

Die Berücksichtigung von Spitzenkappung in der Anreizregulierung

Eva Deuchert¹

Online publiziert: 10. Juni 2016
© Springer Fachmedien Wiesbaden 2016

Zusammenfassung Unter dem Motto ein Verteilnetz nicht „bis zur letzten Kilowattstunde“ auszubauen wird das Modell zum Einspeisemanagement (Spitzenkappung) diskutiert. Hierbei werden Einspeiseanlagen zu Spitzeneinspeisung temporär, aber gezielt aus dem Netz genommen, um den erforderlichen Netzausbau zu reduzieren. Der Anlageneigner wird für den Erlösausfall durch die Abregelung monetär kompensiert. Nach dem derzeitigen Verordnungsentwurf zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sollen diese Entschädigungszahlungen als volatile Kosten klassifiziert werden, welche zwar jährlich auf den Verbraucher gewälzt werden, im Effizienzvergleich aber berücksichtigt werden. Dieser Artikel beleuchtet die Schwachstelle dieses Modells: Es werden zwar Anreize für eine optimale Kombination aus Netzausbau und Spitzenkappung gesetzt, allerdings ist die Partizipationsbedingung empfindlich verletzt: Im Erwartungswert sind die Gewinne negativ, sodass Investoren keinen Anreiz haben in Verteilnetze zu investieren. Dieses Problem kann gelöst werden, indem volatile Kosten zwar gewälzt werden, im Effizienzvergleich mit ihrem durchschnittlichen Niveau berücksichtigt werden.

Temporary disconnection of renewable energy and its implementation in the German Incentive Regulation Ordinance

Abstract The model of temporary disconnection of renewable energy in case of high energy injection and low demand is thought to be an effective method for reducing investments in electricity networks. However, plant owners need to be reimbursed for foregone sales. According to the currently discussed draft of the Amendment of the German Incentive Regulation Ordinance, these costs can be rolled over to the consumer on a yearly basis, but are part of the cost benchmark with their base year values. This paper shows that this model sets incentives for optimal investments in electricity networks, but violates the participation constraint: Net operators will be exposed to a severe risk of worsening their position in the cost benchmark. In expectation, they will generate losses and investors have no incentive to invest in electricity networks. This problem can be solved by allowing net operators to roll over costs to customers, while considering average reimbursement fees in the cost benchmark.

1 Problemstellung

Die zunehmend volatile Einspeisung und Erzeugung, fernab von Lastschwerpunkten, bedingt umfangreiche Investitionen und technische Umstrukturierungen in den Stromnetzen. Die derzeitige Rechtslage orientiert sich an einem Netzausbau, der sich auf eine volumnfängliche Einspeisung ausrichtet. Hierbei bleiben die auf Spitzen ausgelegten Leitungen jedoch häufig unausgelastet, was zu hohen Opportunitätskosten führt. Einspeisemanagement (häufig auch „Spitzenkappung“ genannt) bietet hingegen die Möglich-

✉ Dr. Eva Deuchert
e.deuchert@netze-bw.de

¹ Netze BW GmbH, Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart, Deutschland

keit, diese Überdimensionierungen und die damit verbundenen Kosten zu vermeiden. Auf diese Weise wird das Netz nicht vollumfänglich ausgebaut. Die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien sowie KWK- und Gruengasen anlagen wird bei Spitzeneinspeisungen abgeregelt und der Anlagenbetreiber wird für die entgangenen Erlöse aus der Einspeisung entschädigt.

Verschiedene Studien kommen zu dem Ergebnis, dass durch die Kombination von Einspeisemanagement und dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren die jährlichen Netzausbaukosten erheblich reduziert werden könnten (E-Bridge 2014; dena 2012). Die aktuelle politische Diskussion greift daher das Modell der Spitzenkappung auf, welches auch Bestandteil des Koalitionsvertrags ist (Bundesregierung 2013) und im Grün- und Weißbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie konkretisiert wurde (BMWi 2014, 2015). Demnach soll es zulässig sein, bis maximal drei Prozent der von Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugbaren Jahresenergie flexibel abzuregeln. Offen ist in diesem Zusammenhang jedoch, inwiefern die zu erwartenden Kompensationszahlungen an die Anlagenbetreiber in der Erlösobergrenze von Netzbetreibern abzubilden sind.

