

6 Thesen zu einer de.zentralen Energiewende

-ein Diskussionsbeitrag-

Erkenntnisse aus dem Projekt **de.zentral**

Berlin/Potsdam/Oldenburg im März 2017

Autorinnen und Autoren

Dr. Eva Schmid (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung)

Dr. Anna Pechan (Universität Oldenburg)

Paul Neetzow (Humboldt-Universität zu Berlin)

Christina Rooffs (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung, TU Berlin)

Linda Neubauer (Universität Oldenburg)

Prof. Dr. Klaus Eisenack (Humboldt-Universität zu Berlin)

Motivation

Das Schlagwort dezentral – als Gegensatz zum Attribut zentral – hat im Energiewendediskurs seit einigen Jahren zunehmende Konjunktur. Obgleich jede/r eine eigene Auslegung des Begriffs hat, ist es nahezu unmöglich diesen rigoros und einheitlich zu definieren. So resümiert etwa die Agora Energiewende (2017), dass es ein „vielschichtiger Begriff ist“, dem man geradezu die Seele raubt beim Versuch ihn festzuklopfen. Allerdings kann ein öffentlicher Diskurs mit Verwendung eines Begriffes, über den es keine einheitliche Interpretation/Definition gibt, auf Dauer wenig produktiv sein. Abbildung 1 verdeutlicht diese Problematik; sie illustriert die meistgenannten Antworten von 26 Praxisakteuren aus dem deutschen Stromsektor auf die offene Frage „Was verstehen Sie unter einer zentralen/dezentralen Strominfrastruktur?“. Die Antworten sind gruppiert in etablierte Akteure („Incumbents“, aus den Feldern konventionelle Kraftwerke, großskalige Erneuerbare und Übertragungsnetz), herausfordernde Akteure („Challenger“, aus den Feldern kleine und mittlere Erneuerbare und Verteilnetz), und andere Akteure („undefiniert“, aus den Feldern Speicher und Nachfragesektor).

Im Projekt de.zentral näherten wir uns den Begrifflichkeiten indem wir verschiedene Gestaltungsoptionen für die Energiewende aus den Perspektiven Technologien, Akteure und Institutionen beleuchteten. Im Folgenden stellen wir sechs Thesen zur Debatte, die die Haupteigenschaften unserer Forschung über die Projektlaufzeit 8/2013-3/2017 widerspiegeln.

