

gen in erster Linie an netzeigenen Interessen und damit ausreichend unabhängig von anderen Konzerninteressen (z. B. Vertriebsinteressen) auszurichten.

Das Modell ist auch im Hinblick auf die entflechtungsrechtlichen Unabhängigkeitsvorgaben strukturell zulänglich. Der Netzmuttergesellschaft und ihrem Leitungspersonal können und werden – neben der ohnehin bestehenden gesellschaftsrechtlichen und regulatorischen Pflichtenbindung – genügend Handlungsschranken gesetzt, um den Netzbetrieb von anderen Konzerninteressen unabhängig wahrzunehmen. Die Verfolgung eines netzbetriebsfremden Gesamtkonzerninteresses wird in Angelegenheiten des Netzbetriebs durch geeignete Schutzmechanismen zurückgedrängt. Die Gefahr, die sich aus dem „inneren“ Interesse am Erfolg der Vertriebsstochter ergeben könnte (Selbstbeschränkung), kann insoweit eingedämmt werden.

Eine vollständige Eliminierung von finanziellen Interessenkonflikten ist im Verteilernetzbereich auch nicht vorgesehen. Die einzig vorgegebene unternehmensstrukturelle Maßnahme ist das „Legal Unbundling“. Zwischen energiebezogenen Wettbewerbsunternehmen (Vertrieb, Erzeugung, Handel) und Netzbetriebsgesellschaften dürfen hiernach Unternehmensverbindungen auch in Gestalt von Mehrheitsbeteiligungen (fort)bestehen. Hätte der Gesetzgeber dieses Gestaltungsrecht der EVU auf die Wahl zwischen unterschiedlichen Netz-Tochter-Modellen (u. a. Vertriebs-Mutter-Modellen) beschränken wollen, wäre eine – auch gemessen am verfassungsrechtlichen Bestimmtheitsgebot – klarere gesetzliche Aussage zu erwarten gewesen. Aus der allgemeinen Zweckbestimmung der Entflechtungsregeln¹¹⁵ ist jedenfalls der Schluss, dass allein ein Netz-Tochter-Modell den Vorgaben im Verteilernetzbereich entsprechen kann, nicht zwingend. Auch im Netz-Mutter-Modell kann die Netzmutter als VNB über den nötigen unternehmerischen Freiraum verfügen, ihr Geschäft – den Netzbetrieb (!) – ausschließlich an netzeigenen Interessen auszurichten und damit allen Netznutzern gleichermaßen einen diskriminierungsfreien Zugang zum Netz zu verschaffen.

IV. Zusammenfassung

Das Netz-Mutter-Modell kann mit den Entflechtungsvorgaben der §§ 6 und 7a EnWG in Einklang gebracht werden. Die Anforderungen sind streng, aber lösbar. Folgende Voraussetzungen konnten identifiziert werden:

1. In der Geschäftsleitung (z. B. im Vorstand) der Netzmutter wird dafür gesorgt, dass die für die betrieblichen Einrichtungen in den

Wettbewerbsbereichen (Vertriebsstochter, etc.) zuständigen Leitungspersonen nicht personenidentisch sind mit denjenigen, die für den Netzbetrieb zuständig sind.

2. Dafür ist zunächst eine klare unternehmensfunktionale Ressortverteilung für die Querschnittsbereiche (z. B. Recht, IT, Finanzen, Controlling, Rechnungswesen, Personal, Berichtswesen) notwendig. Betroffen sind Bereiche, die das integrierte EVU insgesamt unternehmerisch organisieren und damit marktfähig machen. Sie sind dem Netz- und dem Vertriebsbereich vorgelagert.
3. Schließlich ist eine trennscharfe operationelle Ressortzuständigkeit für die Leitung des Netzbetriebs einerseits und die Leitung der betrieblichen Einrichtungen in den Wettbewerbsbereichen andererseits zu schaffen. Die für den Netzbetrieb verantwortliche Leitungsperson (z. B. der Netzvorstand) darf keine Leitungsaufgaben beim Vertrieb (etc.) wahrnehmen und umgekehrt. Es ist eine völlige Unabhängigkeit und Entscheidungsautonomie in diesen Leitungsbereichen herzustellen.
4. Diese präzise Ressortverteilung betrifft ausschließlich die Leitungsebene (Geschäftsführung bzw. Vorstand) und setzt keine Trennung auf der operationellen Ebene (z. B. in den Betriebsabteilungen für Recht, IT, Finanzen, Controlling, Rechnungswesen, Personal, Berichtswesen) voraus. Durch geeignete Compliance-Maßnahmen ist allerdings sicherzustellen, dass etwaige Weisungen der vertriebsverantwortlichen Leitungsperson, die das Netz betreffen, nicht befolgt werden dürfen. Dasselbe gilt für den umgekehrten Fall von etwaigen Weisungen der netzbetriebsverantwortlichen Leitungsperson an die wettbewerblichen Einrichtungen.
5. Über Gesellschaftsbeteiligungen darf die Ressortverteilung weder umgangen noch durchbrochen werden.
6. Zwischen Netzmutter und Vertriebsstochter (etc.) darf kein Gewinnabführungsvertrag o. ä. bestehen. Die Netzmutter darf nicht zur Übernahme von Verlusten der Vertriebsstochter (etc.) verpflichtet sein.

¹¹⁵ BR-Drs. 343/11, S. 133 (Begründung zu § 6 EnWG 2011). Die Entflechtungsregeln sollen zur Unabhängigkeit des Netzbetriebs von den Wettbewerbsbereichen der Energieversorgung führen. „Die Unabhängigkeit von sonstigen Interessen im vertikal integrierten Unternehmen gewährleistet den Netzbetreibern den nötigen unternehmerischen Freiraum, ihr Geschäft ausschließlich an netzeigenen Interessen auszurichten und damit allen Netznutzern gleichermaßen einen diskriminierungsfreien Zugang zum Netz zu verschaffen.“

Vom Verteilnetz zum Netz des Zusammenspiels

Zur neuen Rolle von Verteilnetzen in erneuerbaren Energiesystemen in Dänemark und Deutschland

Kirsten Sophie Hasberg*

Zusammenfassung

Heute werden die Flexibilitätsmarkt- und Netzentgeltdebatten in Deutschland und Dänemark vornehmlich getrennt geführt. Die Vielfalt an Vorschlägen und Forderungen macht es schwierig, sich in dieser Debatte zu orientieren und sie zum Gegenstand politischer und nicht nur technischer Auseinandersetzung zu machen. Eine Orientierung an einem klaren Rollenverständnis der Verteilnetze in erneuerbaren Energiesystemen hilft, diese Regulierungsfragen bezüglich der Entgelt- und Marktneugestaltung einzuordnen.

