

Stellungnahme zum Eckpunktepapier der BNetzA zur Umsetzung des § 14a EnWG vom 01.01.2023

Dr. Thomas Walter, Stefan Werner
Easy Smart Grid GmbH, 05.01.2023



Netzbetreiber (insbesondere Verteilnetzbetreiber) benötigen die Möglichkeit, auf das technische Verhalten (also den Bezug oder die Einspeisung elektrischer Leistung) ihrer Kunden Einfluss zu nehmen, um ihre Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren etc.) vor möglichen Schäden zu schützen und ihren Beitrag zur Sicherstellung einer zuverlässigen Stromversorgung leisten zu können. Dies sollen sie nach dem Willen des Gesetzgebers dadurch erreichen können, dass sie auf sogenannte steuerbare Verbrauchseinrichtungen (SteuVE) oder Netzanschlüsse (SteuNA) einwirken. Methoden, die über marktliche Anreize indirekt das gewünschte Verhalten bewirken, sind dabei nach Intention des Gesetzgebers steuernden Methoden vorzuziehen, die dieses durch direkte Steuerungshandlungen herbeiführen. Die Bundesnetzagentur kann zwar von diesen Vorgaben abweichen, sollte dies aber gut begründen.

Die Vorgaben im Eckpunktepapier der BNetzA enthalten allerdings selbst im Zielsystem (nach 2029) keinerlei marktliche Methoden. Da davon auszugehen ist, dass die dadurch regulierten Akteure sich danach richten, werden solche marktlichen Methoden also zumindest be-, wenn nicht sogar gänzlich verhindert. Zwar wird den Lieferanten und Letztverbrauchern ein finanzieller Vorteil dafür gewährt, dass sie externe Steuerung zulassen, diese Vergütung soll jedoch explizit nur die Installationskosten der dafür notwendigen Technologie kompensieren, völlig unabhängig von etwa erfolgenden Steuerungshandlungen. Zudem besteht für einen Letztverbraucher mit bestimmten Geräten keine Wahlmöglichkeit, sondern er ist zur Teilnahme verpflichtet. Zwar wird den Teilnehmern im Prosumermodell freigestellt, einen erhaltenen Steuerungsbefehl nach eigener Wahl in unterschiedlicher Weise zu befolgen (etwa statt Abschaltung seiner Wärmepumpe das Laden seines E-Autos zu unterbrechen), in beiden Fällen handelt es sich aber nicht um marktliche Methoden: Diese würden erfordern, dass ein Anreiz zur Verhaltensänderung (wie dem Abschalten der Wärmepumpe und der Unterbrechung des Ladevorgangs des E-Autos) eine freiwillige Entscheidung des Netzkunden herbeiführt. Dabei wäre es auch unerheblich, ob Netzkunde A oder B oder C am selben Strang auf diesen Anreiz reagiert, da das ausschließliche Ziel des Anreizes ja der Schutz der Strang-Infrastruktur ist und es ausreichen kann, wenn einige der Netzkunden die dazu benötigte Reaktion zeigen. Insofern entspricht der Umsetzungsvorschlag auch nicht den Anforderungen des Gesetzgebers.

Deshalb schlagen wir vor, eine weitere Option in das Eckpunktepapier einzuführen, die diesen Anforderungen entspricht. Als Arbeitstitel dafür haben wir „Anreizen mit Bewertungssignal“ gewählt, was sowohl die marktlichen Anforderungen (Anreiz) als auch die Intention des Netzschutzes (Bewertungssignal) ausdrücken soll. Diese Option sieht vor, dass SteuNA/SteuVE in eigener Verantwortung auf Anreize zur Reduzierung oder Erhöhung der Netzbelastung reagieren. Dafür eignet sich insbesondere die zeitliche Lastverschiebung bei Wärmepumpen und dem Laden von E-Fahrzeugen, die in einfacher Weise automatisiert und auf weitere Flexibilitäten wie Hausgeräte erweitert werden kann. Damit bietet diese Option nicht nur den Schutz im traditionellen Netzüberlastungsfall (zu hohe

