

LOKALE STROM- UND FLEXIBILITÄTSMÄRKTE

KOSTENREDUZIERUNG BEI DER ENERGIEWENDE DURCH BESSERE AUSNUTZUNG DER VORHANDENEN NETZINFRASTRUKTUR UND GESTEIGERTE AKZEPTANZ

Die durch den russischen Überfall auf die Ukraine ausgelöste Energiekrise stellt eine Zäsur in der europäischen, aber vor allem in der deutschen Energiepolitik dar. Gleichzeitig werden nun auch in unseren Breiten die Schäden durch den bislang unbegrenzten Klimawandel sowie die damit verbundenen Folgekosten immer deutlicher sichtbar. Die Erkenntnis, dass der schnelle Ausbau der Erneuerbaren Energien ein Schlüsselement im Kampf gegen die Energie- und Klimakrise ist, setzt sich mittlerweile sowohl in der Politik als auch der Gesellschaft durch.

Aufgrund der Tatsache, dass mindestens in den letzten 13 Jahren – seit dem erneuten Beschluss zum Ausstieg aus der Kernenergie – die Weichen nicht in die richtige Richtung gestellt wurden, wesentliche Investitionen in die notwendige Infrastruktur nicht getätigt oder verzögert und die Reformierung unseres Strommarktdesigns verschleppt wurde, führt nun allenthalben zu paradoxen und teuren Situationen. So werden regelmäßig Verbraucher:innen im Süden der Republik aufgefordert, Strom zu sparen, obwohl bzw. gerade weil im Norden der Republik Strom mittels Windkraft produziert wird, der aufgrund fehlender Netzkapazitäten aber nicht in den Süden transportiert werden kann. Da dies beim Handel des Stromes nicht berücksichtigt wurde, fehlen im Süden aktivierte Kraftwerkskapazitäten. Allein im ersten Halbjahr 2022 lagen die Kosten für das hierdurch bedingte Netzengpassmanagement entsprechend Zahlen der Bundesnetzagentur bei knapp 2,2 Mrd. Euro¹⁾.

Dass Netzkapazitäten, gerade von Übertragungsnetzen in manchen Teilen der Republik nicht beliebig schnell ausgebaut werden können, liegt auf der Hand. Unverständlich ist aber, dass im oftmals beschworenen Zeitalter der Digitalisierung Strom immer noch nach dem Kupferplattenprinzip²⁾ gehandelt wird, ohne hierbei die limitierten Netzkapazitäten zu berücksichtigen.

Ebenfalls unverständlich ist die Tatsache, dass diejenigen Regionen, die in den Ausbau der Erneuerbaren und damit auch in den Ausbau der Netzinfrastruktur investieren, am Ende mit höheren Netzentgelten bestraft werden und gleichzeitig keine unmittelbaren Vorteile hinsichtlich der Stromkosten haben. Weder private Haushalte noch Industrie- oder Gewerbetreibende. Es ist daher nicht verwunderlich, dass die Akzeptanz für den weiteren Ausbau in diesen Regionen bröckelt und in anderen Regionen erst gar nicht gesteigert werden kann.

Gleichzeitig schreitet mit dem Einsatz von Wärmepumpen in unterschiedlichen Größenklassen sowie mit dem Umstieg auf elektrische Antriebe bei PKWs, LKWs und Bussen die Elektrifizierung im Wärme- und Mobilitätssektor zunehmend voran, was wiederum den Stromverbrauch steigen lässt. Mit vorhersehbaren Folgen: Es kommt zu partiellen und temporären Netzengpässen, da es an geeigneten Koordinationsmechanismen für flexible Verbraucher mangelt.

Mit der neuen Fassung des §14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) soll hierfür nun ein entsprechender Koordinationsmechanismus eingeführt werden. Demnach sollen die Netzbetreiber:innen die Möglichkeit bekommen, steuernd – von außen – auf die entsprechenden Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladesäulen einzuwirken. Letztendlich aber ohne Wissen über die Bedürfnisse zum aktuellen Zeitpunkt oder der kommenden Stunden. So ist es nicht erstaunlich, dass die Akzeptanz für dieses neue Instrument bei den Endverbraucher:innen sehr gering ist.

All dies verwundert um so mehr, da es in den letzten Jahren eine ganze Reihe von Forschungs- und Demonstrationsprojekten gegeben hat, die Lösungen für die zuvor genannten Herausforderungen aufgezeigt haben. Allen voran sei hier das Projekt „pebbles“ genannt, welches den lokalen Handel von Strom einschließlich der Flexibilitäten von Speichern und steuerbaren Verbrauchern demonstriert

hat. Im Unterschied zu anderen Projekten wurden beim Handel die Netzrestriktionen berücksichtigt und es kamen differenzierte Netzentgelte als Anreiz zur Verschiebung von Verbrauch oder Einspeisung zum Einsatz.