Im derzeitigen System der Anreizregulierung (ARegV) sind Kompensationszahlungen Bestandteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Sie gehen daher nicht in den Effizienzvergleich ein und können mit einem Zeitverzug von zwei Jahren gewälzt werden. Die Bundesnetzagentur sieht in der Auswirkung von Spitzenkappung auf die Verzinsungsbasis und der regulatorischen Behandlung von Kompensationszahlungen ein Spannungsfeld (BNetzA 2015, S. 253). Kompensationszahlungen als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten seien lediglich im Modell der Maximalkapazität gerechtfertigt, da Netzbetreiber ohne eigenes Verschulden daran gehindert wären, das Netz vollumfänglich auszubauen. Diese Prämisse könne man jedoch nicht länger aufrechterhalten, wenn Netzbetreiber eine Wahl zwischen vollständigen Netzausbau und einem um die Spitzenkappung reduzierten Netzausbau haben. Der aktuelle Verordnungsentwurf zur Änderung der ARegV sieht daher vor, Entschädigungszahlungen des Netzbetreibers an Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien (soweit diese nicht vom Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen wurden) ab der dritten Regulierungsperiode als volatile Kosten zu deklarieren. Diese können dann jährlich gewälzt werden, fließen jedoch in den Effizienzvergleich ein.

An einem einfachen Modell beleuchtet dieser Artikel die Schwachstelle dieses Konzepts: Ein Netzbetreiber würde zwar die gesamtwirtschaftlich optimale Kombination aus Einspeisemanagement und Netzausbau wählen, jedoch wäre die Partizipationsbedingung empfindlich verletzt: Es ist eine Kostenunterdeckung zu erwarten und der Netzbetreiber

würden im Erwartungswert Verluste erwirtschaften. Dies liegt daran, dass mit diesem Konzept ein erhebliches Risiko einer Schlechterstellung im Effizienzvergleich verbunden ist, so dass es dem Netzbetreiber nicht möglich ist, die zu erwartenden Kosten des Einspeisemanagements an den Netznutzer zu wälzen. Investoren haben folglich keinen Anreiz in Verteilnetze zu investieren.

Das Problem der Partizipationsbedingung bei der Preissetzung von Monopolisten („Ramsey Problem“) ist in der Volkswirtschaftslehre hinreichend bekannt (Ramsey 1927; Boiteux 1956). Um im vorliegenden Fall das Partizipationsproblem zu lösen, müssten die stochastischen Schocks in den Kosten für Einspeisemanagement geglättet werden. Daraus sollten nicht die tatsächlichen Kosten im Effizienzvergleich berücksichtigt werden, sondern die zu erwartenden durchschnittlichen Kosten für Einspeisemanagement. Dies stellt sicher, dass die erwarteten Kosten der Abregelung, die sich aus der Unternehmensentscheidung ergeben, internalisiert werden. Die Differenz der tatsächlich geleisteten Kompensationszahlungen zu den erwarteten Kosten kann jährlich gewälzt werden. Dies vermeidet das Risiko stochastischer Schocks, welche vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden können (zum Beispiel starkes Windaufkommen), und belastet den Verbraucher zudem nur mit demjenigen Anteil der Kosten, der als effizient angesehen wird. Dieses Modell führt daher zu einer sachgerechten Lösung, bei dem die Bedürfnisse der Netzbetreiber, tatsächlich entstandene Kosten durch Erlöse abzudecken, hinreichend berücksichtigt werden, gleichzeitig jedoch effektive Anreize für einen optimalen Netzausbau gesetzt werden.

