



Netznutzungstarife im Zielkonflikt: Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien versus Verursachergerechtigkeit



Netznutzungstarife im Zielkonflikt: Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien versus Verursachergerechtigkeit

Netznutzungsgebühren dienen der Deckung der Kosten für Aufbau und Erhalt des Stromnetzes. Mit zunehmender Zahl privater PV-Anlagen und Eigenverbrauchslösungen ist die Verteilung dieser Kosten auf die Endkunden nach dem heutigen Tarifmodell aber nicht mehr verursachergerecht. Dementsprechend wird in der Schweiz, wie auch in anderen Ländern, eine Änderung des Tarifmodells erwogen.

Hierbei entsteht ein Zielkonflikt: Einerseits leistet das heutige Tarifmodell einen wesentlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit privater PV-Anlagen mit Eigenverbrauch und damit zur Erreichung der Ausbauziele der Energiestrategie 2050. Andererseits ist eine solche Abweichung von verursachergerechten Netznutzungsgebühren problematisch, weil sie eine Quersubventionierung von privaten PV-Nutzern durch die anderen Stromkunden verursacht und Fehlanreize für Investitionen in Netzinfrastruktur und Speicher setzt.

Die diesem White Paper zugrunde liegenden Studien und Daten zeigen, dass mit dem derzeitigen Tarifmodell zwar eine Quersubventionierung vorliegt, deren Umfang in den kommenden Jahren aber überschaubar bleiben dürfte. Dementsprechend liegt mittelfristig vor allem ein Konflikt zwischen dem Ziel des Ausbaus privater PV-Anlagen und dem Ziel des Aufbaus einer effizienten dezentralen Netz- und Speicher-Infrastruktur vor. Beide Aspekte sind wesentlich. Denn die Ausbauziele der Schweiz für erneuerbare Energien sind ambitioniert und nur mit privaten PV-Anlagen realisierbar. Und die Entwicklung der nächsten Jahre in den Bereichen Netze und Speicher kann zu einem mehr oder weniger dezentralen Energiesystem führen. Deshalb können Fehlanreize in diesem Zeitraum leicht zum Aufbau einer ineffizienten Infrastruktur führen. Für beide Aspekte liegt aber noch zu wenig belastbare Evidenz vor, um die Auswirkungen verschiedener Tarifmodelle sicher abschätzen zu können. Daher scheinen folgende Aspekte für die kommenden Jahre zentral:

- a) Die heutige Diskussion um die Quersubventionierung sollte vermehrt auf den **Zielkonflikt zwischen Anreizen für den Ausbau erneuerbarer Energien und Anreizen für effiziente Infrastruktur** fokussieren.
- b) Es sollten **Handlungsspielräume** für Alternativen zu den heutigen ausschliesslich am Strombezug orientierten Tarifen geschaffen werden, damit neue Ansätze für die Lösung des Zielkonflikts entstehen können.
- c) Auf regionaler oder kantonaler Ebene könnten neue Ansätze erarbeitet und erprobt werden, die für die Gesetzgebung die notwendige **Evidenz** zu Auswirkungen alternativer Tarifmodelle liefern.

Ausgangslage

Der Unterhalt und Ausbau des Verteilnetzes für den Strom wird heute durch einen verbrauchsabhängigen Netznutzungstarif finanziert. Im bisherigen zentralen Energieversorgungssystem hat sich dieses Tarifmodell bewährt. Mit der dezentralen Erschliessung von erneuerbaren Energien durch lokale Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) führt dieses Tarifmodell aber zu Zielkonflikten zwischen der Förderung der

erneuerbaren Energien einerseits und dem Setzen von Anreizen für einen kosteneffizienten Ausbau des Verteilnetzes andererseits.

Die Erschliessung von Sonnenenergie durch PV-Anlagen ist ein zentraler Bestandteil der Energiestrategie 2050 des Schweizer Bundesrates. Bis 2050 sieht die Energiestrategie das auszubauende Potenzial dieser Anlagen bei 11,1 TWh (Bundesrat 2013). 2014 wurden mit PV-Anlagen 0,8 TWh erzeugt (BFE 2015).

Soll das Potenzial ausgeschöpft werden, müsste dementsprechend die Erschliessung in den nächsten 35 Jahren mehr als verzehnfacht werden. Ein Ausbau von lokalen PV-Anlagen in diesem Umfang wird zusätzliche Kosten beim Verteilnetz verursachen (Bundesrat 2013, Consentec 2012). Mit dem heutigen verbrauchsabhängigen Netznutzungstarif schwindet die Finanzierungsbasis, wenn aufgrund privater PV-Anlagen weniger Strom über das

Verteilnetz bezogen wird. Zudem werden die Netzkosten nicht verursachergerecht angelastet, wodurch eine Quersubventionierung des Eigenverbrauchs stattfindet. Im Rahmen der Energiestrategie 2050, bzw. im Rahmen der geplanten Revision StromVG möchte der Gesetzgeber deshalb die Netzkostenanlastung verändern und diskutiert alternative Netznutzungstarifmodelle. Für den Gesetzgeber ist die Schaffung eines gerechten und zielführenden Anreizsystems durch gesetzliche Rahmenbedingungen eine grosse Herausforderung. Verschiedene konkurrierende Kriterien, die zu Zielkonflikten führen können, sind dabei zu berücksichtigen: Setzen die Gebühren Anreize für eine effiziente lokale Energieversorgungsinfrastruktur (Netz, Speicher und Generatoren)? Werden die Kosten verursachergerecht angelastet? Setzen sie Anreize für den Ausbau erneuerbarer Energien? Die Suche gestaltet sich besonders schwierig, da der gesellschaftliche Nutzen mehrheitlich durch die Erzeugung von neuen erneuerbaren Energien geschaffen wird, die zusätzlichen Kosten jedoch beim Verteilnetz für den erforderlichen Netzausbau und -umbau anfallen. Zudem befindet sich das Energiesystem in einer Transformation, wobei das **Zusammenspiel** zwischen neuen Technologien, Verbrauchskonzepten, Geschäftsmodellen sowie Tarifsyste-men in der Praxis noch kaum erprobt ist oder sich noch weiter entwickelt. Um geeignete Tarif- und Anreizsysteme zu testen, brauchen die Akteure lokale Handlungsspielräume, welche durch flexible An-

sätze des nationalen Gesetzgebers zuerst geschaffen werden müssen.

Im Folgenden erläutern wir die wichtigsten Aspekte der heutigen Zielkonflikte. Nach einer kurzen Darstellung der Anreizwirkung des heutigen verbrauchsabhängigen Netznutzungstarifs stellen wir das Entwicklungspotenzial des Eigenverbrauchs und das Ausmass der Quersubventionierung dar. Wir werfen einen Blick auf die internationale Diskussion und erörtern die Handlungsmöglichkeiten des Gesetzgebers und der Unternehmen zur Lösung der Zielkonflikte mit alternativen Tarifmodellen und netzdienlichen Geschäftsmodellen. Gemeinsame Handlungsempfehlungen an Politik und Unternehmen schliessen den Beitrag ab.