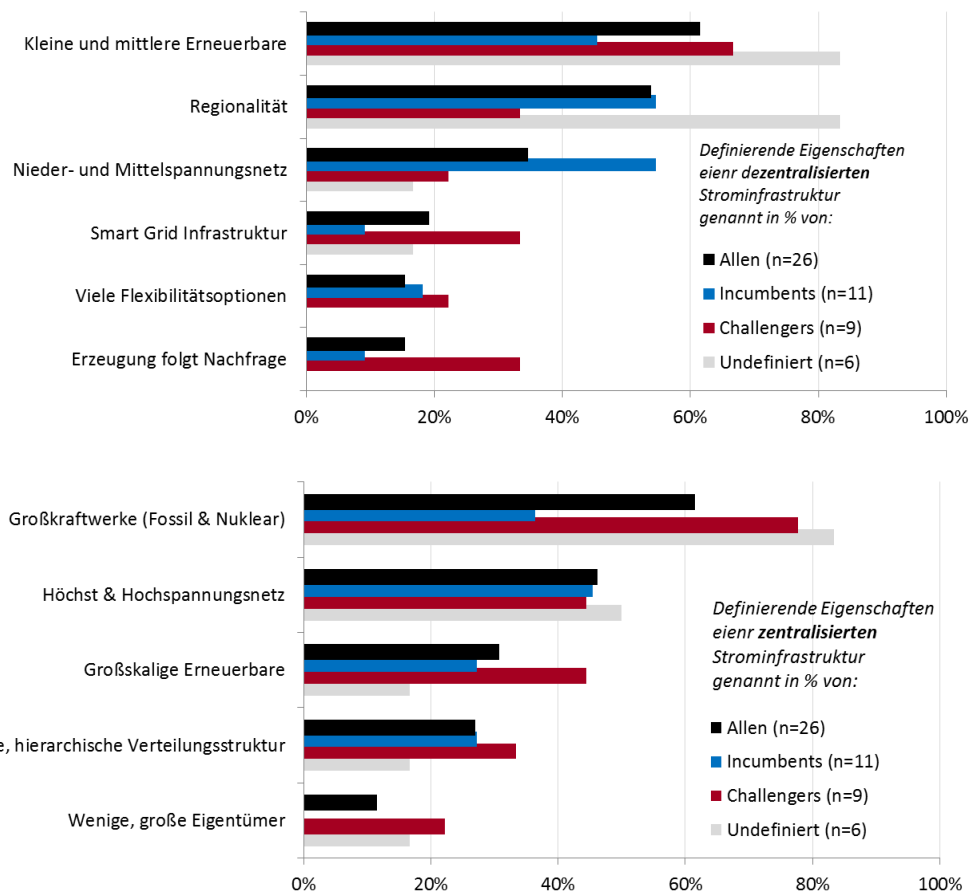


Abbildung 1. Ergebnisse der offenen Frage. „Was verstehen Sie unter einer zentralen/dezentralen Strominfrastruktur?“, es wurden 26 Praxisakteure in Telefoninterviews befragt (Schmid et al., 2017) (Mehrfachnennungen möglich).

6 Thesen zur einer de.zentralen Energiewende

1. Zentral versus dezentral ist kein hilfreicher Gegensatz; es geht um das Kontinuum von „konzentriert“ bis „verteilt“ im Mehr-Ebenen-System.

2. Die Gestaltungsfrage „Wo konzentriert, wo verteilt?“ hat einen institutionellen Kern, keinen technischen.

3. Herausfordernde Akteure präferieren eine eher verteilte Ausgestaltung der Energiewende, welche substantielle Reformen erfordert.

4. Ob der Ausbau von Windenergie eher räumlich konzentriert oder verteilt stattfindet ist abhängig vom institutionellen Rahmen.

5. Die Systemeinflüsse von Speichern sind von ihrer räumlichen Verteilung abhängig.

6. Ein Mindestpreis im EU-ETS stärkt die Möglichkeiten von unilateralen Klimaschutzambitionen Deutschlands.

These 1: Zentral versus dezentral ist kein hilfreicher Gegensatz; es geht um das Kontinuum von „konzentriert“ bis „verteilt“ im Mehr-Ebenen-System.

Das Begriffspaar „zentral“/„dezentral“ suggeriert einen Gegensatz. Es impliziert, dass die Diskussion darum ginge, ob man in Zukunft ein zentrales oder ein dezentrales System möchte. Allerdings wird dabei der wichtige Aspekt außer Acht gelassen, dass es sich beim Stromsystem sowohl aus technischer als auch institutioneller Sicht um ein Mehr-Ebenen-System handelt, in dem die verschiedenen Elemente auf verschiedenen Ebenen gleichzeitig existieren. Das wird deutlich, wenn man sich die sieben Netzebenen und parallel die politischen Einheiten Kommune, Stadt, Landkreis, Region, Bundesland und Bund vor Augen führt. Es geht also im Kern nicht um den Gegensatz, sondern um eine sinnvolle Koexistenz zwischen den Ebenen und einem Kontinuum in der Frage, wo die angestrebten Lösungen eher konzentrierten und wo eher verteilten Charakter haben (siehe These 2).

Zur Präzisierung der Debatte schlagen wir daher vor, die Begriffe zentral und dezentral mit zwei gebräuchlicheren Begriffen zu ersetzen, nämlich konzentriert und verteilt, und diese jeweils explizit in den Bezug zur betrachtete Perspektive zu setzen: Aus der Perspektive der Technologien stellen Kraftwerke mit großen Erzeugungskapazitäten räumlich konzentriert große Mengen an Strom bereit. Dagegen können kleine bis mittelgroße Anlagen, wenn sie in großer Zahl installiert werden, räumlich verteilt Strom erzeugen. Oft korrespondiert die technische Perspektive mit der Besitzstruktur im Kontinuum von konzentriert (weniger, große Besitzer) zu verteilt (viele, kleine Besitzer) aus Sicht der Akteure. Aus der Perspektive der Institutionen sind Maßnahmen und Regeln, die auf europäischer oder nationaler Ebene angesiedelt sind konzentriert, und solche die auf regionaler oder lokaler Ebene eingesetzt werden verteilt. Ein Vorteil des Attributs „verteilt“ ist, dass er in der Alltagssprache in einer Art und Weise genutzt wird, die nahelegt, dass die Ausgestaltung einer Verteilung unterschiedlich sein kann, sowohl vom Verfahren als auch vom Ergebnis her.