2 Jährliche Wälzung von Entschädigungszahlungen als volatile Kosten

Im Folgenden wird die Wirkung des im Verordnungsentwurf zur Änderung der Anreizregulierung diskutierten Modells zur Abbildung von Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement in einem simplen Modellrahmen aufgezeigt. Zur Vereinfachung gehen wir von einem einzigen Produktionsfaktor Kapital K aus, welcher sich im Zeitablauf nicht entwertet und daher nicht abgeschrieben wird. Alle anderen Kosten sind entweder fix oder entwickeln sich proportional zum Kapitaleinsatz. Der Einsatz von Kapital definiert den Netzausbau über die Produktionsfunktion $f(K)$. Die hieraus entstehenden tatsächlichen Kosten sind $C(K)$.

Erst nachdem das Netz erstellt wurde, beobachtet das Unternehmen den tatsächlichen Einspeisebedarf Y_t . Dieser Bedarf ist eine stochastische Variable (zum Beispiel abhängig vom Windaufkommen), deren Verteilung $g(Y)$ jedoch im Zeitablauf konstant ist. Ist das Netz unterdimensioniert, d. h. $Y_t > f(K)$ muss eine Kompensationszahlung an den

Anlagenbetreiber in Höhe von p geleistet werden.¹ Die Kosten für Kompensationszahlungen sind daher:

$$z_t = \begin{cases} p[Y_t - f(K)] & \text{wenn } Y_t > f(K) \\ 0 & \text{sonst} \end{cases}$$

Die erwarteten Kosten für eine Kompensationszahlung $E(z_t) = \rho(K)$ sind eine Funktion der Netzkapazität und somit des Kapitaleinsatzes:

$$E(z_t) = \rho(K) \\ = p \int_{f(K)}^{Y^{max}} [y - f(K)] g(y) dy \text{ mit } \rho'(K) < 0$$

Wobei Y^{max} die Aufnahmekapazität bei vollumfänglicher Einspeisung ist. Der optimale Kapitaleinsatz K^* und somit Netzausbau $f(K^*)$ entspricht demjenigen, bei dem die niedrigsten Kosten anfallen:

$$\min_K C(K) + \rho(K) \\ \Rightarrow C'(K^*) = -\rho'(K^*)$$

Die optimale Lösung stellt sich immer dann ein, wenn Grenzerlöse den Grenzkosten entsprechen. Die linke Seite der obigen Gleichung sind vermiedene Grenzkosten des Netzausbau (Grenzerlöse von Spitzenkappung). Die rechte Seite stellen die zu erwartenden marginalen EEG-Vergütungen dar, die nun durch den vermiedenen Netzausbau an die Betreiber von abgeregelten Anlagen gezahlt werden müssen (Grenzkosten des Einspeisemanagements).

In der deutschen Anreizregulierung bestimmt sich die Erlösobergrenze weitgehend aus den Kosten eines Basisjahrs.² Die Kosten des Basisjahrs werden einem Effizienzvergleich unterworfen, so dass nur die als effizient klassifizierten Kosten an die Kunden weitergereicht werden. Entschädigungszahlungen des Netzbetreibers an Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien sollen im Verordnungsentwurf zur Änderung der Anreizregulierung Teil der volatilen Kosten sein, die zwar direkt an den Netzkunden gewälzt werden, im Benchmark jedoch auch als Teil des Aufwandsparameters berücksichtigt werden. Die Erlösobergrenze ist daher:

¹ Wir gehen davon aus, dass der Gesetzgeber die Höhe der Ausgleichszahlungen so setzt, dass die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt unter Berücksichtigung der Reaktion der Netzbetreiber auf eine Veränderung dieses Preises maximiert wird.

