

Akademie der
Toblacher Gespräche

Accademia dei
Colloqui di Dobbiaco



Bernd Hirsch

Dezentral und digital. Der Bürger und die
Gemeinden als Prosumer

Dezentral und digital. Bürger und Gemeinden als Prosumer

Die Energiewende ist dezentral und digital, so heißt es oft. Das stimmt beides so pauschal nicht, zumindest nicht für die Gegenwart im deutschen Energie- bzw. Stromsystem, auf das dieser Beitrag fokussiert. Die **Dezentralität**, als eines der prägenden Merkmale der frühen Jahre der Energiewende, hat in Deutschland in den letzten Jahren durch entsprechende Regulation eher abgenommen bzw. an Bedeutung verloren – und zwar überproportional stärker als der ohnehin gedrosselte Ausbau erneuerbarer Energien. Sie bleibt jedoch, so die **erste These** dieses Beitrags, ein entscheidender Erfolgsfaktor der Energiewende, dem wieder mehr Geltung in seinen entscheidenden Facetten verschafft werden muss, wenn sie gelingen soll. Die **Digitalisierung** des Energiesystems erlebt bislang eine eher gebremste Dynamik, viele Potenziale werden nur langsam oder noch gar nicht erschlossen - auf der anderen Seite entwickeln sich aber bereits negative Effekte wie Rebounds, Datenschutzprobleme und gravierende Verwundbarkeiten insbesondere des Stromsystems. Die Digitalisierung, so eine **zweite These**, ist die *enabling technology* für eine dezentrale Energiewende, die allerdings auch gravierende Verwundbarkeiten mit sich bringt. Diese Verwundbarkeiten können ebenfalls durch konsequente Stärkung lokaler bzw. regionaler Energieversorgungsstrukturen gemindert werden. Eine **dritte These** lautet, dass wichtige Akteure in einem digitalen, dezentralen oder auch zellular geprägten Energiesystem der Zukunft die sogenannten **Prosumer** sind, wobei es sich hierbei um Einzelpersonen, Objekte oder aber um lokale Zusammenschlüsse mehrere Akteure in einem Gebiet (Quartier, Kommune oder Verteilnetz) handeln kann. Der Beitrag beleuchtet die angesprochenen Begriffe, ihre Eigenschaften und Dynamiken, ihre Zusammenhänge und die Potenziale für den Erfolg der Energiewende.

Konflikte um die De/Zentralität des Stromsystems

Landläufig wird unter Dezentralität vereinfacht der Wechsel von einem auf Großkraftwerken basierenden Stromsystem zu einer Vielfalt (im Vergleich deutlich) kleinerer erneuerbarer Kraftwerke oder BHKW verstanden, die zudem zu abertausenden auf den unteren Netzebenen einspeisen. Diese auf die Erzeugung fokussierte Beschreibung wird häufig noch um die Eigenschaft „nah bzw. fern vom Verbrauch“ ergänzt. Bereits hier zeigen sich Unschärfen, da auch Großkraftwerke zum Teil nah an Lastzentren gebaut wurden oder große Windparks oder Solaranlagen fern des Verbrauchs primär nach Standortfaktoren errichtet werden. Und dennoch: die, Eigenschaft, dass erneuerbare Energien tendenziell in großer Zahl, überall verteilt in unterschiedlichen Mixturen und tendenziell nah am Verbrauch errichtet werden können, kann sinnvollerweise als dezentral bezeichnet werden, während die

Errichtung einer großen Erzeugungseinheit an einem verbrauchsfernen Standort - zum Beispiel aus Kostengründen –, als zentral bezeichnet werden kann. Die Errichtung zentraler Großkraftwerke wurde möglich, als genügend Übertragungskapazität vorhanden war, um diese Skalen- und Standortvorteile zu nutzen. Nach der Liberalisierung wurde die zentrale Stromversorgung zudem durch den (zentralen) Marktmechanismus der Strombörse stabilisiert. In Zeiten zunehmender Netzengpässe ist das „zentrale“ Paradigma der sog. „Kupferplatte“ jedoch in Frage zu stellen. Durch die überproportional steigende Erzeugungsleistung der beiden bedeutendsten Technologien Windkraft und Photovoltaik erscheint es zudem weder ökonomisch sinnvoll, noch sozial akzeptabel, jede erzeugbare kWh durch einen entsprechenden Netzausbau aufnehmen zu wollen (ähnlich Agora Energiewende 2017). Vielmehr muss das Ziel sein, vor Ort bereits hinreichend viel Flexibilität zu erschließen, so dass ein Ausgleich geschaffen werden kann. Derzeit erfolgt der Ausgleich in Form von Redispatch oder Regenergie jedoch primär auf zentral gesteuerten Märkten und durch zentrale Akteure. Dies kann u.a. zur Folge haben, dass das überregionale Marktsignal der Börse mit der konkreten Situation in einem Verteilnetz aufgrund von Netzengpässen nicht übereinstimmt. Die derzeit überwiegende Zentralität der energiewirtschaftlichen Teilmärkte, die für Ausgleich sorgen können, führt angesichts von Netzengpässen im Ergebnis dazu, dass immer mehr erneuerbarer Strom abregelt werden muss. Eine Erhöhung der flexiblen Ausgleichskapazitäten vor Ort würde bedeuten, dass man (netzdienlichen) Eigenverbrauch, Prosuming und echte Regionalstromangebote stärkt, die örtlichen Netzbetreiber lokale Flexibilität nachfragen lässt und damit auch Sektorkopplung vor Ort erschließt.