These 2: Die Gestaltungsfrage „Wo konzentriert, wo verteilt?“ hat einen institutionellen Kern, keinen technischen.

Bei der langfristigen Transformation des deutschen Energiesystems als Mehr-Ebenen-System stellt sich die Frage, wo man eher konzentrierte und wo eher verteilte Lösungen anstreben möchte. Aus technischer Sicht gibt es hier keine zwingenden Restriktionen. Es kann zwar sein, dass eine zu ausgeprägte Koexistenz von konzentrierten und verteilten Lösungen (z.B. große räumlich konzentrierte Wind Offshore Kapazitäten und zugleich sehr viele verteilte Aufdach-PV Anlagen) zu vergleichsweise höheren volkswirtschaftlichen Gesamtkosten führt – und damit auch zu Ineffizienzen. Technisch ist dies allerdings unproblematisch. Bereits heute koexistieren konzentrierte und verteilte Technologien, ohne dass damit große Probleme einhergehen. Aus institutioneller Perspektive hingegen führt eine Koexistenz von Regeln und Verantwortlichkeiten auf unterschiedlichen Ebenen (z.B. Übertragungs- und Verteilnetzebene) zu Ineffizienzen und Konflikten. Wenngleich die Zuständigkeit zwischen den Ebenen aufgeteilt werden kann (Subsidiaritätsprinzip), führen parallel auf verschiedenen Ebenen bestehende Zuständigkeiten (z.B. Verantwortlichkeit für Systemstabilität) zu eben solchen Konflikten.

In der Auseinandersetzung unterschiedlicher Interessensgruppen um eine zentrale oder dezentrale Ausgestaltung des zukünftigen Stromsystems geht es daher nur scheinbar um die technische Umsetzung. Der eigentliche Konflikt ergibt sich zwischen den zugrundeliegenden Werten und Zielen der jeweiligen präferierten Ausgestaltung (vgl. Schmid et al., 2015; 2017). Während beispielsweise bei einem konzentrierten Ausbau Erneuerbarer Energien an den besten Standorten die Effizienz im Vordergrund steht, messen Befürworter eines verteilten Ausbaus der regionale Wertschöpfung oder der Resilienz bezüglich Extremereignissen einen hohen Wert bei. Die zur wissenschaftlichen Politikberatung genutzten Optimierungsmodelle bilden meist nur die Effizienzperspektive ab. Statt diese unterschiedlichen Wertvorstellungen und zusätzlich verfolgten Ziele zu thematisieren, bleiben die Diskussionen hauptsächlich auf der technischen Ebene.

These 3: Herausfordernde Akteure präferieren eine eher verteilte Ausgestaltung der Energiewende, welche substantielle Reformen erfordert.

Die unterschiedlichen Akteure in der Energiewende haben eine Vielzahl von Vorstellungen davon, wie sie aus ihrer Sicht optimaler Weise gestaltet werden soll. Für ein systematisches Verständnis ist die Theorie der strategischen Aktionsfelder hilfreich (vgl. Schmid et al., 2015): Sie besagt das historisch etablierte Akteure (sogenannte „Incumbents“) ein Interesse daran haben die grundsätzliche Ausgestaltung eines historisch entwickelten Systems wie des Energiesystems beizubehalten. Herausfordernde Akteure (sogenannte „Challengers“) stellen den Zweck und die Ausgestaltung des Systems in Frage und treten mit alternativen Lösungen in den Wettbewerb. Letztere streben meist eine grundsätzliche Umgestaltung eines Systems an. Im Falle der Energiewende passt diese Unterscheidung gut: Diejenigen Akteure, die in dem strategischen Aktionsfeld der Stromerzeugung in den letzten Jahren „neu“ hinzugekommen sind, sind die Besitzer der verteilten Stromerzeugungskapazitäten, welche durch die Förderung unter dem EEG initial ermöglicht wurden. Es entwickelte sich seitdem eine Vielzahl von neuen Geschäftsmodellen rund um diese verteilten, technischen Lösungen. Dies geschah auch in Verbindung mit den anderen Energiesystemsektoren Transport und Wärme, welche schon immer einen wesentlich höheren verteilten Charakter hatten als Strom und zwar aus allen drei Dimensionen Institutionen, Akteure und Technologien.