Anreize für den Ausbau von PV-Anlagen durch verbrauchsabhängigen Netznutzungstarif

Die Kosten für den mit PV-Anlagen erzeugten Strom sind zurzeit meist noch höher als der Stromtarif für Haushalte. Deshalb fördert der Bund gemäss Energiegesetz (EnG) kleinere Anlagen durch eine Einmalvergütung (EIV) und grössere Anlagen durch eine kostendeckende Einspeisevergütung (KEV). Das Energiegesetz erlaubt privaten Stromversorgern mit eigenen PV-Anlagen zudem die Eigenversorgung mit Strom. Konsumenten können dadurch zu sogenannten Prosumern (Produzent und Konsument in einem) werden, welche Strom mit eigenen Anlagen produzieren und einen Teil ihres eigenen Verbrauchs direkt decken (Eigenverbrauch).

Sowohl der Eigenverbrauchsanteil sowie der Selbstversorgungsgrad einer Anlage beträgt heute zirka 30 % (Weniger et al. 2014). **Abbildung 1** zeigt, dass ein Prosumer für den Selbstversorgungsanteil von ca. 30 % des gesamten Strombedarfs lediglich die Gestehungskosten der PV-Anlage von 15 Rp./kWh bezahlt (Meier et al. 2013). Diese 15 Rp./kWh sind deutlich günstiger als die 21 Rp./kWh Energiebezugskosten übers Netz, welche auch Netznutzungskosten beinhalten. Der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms ist also attraktiv, obwohl die reinen Strompreise billiger sind als die Gestehungskosten des eigenen Stroms. Entscheidend ist der Wegfall der Netznutzungsentgelte im Eigenverbrauch.

Bei einem typischen Verbrauch eines Haushaltes von 4'500 kWh pro Jahr beträgt die jährliche Stromrechnung 931 Franken (ElCom 2014), wovon der typische Eigenverbraucher 30 % einspart (Weniger et al. 2014). Die restlichen 70 % entsprechen den Kosten des Stroms, der vom Netz bezogen werden muss, da der Strombedarf nicht zeitgleich mit der Eigenproduktion verläuft. Teile des produzierten Stroms werden ebenfalls nicht zeitgleich selbst verbraucht und dürfen aufgrund des allgemeinen Ausspeiseprinzips unentgeltlich (Art. 14 Abs. 2 StromVG) ins Netz eingespeist werden.

Mit Batteriespeichern kann der Eigenverbrauchsanteil erhöht werden. Heute ist dies wirtschaftlich nicht attraktiv, da die Anschaffungskosten der Batterien noch zu hoch sind (Hoppmann et. al. 2014, IRENA

2015, S. 29–30, Kubli und Ulli-Beer 2016, Kubli 2016). Batterien sind in Prosumersystemen entsprechend wenig verbreitet, was sich mit fallenden Technologiekosten ändern könnte (vgl. auch Hügli 2016). Der Eigenverbrauchsanteil mit einer 2.5 kWh-Batterie liegt bei rund 45% und kann mit einer 7.5 kWh-Batterie auf über 70% gesteigert werden (Weniger et al. 2014; für Rechenbeispiele Hettich, Walther und Wohlgemuth 2015). Ob Speicherlösungen auf Haushaltsebene aus Sicht des Gesamtsystems sinnvoll sind, ist umstritten (Jägemann et al. 2013, Consentec 2012). Ein netz- und systemdienlicher Einsatz verlangt entweder einen Zugriff durch den Netzbetreiber auf die Batterie und/oder

eine dezentrale Steuerung über entsprechende Preissignale. Energiebasierte Netznutzungsgebühren setzen hierfür jedoch keinen Anreiz.

Entwicklungspotenzial des Eigenverbrauchs und Ausmass der Quersubventionierung

Mit dem verbrauchsabhängigen Netznutzungstarif ist das Netznutzungsentgelt direkt abhängig von der Strommenge, welche über das Netz bezogen wird. Somit können Prosumer mit zunehmendem Eigenverbrauch neben direkten Stromkosten auch Netznutzungskosten einsparen. Der Eigenverbrauch erhöht die finanzielle At-

traktivität von PV-Anlagen, was die Verbreitung des Prosumer-Konzepts fördert. Verteilnetzbetreiber verlieren dadurch Einnahmen und müssen die Netznutzungsgebühr für alle Endverbraucher erhöhen, um die verbrauchsunabhängigen Verteilnetzkosten trotz schwindender Finanzierungsbasis decken zu können. Stromkonsumenten ohne Eigenverbrauch übernehmen so den Anteil der Netznutzungskosten, welcher den Verteilnetzbetreibern durch den Eigenverbrauch verloren geht. Ein Teil der Netzkosten wird also von Prosumern mit Eigenverbrauch auf gewöhnliche Netznutzer abgewälzt, obwohl der Prosumer weiterhin vollumfänglich vom Verteilnetzanschluss profitiert. Die