² Der Verordnungsentwurf zur Änderung der ARegV sieht einen Kapitalkostenabgleich vor, welcher es ermöglicht, Kapitalkosten jährlich auf den Netzkunden zu wälzen. In diesem einfachen Modell kann diese Änderung jedoch vernachlässigt werden, da wir von konstanten Kapitalkosten ausgehen. Zudem wird hier davon ausgegangen, dass die regulatorisch zugestandenen Kapitalkosten den tatsächlichen Kapitalkosten eines Unternehmens entsprechen.

$$EOG_t = \epsilon [C(K) + z_0] + (z_t - z_0)$$

Der Effizienzwert ϵ ergibt sich aus einem Kostenvergleich mit anderen Netzbetreibern (Coelli et al. 2005). Vereinfacht ausgedrückt entspricht er dem Verhältnis der niedrigsten Kosten eines ihm vergleichbaren „Peer“-Unternehmens C_0^{Peer} mit den eigenen Kosten:

$$\epsilon = \frac{C_0^{Peer}}{C(K) + z_0}$$

Durch den Effizienzvergleich soll ein Wettbewerb simuliert werden (Shleifer 1985). Hat ein Unternehmen im Vergleich zu anderen Netzbetreibern zu hohe Kosten, kann er diese Kosten nicht komplett an die Netzkunden weiterreichen. Damit sollen auch für einen Monopolisten, dessen Erlöse auf Basis seiner Kosten reguliert werden, hinreichend Anreize für ein effizientes Wirtschaften und einen kostensparenden Faktoreinsatz gesetzt werden. In diesem Zusammenhang ist es irrelevant, ob die Kosten des „Peer“-Unternehmens die Kosten eines oder mehrerer tatsächlicher Unternehmen repräsentiert, wie es zum Beispiel in der Dateneinhüllungsanalyse (Data Envelopment Analysis, DEA, Farrell und Fieldhouse 1962) der Fall ist, oder ob die Kosten des „Peer“-Unternehmens auf Basis einer stochastischen Effizienzgrenzenanalyse (Stochastic Frontier Analysis, SFA, Aigner, Lovell und Schmidt 1977) statistisch geschätzt werden. Relevant ist in diesem Zusammenhang lediglich, dass ein Unternehmen die Kosten des „Peer“-Unternehmens nicht durch eigene Entscheidungen beeinflussen kann.

Der Netzbetreiber wählt den optimalen Kapitaleinsatz und damit auch denjenigen Netzausbau, mit dem der zu erwartende Gewinn maximiert wird. Einem rationalen Netzbetreiber ist die inverse Beziehung zwischen den eigenen Kosten und seinem Effizienzwert bewusst. De facto sind seine Erlöse unabhängig von seinen eigenen Kosten des Basisjahrs und entsprechen über den Effizienzvergleich den Kosten des „Peer“-Unternehmens:

$$\max_K E[\pi] = \epsilon \{C(K) + E[z_0]\} + \{E[z_t] - E[z_0]\} - \\ \{C(K) + E[z_t]\} = C_0^{Peer} - \{C(K) + E[z_t]\}$$

Da der Netzbetreiber die Kosten des „Peer“-Unternehmens nicht beeinflussen kann, entspricht daher die Lösung dieses Gewinnmaximierungskalküls dem gesamtwirtschaftlich optimalen Netzausbau, bei dem die Grenzkosten des Netzausbau und die Grenzkosten des Einspeisemanagements gleich sind.

So gesehen ist die Argumentation des Bundeswirtschaftsministeriums, warum Entschädigungszahlungen des Netzbetreibers an Betreiber von Anlagen zur Erzeugung aus Erneuerbaren Energien aus Maßnahmen des Einspei-

semanagements einzubeziehen nachvollziehbar: Könnten diese Zahlungen weiterhin als nicht beeinflussbare Kosten direkt an die Netzkunden gewälzt werden, ohne dass sie im Effizienzvergleich berücksichtigt würden, bestünde die Gefahr, dass derartige Maßnahmen dem Netzausbau gegenüber gemessen am Optimum zu oft ergriffen werden. Durch die Klassifizierung als volatile Kosten hingegen wird die optimale Kombination aus Netzausbau und Spitzenkappung gewählt.

