6. Internationale
Energiewirtschaftstagung
an der TU Wien

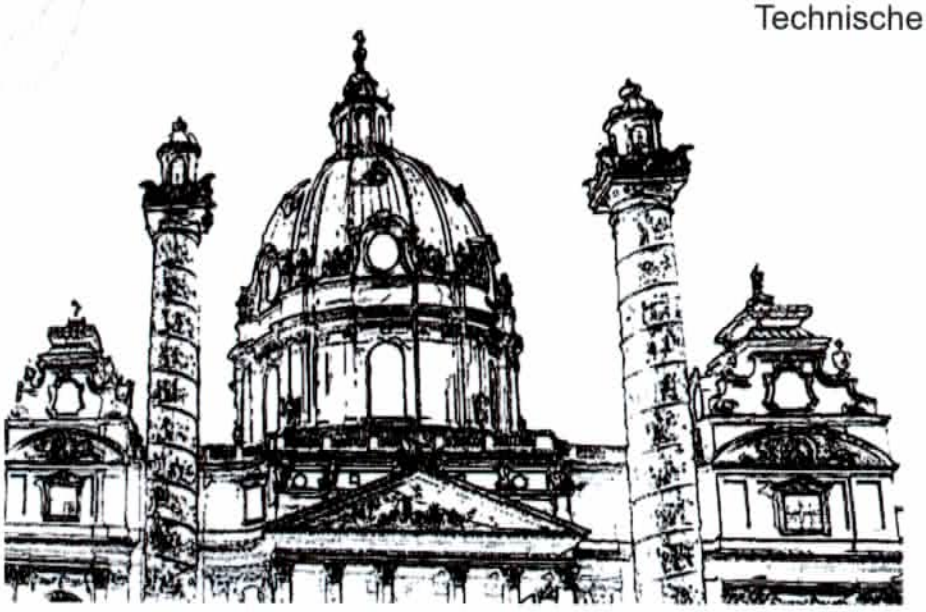
IEWT 2009

Energie, Wirtschaft und technologischer Fortschritt in Zeiten hoher Energiepreise

Kurzfassungsband

11. – 13. Februar 2009
Wien, Österreich

Tagungsort:
Technische Universität Wien
Karlsplatz 13
1040 Wien



Eine Veranstaltung
in Kooperation
mit dem Strategieprozess
"e-2050" - einer Initiative des
Bundesministeriums für
Verkehr, Innovation und
Technologie (BMVIT)

Veranstalter:

Institut für Elektrische Anlagen und
Energiewirtschaft der TU Wien (EAEW)

AAEE (Austrian Association for Energy Economics)

Allokation von Netzanschlusskosten für Windkraft und ihre Auswirkungen auf die Transferkosten

Lukas WEISSENSTEINER[1(1)], Hans AUER[(1)]
[(1)]Energy Economics Group, Technische Universität Wien

Kurzfassung:

Bis zur Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte und der Entflechtung der Netzinfrastruktur von den Bereichen Erzeugung und Vertrieb stellten Netzanschlusskosten von Kraftwerkskapazitäten einen integralen Bestandteil der Gesamtkosten der Stromerzeugung dar. Seither stellt sich vor allem in Hinblick auf die Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, und im speziellen in Hinblick auf die Anbindung dezentraler oder in erheblicher geographischer Entfernung zur bestehenden Netzinfrastruktur liegender Kraftwerke die Frage nach der Übernahme der Kosten der Netzanbindung. Hohe spezifische Netzanschlusskosten sind typisch für Technologien, deren Standort im Wesentlichen vom Dargebot erneuerbarer Ressourcen abhängig ist.
Aus einer vergleichenden Analyse der Angebotskurven von Windkraft geht hervor, dass die Höhe der Förderkosten für Windenergie aus Sicht der Stromkonsumenten von der Allokation der Netzanschlusskosten an entweder den Kraftwerksbetreiber oder den Netzbetreiber (unter Berücksichtigung der Weiterverrechnung in Netztarife) beeinflusst wird. In Abhängigkeit von der Struktur der Angebotskurve und des angewandten Regulierungsmechanismus für Stromnetzbetreiber erscheint eine primäre Kostenübernahme durch Netzbetreiber aus Sicht der Stromkonsumenten vorteilhaft.

Keywords: Netzanschluss, Windenergie, Kostenallokation, Wohlfahrtseffekte

1 Einleitung

1.1. Motivation

Der Netzanschluss von Kraftwerken warf solange keine Fragen der Anrechnung dabei anfallender Kosten auf, als vertikal integrierte monopolistische Elektrizitätsversorgungs-unternehmen diese als Bestandteil ihrer langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung wahrnahmen.