Es gibt noch einen weiteren, immer bedeutender werdenden Aspekt, der für Dezentralität als neues Leitprinzip spricht: Die Flächen und die Akzeptanz für große Projekte wie Großkraftwerke und Übertragungsnetze werden immer knapper – und es scheint, als kann nur echte Beteiligung und lokale Teilhabe an den noch zu großer Zahl zu errichtenden Anlagen das Erreichen der Energiewendeziele sicherstellen. Dezentralität muss somit mit ökonomischer Teilhabe als „enabler“ für Akzeptanz einhergehen, um Standortnachteile der Anlagen auszugleichen und Vorteile für die Betroffenen wie Beschäftigung und Wertschöpfung zu erschließen (Hirschl et al. 2010). Mit dieser Logik können signifikante regionalökonomische Beiträge insbesondere für strukturschwache Regionen, für sich wandelnde Kohleregionen oder für urbane Zentren entstehen.

Digitalisierung als *enabler* einer konsequent dezentralen Energiewende

Der starke Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien bedeutet zwar zunehmenden Stress für die Systemstabilität, diese kann jedoch durch digitale Informationen in kurzen

Rhythmen, bestenfalls in Echtzeit, zunehmend effizienter aufrecht erhalten werden. Auch eine zunehmende Dezentralisierung mit der damit einhergehenden wachsenden Zahl an Akteuren, Kontrakten und Daten ist mit digitalen Lösungen (z.B. Plattformen) leichter beherrschbar. Allerdings gibt es derzeit gewissermaßen digitale Parallelwelten im Energiesystem. Zum einen den stark regulierten Bereich der smart meter, die deshalb in Deutschland bis heute noch nicht am Markt sind. Auf der anderen Seite den gewissermaßen unregulierten Bereich von *smart home apps*, die derzeit primär über die unsicherste Komponente im IuK-Bereich in unsere Häuser kommen: unsere Smartphones. Damit ist ein gewichtiges Problem angesprochen, das nicht nur den *smart home*-Bereich betrifft, sondern die gesamte Digitalisierung in sensiblen Bereichen des Energiesystems: ungenügender Datenschutz und gezielte Hackerangriffe. Beides kann die Quelle für eine Bedrohung sein, die unsere Gesellschaft an den Rand ihrer (zivilisatorischen) Existenz bringen kann: ein langanhaltender und großflächiger *blackout*. Aktuelle Untersuchungen zur Verwundbarkeit des Stromsystems kommen immer mehr zu dem Schluss, dass durch die Digitalisierung des Stromsystems eine inhärente Verwundbarkeit erfolgt - die im Übrigen bei zentralen wie dezentralen Energiesystemen ähnlich hoch sein dürfte (Hirschl et al. 2018). Unterschiedlich jedoch scheint aus heutiger Sicht die Resilienz zu sein, mit der verschiedenen de/zentrale Systemdesigns mit einem solchen *blackout* umgehen können: eine sog. zellulare, d.h. (zumindest partiell) inselnetzfähige Systemarchitektur, welche die „analog“ verfügbaren erneuerbaren Energien vor Ort auch ohne übergeordnetes Netz nutzen kann, ist resilienter. Wenn wir somit Digitalisierung mit all ihren Chancen und den Gefahren durchdeklinieren, führt auch diese Betrachtung auf eine konsequent dezentrale Struktur.