Anhand der Grundsatzfragen „Was ist die Rolle des Verteilnetzes in einem erneuerbaren Energiesystem“ und „Was gehört zum Netz-

betrieb“ beleuchtet dieser Beitrag deshalb drei Grundsatzprinzipien der heutigen Stromnetzentgeltssystematik: Das Kostenwälzungs-, Briefmarken- und Verursacherprinzip. Durch die Energiewende wird aus dem Verteilnetz ein Netz des Zusammenspiels, das die diskriminierungsfreie infrastrukturelle Grundlage für ein regionales Zusammenspiel von Erzeugung und Verbrauch bilden soll. Die bestehenden Grundsätze sind mit dieser neuen Rolle der Verteilnetze nicht im Einklang; vielmehr sind neue Prinzipien wie das der Subsidiarität und der Entflechtung in der Entgeltgestaltung erforderlich. Die Umsetzung dieser Prinzipien könnte durch eine Abstandskomponente in den Netzentgelten einerseits, und durch eine Neuausrichtung der Anreizregulierung andererseits erfolgen, bei der die Verteilnetzbetreiber zu Nachfragern auf regionalen Flexibilitätsmärkten werden.

* Doktorandin, Institut für Planung, Technische Fakultät für IT und Design, Aalborg Universität Kopenhagen, Dänemark, hasberg@plan.aau.dk.

1. Einleitung

Energiesysteme sind soziotechnische Systeme.¹ Stromnetze sind damit nicht nur eine technische Komponente der Energiewende, sondern ein Schauplatz von Konflikten, wo Akteure mit eingebetteten Interessenlagen über die Rolle und Finanzierung der Stromnetze diskutieren und damit indirekt eine neue Machtverteilung im Energiesektor aushandeln. Der Treiber dieser Debatten ist das Vorhandensein großer Mengen schwankender erneuerbarer Energien sowie eine enorme Zunahme der Akteure auf der Erzeugerseite. In Dänemark und Deutschland, wo relativ hohe Anteile an erneuerbaren Energien in der Stromversorgung erreicht worden sind, zeichnen sich diese Konfliktlinien deshalb besonders sichtbar ab. Bisher stand die Ausgestaltung der Fördergesetzgebung (Erneuerbare-Energien-Gesetz in Deutschland, Public Service Obligation in Dänemark) im Vordergrund. Doch nun sind erneuerbare Energien die kostengünstigste Art der Stromerzeugung und haben teilweise sogar in Kombination mit Speicherlösungen Netzparität erreicht, also die Höhe konventioneller Endverbraucherstrompreise unterschritten.² Manche Netzbetreiber sehen in dieser Entwicklung eine Bedrohung, bezeichnen dies als ‚Kreislauf der Entsolidarisierung‘³ und bauen auf dieser Argumentation Vorschläge für Netzentgeltreformen auf. Viele neue Akteure sehen dahingegen ein großes Potential zum aktiven Beitrag von Prosumern in Verteilnetzen, die ihren Strom und auch ihre flexible Nachfrage vor Ort vermarkten sollen.⁴

Stromhandel findet heute an der Strombörse in einem sog. Energy-Only-Markt statt, der Netzbegrenzungen nicht mit einbezieht und deshalb auf der Annahme einer europäischen ‚Kupferplatte‘, also eines perfekt vernetzten Übertragungsnetzes beruht. Dies führt mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien in Kombination mit beibehaltenen fossilen Subventionen zunehmend zu fallenden Großhandelspreisen und Netzengpässen. Die Netzengpässe werden durch Systemdienstleistungen sowie kurzfristig über Eingriffe in das Marktgeschehen (sog. Redispatch), und langfristig durch Übertragungsnetzausbau ausgeglichen, obwohl erstere den Wettbewerb verzerren und letzterer oftmals fossilen Kraftwerken zu Gute kommt.⁵ Beides belastet das Netzentgelt. Gleichzeitig sind viele Netzentgeltzahler jetzt Prosumer, die zur Beseitigung von Netzengpässen beitragen könnten, bisher aber von diesen Marktplätzen ausgeschlossen sind.

Damit hat sich der Diskurs auf Fragen der *Netzentgeltgestaltung* und des *Marktdesigns* verlagert. In Dänemark als auch in Deutschland werden diese Reformprozesse der Netzentgelte und der Marktstrukturen bisher größtenteils getrennt gehandhabt: In Dänemark ist aus der von allen dänischen parlamentarischen Fraktionen verabschiedeten Energievereinbarung 2018 eine Netzentgelt-Arbeitsgruppe hervorgegangen.⁶ Außerdem beschäftigt sich ein Kooperationsaus-

schuss zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern seit 2018 mit demselben Thema.⁷ Zusätzlich untersucht die dänische Aufsichtsbehörde aktuell, inwieweit Wettbewerbs- von Monopolaktivitäten im Stromsektor ausreichend entflochten sind.⁸

In Deutschland hat die Bundesregierung im Koalitionsvertrag eine Netzentgeltreform angekündigt.⁹ Umfangreiche Reformen sind von Verbänden und Denkfabriken schon länger vorgeschlagen worden.¹⁰ In beiden Ländern finden zudem Überlegungen zu Flexibilitätsmärkten in Verteilnetzen statt.¹¹ Konkret steht in Deutschland die Ausgestaltung einer ‚Flexibilitäts-Verordnung‘ an, und in Dänemark ist die Entwicklung eines ‚Marktmodell 3.0‘ in Arbeit. In Demonstrationsprojekten wie den SINTEG-Verbundprojekten und dem dänischen Inselprojekt EcoGrid 2.0 werden Flexibilitätsmodelle erprobt.

Auf europäischer Ebene trägt das Gesetzgebungspaket der Kommission ‚Saubere Energie für alle Europäer‘ u. a. mit den Begriffen der ‚Bürger- bzw. erneuerbaren Energiegemeinschaften‘¹² zur Flexibilitätsmarktdebatte bei. Auch international wird das Thema der Entgeltgestaltung und Rollenverteilung im Verteilnetz diskutiert.¹³ Die Digitalisierung, insbesondere das Aufkommen von Blockchain-Technologien, hat mit der Vorstellung von peer-to-peer Strommärkten zusätzlich die Regulierungsdebatte befeuert.¹⁴

2. Die Rolle der Stromnetze in erneuerbaren Energiesystemen

Zentral für die Befassung mit den Fragestellungen der Netzentgelte ist die Grundsatzfrage, welchem Energiesystem die Netze dienen sollen. In einer Transformationsphase ist es sinnvoll, Systeme vom Ziel her zu betrachten, um bessere regulatorische Weichen für den

¹ Christian Büscher und Jens Schippl, „Die Transformation der Energieversorgung: Einheit und Differenz soziotechnischer Systeme“, TATuP Zeitschrift für Technikfolgenabschätzung in Theorie und Praxis 22, Nr. 2 (2013): 11–19, <https://doi.org/10.5771/9783845278957-35>.