Die Entflechtung in der Elektrizitätswirtschaft, welche in Europa mit der Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie (EG 2003) verbindlich wurde, hat die Schaffung nichtdiskriminierender Wettbewerbsbedingungen durch die Trennung des natürlichen Monopols des Netzbetriebes von den potentiell kompetitiven Bereichen Erzeugung und Vertrieb zum Ziel. Über die Durchsetzung der formalen Anforderungen eines funktionalen und rechtlichen Unbundlings hinaus führte die Implementierung dieser Richtlinie in nationales Gesetz zu einer Vielzahl unterschiedlicher Interpretationen der Aufteilung der Verantwortlichkeitsbereiche zwischen Netzbetreibern und Erzeugern in Hinblick auf die Kostenübernahme der Netzintegration von Kraftwerken. Die Spannweite reicht von einer „super-shallow“-Kostenallokation, welche dadurch definiert ist, dass die Kosten der Netzintegration inklusive des Netzanschlusses vom

[1] Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Energy Economics Group, Gusshausstrasse 25-29/E373-2, 1040 Wien, Tel: +43 1 58801 37368, Fax: +43 1 58801 37397, Email: weissensteiner@eeg.tuwien.ac.at, Web: www.eeg.tuwien.ac.at

Netzbetreiber zu tragen sind, bis zum „deep cost charging“, welches den Kraftwerksbetreiber zur Finanzierung von Netzverstärkungs-/ Netzerweiterungsmaßnahmen verpflichtet.

Eine große Bedeutung kommt der Frage der Allokation der Netzanschlusskosten von Windkraftanlagen und insbesondere Offshore-Windkraftanlagen zu: Einerseits sind die Anschlussleistungen im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken gering[2] und andererseits erfolgt die Auswahl der Standorte entsprechend einer Abwägung der Ressourcenverfügbarkeit und der Kosten des Netzanschlusses, also im wesentlichen der geographischen Entfernung zur bestehenden Netzinfrastruktur. Beide Faktoren bedingen vergleichsweise hohe spezifische Kosten. Ohne Ausschluss der Allgemeinheit soll im Weiteren auf die Rahmenbedingungen für die Integration von Windkraftanlagen eingegangen werden.[3]

1.2. Zentrale Fragestellung

Netzanschlusskosten nehmen in der Kostenstruktur von Investitionen in Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energieträger eine prominente Rolle ein. Angesichts vergleichsweise hoher spezifischer Kosten einerseits und der öffentlichen Förderung von Ökostrom andererseits stellt sich die Frage nach der primären Übernahme dieser Kosten durch entweder den Anlagen- oder den Netzbetreiber, um aus Sicht der Stromkonsumenten, auf welche diese Kosten in beiden Fällen gewälzt werden, kosteneffiziente Lösungen zu finden. Die zentralen Fragen, auf welche in dieser Arbeit eingegangen werden soll, lauten:

- Welche Änderungen ergeben sich durch unterschiedliche Methoden der Aufteilung der Netzanschlusskosten von Ökostromanlagen für deren Angebotsfunktion?

und darauf aufbauend:

- Welche Auswirkungen haben diese Änderungen auf die gesamten (Förder-)Kosten für Ökostrom und die Produzentenrente?

1.3. Methodische Vorgangsweise

Nach einer einführenden Analyse der Zusammensetzung der langfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung aus Windkraftanlagen werden die entsprechenden Kosten der Systemintegration gesondert dargestellt. Windkraftanlagen werden für die folgenden Analysen herangezogen, da deren Netzanschluss einen vergleichsweise sehr hohen Anteil der spezifischen Investitionskosten darstellt, ohne dass eine Einschränkung der Allgemeinheit erfolgen soll.

Aus den verschiedenen Komponenten der Systemintegrationskosten wird im Besonderen der Netzanschluss herausgegriffen, da eine Zuordnung von Netzerweiterungskosten zu einzelnen Anlagen problematisch erscheint und für Reservevorhaltung beziehungsweise den Bezug von Ausgleichsenergie anerkannte Mechanismen der Kostenzuordnung zur Verfügung stehen.

[2] Im Fall von Off-Shore Windparks mag diese Relation für zukünftige Projekte nicht mehr zutreffend sein, mit Stand von Dezember 2008 betrug die maximale installierte Leistung 165,6 MW (Nysted). Quelle: www.offshorewind.de (Deutsche Energie-Agentur)

[3] Ökostromanlagen auf Basis von Biomasse, Biogas oder gebäudeintegrierter PV werden üblicherweise in unmittelbarer Nähe bestehender Netzinfrastruktur betrieben.