Prosuming als Schlüssel in einer dezentralen Energiewelt

Wenn man das Zusammenkommen bzw. das „Matching“ von Erzeugung und Verbrauch vor Ort stärken will, dann bedeutet dies automatisch die Stärkung der sog. Prosumer-Ansätze. Im oben beschriebenen Sinne meint Prosuming dann nicht nur den privaten Solaranlagenbesitzer, der seinen Strom selbst verbraucht, sondern auch unterschiedlichste Erzeugungsgemeinschaften, die ihre lokale Erzeugung möglichst gut mit ihrem Verbrauch oder dem ihrer Mitglieder oder Kunden koppeln. Dies schließt Mieterstrommodelle ebenso mit ein wie Quartiersversorgungen und auch (echte) Regionalstromangebote (Gähns et al. 2016). Die Anforderung der Netzdienlichkeit kann dabei durch digitale Lösungen gezielt erfüllt werden, ohne dass signifikante Einbußen bei der Erzeugung entstehen (für PV-Speicher siehe z.B. Gähns et al. 2015). Im Gegenteil können hier auf Ebene der Verteilnetze und darüber hinaus zusätzliche Systemdienstleistungen erschlossen werden. Dies alles erhöht wiederum

regionale Teilhabe und Wertschöpfung. Dies ist in besonderem Maße der Fall, wenn kommunale Unternehmen oder die Kommunen selbst beteiligt sind; dann kann zudem ein größtmöglicher Verteilungseffekt erzielt werden.

Fazit

In der Debatte um die De/Zentralität des Strom- bzw. Energiesystems geht es nicht um ein pauschales entweder-oder sondern um die Frage, welche Ebene die prägende Ebene der neuen Systemarchitektur von Energiemarkt und –System ist. Das Energiesystem der Zukunft sollte dabei nach Ansicht des Autors viel stärker und konsequent dezentral und digital ausgestaltet sein, und dabei hohe Anforderungen an Datensicherheit und Resilienz sowie größtmöglicher Teilhabe vor Ort gewährleisten. Solche (zellularen) Strukturen erfordern jedoch einen anderen energiewirtschaftlichen Rahmen, der viel stärker als jetzt systemdienliche Erzeugung und Flexibilität vor Ort fördert. Damit können auch deutlich gezielter lokale Themen wie Sektorkopplung, aber auch Effizienzpotenziale, Wärme- und Mobilitätswende leichter adressiert sowie regionale Wertschöpfung und Beschäftigung geschaffen werden. So können möglichst viele Bürger/innen an der Energiewende teilhaben, es kann zusätzliches privates Kapital gewonnen und die Akzeptanz erhöht werden. Dabei können viele – aber nicht alle müssen aktive Prosumer werden; auch weiterhin werden professionelle Energiedienstleister in der neuen Energiewelt eine wichtige Rolle spielen. Der Wandel besteht darin, dass ein Großteil des Stroms der Zukunft nicht einfach „aus der Steckdose kommt“, sondern „von hier“ – oder wie wir Berliner sagen: „aus meinem Kiez“.

Literatur

Agora Energiewende (2017): Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf.

Gähns, Swantje, Astrid Aretz, Markus Flaute, Christian A. Oberst, Anett Großmann, Christian Lutz, Daniel Bargende, Bernd Hirschl und Reinhard Madlener (2016): Prosumer-Haushalte: Handlungsempfehlungen für eine sozial-ökologische und systemdienliche Förderpolitik. Arbeitsbericht/Forschungsbericht. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Arbeitspapier_Simulation-von-Prosumer-Haushalten.pdf.

Gähns, Swantje, Katrin Mehler, Mark Bost und Bernd Hirschl (2015): Acceptance of Ancillary Services and Willingness to Invest in PV-storage-systems. *Energy Procedia* 73, Nr. June 2015 (Juni): 29–36.

Hirschl, Bernd, Astrid Aretz, Mark Bost, Mariela Tapiela und Stefan Gößling-Reisemann (2018): Vulnerabilität und Resilienz des digitalen Stromsystems. Endbericht des Projekts „Strom-Resilienz“. Berlin, Bremen: Institut für Ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und Universität Bremen, Fachgebiet Resiliente Energiesysteme. https://www.strom-resilienz.de/data/stromresilienz/user_upload/Dateien/Schlussbericht_Strom-Resilienz.pdf.

Hirschl, Bernd, Astrid Aretz, Andreas Prah, Timo Böther, Katharina Heinbach, Daniel Pick und Simon Funcke (2010): Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Schriftenreihe des IÖW 196/10. Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. http://www.kommunal-erneuerbar.de/fileadmin/content/PDF/IOEW_ZEE_Kommunale_Wertschoepfung_durch_Erneuerbare_Energien_SR_nov_10_03.pdf.