² International Renewable Energy Agency (IRENA): „Renewable Power Generation Costs in 2018“, 2019, https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Jan/IRENA_2017_Power_Costs_2018.pdf.

³ Frankfurter Allgemeine Zeitung: „Eigenerzeugung: Entsolidarisierung oder logische Konsequenz? Interview mit Dr. Florian Bieberbach, Vorsitzender der Geschäftsführung der Stadtwerke München GmbH.“, kein Datum, 2014, <https://www.faz.net/cmlink/eigenerzeugung-entsolidarisierung-oder-logische-konsequenz-12975709.html>.

⁴ Bundesverband Neue Energieanbieter: „Der Flexmarkt – Eckpunkte zur Ausgestaltung eines wettbewerblichen Rahmens für nachfrageseitige Flexibilität“, 2014.

⁵ Kirsten Sophie Hasberg u. a.: „Ein Kabel für deutschen Kohlestrom“, Tagesspiegel Energie & Klima Background, 17.05.2018, <https://back.ground.tagesspiegel.de/ein-kabel-fuer-deutschen-kohlestrom>.

⁶ Regierung: „29. juni 2018“, <https://efkm.dk/media/12222/energiagtale2018.pdf>, sowie Energi- Forsynings- og Klimaministeriet, Skatteministeriet og Finansministeriet: „Kommissorium for arbejdsgruppe om tariffier i elsystemet“, 2019, <https://kefm.dk/media/12592/kommissorium-for-tariffier-arbejdsgruppe.pdf>.

⁷ Energinet.dk und Dansk Energi: „Notat: Konsultationspapir – Fokusområder for fælles tarifprojekt“, 2019.

⁸ Energi- Forsynings- og Klimaministeriet: „Kommissorium for analyse af konkurrenceforholdene i elsektoren“, 2018.

⁹ CDU, CSU, und SPD: „Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD“, Deutscher Bundestag, 2018; sowie Consentec GmbH und Fraunhofer ISI: „Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende“, 2018.

¹⁰ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena): „Impulse zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Ergebnisrapport der Taskforce Netzentgelte“, 2018; sowie Agora Energiewende: „Netzentgelte 2019: Zeit für Reformen“, 2019, <https://tinyurl.com/y2mfu9wn>.

¹¹ In Deutschland: Ecofys und Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende.“, 2017, <https://tinyurl.com/yxhmewc4>. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft: „Diskussionspapier: Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz“, 2017. Stiftung Neue Verantwortung: „Welche Chancen ein digitales Energie- Marktdesign bietet. Erkenntnisse eines Foresight-Prozesses“, 2017, <https://tinyurl.com/y3xzw268>. Siehe auch Fußnote 4. In Dänemark: Dansk Energi Intelligent Energi (iEnergi): „Arbejdsrapport: Baggrundsnotat område 2: Bedre rammer for handel med fleksibilitet“, 2019, <https://tinyurl.com/y3wkft7>. Dansk Industri, Intelligent Energi, Dansk Energi og Energinet.dk: „Market Models for Aggregators. Activation of flexibility“, 2017, <https://tinyurl.com/y4vor2qj>. Energikommisionen: „Energikommisionens anbefalinger til fremtidens energipolitik“, 2017, https://efkm.dk/media/8276/energikommisionens-anbefalinger_enkeltside.pdf.

¹² Andreas Graf: „Flexibility in the Clean Energy for All Europeans Package. Strommarkttreffen Presentation“, Agora Energiewende, 2018.

¹³ International Renewable Energy Agency (IRENA): Time-of-use-tariffs. Innovation Landscape Brief, 2019

—: Future Role of Distribution System Operators. Innovation Landscape Brief, 2019

—: Aggregators. Innovation Landscape Brief, 2019.

¹⁴ Kirsten S. Hasberg: Disrupting the Disruptors through Blockchain Technology – a real Sharing Economy at last? EURELECTRIC Annual Convention 2017, Estoril, June 20 2017, <https://tinyurl.com/y3nsk82h>; sowie Verbraucherzentrale NRW, 2016 und PWC: „Blockchain – Chance für Energieverbraucher?“, 2016 Tiago Sousa u. a.: „Peer-to-peer and community-based markets: A comprehensive review“, Renewable and Sustainable Energy Reviews 104, Januar (2019): 367–78, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.036>.

Transformationspfad stellen zu können. Die folgenden Abschnitte befassen sich deshalb mit den Fragen, welchem Energiesystem die Netze dienen sollen (2.a.) und wie sich der Netzbetrieb definitorisch abgrenzen lässt (2.b.).

2.a. Stromnetze als Ermöglicher von ‚Smart Energy Systems‘

Sowohl für Deutschland als auch für Dänemark gibt es mittlerweile zahlreiche Studien zur hundertprozentigen erneuerbaren Versorgung, beispielsweise die Studien meiner Forschungsgruppe an der Aalborg Universität in Dänemark.¹⁵ Wir verwenden dafür den Begriff „Smart Energy Systems“, um die Integration zwischen den Strom-, Wärme- und Verkehrssektoren zu unterstreichen. Mit den naturgegebenen Voraussetzungen in beiden Ländern baut ein 100% erneuerbares Energiesystem auf die zwei fluktuierenden erneuerbaren Stromquellen Wind und Sonne auf. Biomasse ist als dritte erneuerbare Energiequelle im Gegensatz zu Solar- und Windstrom zwar speicherbar, aber nur begrenzt vorhanden. Die übergeordnete Strategie in einem *Smart Energy System* ist deshalb, dass Sonne und Wind den Energieverbrauch decken, wenn diese Quellen verfügbar sind, und Biomasse (inkl. Biogas) als Back-up und für saisonale Pufferung reserviert wird.

