafür ein reduziertes Netzentgelt erhalten. Der Netzbetreiber kann durch eine temporäre Begrenzung der Entnahmeleistung für flexible Lasten die Lastspitzen glätten und so entstehende Engpässe im Netz vermeiden. Diese Begrenzung ist zeitlich und im Umfang eng beschränkt, sodass keine spürbaren Komforteinbußen beim Kunden entstehen.

Wenn Kunden mit flexiblen Lasten nicht an der Spitzenglättung teilnehmen wollen, müssen sie sich über höhere laufende Netzentgelte und einmalige Baukostenzuschüsse verursachungsgerecht an den Kosten des von ihnen ausgelösten Netzausbau beteiligen. Die Spitzenglättung steht derzeit im Fokus der im Rahmen der AG Intelligente Netze und Zähler des BMWi begonnenen Branchendiskussion zur zukünftigen Ausgestaltungsoption des §14a EnWG „Steuerebare Lasten“.

Die Praxistauglichkeit eines netzdienlichen Flexibilitätsmanagements für den Netzbetreiber muss gewährleistet sowie die hierdurch entstehenden Kosten (technisch und organisatorisch) möglichst geringgehalten werden. Um die beschriebenen Potenziale zu nutzen, ist eine Digitalisierung des Netzbetriebs und der Netzplanung erforderlich. Ein flächendeckender Ausbau einer Netzzustandsüberwachung ist für die Umsetzung des netzorientierten Flexibilitätsmanagements nicht erforderlich und auch kaum leistbar. Vielmehr steht die Netzplanung vor der neuen Aufgabe, eine wachsende Zahl von Netzanschlussbegehren vor allem für die Elektromobilität zu bearbeiten und dabei nicht nur die maximale Netzbelastung, sondern auch die Häufigkeit von Netzengpässen zuverlässig einzuschätzen. Sie muss die Netzbereiche sicher identifizieren, wo keine Netzengpässe zu erwarten sind, wo mittels netzseitigem Flexibilitätsmanagement z.B. per Spitzenglättung Netzausbau vermieden werden kann und wo konventioneller Netzausbau unvermeidlich oder aus anderen Gründen vorteilhaft ist.

Für die Nutzung des netzseitigen Flexibilitätsmanagements im operativen Netzbetrieb sollte der Netzbetreiber einen Werkzeugkasten entwickeln und vorhalten, der auf einen schrittweisen Aufbau der Netzzustandsüberwachung zielt und dabei auch dezentrale, autarke Regelungen z.B. auf Basis von lokalen Spannungskennlinien zur Behebung der Netzengpässe nutzt.

Quellen

[1] B E T Aachen, Bergische Universität Wuppertal, Boos, Hummel & Wegerich für dena Energieagentur:

„Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung“, 2017.

[2] Ernst & Young, B E T Aachen, WIK Consult: „Barometer Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung und Sektorkopplung“, 2018.

[3] Fraunhofer IWES, Fraunhofer IBP für Agora: „Wärmewende 2030. Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel- und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor“, 2017.

[4] Übertragungsnetzbetreiber: „Netzentwicklungsplan Strom 2019“.

[5] Basierend auf den Netzplanungsgrundsätzen der SWB Netz GmbH und SWO Netz GmbH sowie der FNN-AR-4105.

*Dr. S. Patzack und Dr. W. Zander, B E T Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen; I. Balzer und Dr. M. Hübert, SWB Netz GmbH, Bielefeld; Dr. D. Beerboom und H.-W. Hölscher, SWO Netz GmbH, Osnabrück
Soeren.Patzack@bet-energie.de*