Vorteile lokaler Strom- und Flexibilitätsmärkte

Die Vorteile eines lokalen Handels über eine Handelsplattform mit multi-kriterieller Optimierung, wie er im Projekt „pebbles“ realisiert wurde, lassen sich grundsätzlich in zwei Kategorien gliedern. Zum Einen in Vorteile für Endverbraucher:innen sowie Anlagenbetreiber:innen und zum Anderen in Vorteile für die Gesellschaft im Allgemeinen.

Verbraucher:innen können bei entsprechender Verfügbarkeit oder unter Nutzung eigener Lastverschiebepotentialen lokalen Strom zu günstigeren Konditionen einkaufen. Anlagenbetreiber:innen können ihren erzeugten Strom zu besseren Konditionen lokal verkaufen. Beides begründet sich durch die gewählten Rahmenbedingungen, durch die bei Verbraucher:innen ein reduziertes Netzentgelt auf die Stromkosten aufgeschlagen wird, wenn der Strom von lokalen Anlagenbetreiber:innen stammt. Zudem entfallen die Margen von Zwischenhänd-

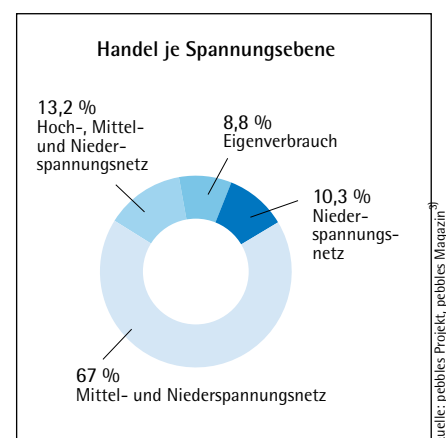


Bild 1: Verhältnis der gehandelten Strommengen je Spannungsebene, projiziert für das Jahr 2030

lern. Ein weiterer wesentlicher Vorteil auf Seiten der Verbraucher:innen ist, dass diese die höchstmögliche Kontrolle über den Einsatz ihrer Verbraucher wie Wärmepumpen und Ladestationen behalten und keinen ggf. unpassenden Abregelungen unterworfen sind, wie dies beim Einsatz einer neuen Fassung des §14a der Fall wäre.

Die gesamtgesellschaftlichen Vorteile ergeben sich einerseits durch einen lastnahen Zubau von Erzeugungs- und Speicherkapazitäten, die durch die Anreizmechanismen des lokalen Marktes erreicht werden. Hierdurch kann die Konzentration von Erzeugungsanlagen an wenigen Standorten bzw. Regionen und der damit verbundene Bedarf des teuren, langwierigen und oftmals umstrittenen Ausbaus von Übertragungsnetzkapazitäten reduziert werden.

Andererseits ergeben sich weitere Vorteile durch die freiwillige, marktliche Zurverfügungstellung von Flexibilitätspotentialen durch Verbraucher:innen und Anlagenbetreiber:innen. Gemäß eines Berichts des VDE aus dem Jahre 2022 wird die Höhe der nutzbaren Flexibilitätspotenziale auf der Verbraucher:innenseite im zweistelligen Gigawatt-Bereich eingeschätzt⁴⁾. Werte, die 20 bis 30 % der durchschnittlichen Spitzenlast in Deutschland entsprechen. Für eine Laststeuerung vor allem der kleineren Lasten würden aktuell allerdings vielerorts in den Verteilnetzen die nötigen technischen Voraussetzungen zur Fernsteuerung fehlen. Durch einen marktlichen Ansatz mittels lokaler Strom- und Flexibilitätsmärkte, bei dem die Verbraucher:innen und Anlagenbetreiber:innen selbst für den Einbau der nötigen eigenen Energiemanagementsysteme sorgen, können sich diese Potentiale rascher realisieren lassen. Außerdem ist davon auszugehen, dass sich über den freiwilligen, Ansatz ein wesentlich größerer Anteil dieser Potentiale ergibt.

Als Ergebnis kann der Bedarf des Ausbaus von Verteilnetzkapazitäten reduziert werden.

Sowohl der reduzierte Übertragungssowie Verteilnetzausbau führen dazu, dass die auf die Gesamtheit umzulegenden Kosten in geringerem Maße steigen werden, als sie dies ohne diese Anreizmechanismen tun würden. So geht z. B. E-Bridge in einer Studie aus dem Jahr 2019 davon aus, dass sich die Netzausbaukosten von Nieder- und Mittelspannungsnetzen in Deutschland durch einen systemdienlichen Einsatz der Lastverschiebepotentiale um rund 77 % reduzieren ließen⁵⁾.

Ein weiterer gesamtgesellschaftlicher Vorteil ist die Steigerung der Resilienz des

Energiesystems, die durch eine erhöhte lokale Deckung des Stromverbrauchs erreicht werden kann. Diese wird durch einen verstärkten lastnahen Zubau von Erzeugungsanlagen und Speichern erreicht. Im Falle überregionaler Netzausfälle sind diese (Netz-)Regionen dann eher in der Lage – zumindest zeitlich befristet – in einem isolierten Zustand weiter betrieben zu werden. Gut beschrieben sind diese Mechanismen in den Konzeptpapieren des Fachausschusses „Zellulare Energiesysteme“ des VDE⁶⁾.