Ein weiteres grundsätzliches Prinzip ist außerdem, Strom-, Wärme und Verkehrssysteme mit einander zu verbinden. Diese Sektorenkopplung kompensiert sozusagen die fehlende Lagerfähigkeit von Sonnen- und Windenergie:

- Heizkessel und Wärmepumpen in Haushalten als auch in Verbindung mit Nahwärmenetzen koppeln den Strom- und Wärmesektor.
- Elektrofahrzeuge verbinden den Strom- und Transportsektor. (Aus Energiesystemperspektive ist ein Elektroauto ein mobiler Stromspeicher.)
- Sogenannte ‚Electrofuels‘, durch Wind- oder Solarstrom erzeugte flüssige Brennstoffe mit hoher Energiedichte, können den Last- und Luftverkehr versorgen.¹⁶

In Kombination mit den dezentralen erneuerbaren Energieanlagen und dem Wandel vieler Verbraucher zum Prosumer bedeutet die Sektorenkopplung, dass die Rolle der Netze sich verändert: Die Strom-, Gas- und Wärmenetze ermöglichen die Interaktion zwischen diesen vielen neuen Akteuren. Aus einer monodirektionalen Verteilung von Stromproduzenten zum passiven Verbraucher wird ein multidirektionaler Fluss. Der Begriff Verteilung, lateinisch *Distribution*, ist daher nicht mehr angemessen. Vielmehr handelt es sich um gemeinsame Netze, die ein Zusammenspiel zwischen Prosumern unterschiedlicher Größe ermöglichen. So definiert z. B. auch der Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden CEER die Rolle der Netzbetreiber als die eines „neutralen Marktorganisations“. ¹⁷

2.b. Stromnetze als entflochtene natürliche Monopole

Zum heutigen Grundverständnis der Stromnetze gehört ihre Definition als ‚natürliche Monopole‘.

Künneke (1999)¹⁸ befasst sich mit der Frage, wie „natürlich“ diese Monopole im Stromsektor tatsächlich sind und „in welchem Ausmaß technologischer und institutioneller Wandel die Charakteristiken des natürlichen Monopols des Stromnetzes verändern“ (eigene Übersetzung). Er zeigt schon 1999 auf, dass die strukturellen Veränderungen im Zuge der Energiewende die Grenzen zwischen Wettbewerb und natürlichem Monopol verschieben werden.

Das fossile und hierarchische Stromnetz ist die Grundlage für die volkswirtschaftliche und regulatorische Auffassung des Stromnetzes als natürliches Monopol, für welches (adaptiert nach Künneke, 1999) gilt:

- A. Hohe Fixkosten und niedrige Grenzkosten (auch als Subadditivität bezeichnet) führen zu ausgeprägten steigenden Skaleneffekten. Die Theorie besagt, dass ein einziger Anbieter die Gesamtproduktion dann kostengünstiger bereitstellen kann als mehrere Wettbewerber.¹⁹
- B. Netze und Strom sind sogenannte unilaterale Komplemente; steigende Nachfrage nach Strom erhöht auch die Nachfrage nach Netzen. Dadurch entstehen indirekte Netzwerkeffekte, wodurch der Wert des Stromnetzes für den einzelnen Nutzenden positiv mit seiner Ausdehnung korreliert (z. B. weil ein größeres Netz höhere Netzstabilität aufweist).
- C. Netzstabilität hat die Charakteristiken eines öffentlichen Gutes, das sich durch Nicht-Ausschließbarkeit und Nicht-Rivalität kennzeichnet. Ein Blackout betrifft beispielsweise alle im Netz.
- D. Es gibt keine nahen Substitute, also Alternativen, zur netzgebundenen Versorgung.

Obwohl in der Regulierung weiterhin diese klassische Definition des natürlichen Monopols vorherrscht, wird der Begriff in der Wirtschaftstheorie von neuen Einsichten der von der Spieltheorie beeinflussten Industrieökonomik (*industrial organization*) geprägt²⁰. Zudem hat die Sozialforschung zu Machtstrukturen in Infrastrukturprojekten die Infrastrukturforschung über die Monopoltheorie hinaus erweitert.²¹ (Siehe Mosca (2008)²² für eine kritische Diskussion zur Anwendung des natürlichen Monopolbegriffes im allgemeinen und Chick (2004)²³ sowie Saplacan (2008)²⁴ zu natürlichen Monopolen im Energiesektor im speziellen.)

Wie Künneke (1999) zeigt, sind die oben genannten Gegebenheiten durch dezentrale Erzeugungstechnologien sowie durch IKT- und Kontrolltechnologien heute weniger gegeben als in einem hierarchisch organisierten fossilen Energiesystem:

- A. In ‚Smart Energy Systems‘ (siehe Abschnitt 2.a.) erhöht sich die Anzahl der Akteure, auch Knotenpunkte genannt. Damit sind Netze und Strom *multilaterale* Komplemente, weil der Stromfluss jetzt zwischen vielen Knotenpunkten verlaufen kann. Die Netzwerkeffekte werden zu direkten Netzwerkeffekten, denn

¹⁸ Rolf W. Künneke: „Electricity networks: How ‚natural‘ is the monopoly?“. *Utilities Policy* 8, Nr. 2 (1999) doi: 10.1016/S0957-1787(99)00013-2.

¹⁹ William J Baumol: „On the Proper Cost Tests for Natural Monopoly in a Multiproject Industry“, *American Economic Review* 67, Nr. 5 (1977): 809-22

William W. Sharkey: „The theory of natural monopoly“ Cambridge University Press, 1982 <https://www.cambridge.org/us/academic/subjects/economics/industrial-economics/theory-natural-monopoly>.

²⁰ Jean Tirole, „Market Failures and Public Policy“, *American Economic Association* 105, Nr. 6 (2015): 1665-82.

²¹ Bent Flyvbjerg, *The Oxford handbook of megaproject management*, Hg. von Bent Flyvbjerg (Oxford University Press, 2017).

²² Manuela Mosca: „On the origins of the concept of natural monopoly: Economies of scale and competition“, *European Journal of the History of Economic Thought*, Bd. 15 (2008), <https://doi.org/10.1080/09672560802037623>.

²³ Martin Chick: „The Power of Networks: Defining the Boundaries of the Natural Monopoly Network and the Implications for the Restructuring of Electricity Supply Industries“, *Annales historiques de l’électricité* 2, Nr. 1 (2004): 89, <https://doi.org/10.3917/ahe.002.0089>.

²⁴ Roxana Saplacan: „Competition in electricity distribution“, *Utilities Policy* 16, Nr. 4 (2008): 231-37, <https://doi.org/10.1016/j.jup.2008.03.004>.

¹⁵ Beispielsweise Brian Vad Mathiesen u. a., „IDA’s Energy Vision 2050: A Smart Energy System strategy for 100% renewable Denmark“, 2015, http://vbn.aau.dk/files/222228126/Sammenfatning_IDAs_Energivision_2050_vbn.pdf; sowie Kenneth Hansen, Brian Vad Mathiesen, und Iva Ridjan Skov: „Full energy system transition towards 100% renewable energy in Germany in 2050“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102 (März 2019): 1-13, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.038>.

¹⁶ Iva Ridjan, Brian Vad Mathiesen, und David Connolly: „Terminology used for renewable liquid and gaseous fuels based on the conversion of electricity: a review“, *Journal of Cleaner Production* 112 (Januar 2016): 3709-20, <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2015.05.117>; sowie Energinet.dk: „PTX i Danmark for 2030. Potentiale for PtX in Danmark på et kortere sigt i et systemperspektiv“, 2019; und International Renewable Energy Agency: *Innovation Landscape for a Renewable-Powered Future: Solutions to integrate variable renewables*, 2019.