Vergleich Stromkosten

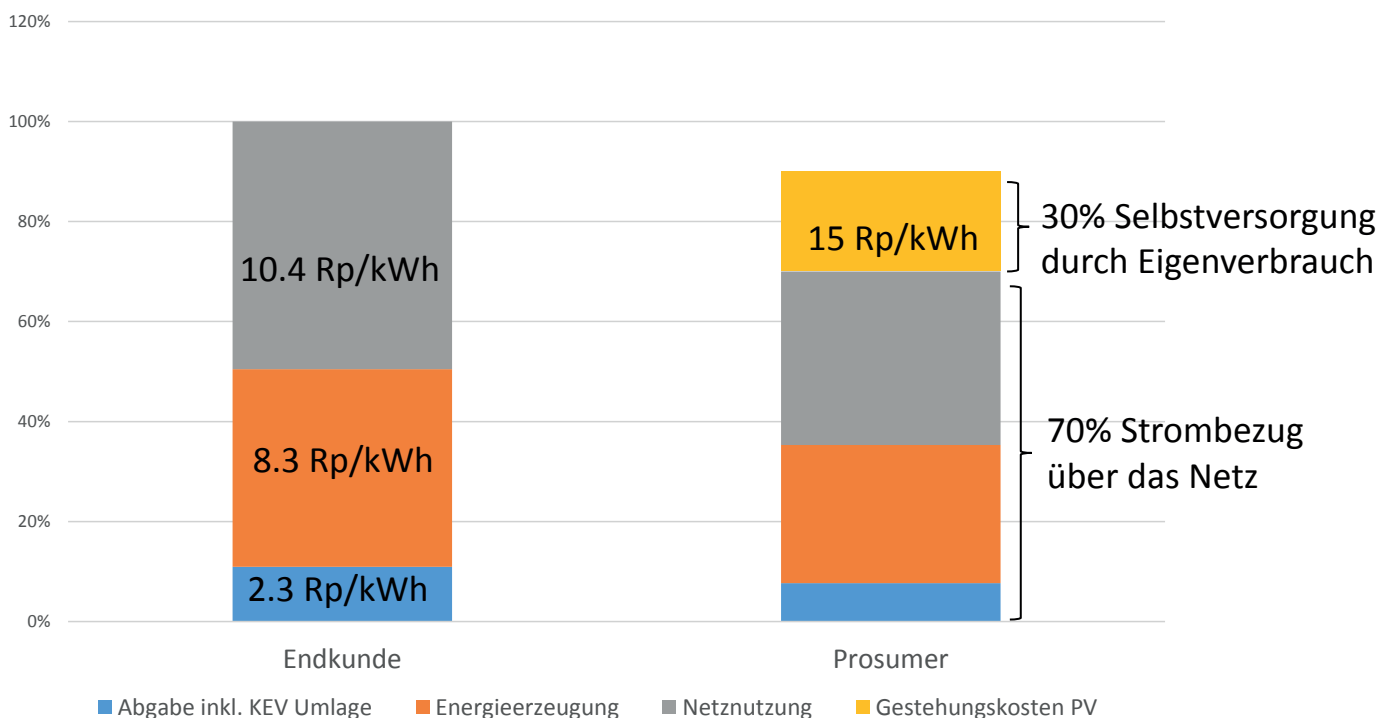


Abbildung 1: Vergleich der Höhe und der Zusammensetzung der Stromkosten eines normalen Endkunden eines Energieverorsorgers und eines Prosumers mit Eigenverbrauch. Der Stromtarif für Haushalte besteht aus einem Anteil für Energieerzeugung (8.3 Rp./KWh), einem Netznutzungstarif (10.4 Rp./KWh) und Abgaben inkl. KEV-Umlage (ca. 2.3 Rp./KWh). Der Netznutzungstarif ist vorwiegend verbrauchsabhängig (ECom 2014).

durch die benötigte Kapazität des Netzanschlusses entstandenen Kosten sind fix und werden durch den Eigenverbrauch nicht reduziert. Somit finanziert der Prosumer die durch ihn verursachten Netzkosten nur ungenügend. Eine zusätzlich installierte, dezentrale Speicherinfrastruktur trägt dabei nicht unbedingt zum Aufbau einer kostengünstigen und sicheren dezentralen Versorgungsstruktur bei (Jägemann et al. 2013). Diese Quersubventionierung ist unter dem Kriterium der Verursachergerechtigkeit unerwünscht, setzt aber auch je nach Standpunkt erwünschte Anreize für den Ausbau der erneuerbaren Energien oder Fehlanreize im Hinblick auf einen kosteneffizienten Netzausbau (Walther 2014, 33 ff.) Das Ausmass des Umverteilungseffekts und damit die effektiven zusätzlichen Kosten für gewöhnliche Netznutzer sind wesentlich vom Selbstversorgungsgrad und der Verbreitung von Eigenverbrauchslösungen mit oder ohne Batterielösungen abhängig (Hettich, Walther und Wohlgemuth 2015, Kubli und U-

li-Beer 2016 und Kubli 2016).

Die zukünftige Entwicklung des Eigenverbrauchs und somit auch die Entwicklung der Quersubventionierung in einem Versorgungsgebiet sind von der Attraktivität der Investitionen in Prosumer-Konzepte mit und ohne Speicherlösungen abhängig. Die Attraktivität hängt von verschiedenen Einflussgrössen wie der Kostenentwicklung der Technologie, den Netzkosten und Tarifmodellen ab, so wie auch von nicht-ökonomischen Faktoren, wie z. B. dem Autarkiebedürfnis, Nachbarschaftseffekten oder ökologischer Motivation. Die Auswirkungen der Wechselwirkungen der PV-Verbreitung und der Tarifanpassung sind bisher kaum untersucht.

Die Simulationsstudie Kubli und Uli-Beer 2016 und Kubli 2016 haben die Wechselwirkungen der Verbreitung von Prosumern und der Höhe des kostendeckenden verbrauch-sabhängigen Netznutzungstarifes sowie das Ausmass des Umverteilungseffekts analysiert (siehe insbesondere Kubli 2016). Die linke Hälfte

von **Abbildung 2** zeigt einen Aspekt der Simulationsresultate: Das Prosumer-Konzept ohne Batterien wird mit dem heutigen verbrauch-sabhängigen Netznutzungstarif für Einfamilienhäuser starken Zulauf finden. Bei den Mehrfamilienhäusern nimmt dieser Trend mit der Zeit wieder ab, da für Mehrfamilienhäuser Prosumerlösungen ohne Speicher im Vergleich zu Lösungen mit Speicher an Attraktivität verlieren. Die rechte Hälfte von **Abbildung 2** zeigt die simulierte Anzahl von Prosumern mit Batterien. Ihre Anzahl steigt noch stärker an als die simulierte Anzahl von Prosumern ohne Batterien. Das bedeutet, dass es in vielen Fällen finanziell attraktiv wird, zusätzlich zur PV-Anlage auch einen Speicher zu installieren. Der rechte Teil der Abbildung 2 zeigt ausserdem, dass der Trend hin zu Prosumersystemen mit Batterien bei Mehrfamilienhäusern früher beginnt als bei Einfamilienhäusern. Diese Entwicklung wird durch die Annahme erklärt, dass bei Mehrfamilienhäusern ein günstigeres Verhältnis von installierter