Diese Argumentation berücksichtigt nicht, dass die Partizipationsbedingung eines Investors (nämlich dass die zu erwartenden Gewinne nicht negativ sein dürfen) durch diese verordnungsrechtliche Änderung verletzt wird. Der Netzbetreiber erleidet im Effizienzvergleich einen Benchmarknachteil, wenn aufgrund exogener und idiosynkratischer Schocks (z. B. hohe Spitzenwindaufkommen in einer Region), die Kosten für Einspeisemanagement im Basisjahr sehr hoch sind. Hierdurch verringert sich sein Effizienzwert – der Netzbetreiber kann nur einen Teil der hohen Kosten für Einspeisemanagement aus dem Basisjahr auf die Netznutzer wälzen.

Es handelt sich hierbei also um ein ökonomisches Risiko, welches der Netzbetreiber tragen muss. Dieses Risiko ist einseitig. Ein Netzbetreiber kann maximal die Kosten aus Einspeisemanagement an den Kunden wälzen, jedoch keine Gewinne erzielen: Wenn der Netzbetreiber im Basisjahr keine Entschädigungszahlungen leisten musste und somit das Peer-Unternehmen ist, kann dieser Netzbetreiber die im Laufe der Regulierungsperiode anfallenden Entschädigungszahlungen voll wälzen. Musste ein Netzbetreiber im Basisjahr hingegen Entschädigungszahlungen leisten, führt dies zu einer Verschlechterung des Effizienzwertes ($\epsilon < 1$). Sind die Entschädigungszahlungen in den Folgejahren geringer, reduziert sich die Erlösobergrenze um die Differenz zu den Kosten aus Einspeisemanagement des Basisjahrs, gleichwohl reduziert sich die Erlösgrenze zusätzlich um den als ineffizient klassifizierten Anteil der Kosten aus dem Basisjahr. Daher ergibt sich im Erwartungswert ein Verlust, den der Netzbetreiber tragen muss.

Dieser Verlust ist immer zu erwarten, unabhängig davon, ob der Effizienzwert nach der DEA oder SFA-Methode bestimmt wurde: In der DEA orientiert sich der Effizienzwert an dem Unternehmen mit den niedrigsten Kosten (Coelli et al. 2005). Es wählen zwar alle Unternehmen den optimalen Netzausbaubedarf, durch stochastische individuelle Schocks ist jedoch davon auszugehen, dass bei gleichem Netzausbau die Entschädigungszahlungen bei verschiedenen Netzbetreibern in der Höhe deutlich variieren. Im Extremfall, wenn der Pool vergleichbarer Unternehmen hinreichend groß ist, ist daher davon auszugehen, dass zumindest ein vergleichbares Unternehmen „Glück“ haben wird und in dem betreffenden Jahr keine Kompensationszahlungen leis-

tet. Die zu erwartenden Kosten des „Peer“-Unternehmens sind daher

$$C_0^{Peer} = C(K)$$

Die SFA hingegen berücksichtigt explizit, dass Kosten aufgrund idiosynkratischer Schocks unterschiedlich sein können (Coelli et al. 2005). Das Grundproblem ist hierbei, dass in der SFA zwei verschiedene Verteilungsfunktionen für den idiosynkratischen Schock (Fehlerterm) und die Ineffizienzen spezifiziert sein müssen. Bezuglich der Ineffizienzen muss eine Verteilung gewählt werden, die nur positive Werte zulässt. Üblicherweise werden hier eine Halbnormal-, Exponential- oder eine gestutzte Normalverteilung angenommen. Bei der Verteilung der Fehlerterme wird angenommen, dass dieser einer Normalverteilung entspricht, welche einen Mittelwert von Null hat. Diese Verteilung ist daher symmetrisch und kann sowohl positive als auch negative Werte annehmen.