¹⁷ Council of European Energy Regulators: „New Services and DSO Involvement. A CEER Conclusions Paper“, 2019.

jeder zusätzliche Teilnehmer im Netz ist jetzt, wie bei einem Telefonnetz, ein potentieller Interaktionspartner.

- B. Mit der technologischen Entwicklung wird Netzstabilität zunehmend ein privates und kein kollektives Gut: Durch Inselnetze, Netztechnik und durch Versorgungssicherheit als Produkt können Netzdienste als privates Gut angeboten werden.
- C. Die Anzahl der Substitute steigt dramatisch an: Über dezentrale Eigenproduktion in Kombination mit Stromspeichern, privaten Netzen (Arealnetze), die Lieferung von Wind- und Solarenergie über andere Energieträger und Lieferformen (Stichwort Power2Gas und ‚Electrofuels‘).

In der Summe bedeuten diese Veränderungen, dass die Ausdehnung des natürlichen Monopols kleiner wird. Bestehende Netze mögen noch definitorisch einem natürlichen Monopol entsprechen, aber bei der Netzverstärkung und dem Netzausbau ist das nicht zwingend der Fall: Es gibt neue Märkte, die mit Netzen konkurrieren können: Ein privates Netz in einem neuen Gebiet (in Deutschland z. B. unter dem Begriff Arealnetz) mit verschiedenen Flexibilitätsmaßnahmen und einer geringeren Anschlussleistung als die Summe der individuellen Anschlüsse ist eine Alternative zum gewöhnlichen Ausbau des Verteilnetzes; eine Netzverstärkung in Gebieten mit vielen Elektroautos und Solaranlagen kann auch durch Handel mit regionalen Flexibilitäten gelöst werden, usw. Die Entflechtung von Monopolbetrieb und wettbewerblichen Aufgaben rückt damit erneut ins Rampenlicht, und die Flexibilitätsdebatte verstärkt diese Thematik.

Die Liberalisierung der Strommärkte in den späten 90er Jahren sah auch schon die Trennung von monopolistischem Netzbetrieb und wettbewerblicher Stromerzeugung als ihre Kernaufgabe. Diese Prinzipien werden allerdings nach wie vor verletzt: Verteilnetz- und Übertragungsnetzgesellschaften wollen z. B. auch Batteriespeicher betreiben dürfen.²⁵ In Deutschland wird fehlende Transparenz²⁶ sowie Quersubventionierung zwischen Netzbetrieb und Stromvertrieb²⁷ kritisiert. In Dänemark gibt es große Preisunterschiede zwischen den Netzbetreibern abhängig von der Eigentumsstruktur²⁸ und ein aufsichtsbehördlicher Bericht zur Wettbewerbssituation²⁹ wird wie eingangs erwähnt dieses Jahr erwartet, da die Eigentumsstrukturen und die Anreizregulierung weiterhin Quersubventionierungen erlauben.³⁰ Dies wirkt sich, ceteris paribus, preistreibend auf die Netzentgelte und auf den Marktwert der Netze aus. Letzteres ist ein wesentlicher Kostenparameter bei Eigentümerwechseln von in-

tegrierten Energiekonzernen zu verbraucher- oder städtisch-kommunaler Eigentümerschaft: In Dänemark ist das Stromnetz von Kopenhagen und der Insel Seeland, Radius, für 2,6 Milliarden Euro verkauft worden,³¹ in Hamburg wurde das Netz nach dem Volksentscheid 2013 für 495 Millionen Euro rekommunalisiert, und in Berlin wird der Handelspreis des Stromnetzes auf 1,5 Milliarden Euro geschätzt. Dort geht die Auseinandersetzung mit Vattenfall bezüglich des Rückkaufs weiter.³²

3. Vom Kostenwälzungs- und Briefmarkenprinzip zum Subsidiaritätsprinzip

Auf Grundlage der beiden Grundsätze des vorgehenden Abschnitts (das Netz als natürliches Monopol und das Netz als Ermöglicher eines ‚Smart Energy Systems‘) werden in diesem Abschnitt die heutigen Grundprinzipien der Netzentgeltssystematik (das Kostenwälzungsprinzip, das Briefmarkenprinzip und das Verursacherprinzip) betrachtet und der Reformbedarf dieser Prinzipien aufgezeigt.

3.a. Das Kostenwälzungs- und Briefmarkenprinzip

Das *Kostenwälzungsprinzip* (dänisch: vandfaldsprincip) vermittelt ein hierarchisches Bild des Energiesystems und bildet die Grundlage des heutigen Netzentgeltsystems, das die Finanzierung des Netzes über alle Spannungsebenen verteilt. Abbildung 1 zeigt die heutige idealtypische Netztopologie, also die räumliche Ausgestaltung der Netze. Die Höchst- und Hochspannungsnetze entspricht eher einem teilvermaschten Netzwerk (engl.: Mesh network), wobei der Aufbau der Verteilnetze auf Mittel- und Niederspannungsebene eher einer Baumstruktur folgt. Diese Anordnung folgt der Logik eines Netzes, in dem zentral versorgt und dezentral verbraucht wird. Die Kreise zeigen idealtypische Wege des Strombezugs bei verschiedenen Anschlussebenen in einem hierarchisch organisiertem Stromsystem ohne dezentrale Erzeugung. Dies entspricht dem heutigen Kostenwälzungsprinzip, das bei zentraler Versorgung und verteiltem Verbrauch dafür sorgt, dass Haushaltskunden den von ihnen genutzten Netzabschnitt von Höchstspannung bis Niederspannung mitfinanzieren.

Das *Briefmarkenprinzip* ist eine Form der Kreuzsubventionierung von Stromerzeugung in großer Entfernung vom Verbrauch: Der Transport von Strom kostet dasselbe, egal ob er vom Nachbarn oder vom anderen Ende Europas kommt.

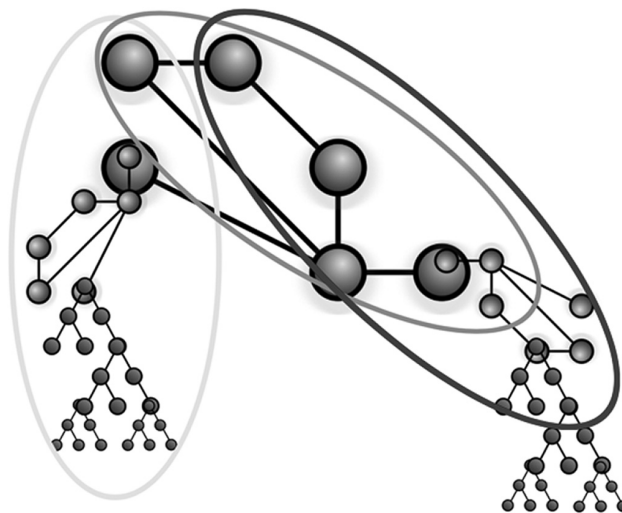


Abb. 1: Zentral organisiertes Stromnetz mit Netzentgelten nach Kostenwälzungs- und Briefmarkenprinzip.