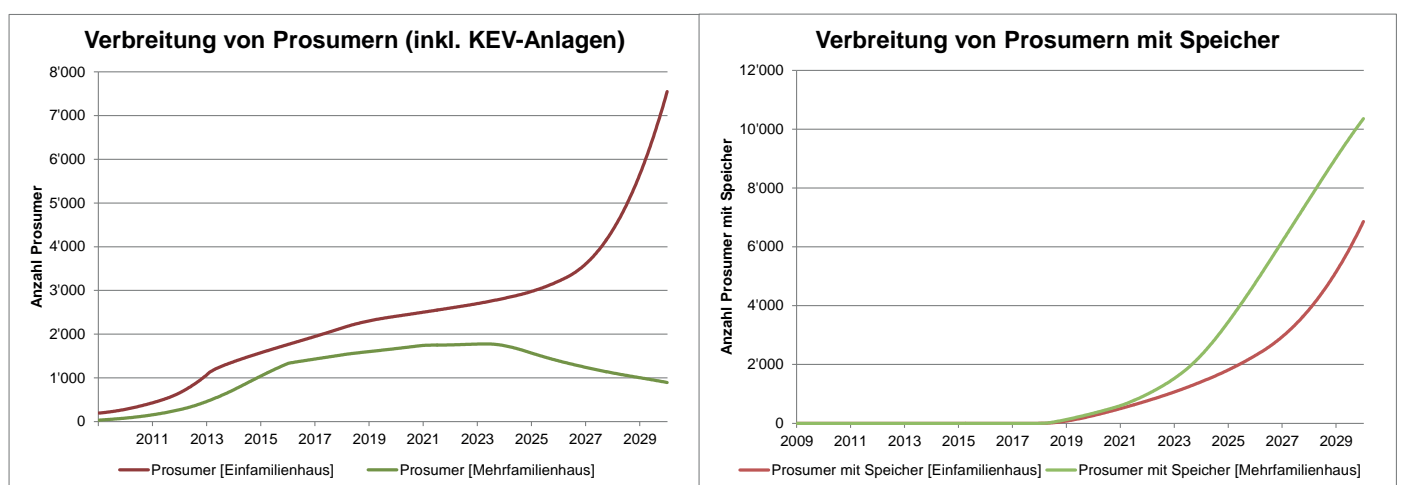


Abbildung 2: Verbreitung von Prosumern ohne Batterien (inkl. Prosumern mit KEV-Anlagen) und mit Batterien (basierend auf Kubli 2016)

Leistung zu Verbrauch besteht. Die Parteien eines Mehrfamilienhauses haben zeitlich nicht genau dasselbe Stromverbrauchsmuster, folglich ist die Lastkurve eines Mehrfamilienhauses ausgeglichener als die eines Einfamilienhauses. Der Einsatz einer Batterie, die proportional zur Kapazität der PV-Anlage dimensioniert ist, führt bei einer ausgeglicheneren Lastkurve zu einer weiteren Steigerung des Eigenverbrauchsanteils. Damit ist die Investition in eine Batterie eher rentabel. Ein wichtiger Treiber dieser Entwicklung ist die Annahme von steigenden übergreifenden Netzkosten, welche hauptsächlich durch allgemein wachsende Infrastrukturkosten bedingt sind (Netzausbau, Integration der dezentralen Energien, Messinfrastruktur) (Bundesrat 2013).

Nimmt man die heutigen Rahmenbedingungen und Entwicklungstendenzen als Basis (z. B. Bundesrat 2013), so steigen die gesamten Netzkosten und somit die Netznutzungsgebühr aufgrund der notwendigen Netzausbauten und -umbauten bis ins Jahr 2030 um 66 %. Gemäss der Simulationsstudie von Kubli (2016) verursacht der Umverteilungseffekt isoliert betrachtet bis im Jahr 2030 einen Anstieg der zu bezahlenden Netznutzungsgebühren von lediglich 3.2 % bis 7 % für die Endkunden. Dies entspricht einem jährlichen Anstieg von 0.15 % bis 0.3 %. Konkret würde dies im Jahr 2030 mit dem heutigen Tarifsystem für ein Einfamilienhaus 38 CHF bzw. 13 CHF pro Person und Jahr ausmachen. Prosumer in einem Einfamilienhaus

vermeiden hingegen 157 CHF pro Jahr, bzw. 54 CHF pro Person und Jahr an Netznutzungsgebühren.

Abbildung 3 zeigt den durch den Umverteilungseffekt verursachten Anstieg der Netznutzungsgebühr über die Zeit. Unsichere Inputparameter (Entwicklung des Energiepreises, Anstieg der übergreifenden Netzkosten, Reduktion der Technologiekosten) wurden für die Simulation im Bereich von +20 % und -20 % um die Annahmen der Basiswerte variiert. Die Abbildung zeigt, dass der Umverteilungseffekt bis ins Jahr 2025 eher gering ausfällt. Zwischen 2025 und 2040 ist unter diesen Annahmen aber ein wesentlicher Anstieg zu erwarten, der durch eine starke Verbreitung der Eigenverbrauchskonzepte bedingt ist.