Das Problem ist allerdings, dass der idiosynkratische Schock im vorliegenden Fall gar nicht normalverteilt sein kann. Zwar ist davon auszugehen, dass das Windaufkommen und damit der Einspeisebedarf normalverteilt ist, jedoch fallen Kompensationszahlungen nur dann an, wenn die Kapazitätsgrenze des Netzes erreicht ist und einzelne Anlagen abgeregt werden. Dies bedeutet, dass in der Realität auch die Kosten, welche durch idiosynkratische Schocks ausgelöst sind, strikt positiv verteilt sind und der Verteilungsfunktion für Ineffizienzen ähneln. In diesem Fall kann die SFA ineffiziente Kosten und diejenigen Kosten, welche durch idiosynkratische Schocks ausgelöst werden, nicht trennen und würde daher wie die SFA die Kosten des Einspeisemanagements fehlerhaft als ineffizient klassifizieren.

In beiden Fällen ergibt sich daher, dass der zu erwartende Gewinn eines Verteilnetzbetreibers negativ ist:

$$E[\pi_t] = C_0^{Peer} - \{C(K) + E[z_t]\} = -E[z_t] < 0$$

Der Netzbetreiber muss für die entstandenen Kompensationszahlungen alleine aufkommen und hat keine Möglichkeit, diese an seine Kunden weiterzureichen. Die Partizipationsbedingung ist daher nicht erfüllt und eine Investition in Verteilnetze findet gar nicht statt.³

³ Auch eine Risikoprämie, welche ein Netzbetreiber auf dem Kapitalmarkt bezahlt, würde dieses Problem nicht lösen: Hierdurch würden die Grenzkosten des Kapitals steigen. Bei steigenden Grenzkosten wird das Unternehmen jedoch weniger investieren, wodurch auch die Nachfrage nach Spitzenkappung steigt. Hierdurch steigen die zu erwartenden Verluste des Netzbetreibers.

3 Alternativer Vorschlag zur Abbildung von Ausgleichszahlungen

Um sicherzustellen, dass ein Netzbetreiber die zu erwartenden Kompensationszahlungen in seiner unternehmerischen Entscheidung berücksichtigt, und gleichzeitig die Partizipationsbedingung erfüllt ist, sollten daher im Effizienzvergleich nicht die tatsächlichen Kompensationszahlungen berücksichtigt werden, sondern die zu erwartenden Kosten für das Einspeisemanagement. Die Erlösobergrenze in jedem Jahr der Regulierungsperiode stellt sich dann wie folgt dar

$$EOG_t = \epsilon \{C(K) + E[z_0]\} + \{z_t - E[z_0]\}$$

Grundsätzlich ändert sich durch dieses Modell das Gewinnmaximierungskalkül nicht, so dass sich auch hier der optimale Netzausbau einstellen wird. Durch dieses Vorgehen wird jedoch der Benchmarknachteil, der durch exogene stochastische Schocks verursacht wird, vermieden. Der Effizienzwert berechnet sich nun wie folgt

$$\epsilon_0 = \frac{C_0^{Peer}}{C(K) + E[z_0]}$$

wobei im Gegensatz zum derzeitigen Entwurf der Anreizregulierungsverordnung das Peer-Unternehmen nun nicht mehr durch dasjenige Unternehmen gesetzt wird, das „Glück“ hatte und im Basisjahr keine Entschädigungszahlungen leisten musste. Auch das Peer-Unternehmen geht nun mit den zu erwartenden Kosten in den Effizienzvergleich ein:

$$C_0^{Peer} = C(K) + E[z_0]$$

In diesem Falle wäre die Partizipationsbedingung erfüllt, denn der erwartete Gewinn ist Null. Zu beachten ist dabei, dass in diesem Modell nur die stochastische Komponente der Kompensationszahlungen sowie der effiziente Anteil der zu erwartenden Kosten auf die Verbraucher übergewälzt werden. Der ineffiziente Anteil der zu erwartenden Kompensationszahlungen belastet das Ergebnis der Netzbetreiber.

Eine einfache Methode, mit der man in einem statistischen Umfeld einen Erwartungswert für diese Kosten bestimmen kann, ist die Bildung des Mittelwerts aus den Kompensationszahlungen der vorherigen Regulierungsperiode. In einem dynamischen Umfeld mit steigendem Output müssen ggf. ökonometrische Verfahren oder Referenznetzanalysen angewendet werden, um die zu erwartenden Kompensationszahlungen in Abhängigkeit von einer steigenden Outputmenge zu bestimmen.