²⁵ Diese werden im Netzentwicklungsplan „Netzbooster-Pilotanlagen“ genannt. „Damit wird ein weiterer signifikanter Anteil von Erzeugungskapazitäten außerhalb des Strommarktes über die Netzentgelte finanziert. Dies bedeutet faktisch die Einrichtung eines ‚Schatten-Kapazitätsmarktes‘“, so die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ in ihrer „Stellungnahme zum zweiten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2017“, 2019; Auf europäischer Ebene steht Speicherbetrieb durch Netzgesellschaften auch zur Diskussion: The European Consumer Organisation BEUC: „Energy Markets of the Future: How the EU’s Energy Transition should work for consumers“, 2017.

²⁶ Agora Energiewende: „Stromnetzentgelte: Eine Blackbox, die nicht geöffnet werden kann?“, 2018.

²⁷ Bundesverband Neue Energieanbieter und Bundesverband Verbraucherzentrale: „Eigenkapitalzinsen müssen sinken.“ Pressemitteilung, 9. Juli 2019, <https://tinyurl.com/y43l6a3m>.

²⁸ Frede Hvelplund und Søren Djørup: „Consumer ownership, natural monopolies and transition to 100% Renewable Energy Systems“, Energy 181 (2019): 440-49, <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.05.058>.

²⁹ Energi- Forsynings- og Klimaministeriet: „Kommissorium for analyse af konkurrenceforholdene i elsektoren“, 2019.

³⁰ Frede Hvelplund: „The importance of ownership in renewable energy based smart energy systems. The case of selling RADIUS (unveröffentlicht)“, 2019; De Frie Energiselskaber: „Høringssvar: Tre rapporter fra Forsyningstilsynet og Implement. 4. september 2019 (unveröffentlicht)“, 2019; Statsrevisorene og Rigsrevisionen: „Rigsrevisionens beretning om energipareordningen afgivet til Folketinget med Statsrevisorenes bemærkninger (23/2016)“, 2017; Udvalg for el-reguleringseftersynet: „En fremtidssikret regulering af elsektoren“, 2014.

³¹ energate messenger+: „Milliarden-Deal: Ørsted verkauft Netztochter Radius. 19. 09. 2019“, <https://tinyurl.com/yx8j53r7>.

³² Berliner Morgenpost: „Vattenfall macht neues Angebot für das Stromnetz. 23.09.2019“, Berliner Morgenpost, 2019, <https://tinyurl.com/y68yk88z>.

Die Knotenpunkte stellen Erzeuger, Verbraucher und Prosumer dar, die Kreise veranschaulichen den ‚idealtypischen‘ Stromfluss, denen die Netzentgelte zugrunde liegen.

Quelle: Wikimedia Commons und eigene Zusammenstellung.

Die verschiedenen Punktgrößen in Abbildung 1 repräsentieren Erzeuger und Verbraucher in den vier Netzebenen: Die Höchstspannungs- (220 / 380 Kilovolt (kV)) und Hochspannungsnetze (zumeist 110 kV in Deutschland; 132 und 150 kV im Westen bzw. Osten Dänemarks) gehören den Übertragungsnetzbetreibern Energinet.dk in Dänemark bzw. Amprion, TransNetBW, Tennet und 50 Hertz in Deutschland. Darunter befindet sich das Verteilnetz, das aus Mittelspannung (3 bis 35 kV) und Niederspannungsnetz (230 / 400 Volt) besteht. In Dänemark gibt es 45, in Deutschland 890 Verteilnetzbetreiber. Damit gehören beide Staaten zu den europäischen Ländern mit der höchsten Anzahl an Verteilnetzbetreibern relativ zur Einwohnerzahl.³³

3.b. Das Subsidiaritätsprinzip mit räumlich differenzierten Netztarifen

In Abbildung 2 sind die verschiedenen Netzebenen als teilvermaschtes Netz ausgestaltet, in dem sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene Erzeugung stattfindet. Diese Teilvermaschung entspricht der Verbindung von Verteilnetzen, wie sie in einem erneuerbaren Energiesystem nötig wird und heute in Projekten demonstriert wird.

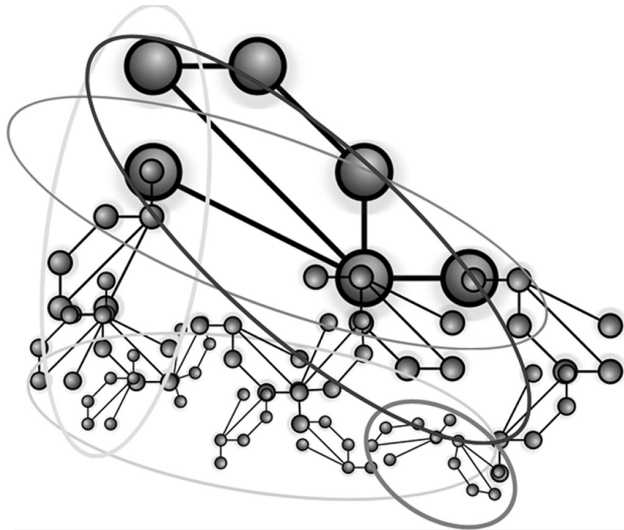


Abb. 2: Dezentral organisiertes Stromnetz mit Netzentgelten nach „Subsidiaritätsprinzip“.

Die Knotenpunkte stellen Erzeuger, Verbraucher und Prosumer dar, die Kreise veranschaulichen den ‚idealtypischen‘ Stromfluss, denen die Netzentgelte zugrunde liegen.

Quelle: Wikimedia Commons und eigene Zusammenstellung.

Das Kostenwälzungsprinzip kann in einer erneuerbaren Energiewelt in seiner jetzigen Form nicht mehr sinnvoll sein. Räumlich differenzierte Tarife, z. B. durch ein System mit drei Stromregionen wie es Agora Energiewende³⁴ vorschlägt, wären wiederum in Übereinstimmung mit einem Subsidiaritätsprinzip, das das Kostenwälzungsprinzip ersetzen könnte. Die Kreise in Abbildung 2 zeigen idealtypische räumlich differenzierte Netztarife, die in Kombination mit sogenannten Power-Purchase-Agreements oder anderen Vor-Ort-Stromtarifen auch zu einer Nachfrage nach und damit nachhal-

³³ Guiseppa Pretico u.a.: „Distribution System Operators observatory 2018. Overview of the electricity distribution system in Europe“, 2019, <https://doi.org/10.2760/104777>, JRC113926.