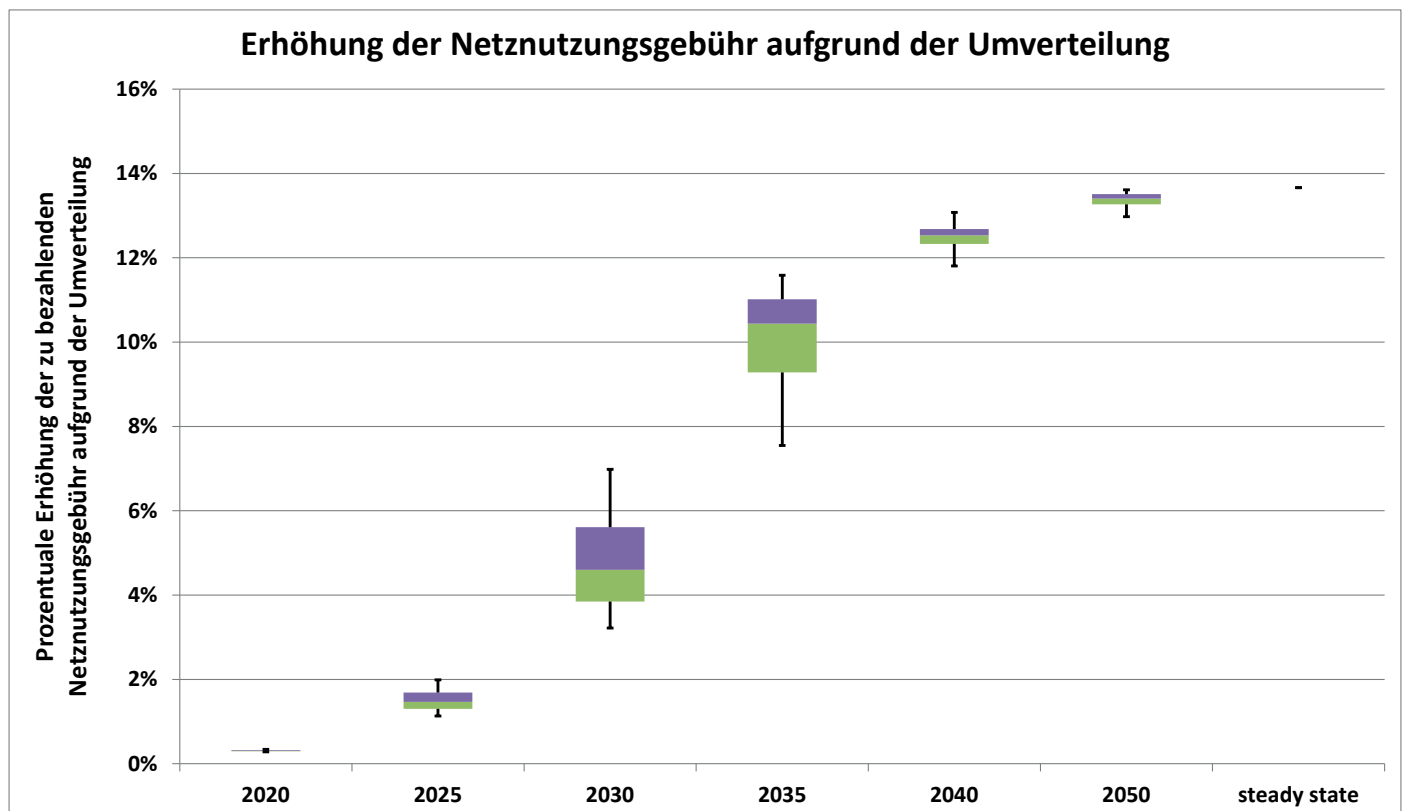


Abbildung 3: Sensitivitätsanalyse der Entwicklung des Anstiegs der Netznutzungsgebühr aufgrund der Umverteilung über Zeit (basierend auf Kubli 2016).

Bei vollständig ausgenütztem Potenzial für Eigenverbrauch steigt die Netznutzungsgebühr durch den Umverteilungseffekt um 14 %. Dieser Zustand wird voraussichtlich erst im Jahr 2050 oder später erreicht.

Batterien bieten Prosumern eine technische Lösung, um ihren Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen. Prinzipiell können sie dadurch weitere Netznutzungskosten einsparen und die eigene Stromrechnung optimieren. Unter dem heutigen Tarifsysteem werden hierzu Anreize gesetzt, was aufgrund der Quersubventionierung und aus volkswirtschaftlicher Sicht fraglich ist (Jägemann et al. 2013). Wie sich die Anreize alternativer Tarifmodelle auf die Verbreitung und Nutzung von dezentralen Speichern sowie die Kostenverteilung auswirken, ist bisher kaum verstanden und erprobt.

Dezentrale Speicherlösungen im Allgemeinen eröffnen aber die Möglichkeit, Leistungsspitzen zu brechen und Netz-ausbaukosten zu minimieren (KEMA Studie). Dies setzt jedoch voraus, dass der Einsatz der Speicherlösung für einen netzdienlichen Betrieb optimiert wird. In welchem Ausmass Speicherlösungen dazu beitragen können, Netz- und Systemkosten zu verringern, hängt von verschiedenen Gestaltungsansätzen ab: Smart-Grid-Lösungen oder netzspezifische Geschäfts- und Tarifmodelle sind als Beispiele zu nennen. Es gibt aber noch kaum empirische Erkenntnisse, ob sich Haushaltsbatterien, Quartierbatterien oder andere dezentrale Speichertechnologien durchsetzen und wie diese allenfalls zur Netzstabilität

beitragen können. Ebenfalls liegen kaum empirisch gestützte Erkenntnisse zu den Anreizwirkungen alternativer Netznutzungstarife auf die Verbreitung der unterschiedlichen Speicherlösungen und netzdienlichen Geschäftsmodellen vor.

Internationale Perspektive

Der Umverteilungseffekt durch verbrauchabhängige Netznutzungstarife ist ein gesamteuropäisches Thema. Die Dachorganisation „European Distribution System Operators (EDSO) for Smart Grids“ spricht sich dafür aus, die heute verbreiteten verbrauchabhängigen Tarife zu ersetzen, um zukünftig eine verursacher- und verteilgerechte Kostenallokation sicherzustellen, Kundenanreize für die Bereitstellung von Flexibilität zu setzen sowie Signale für optimale Investitionsentscheidungen zu geben (EDSO 2015). In ähnlicher Weise argumentiert der europäische Branchenverband „EURELECTRIC“ bereits seit 2013 (EURELECTRIC). Sowohl EURELECTRIC als auch EDSO nennen als Ausgestaltungsoptionen die Implementierung von **leistungsbasierten Tarifkomponenten**, teils in Kombination mit **zeitvariablen Tarifen**, oder auch **dynamische Konzepte**, die vor allem auf den operativ-technischen Betrieb abzielen (Engpassvermeidung, Sicherung der Spannungsqualität etc.). Verschiedene europäische Länder (z. B. NL) nutzen bereits heute leistungsabhängige Tarifbestandteile für Haushaltskunden. Auch die deutsche Bundesnetzagentur BNetzA diskutiert intensiv zukünftige Tarifstruk-

turen, wobei aber momentan noch festgehalten wird, „dass die heutige Netzentgeltsystematik besser ist als ihr Ruf“ (Bundesnetzagentur 2015, S. 93). Dennoch spricht sich auch die BNetzA für eine Stärkung der Leistungs- bzw. Fixkomponente aus. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass sich die Schweizer Problemstellung hinsichtlich Eigenverbrauch und Netznutzung in den gesamteuropäischen Kontext einfügt.

Bewertungs- und Gestaltungsansätze alternativer Tarifmodelle

Für die Beurteilung verschiedener Tarifmodelle müssen die relevanten Kriterien definiert werden. Für die Schweiz sind beispielsweise die Verursachergerechtigkeit, die Transparenz, die Praktikabilität, die Anreizwirkung auf Netznutzer und die Verteilungswirkung von besonderer Bedeutung (DNVL 2015). Ein wichtiges Kriterium, das vor dem Hintergrund der Verbreitung von Eigenverbrauchslösungen besondere Aufmerksamkeit verdient, ist die **Anreizwirkung für netzentlastendes und Netzausbau vermeidendes Verhalten**. Ein weiteres Kriterium ist die **Flexibilität des Ansatzes**, um ändernden wirtschaftlichen und technologischen Rahmenbedingungen Rechnung tragen zu können.

Bildung einer separaten Kundengruppe für Eigenverbraucher

Derzeit werden im Parlament in der Debatte zur Energiestrategie 2050 sowie im Rahmen der vorberei-

tenden Arbeiten zur Revision des StromVG Vorschläge diskutiert, um die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Gestaltung von Netznutzungstarifen anzupassen. Der Bundesrat hat in seiner Botschaft vorgeschlagen, die Netznutzungsentgelte zukünftig am Bezugsprofil zu orientieren. Diejenigen Prosumer, die das Netz nur noch geringfügig beanspruchen, könnten damit vom Verteilnetzbetreiber als eine eigene Kundengruppe mit eigenen Netznutzungstarifen betrachtet werden. Das Ziel des Gesetzgebers ist es, für diese Kundengruppe eine verursachergerechte Anlastung der Netzkosten zu erlangen. Bereits heute bietet der gesetzliche Rahmen in dieser Hinsicht einen gewissen Gestaltungsspielraum. So hat die ElCom in ihrer bisherigen Praxis zur Netznutzungstarifizierung und zur Kundengruppenbildung (vgl. dazu Kratz 2012) stets betont, dass die Verteilnetzbetreiber über eine gewisse Gestaltungsfreiheit bei der Kundengruppenbildung verfügen. Dabei seien jedoch die Vorgaben der Stromversorgungsgesetzgebung einzuhalten (vgl. BFE 2014 a, S. 10).