Rahmenbedingungen und Umsetzungsvoraussetzungen

Schlussendlich stellt sich die Frage, welche Rahmenbedingungen und Voraussetzungen es mit den eben genannten Vorteilen bräuchte.

An dieser Stelle sei zunächst darauf verwiesen, dass aufgrund des sog. „Clean Energy for all Europeans Package“ (CEP) der EU aus dem Jahre 2019 alle Mitgliedsländer verpflichtet waren, bis Mitte 2021 einen Rechtsrahmen für die Etablierung lokaler Energiegemeinschaften zu schaffen. Weder die alte noch die aktuelle Bundesregierung sind dieser Verpflichtung bislang nachgekommen. In Österreich gibt es einen solchen Rechtsrahmen bereits seit 2021. Hier ist der Austausch von Strom auf lokaler Ebene innerhalb der Energiegemeinschaften zu einem um bis zu 64 % reduzierten Netznutzungsentgelt möglich⁷⁾.

Um lokale Strom- und Flexibilitätsmärkte nach dem Beispiel des Projekts „pebbles“ mit all seinen Vorteilen umzusetzen, bräuchte es allerdings weitergehende Maßnahmen und Reformen, wie sie im Policy-Paper „Lokale Energiemärkte für eine kostenoptimierte Energiewende“ des Projektes „pebbles“ definiert sind⁸⁾.

Allem voran sei hier die Etablierung regionaler Marktplätze genannt, die in Ergänzung zu den zentralen Märkten flächendeckend aufgebaut werden müssen. Gleichsam gilt es Regeln zu definieren, nach denen der Handel von Strom und Flexibilitäten bzw. Systemdienstleistungen zwischen den zentralen und den regionalen Märkten ermöglicht wird. Ebenso müssen Regeln für die Teilnahme an den regionalen Märkten definiert werden. So gilt es z. B. das sog. Inc-Dec-Gaming zu unterbinden, nach dem sich Marktteilnehmende über das gleichzeitige Bieten an verschiedenen Märkten Vorteile verschaffen können. Hierfür müssten regulatorische Regeln und technische Maßnahmen implementiert werden, die es unterbinden, dass Anlagenbetreiber:innen gleichzeitig an lokalen und überregionalen Märkten handeln kön-

nen. Zudem benötigt es Regeln, um eine marktbeherrschende Stellung einzelner Akteure auf den regionalen Märkten zu verhindern. Daneben ist eine Festlegung einer optimalen Gebietsaufteilung für die regionalen Märkte erforderlich.

Fazit

Die Etablierung lokaler Strom- und Flexibilitätsmärkte bietet eine Vielzahl von Vorteilen. Diese sind zum einen eine Stärkung der lokalen Wertschöpfung durch niedrigere Stromkosten der Verbraucher:innen sowie höhere Verkaufserlöse lokaler Anlagenbetreiber:innen. Zum anderen sind es niedrigere Kosten für den Netzausbau sowie das Einspeisemanagement.

Zusätzlich ist es die Chance, durch eine höhere Akzeptanz – die durch die beiden vorgenannten Gründe erreicht wird – den Ausbau der Erneuerbaren zu beschleunigen.

Allerdings ist hierfür eine substanzielle Umgestaltung unseres Energiemarktdesigns erforderlich. Wann wäre hierzu allerdings ein besserer Zeitpunkt als der aktuelle, in dem das Bundesministerium für Klima und Wirtschaft unter Einbeziehung vieler Stakeholder an der Entwicklung eines Marktdesigns für ein klimaneutrales Stromsystem arbeitet?

Fußnoten

- 1) R. Paschotta, Artikel ‚Strommarkt‘ im RP-Energie-Lexikon
- 2) Bundesnetzagentur: Quartals-Bericht Netzengpassmanagement zweites Quartal 2022
- 3) pebbles Magazin, März
- 4) VDE Studie Zukunftsbild Energie, November 2022
- 5) smartEn - Smart Energy Europe, Demand-side flexibility in the EU
- 6) Fachausschusses „Zellulare Energiesysteme“, ein Gemeinschaftsausschuss von VDE ETG und VDE ITG
- 7) Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften
- 8) Policy Paper „Lokale Energiemärkte für eine kostenoptimierte Energiewende - Eine Blaupause für die nächste Bundesregierung“

ZUM AUTOR:

► *Dipl. Ing. (FH) Stefan Jessenberger*

1. Vorsitzender des Energiewende ER(H)langen e.V., beschäftigt bei Siemens Smart Infrastructure in der Geschäftseinheit Elektrifizierung & Automatisierung und Initiator des Projektes pebbles
Stefan.Jessenberger@Energiewende-ERHlangen.de