Diese herausfordernden Akteure haben ein Interesse daran, die historisch gewachsenen institutionellen Rahmenbedingungen dahingehend umzugestalten, dass sie für eine eher verteilte Systemlogik förderlich sind. Solch eine Umgestaltung impliziert substantielle Reformen, die den Charakter des Energiesystems grundlegend ändern. Die etablierten Akteure, die in Form von großen Firmen nicht nur konzentrierte Akteure darstellen, sondern deren Kerngeschäft auch die technologisch gesehen konzentrierten Lösungen wie großskalige fossile und nukleare Kraftwerke darstellte, opponierten jahrelang gegen solche Reformen. Im Projekt de.zentral befragten wir 26 Praxisakteure aus allen Sektoren des Stromsystems dazu, inwieweit etablierte Akteure eher konzentrierte und herausfordernde Akteure eher verteilte Lösungen anstreben. Unsere Ergebnisse bestätigten diese Tendenzen. Allerdings sind, wie es zu erwarten war, die Lager in der Praxis nicht ganz so polar wie sie in der Theorie der strategischen Aktionsfelder zur Vereinfachung dargestellt werden (vgl. Schmid et al., 2017).

These 4: Ob der Ausbau von Windenergie eher räumlich konzentriert oder verteilt stattfindet ist abhängig vom institutionellen Rahmen.

Die Ausgestaltung der institutionellen Rahmenbedingungen können erhebliche Auswirkungen auf die technologische Dimension haben, wie das folgende Beispiel zeigt: Windenergieanlagen (WEA) bringen den höchsten Ertrag an windreichen Standorten und wurden deshalb vorrangig dort räumlich konzentriert installiert. Neben dem Winddargebot beeinflusst jedoch auch der institutionelle Rahmen in Form von Markt- und Subventionsdesign die Standortentscheidung. Sind WEA-Betreiber, z.B. durch Marktprämien, auch abhängig vom Strompreis, dann beeinflusst die Korrelation des Winddargebots mit der Nachfrage oder dem Dargebot anderer Standorte sowie die Varianz des Dargebots die Standortwahl. Dieses Subventionsdesign führt zu einer größeren räumlichen Verteilung von WEA als feste Einspeisevergütungen. Nur wenn das Winddargebot verschiedener Standorte sich sehr stark unterscheidet, haben Subventionsdesigns wenig Einfluss.

Häufig liegen die windreichsten Standorte fern von den Nachfragezentren. Wenn die verbindenden Stromnetze kapazitive Engpässe aufweisen und ein Ausbau schwer möglich ist, senkt ein räumlich verteilter Ausbau der WEA die Gesamtkosten und erhöht zudem den Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung. Ein räumlich verteilter Ausbau wird in einem Markt mit räumlich differenzierten Preisen befördert, in dem die regionalen bzw. lokalen Preise den Einfluss der Energieeinspeisung auf die Gesamtkosten widerspiegeln. In einem Markt mit Einheitspreisen kann eine Standort-abhängige Anpassung der Förderung, z.B. durch regionale Ausbaugrenzen oder Auf- und Abschläge, die räumliche Streuung befördern.

Es zeigt sich, dass bei der Bewertung von unterschiedlicher räumlicher Konzentration Erneuerbarer Energien Netzrestriktionen mitberücksichtigt werden müssen (vgl. Pechan, submitted). Gerade wenn der Ausbau von Netzkapazitäten schwer möglich ist, da dieser z.B. gesellschaftlich nicht akzeptiert ist, kann der Ausbau von WEA an weniger guten Standorten – dabei jedoch lastnah – sinnvoll sein. Die räumliche Verteilung kann durch die umsichtige Gestaltung des institutionellen Rahmens, z.B. durch Einbau lokaler Komponenten, mitgesteuert werden. Der beschränkte WEA-Ausbau in Netzausbauregionen im EEG 2017 kann als empirisches Experiment für regionale Ausbaubeschränkungen verstanden werden. Ob sich die realen Effekte mit denen der Modellergebnisse decken, kann ex ante mit genaueren Simulationen für Deutschland oder ex post durch die Untersuchungen der empirischen Daten festgestellt werden. Bei der Bewertung unterschiedlicher räumlicher Konzentrationen kann neben den Gesamtkosten auch noch weitere Kriterien wie Resilienz bezüglich Extremereignissen berücksichtigt werden.