Entnahmeleistung), sondern auch der bei Prosumern wichtiger werdenden zu hohen Einspeisung. Zeitliche Lastverschiebung hat aus Netzsicht ja weitgehend den identischen Effekt wie die Installation einer Batterie: In einem Zeitraum wird weniger verbraucht als im Referenzfall (Netto-Injektion von Energie), im anderen mehr (Netto-Absorption). Damit werden auch ohne lokale Batterien sehr kostengünstige Flexibilitätsoptionen nutzbar, was die Teilnahmebarrieren und Kosten der Energiewende für die Bürger senkt.

Dass die Bildung von und Reaktion auf solche Anreize einfacher als vielfach vermutet umsetzbar ist, wurde im Projekt SoLAR in Allensbach gezeigt und von der Jury der internationalen Renewables Grid Initiative (in der auch Regulierungsexperten vertreten waren) mit dem „Good Practice Award of the Year 2021“ gewürdigt. Es lässt sich leicht zeigen, dass sich auch mehrere Anreizmethoden und Anreizsignale kombinieren und so flexibel unterschiedliche Ziele unterstützen lassen, von denen der Schutz des Niederspannungsnetz nur eines – wenn auch ein wichtiges – ist, und zugleich die Resilienz des Energiesystems steigt. <https://solarlago.de/solar-allensbach/>

Es ist uns bewusst, dass marktliche Anreize ihre Begrenzungen haben. Deshalb schlagen wir in unserem Überarbeitungsvorschlag vor, bei Erreichung dieser Begrenzungen auf steuernde Methoden zurückzugreifen. Bei geeigneter Auslegung kann und soll aber erreicht werden, dass der relative Anteil der hinzunehmenden steuernden Eingriffe um Größenordnungen so gesenkt wird, dass er zeitlich vertretbar wird ($\ll 0,1\%$ der Zeit). Damit inkludiert diese marktliche Methode als Eskalation die direkte dynamische Steuerung.

Völlig unabhängig von der Tatsache, dass die Nutzung marktlicher Methoden (indirekte Steuerung) die Vorgaben des Gesetzgebers besser erfüllt als direkte Steuerung, muss es auch erhebliche Zweifel an der effizienten Umsetzbarkeit und Betreibbarkeit einer direkten Steuerung geben: Die beabsichtigte gleichmäßige Drosselung aller Teilnehmer ist ökonomisch ineffizient (obwohl es Letztverbraucher geben mag, die problemlos ihre Last reduzieren könnten, wird der Mangel gleichmäßig auf alle Strangnutzer verteilt). Zudem produziert die direkte Steuerung von SteuNA/VE Konflikte mit den einzuführenden dynamischen Endkumentarifen, da der Kunde (bzw. die für ihn handelnden Algorithmen) zukünftige Steuerungs Eingriffe des VNB bei seiner Reaktion auf diese nicht berücksichtigen kann. Sehr viel effizienter ist dagegen die Kombination dynamischer Strompreise und Netzentgelte, die zudem nicht die Einführung zweier unterschiedlicher Steuerungslogiken erfordert.

Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass ein zukünftiges erneuerbares Energiesystem mit volatilen dezentralen Erzeugungsanlagen und weitgehender Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Mobilität ohne Koordination der Leistungsaufnahme und -abgabe in das lokale Stromnetz und nur mit Maßnahmen zum Netzausbau und wenigen direkten Steuereingriffen nicht oder nur zu extremen Kosten realisierbar sein wird. Da der § 14a EnWG für den Netzbetreiber die Möglichkeit bietet, marktliche Anreize zur netzdienlichen Koordination direkt und ohne Umwege über Aggregatoren und mit geringem IKT-Aufwand resilient umzusetzen, sollte diese Chance so früh wie möglich genutzt werden, um die Stromnetze vor einer Überlastung zu schützen.