4 Fazit

Um eine gesellschaftlich optimale Ausnutzung der Spitzenkappung zu erzielen, müssen Anreize richtig gesetzt werden. Dies ist im derzeitigen Entwurf zur Anreizregulierung nicht der Fall: Das Benchmarkergebnis von Netzbetreibern wird durch stochastische Schocks belastet, wodurch der Netzbetreiber für die entstandenen Kosten aus dem Einspeisemanagement alleine aufkommen muss und keine Möglichkeit hat, diese an seine Kunden weiterzureichen. Daraus entstehen Verluste, so dass die Partizipationsbedingung verletzt ist. Investoren haben keinen Anreiz in Verteilnetze zu investieren.

Dieser Artikel skizziert einen Lösungsvorschlag für dieses Problem: Das beschriebene Problem wird durch den Effizienzvergleich ausgelöst. Daher könnte die Problemlösung in der Anpassung des Benchmarks liegen, in dem nicht die tatsächlichen Kosten, sondern die erwarteten Kosten aus dem Einspeisemanagement im Effizienzvergleich berücksichtigt werden. Hierdurch werden Benchmarknachteile, welche durch exogene Schocks verursacht werden, vermieden und die tatsächlich entstehenden Kosten können an den Netzkunden weitergereicht werden. Das Risiko von schwankenden Kosten aus dem Einspeisemanagement trägt bei dieser Lösung der Verbraucher.

Prinzipiell wäre auch eine alternative Lösung denkbar, nämlich dass der Netzbetreiber keine Möglichkeit erhält die Kompensationszahlungen an den Verbraucher zu wälzen, jedoch die regulatorisch zugestandene Erlösobergrenze einen Ausgleich für die zu erwartende effizienten Kompensationszahlungen beinhaltet. In diesem Falle würde nicht der Verbraucher, sondern der Netzbetreiber das Risiko schwankender Kosten aus dem Einspeisemanagement tragen. Um diese Lösung zu analysieren, müsste jedoch der Modellrahmen ausgeweitet werden. Insbesondere müsste dann auch der Kapitalmarkt explizit modelliert werden, da mit steigendem Risiko auch die Kapitalmarktzinsen (Risikoprämie) ansteigen. Es wäre dann zu erwarten, dass im Gleichgewicht (falls ein stabiles Gleichgewicht überhaupt existiert) der Netzausbau geringer ist und Einspeisemanagement häufiger angewendet wird. Bevor eine solche Lösung in der Politik in Betracht gezogen wird, sollte daher die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtswirkung der unterschiedlichen Lösungsansätze analysiert und verglichen werden.

Literatur

- Aigner D, Lovell CA, Schmidt P (1977) Formulation and estimation of stochastic frontier production function models. *J Econom* 6:21–37
 BMWi (2014) Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

- BMWi (2015) Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin: Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie
- BNetzA (2015) Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung. Bonn: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
- Boiteux M (1956) Sur le question des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire. *Econometrica* 24:22–40
- Bundesregierung (2013) Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Deutschlands Zukunft gestalten. Bundesregierung, Berlin
- Coelli T, Rao D, O'Donnell C, Battese G (2005) An Introduction to Efficiency and Productivity Analysis (Second Edition). Springer, New York
- Deutsche Energie-Agentur GmbH. (2012). dena Verteilnetzstudie Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
- E-Bridge (2014) Moderne Verteilnetze für Deutschland (Verteilnetzstudie). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
- Farrell MJ, Fieldhouse M (1962) Estimating Efficient Production Functions under Increasing Return to Scale. *Journal of the Royal Statistical Society: Series A. General* 125:252–267
- Ramsey F (1927) A Contribution to the Theory of Taxes. *Econ J* 37:151–159
- Shleifer A (1985) A theory of yardstick competition. *Rand J Econ* 16:319–327