These 5: Die Systemeinflüsse von Speichern sind von ihrer räumlichen Verteilung abhängig.

Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energie in Deutschland treten zwei Herausforderungen für das benötigte Gleichgewicht von Stromangebot und -Nachfrage auf: Zum einen verschiebt sich die Erzeugung räumlich gesehen in die Peripherie. In Deutschland ist das vor allem der windstarke Norden. Es werden also zunehmend Übertragungsnetzkapazitäten für den Transport des Stroms benötigt. Zum anderen treten neben der üblichen temporalen Lastvariabilität nun zusätzlich Erzeugungsschwankungen in unterschiedlichen Zeitskalen auf. Diese können durch verschiedene Flexibilitätsoptionen wie Reservekapazitäten, Nachfragemanagement oder die Speicherung von Strom ausgeglichen werden. Ein besonderer Systemvorteil liegt vor, wenn durch das Ausgleichen zeitlicher Schwankungen gleichermaßen auch räumliche Engpässe verringert werden. So wird zum Beispiel in Öffentlichkeit und Wissenschaft diskutiert, ob und wie in Zukunft zusätzlich verfügbare Speicherkapazitäten, z. B. Elektroauto-Batterien, den Netzbedarf beeinflussen.

Bisher wurde dabei weitgehend davon ausgegangen, dass zusätzliche Speicherverfügbarkeit zu einem geringeren Netzbedarf führen werde und nur selten darauf hingewiesen, dass der Effekt ebenso umgekehrt sein könne. Anhand einer theoretischen Modellierung kann nachgewiesen werden, dass für das Verhältnis neben der Lastkorrelation und dem Auftreten von Netzengpässen während hoher oder geringer Erzeugungskosten insbesondere der Ort des Speichers von besonderer Relevanz ist (vgl. Neetzow et al., in prep.). In einem Zwei-Regionen Modell und positiver Korrelation der Lasten zwischen den Regionen verringern Speicher in der Region geringerer Residuallast und erhöhen Speicher in der Region höherer Residuallast den Netzbedarf, wenn Engpässe zu Zeiten geringer Erzeugungskosten auftreten, also zum Beispiel bei starker EE-Einspeisung. Die Verhältnisse kehren sich um, falls Netzengpässe vorwiegend zu Zeiten hoher Erzeugungskosten bestehen.

Zusätzlich zur theoretischen Arbeit überprüfen wir die These in einem numerischen Strommarktmodell für Deutschland (vgl. Reutter et al., in prep.). Wir evaluieren den Netzeinfluss von Speichern in den Wind- bzw. Lastzentren, an überlasteten Leitungen sowie gleichmäßig anhand der Nachfragehöhe. Vorläufige Ergebnisse zeigen, dass die Speicher immer einen positiven (Redispatchkosten verringernden) Effekt aufweisen, wenn ihre Steuerung im Redispatch angepasst werden darf. Dies ist nicht unbedingt der Fall, wenn die Speichersteuerung aus dem Dispatch resultiert und nicht netzdienlich verändert werden kann. Während Speicher vor allem an den Lastzentren sowie verteilt die Redispatchkosten verringern, führen Speicher an den Engpassleitungen zu einem steigenden Redispatchbedarf.

These 6: Ein Mindestpreis im EU-ETS stärkt die Möglichkeiten von effektiven unilateralen Klimaschutzambitionen Deutschlands.