Leistungstarif

Ein Netznutzungstarif für Haushalte könnte von der maximal bezogenen Leistung abhängig gemacht werden. Allerdings kann die Anschlussgrösse, welche die Netzkosten verursacht, nicht dynamisch an die effektiv benötigte Anschlussgrösse bzw. die Spitzenlast angepasst werden (Kubli 2016). Netzananschlussgrössen müssen langfristig ausgerichtet und vorgängig instal-

liert werden (vgl. zu möglichen Kosteneinsparungsmöglichkeiten Hügli 2016, S.27).

Die Leistungsmessung verursacht Implementierungskosten, die wieder dem Netznutzungstarif angelastet werden müssten (BFE 2014). Mit der „Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze“ (Bundesrat 2016) soll die Kostenüberwälzung auf „gesetzlich vorgeschriebene“ intelligente Messsysteme beschränkt werden. Aktuell zeichnet sich politisch aber ab, dass Smart Meter in Zukunft flächendeckend installiert werden könnten, um beispielsweise die dezentral erzeugte Energie in „virtuellen Kraftwerken“ besser managen zu können. Sollte dies der Fall sein, kann die Investition allen Netznutzern angelastet werden.

Grundtarif

Alternativ könnte der Hausanschluss mit einem wesentlich höheren Grundtarif entgolten werden – wie dies etwa bei Zweitwohnungen in Tourismusgebieten praktiziert wird. Dieser höhere Grundtarif müsste ungefähr den zurechenbaren Netzkosten der Haushalte entsprechen und ist dem Prinzip eines Leistungstarifs sehr ähnlich.

Bewertung der Ansätze

Sowohl die Bildung von Kundengruppen als auch Leistungstarife sind prinzipiell geeignet, die Kosten verursachergerecht zuzuordnen. Für den Ausbau von erneuerbaren Energien und der effizienten Energieverwendung setzen sie weniger Anreize im Vergleich zum heutigen

verbrauchsabhängigen Netznutzungstarif. Bezüglich der Anreizwirkung für netzentlastendes und Netzausbau vermeidendes Verhalten sowie der Flexibilität des Ansatzes für die Weiterentwicklung von Versorgungskonzepten (z. B. Eigenverbrauchsgemeinschaften mit und ohne Speicher) weisen aber weitere differenzierte Optionen entscheidende Vorteile auf. Die DNVG Studie (2015) bietet eine umfassende Diskussion erweiterter Optionen für Netzentgelte. Für die Verteilnetzebene werden zwei differenzierte Konzepte identifiziert, die Kunden mit und ohne Leistungsmessung Vorteile gegenüber dem heutigen Arbeitstarif bringen. Hinsichtlich der Anreizwirkung für eine effiziente Infrastruktur und Verursachergerechtigkeit scheinen gemischte Netztarifmodelle (bestehend aus Leistungs-, Arbeits- und Grundpreis) mit einer zeitlichen und regionalen Differenzierung sowie einer Berücksichtigung der Einspeiseleistung besonders geeignet. Diese sind aber nur für Kunden mit einer Leistungsmessung umsetzbar. Für Kunden ohne Leistungsmessung wird ein einfacheres Modell mit einer starken Leistungskomponente, welche sich an einer maximalen Anschlussleistung orientiert, als vorteilhafter im Vergleich zum heutigen Modell eingeschätzt.

Die verschiedenen Tarifmodelloptionen dürften auf die weitere Entwicklung der Versorgungsinfrastruktur und den Anteil der erneuerbaren Energien einen grossen Einfluss haben. Es gibt aber kaum Studien, welche diesen Einfluss untersuchen. Insbesondere fehlen empirische Er-

fahrungen für die konkrete Ausgestaltung, deren Praktikabilität und die Abschätzung der effektiven Auswirkungen der verschiedenen Optionen.

Neue Geschäftsmodelle für Flexibilitäten

Der Gesetzgeber kann mit der Gestaltung von Rahmenbedingungen nur Anreize für eine effiziente Infrastruktur setzen, aber deren Ausbau nicht direkt bestimmen. Die konkrete Umsetzung hängt von regionalen Verteilnetzbetreibern ab, die heute zuerst neue Geschäftsmodelle im Bereich der regionalen Flexibilitätsbereitstellung entwickeln müssen. Jedoch bieten die heutigen Rahmenbedingung hierfür kaum Anreiz und entsprechend gibt es erst wenige innovative netzdienliche Geschäftsmodelle. Dieses Henne-Ei-Problem können der Gesetzgeber und die Unternehmen gemeinsam lösen, indem alternative Tarifsysteme in Kombination mit neuen Geschäftsmodellen getestet werden.

Mit netzdienlichen Management-Ansätzen und Smart-Grid-Technologien können die Netzbetreiber und Energieversorger Partner in der Gestaltung und im Betrieb von Prosumersystemen werden. Dies stärkt die Kundenbindung und eröffnet neue Geschäftsfelder, wie z. B. Speicher-Contracting und Netzmanagement in Verbindung mit regionalen Eigenverbrauchslösungen. Von einem fundierten Verständnis darüber, welche Speicher- und Smart-Grid-Lösungen mit welchen Geschäftsmodellen und Tarifsystemen eine effiziente und sichere de-

zentrale Energieversorgung ermöglichen, ist man noch weit entfernt. Pilotprojekte mit neuen Netztarifmodellen und Smart-Grid-Netzmanagement-Ansätzen in geographisch beschränkten Räumen sind hierfür geeignete Massnahmen. Erste Ansätze gibt es schon. Beispiele hierfür werden in **Box 1** genannt.

Dem Aufkommen von Eigenverbrauchsgemeinschaften (EVG) ist besondere Beachtung zu schenken, da sich hier neue Gestaltungsmöglichkeiten eröffnen können. Das Parlament will EVGs mit einem kumulierten Verbrauch von mehr als 100 MWh pro Jahr ermöglichen, ihren Strom am freien Markt einzukaufen, soweit sie ihn nicht selbst produzieren (Föhse 2016). Die Auswirkung einer solchen Entwicklung auf die Höhe der Netztarife ist noch unbekannt.