³⁴ Agora Energiewende: „Energiewende und Dezentralität“, 2017.

tigen Finanzierung von EEG-Anlagen in einem post-EEG System beitragen könnte.

4. Vom Verursacherprinzip zu regionalen Flexibilitätsmärkten

4.a. Das Verursacherprinzip

Das heutige Verursacherprinzip (dänisch: omkostningsægthed) zielt darauf ab, die Kosten der Netznutzung so zu verteilen, dass die größten Verursacher von Kosten die höchsten Netzentgelte zahlen. In Deutschland und Dänemark wurde die Verursachung von Netzkosten bisher definitiv am Verbrauch, nicht an der Erzeugung festgemacht. Bildlich gesprochen erfordert zusätzlicher Verbrauch eine zusätzliche Schaufel Kohle im Kraftwerk, dessen Strom zusätzlich durchs Netz geleitet werden muss. Heute kann ein Prosumer aber sowohl Kosten verursachen als auch mindern.

Damit tritt das Verursacherprinzip in den Hintergrund, denn die Ursache von Netzengpässen in einem ‚Smart Energy System‘ ist Gleichzeitigkeit: Also die gleichzeitige hohe Produktion oder der gleichzeitige hohe Verbrauch von Strom. Gleichzeitigkeit hat ständig wechselnde Kosten und lässt sich unmöglich auf Verbraucher oder Produzenten aufteilen, da sie gegenseitig das Problem des Netzengpasses lösen. Ein Marktpreis für Flexibilität kann solch ständig wechselnden Gleichzeitigkeitskosten eher bepreisen als selbst hochdifferenzierte Netzentgeltstrukturen, da Gleichzeitigkeit eine Art „Tragik der Allmende“ im Netz ist.³⁵

Wenn nicht nur die Verbraucher- sondern auch die Erzeugerseite für die Netznutzung zahlen sollen (was bei Prosumern z. B. der Fall ist) und damit sowohl vom dänischen als auch vom deutschen bisherigen Prinzip abgekehrt wird, dass das Verursacherprinzip definitiv primär Verbraucher meint, dann gilt auch hier, dass Engpässe durch Gleichzeitigkeit auftreten und deshalb nicht einem bestimmten Akteur zugeordnet werden können.

Es scheint, dass die technischen Möglichkeiten der Abregelung von Windkraft die Verbraucherseite* als Verursacher erst etabliert hat – sonst wäre jedes Kraftwerk zu Spitzenproduktionszeiten auch ein Verursacher, und Abregelungen könnten deshalb alle Erzeuger treffen.³⁶ Von Wärmebindungen einmal abgesehen scheint ein unausgesprochenes LIFO (Last in, first out)-Prinzip zu gelten: Die Neuankommlinge im Strommarkt werden als Verursacher angesehen und daher abgeschaltet. Das Verursacherprinzip befördert Pfadabhängigkeiten, es ist status-quo-orientiert: Verursacher ist, wer etwas am existenten System ändert. Auch deshalb kann es in einer Transformationsphase nicht wegweisend sein. Da wir die erneuerbaren Produzenten brauchen, ist es problematisch, sie als Verursacher zu betrachten. Sie mögen Verursacher im Verhältnis zum jetzigen Energiesystem und seinen Regeln sein, aber in einem zukünftigen Stromsystem sind sie die Lösung.

* Erzeugerseite

4.b. Regionale Flexibilitätsmärkte statt Verursacherprinzip

Auf diesem Hintergrund ist die Netzentgeltdebatte ein weiterer Schauplatz dieser Rollenverquickung. Nach Netzauslastung differenzierte Tarife, (bzw. zeitlich differenzierte Tarife als Hilfsgröße) sollen Lasten verschieben, die auch über einen Flexibilitätsmarkt erfolgen könnten. Eine Variante davon sind sogenannte Netzprodukte, die der dänische Entgeltausschuss diskutiert, mit denen verschiedene Niveaus von Versorgungssicherheit vom Netzbetreiber angeboten werden könnten.³⁷ Auch dies würde bedeuten, dass ein Netzbetreiber selber Akteur auf seiner eigenen Netzplattform wird. Oft wird Flexibilität als eine direkte Ab- oder Zuschaltung des Netzbe-

³⁵ Rudolf Rechsteiner: „Diskriminierende Tarifstrukturen – es droht ein Ausbaustopp der Photovoltaik“, Gutachten, Februar 2016, 2016, <https://tinyurl.com/y3qa7xj4>.

³⁶ Energy Brainpool: „Kurzanalyse zur Stromerzeugung bei netzbedingter Abregelung erneuerbarer Energien“, 2016.

³⁷ Energinet.dk und Dansk Energi: „Notat: Konsultationspapier – Fokusområder for fælles tarifprojekt“.

treibers verstanden, obwohl dieser Netzbetreiber durch fehlende Entflechtung auch selber ein Wettbewerber auf seinem eigenen Marktplatz für Flexibilität sein kann. Eine Netzentgeltdebatte muss diesen Kontext wahrnehmen und miteinbeziehen.

Auch bei Vorschlägen, die sich auf das Verhältnis zwischen festen *Leistungs- und variablen Arbeitspreiskomponenten* beziehen, geht es darum, für größere Verbraucher wie Elektroautos oder Wärmepumpen ihren hohen Leistungsbezug in Rechnung zu stellen bzw. dafür zu sorgen, dass Ladezeiten nicht zeitgleich mit den Netzlastspitzen sind. Auch dies lässt sich über einen im Flexibilitätsmarkt erreichen. Gleichzeitig verhindert man die soziale Schieflage, die ein hoher fester Preisbestandteil schon heute verursacht.³⁸

Eine alleinige Fokussierung auf Netzentgeltdesign³⁹ verfehlt die Grundsatzfrage: Sollen Netzbetreiber als Monopolbetrieb durch neue Entgeltgestaltung für Flexibilität sorgen, oder ist dies eine Marktleistung? Für Verteilnetzbetreiber sind das fundamental unterschiedliche Rollen: Als Kunde von oder als Herrscher über Flexibilitäten.