Der Europäische Emissionshandels (EU-ETS) ist aktuell das wichtigste zentral installierte Politikinstrument, um die Transformation zu einem emissionsarmen Energiesystem in Europa anzureizen. In der aktuellen Ausgestaltung des EU-ETS führen stärkere, unilaterale Klimaschutzambitionen eines Landes dazu, dass eben diese Emissionen in einem anderen, weniger ambitionierten Land zusätzlich ausgestoßen werden können. Dieser Effekt, auch als Leakage bezeichnet, konterkariert die ursprüngliche Absicht des ambitionierten Landes. Um unterschiedliche Kapitalausstattungen oder Präferenzen der Europäischen Länder zu berücksichtigen, wenn Länder ambitionierteren Klimaschutz betreiben wollen, bietet sich ein EU-weiter Mindestpreis für Treibhausgasemissionen kombiniert mit einfachen Regeln zur Verteilung der Einnahmen an (Edenhofer et al., 2017, Roolfs et al. 2017). Solch eine Ausgestaltung des Emissionshandels kann eine vorteilhafte Koexistenz von nationalen und europäischen Politiken gewährleisten und gleichzeitig die Akzeptanz der Mitgliedsstaaten erhöhen. Vorteilhaft bedeutet hier im Interesse aller Staaten – sowohl des reichsten als auch des ärmsten Landes. Diese Reform würde Deutschland und anderen ambitionierten Mitgliedsstaaten erlauben als Vorreiter zu agieren, ohne gleichzeitig das EU-ETS zu schwächen.

Die Neuerung an diesem Vorschlag ist der Fokus auf Politikmaßnahmen, die für alle EU-Staaten akzeptabel sind, auch wenn sie aus ökonomisch/theoretischer Sicht nicht unbedingt optimal sind. Außerdem erweitert der Vorschlag die Argumentation der Mindestpreisdebatte, in dem er die Mehr-Ebenen-Perspektive in den Mittelpunkt stellt und damit eine Ergänzung zur bis dato vor allem aus Risiko- und Unsicherheitsbetrachtung getätigten Forschung darstellt. Dies lässt eine neue Interpretation für die Entstehung eines „wohlwollenden-teilenden“ Vorreiters zu. Weiterhin liefert der Ansatz neue Argumente für die Gestaltung von Institutionen, wenn eine bewusste Koexistenz von konzentrierten Politiken (wie dem EU-ETS), als auch verteilten Politiken (unilaterale Ambitionen) angestrebt wird.

Literatur

- Edenhofer, O., Roofs, C., Gaitan, B., Nahmmacher, P., Flachslan, C. (2017): Agreeing on an EU ETS price floor to foster solidarity, subsidiarity and efficiency in the EU. In: Parry, Pittel, Vollebergh (Eds.): Energy Tax and Regulatory Policy in Europe: Reform Priorities, MIT press.
- Edenhofer, O. and Kowarsch, M. (2015): Cartography of pathways: A new model for environmental policy assessments. *Environmental Science & Policy*, 51, 56–64.
- Eisenack, K. and Mier, M. (in preparation): Renewables vs. conventional power: Peak-load pricing with different types of dispatchability.
- Kowarsch, M. (2016): A Pragmatist Orientation for the Social Sciences in Climate Policy. How to Make Integrated Economic Assessments Serve Society. *Boston Studies in the Philosophy and History of Science* 323. Springer.
- Neetzow, P., Pechan, A., Eisenack, E. (in preparation): Interdependence of electricity storage and transmission capacities.
- Pechan, A. (submitted): Where do all the windmills go? Influence of the institutional setting on the spatial distribution of renewable energy installation.
- Reutter, F., Neetzow, P., Pechan, A. (in preparation): The impact of battery storage siting on network congestion: an assessment for Germany.
- Roofs, C., Gaitan, B. and Edenhofer, O., (2017): The Richest Wins Them All: Triggering Benevolent Public Good Provision by Federal Transfers. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=2941505>
- Schmid, E., Knopf, B., Pechan, A. (2016): Putting an energy system transformation into practice: The case of the German Energiewende, *Energy Research & Social Science* 11, pp. 263-275.
- Schmid, E., Pechan, A., Mehnert, M., Eisenack, K. (2017): Imagine all these futures: On heterogeneous preferences and mental models in the German energy transition, in: *Energy Research & Social Science* 27, pp. 45-56.
- Steinhäuser, J.M., and Eisenack, K. (2015): Spatial incidence of large-scale power plant curtailment costs. *Oldenburg Discussion Papers in Economics*, V-379-15.