Handlungsempfehlungen

Der Gesetzgeber und die Akteure der Energiebranche setzen mit ihren heutigen Handlungen wichtige Weichen für die zukünftige Entwicklung der dezentralen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien und des Ausbaus der Verteilnetzinfrastuktur. Die Anreize von Netznutzungstarifsystemen sind dabei entscheidend. Jedoch liegt bisher noch wenig belastbare Evidenz vor, welche neuen Tarifsysteemoptionen und Geschäftsmodelle gemeinsam dazu beitragen, eine effiziente und sichere dezentrale Energieversorgungsstrukturen aufzubauen. Folgende Aspekte sollten deshalb für die weiteren gesetzgeberischen und unternehmerischen Entscheidungen besonders berücksichtigt werden.

a) Die heutige Diskussion um die

Box 1: Pilot- und Demonstrationsprojekte

1 Poweralliance (Eranet Grid Plus)

Im Projekt soll lokales peak-shaving zu einem regionalen load-shaping Konzept weiterentwickelt und von je einem Verteilnetzbetreiber in Deutschland und der Schweiz umgesetzt werden. Der Ansatz setzt auf ein regionales marktbasierendes Verfahren, welches knappheitsbasierte Preissignale aus Erzeugung und Netzkapazität berücksichtigt, um den lokalen netzseitigen Restriktionen Rechnung zu tragen. Die Übergänge von einem marktbasierenden zu einem operativ gesteuerten Ansatz erfolgt über ein regionales Ampelsystem (ERA-Net Smart Grid Plus - Project Nr. 77601).

2 Smart-Grid-Demonstrator in the City of Arbon (Pilot- und Demonstrations-Projektvorschlag des SCCER FURIES)

Im Projekt soll eine umfassende Smart-Grid-Lösung nicht nur technisch, sondern auch wirtschaftlich im realen Anwendungskontext der Stadt Arbon getestet werden, so dass eine Übertragung in andere Städte möglich wird. Unter anderem sollen ein dynamischer Lastmanagement-Ansatz und entsprechende Geschäftsmodelle erprobt werden.

Verteilproblematik sollte vermehrt auf den **Zielkonflikt zwischen Anreizen für den Ausbau erneuerbarer Energien und Anreizen für effiziente Infrastruktur fokussieren**.

Das heutige verbrauchsabhängige Netznutzungsmodell führt zu einer verzerrten Zuordnung der Netznutzungskosten auf die Endkunden, wodurch die Verursachergerechtigkeit verletzt wird. Das Ausmass der dadurch entstehenden Quersubventionierung bleibt mittelfristig beschränkt, wird aber langfristig mit der stärkeren Zunahme des Eigenverbrauchs ansteigen.

Bei der Neugestaltung des Tarifmodells sollten vermehrt wünschenswerte Anreizwirkungen berücksichtigt werden. Neue Tarifstrukturen und/oder regionale Märkte für Flexibilitäten sollen Anreize für eine effiziente Infrastrukturentwicklung schaffen – wie beispielsweise für netzdienliches Lastmanagement. Damit soll sichergestellt werden, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien mit vernünftigen Kosten erreicht werden kann – insbesondere unter Berücksichtigung der Kosten des Verteilnetzes. Heute fehlen Anreize für netzdienliches Verhalten von Endkunden und Prosumern und für Investitionen in Speicherlösungen und Smart-Grid-Technologien. Ein neues Tarifsystem sollte den Zielkonflikt zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien sowie einer wettbewerbsfähigen Kostentwicklung und verursachergerechten Kostenverteilung des Verteilnetzes ausbalancieren. Wenn die Ausbauziele der erneuerbaren Energien erreicht werden sollen, scheint

eine Koordination von Änderungen bei Netztarifmodellen und der Förderung erneuerbarer Energien notwendig. Solche Anreize können etwa durch die Anpassung der bestehenden Fördermassnahmen (z. B. EIV) oder über eine Förderung auf dem Energieerzeugungsanteil des Stromtarifs gesetzt werden.

b) Es sollten **Handlungsspielräume für Alternativen** zu den heutigen, ausschliesslich am Strombezug orientierten Tarifen, geschaffen werden, damit neue Ansätze für die Lösung des Zielkonflikts entstehen können.

Der eingeleitete Transformationsprozess des Energieversorgungssystems zeigt heute mehrere mögliche Entwicklungspfade auf. In einem idealen Umfeld können die Stakeholder mittels Such- und Lernprozessen neue Versorgungskonzepte und Finanzierungsmodelle testen, um effizient funktionierende dezentrale Energiesystem-Designs zu identifizieren. Dafür ist es wichtig, dass in dieser frühen Phase auf **kantonalen und regionaler Ebene Handlungsspielräume** für die Akteure der Energieversorgung und -wirtschaft geschaffen werden. Eine Festlegung auf ein neues, schweizweit einheitliches Tarifmodell ohne hinreichende Erfahrung mit diesem Modell birgt die Gefahr, dass sich eine ineffiziente Infrastruktur entwickelt. **Gesetzgeberische Handlungsansätze** sind gefragt, die den Such- und Lernprozess unterstützen, aber trotzdem der operativen Praxis jederzeit die nötige Rechtssicherheit gewährleisten. Zu diesen Handlungsansätzen gehör-

ten etwa die Zulassung von regional beschränkten Pilotprojekten mit alternativen Tarifmodellen für innovative Investitionen. Dies bedingt allerdings einen Miteinbezug der Tarifregulierungsbehörde ElCom.

Aus regulatorischer Sicht ist deshalb für die gegenwärtige Transformationsphase eine Normierung vorzuziehen, welche einerseits den Netzbetreibern gewisse Handlungsspielräume gewährt („Kann“-Formulierungen oder andere offene Formulierungen). Andererseits sollte diese Normierung den vollziehenden und rechtsanwendenden Behörden (Bundesrat/BFE als Verordnungsgeber, ElCom im Rahmen von allfälligen Tarifprüfungen) auch Ermessensspielräume offen lassen. Eine flankierende Innovationsförderung kann darüber hinaus eine wirksame Massnahme sein, um im Rahmen von Pilotprojekten die Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten. Denkbar wäre etwa eine Übernahme der Zusatzkosten für die Netznutzer eines Pilotsversuchs mit alternativen Tarifmodellen durch geeignete Instrumente der öffentlichen Hand.

c) **Auf regionaler oder kantonaler Ebene könnten neue Ansätze erarbeitet und erprobt** werden, die für die Gesetzgebung die notwendige Evidenz zu Auswirkungen alternativer Tarifmodelle liefern.

Im Rahmen solcher neuer gesetzgeberischer Handlungsansätze sollten neue Ansätze mit innovativen Tarifmodellen angewandt werden, damit die wesentlichen realen Erfahrungen und Entscheidungs-

grundlagen für die Gesetzgebung gesammelt werden können. Sie sollten Aufschluss über die Auswirkungen des komplexen Zusammenspiels von alternativen Tarifstrukturen, neuen Geschäftsmodellen (z. B. für Erzeugungs- und Lastmanagement) sowie Smart-Grid-Lösungen ermöglichen. Dabei sollen Aussagen in Bezug zu netzdienlichem Verhalten und effizienter Infrastrukturentwicklung gewonnen werden, um die Wirksamkeit von Anreizen alternativer Tarifmodelle beurteilen zu können. Ziel muss sein, dass die-

se neuen Ansätze Erkenntnisse und reale Daten bezüglich der Vor- und Nachteile alternativer Tarifsysteme für verschiedene Verbraucherkonzepte ermöglichen. Dieser Fokus erlaubt eine spätere nationale Gesetzgebung, welche sich auf empirisch erprobte Ansätze abstützen kann.