Wenn am Prinzip der Entflechtung festgehalten wird, werden Antworten auf die gängigen Policy-Vorschläge in der Netzentgeltdebatte leichter: Anstatt Gleichzeitigkeit über im Verursacherprinzip begründete differenzierte Netzentgelte kontrollieren zu wollen, kann dies auch über einen Marktplatz geschehen. Eine Neugestaltung der Anreizregulierung könnte den Netzbetreiber zum Käufer von Flexibilitäten machen und so sowohl als Anreiz zur nicht-diskriminierenden und neutralen Rolle des Netzmonopols als auch zur Flexibilisierung von Verbrauchern durch Aggregatoren dienen und damit die Grundlage für Flexibilitätsmarkt schaffen.

Intelligente Zähler und die damit verbundene Informations- und Kommunikationstechnologie sind die Grundlage für einen solchen Flexibilitätsmarkt. Diese Dateninfrastruktur verschiebt aber nicht nur Lasten, sondern auch die Machtgefüge der Energiewirtschaft⁴⁰ und können zum momentan gesellschaftlich kontrovers diskutierten ‚Überwachungskapitalismus‘ beitragen.⁴¹

Die Einführung von stündlichen Endverbraucherstrompreisen und zeitvariablen Netzentgelten in Dänemark durch den verpflichtenden Einbau von intelligenten Zählern für alle Stromkunden zeigen, dass variable Entgelte ohne Flexibilitätsmärkte kaum zu Flexibilität führen. Zudem erhalten Netzbetreiber eine neue Datenhoheit über Verbraucherdaten, die ihre Monopolstellung verhärtet.

In Dänemark sind intelligente Zähler flächendeckend eingeführt worden. Nicht nur aus sozioökonomischer Sicht,⁴² sondern auch aus datenpolitischer Perspektive scheint es fragwürdig, auch Kleinstverbrauchern intelligente Zähler einzubauen, wenn sie kein Potential für eine Lastverschiebung aufweisen, und stündliche Netztarife und Strompreise einzuführen, ohne eine Aggregatorebene zu ermöglichen wie es in Dänemark der Fall ist. Die im zentralen dänischen ‚Datahub‘ erfassten Verbraucherdaten sind an soziale Behörden weitergegeben wurden, um Arbeitslose zu kontrollieren.⁴³ Dass Ab-

lesung ohne Einverständnis rechtens sein kann, wenn es „im Dienste der Gesellschaft“ passiert, hat die dänische Energieagentur festgestellt.⁴⁴ Es scheint also klar, dass innerhalb des jetzigen dänischen Regulierungsrahmens die Datenhoheit nicht bei den Verbrauchern liegt.⁴⁵ Das Prinzip der Prosumer-Zentrierung der Europäischen Kommission könnte mit Vorteil auch auf die Datenhoheit angewandt werden.

Fazit

In einem erneuerbaren Energiesystem haben Netzbetreiber einen neuen Gesellschaftsauftrag und brauchen ein neues Selbstverständnis: Durch neue Erzeugungs- und Speichertechnologien schrumpft das ‚natürliche‘ Monopol; aus dem Verteilnetz wird ein Netz des Zusammenspiels, in dem Prosumer und Aggregatoren zu Mitspielern werden und das Netz sich als Interaktionsplattform neutral und nicht-diskriminierend verhalten sollte.

Eine Orientierung an diesem klaren Rollenverständnis der Verteilnetze in erneuerbaren Energiesystemen hilft, Fragen nach Entgelt- und Marktneugestaltungen zu beantworten. Die heutigen Kostenwälzungs-, Briefmarken- und Verursacherprinzipien, nach denen Prosumer als störende Elemente gelten, weil sie nicht ins bisherige System passen, sind überholt.

Netzentgelte und Flexibilitätsanreize können anhand neuer Prinzipien – wie einem Subsidiaritätsprinzip und einem Entflechtungsprinzip – festgelegt werden und so Quersubventionierungen entgegenwirken und Verbraucher und Prosumer zu den Grundpfeilern ‚smarter‘, erneuerbarer Energiesysteme werden lassen, die den gemeinschaftlichen Netzen Dienstleistungen liefern.

Danksagungen:

Eine frühere Version dieses Artikels wurde bei der ‚5th International Conference on Smart Energy Systems‘ am 10. – 11. September 2019 in Kopenhagen präsentiert. Für wertvolle Kommentare möchte ich mich besonders bei Prof. Dr. Rolf W. Künneke, Jette Miller, Caren Herbstritt, drei Forschenden am Institut für Technikfolgenabschätzung und Systemanalyse am Karlsruher Institut für Technologie sowie beim ZNER-Herausgeber Dr. Peter Becker bedanken.

Für grundsätzliche Diskussionen und gute Fragen zum Thema Netzentgelte danke ich meiner Forschungsgruppe ‚Sustainable Energy Planning‘ an der Aalborg Universität sowie den Teilnehmern des ‚Arbeitskreis Regulierung Elektrizität Gas Telekommunikation Post‘ (AK REGTP) von Becker Büttner Held.

Diese Forschungsarbeit wird von den dänischen ForschEL- und EUDP-Forschungsprogrammen im Rahmen des Energy Collective Project (Grant Nr. 2016-1-12530) unterstützt.

³⁸ Bundesverband Verbraucherzentrale: „Grundpreisanstieg am Netzentgelt stoppen“, 2018.

³⁹ Claire Bergaentzlé u.a.: „Electricity grid tariffs as a tool for flexible energy systems: A Danish case study“, Energy Policy 126 (März 2019): 12-21, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.021>; Tim Schittekatte, Ilan Momber, und Leonardo Meeus: „Future-proof tariff design: Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back“, Energy Economics 70 (Februar 2018): 484-98, <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.01.028>.

⁴⁰ Kirsten S. Hasberg: „From Foucault’s biopower to Boyer’s energopower and Koopman’s infopower with the energy sector as a case“ Le foudaldien (bevorstehend) 2019.

⁴¹ Shoshana Zuboff: „The age of surveillance capitalism: the fight for a human future at the new frontier of power“, 2018.

⁴² Kirsten S. Hasberg und Mads L. Pedersen: „Analyse af grænsesænkning for fjernaflæsning og timeafregning“, 2009; Energistyrelsen: „Redegørelse om mulighederne for og virkningerne af dynamiske tariffer for elektricitet“, 2010.

⁴³ Helene Olesen und Peter Keiding: „Dyreløfteri: Regeringen vil overvåge lediges elforbrug“, *Fagbladet 3F*, 2018, <https://bit.ly/2XDpxph>.

⁴⁴ Energistyrelsen: „Dansk afklaring om fjernaflæsning i forhold til databeskyttelsesforordningen“, 2018.

⁴⁵ Für eine detaillierte Diskussion zur datenrechtlichen Lage von Energieverbrauchswerten in Dänemark siehe Bent Ole Gram Mortensen: „Data-behandling og udveksling af persondata fra forsyningsvirksomheder“, Arbeitspapier, Juni 2018.