Die Berücksichtigung der Anreizwirkung für eine effiziente Infrastruktur durch neue Tarifmodelle ist ein wirksamer Hebel, um den Ausbau der erneuerbaren Energien mit vertretbaren Kosten erreichen zu können.

Im besten Fall werden die Kosten verursachergerecht angelastet und attraktive Rahmenbedingungen für neue Geschäftsmodelle geschaffen. Die beste Lösung hierfür muss nicht vom Gesetzgeber alleine identifiziert werden. Alle Stakeholder sind gefordert, aktiv neue Ansätze in regionalen Handlungsräumen zu identifizieren, die sich durch ein effizientes Zusammenspiel von neuen Geschäfts- und Tarifmodellen sowie Smart-Grid-Infrastrukturen für die Umsetzung der Energiestrategie 2050 auszeichnen.

SCCER CREST

Das Competence Center for Research in Energy, Society and Transition (CREST) trägt zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 bei, indem es detaillierte, forschungsbasierte Handlungsempfehlungen erarbeitet. Diese Empfehlungen sollen dabei helfen, die Energienachfrage zu reduzieren, Innovationen zu fördern und den Anteil der regenerativen Energieerzeugung in einer kosteneffizienten Weise zu erhöhen.

In CREST arbeiten Forschungsgruppen aus acht grossen Schweizer Forschungsinstitutionen zusammen, die gemeinsam die Handlungsfelder Wirtschaft, Umwelt, Recht und Verhalten abdecken.

CREST ist eines der acht von der KTI geförderten Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER). Weitere Informationen zu unseren Forschungs- und Transfer-Aktivitäten finden Sie auf www.sccer-crest.ch.

Kontakt

Dr. Carmen Kobe
Wissenstransfer SCCER CREST
ZHAW Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften
knowledgetransfer-crest@zhaw.ch
Tel. +41 58 934 46 17

Autoren

Silvia Ulli-Ber, ZHAW (Lead)
Peter Hettich, Universität St. Gallen HSG
Brigitta Kratz, ZHAW
Thilo Krause, ZHAW
Merla Kubli, ZHAW und Universität St. Gallen HSG
Simone Walther, Universität St. Gallen HSG
Carmen Kobe, Knowledge Transfer SCCER CREST

Redaktion

Michael Schär, SCHWINDL SCHÄR GMBH

Layout und Gestaltung

Philippa Langloh, Universität Basel

Referenzen

- BFE (2014) *Datensicherheit und Datenschutz für Smart Grids: Offene Fragen und mögliche Lösungsansätze.*
- BFE (2014 a) *Vollzugshilfe für die Umsetzung des Eigenverbrauchs nach Art. 7 Abs. 2bis und Art. 7a Abs. 4bis des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0).*
- BFE (2015) *Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2014*
- Bundesnetzagentur (2015) *Bericht zur Netzentgeltssystematik Elektrizität, Stand: Juni 2015.*
- Bundesrat (2013) *Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision Energierechts) und zur Volksinitiative „Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstieginitiative), 4. September 2013.*
- Bundesrat (2016) *Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes), 13. April 2016.*
- Consentec (2012) *Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze, Untersuchung im Auftrag vom Bundesamt für Energie (BFE), Abschlussbericht 29. Mai 2012.*
- EDSO European Distribution System Operators for Smart Grids (2015) *Adapting Distribution Network Tariffs to A Decentralised Energy Future.*
- ElCom (2013) *Verfügung 212-00015 vom 19. September betreffend Netznutzungstarif für nicht ganzjährig genutzte Liegenschaften (Art. 18 Abs. 2 StromVV).*
- ElCom (2014) *Strompreise 2015: Durchschnittlich steigende Tarife für Haushalte und mittlere Betriebe (online 8.7.16).*
- EnergieSchweiz (2015) *Solarstrom für den Eigenverbrauch: Neue Möglichkeiten für Besitzer von Mehrfamilienhäusern.*
- EURELECTRIC (2013) *Network Tariff Structure for a Smart Energy Future.*
- Föhse K (2016) *Eigenverbrauchsgemeinschaften: Rechtlicher Rahmen heute und morgen. Bulletin SEV/VSE 5/2016, S. 12-15.*
- Hettich P, Walther S und Wohlgemuth D (2015) *Investitionen ins Verteilnetz: Rechtliche Grundlagen und Anreize bei zunehmender Eigenproduktion. EGI Working Papers Series, Working Paper No. 4.*
- Hoppmann J, Volland J, Schmidt TS, Hoffmann VH (2014) *The Economic Viability of Battery Storage for Residential Solar Photovoltaic Systems – A Review and a Simulation Model. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 39, 1101–1118.*
- Hügli A (2016) *Autarkie muss keine Utopie sein. Eine Untersuchung zur Kostenentwicklung im PV-Bereich bringt erstaunliche Ergebnisse. Bulletin SEV/VSE 4/2016, S. 26-27.*
- RENA (2015) *Battery Storage for Renewables: Market Status and Technology Outlook.*
- Jägemann C, Hagspiel S and Lindenberger (2013) *The economic inefficiency of grid parity: The case of German photovoltaics, EWI Working Paper, No. 13/19.*
- Kratz B. (2012) *Die Praxis der ElCom zu Fragen der Netzebenenordnung. In: Jusletter 23. April 2012.*
- Kubli M und Ulli-Beer S (2016) *Decentralisation dynamics in energy systems: A generic simulation of network effects. Energy Research & Social Science 13, S. 71–83. doi:10.1016/j.erss.2015.12.015*
- Kubli M (2016) *Grid financing strategies in the death spiral: a simulation based analysis of grid tariff designs. IAEE conference 2016 proceedings.*

- Meier R, Muntwyler U, Neukomm R und Stutz P (2013) Die Photovoltaik ist marktreif für die Schweiz. 11. *Nationale Photovoltaik-Tagung 2013*, Basel/CH, März 2013.
- Walther S (2014) *Kooperative Steuerungsinstrumente im schweizerischen Stromversorgungsrecht*, St. Galler Schriften zur Rechtswissenschaft, Band 25, 1. Auflage, Dike Verlag, Zürich/St. Gallen
- Weniger J, Tjaden T und Quaschnig V (2014) Sizing of residential PV battery systems. *Energy Procedia*, Vol. 46, S. 78-87.