Werden für den Ausbau verfügbare Windkraftpotentiale eines Elektrizitätsmarktes in Form einer Angebotskurve entsprechend der langfristigen Grenzkosten aneinandergereiht und dabei die Anschlusskosten separat ausgewiesen, wird ersichtlich, dass sich – abhängig von der Struktur der Kostenbestandteile – die Reihung der Kapazitäten in der Merit Order Kurve ändern kann, wenn die Kosten des Netzanschlusses abgezogen werden und somit eine Übernahme durch den Netzbetreiber unterstellt wird.

Auf Basis dieser Überlegungen wird die formale Beziehung des Einflusses der unterschiedlichen Kostenallokation auf die Wohlfahrt beziehungsweise die Höhe der sozialen Transferkosten dargestellt.

Die Anwendung auf empirische Daten zu Kosten der Netzanbindung von Windkraftanlagen innerhalb eines Elektrizitätsmarktes stellt einen Ausblick auf eine weiterführende Arbeit dar.

2 Langfristige Grenzkosten der Stromgestehung aus Windkraft

Die Definition langfristiger und kurzfristiger Grenzkosten der Stromgestehung aus energiewirtschaftlicher Sicht weicht wesentlich von der in der Mikroökonomik gebräuchlichen Definition ab: Die Marginalität bezieht sich nicht auf die Produktion einer Einheit sondern auf die Kapazitätserweiterung einen Elektrizitätsmarktes. Langfristige Grenzkosten schließen die Investitionsentscheidung ein und entsprechen den Durchschnittskosten der Produktion eines Kraftwerkes inklusive Kapitalverzinsung, kurzfristige Grenzkosten beziehen sich auf den Planungshorizont des Kraftwerkseinsatzes von beispielsweise einem Jahr.

Langfristige Grenzkosten der Stromerzeugung und der erwartete Marktwert der Energie sind die entscheidenden Determinanten für Kraftwerksinvestitionen. Aus einer statischen Perspektive setzen sich die langfristigen Grenzkosten der Stromgestehung aus Windkraftanlagen aus den spezifischen Kapitalkosten und Betriebskosten zusammen. Die Kapitalkosten werden bestimmt durch Investitionskosten, die Lebensdauer der Anlage beziehungsweise den Investitionshorizont, die Volllaststunden am bestimmten Standort und die zugrundeliegende Kapitalverzinsung. Spezifische Betriebskosten inkludieren Wartung, Reparaturen, Kosten für Grund, Versicherungen, Betriebsführung inkl. Verrechnung und Eigenverbrauch von Strom. Anders als für viele konventionelle Technologien unterscheiden sich die langfristigen Grenzkosten der Stromproduktion aus Windkraft für verschiedene Standorte signifikant, da die Anzahl der Volllaststunden stark variiert. Werden auch spezifische Kapitalkosten des Netzanschlusses hinzugerechnet, sind die potentiellen Unterschiede in den Stromgestehungskosten noch größer für den Fall, dass sowohl last- und netznahe Windpotentiale innerhalb eines Strommarktes erschlossen werden als auch last- beziehungsweise netzferne.

In welchem Ausmaß Systemintegrationskosten – Netzanschlusskosten, Netzerweiterungskosten, Kapazitätskosten und Ausgleichsenergiekosten – zu den langfristigen Grenzkosten der Stromgestehung zu rechnen sind, ist umstritten: Während Auer et al. (2006) argumentieren, dass aus Gründen des Unbundling die Verantwortlichkeit für die Netzintegration (Anschluss und Erweiterung) beim Netzbetreiber liegt, plädieren Barth et al. (2008) aus Gründen ökonomischer Effizienz für die Allokation der Netzanschluss- als auch Netzerweiterungskosten an den Kraftwerksbetreiber, höhere Kosten der Netzverstärkung würden die knappe Ressource der Übertragungskapazität abbilden.

In der Analyse der Förderkosten soll aus Gründen der Anschaulichkeit in erster Linie der Aspekt der Netzanschlusskosten betrachtet werden. Netzerweiterungskosten werden als vom Netzbetreiber zu tragen unterstellt, Kosten für Ausgleichsenergie vom Kraftwerksbetreiber.

3 Wohlfahrtsökonomische Betrachtung der Allokation von Netzanschlusskosten für Windkraftanlagen

Der Ausbau der Windkraft in Europa wurde in erster Linie von der Energiepolitik getrieben und wäre auf kompetitivem Niveau mit konventionellen Kraftwerken unter den derzeitigen Rahmenbedingungen nicht vorstellbar. Da die Nachfrage nach der Installation von Windkraftanlagen insofern nicht von reinen Marktmechanismen getrieben wird, ist die Nachfragekurve für Windenergie schwer zu definieren: De facto schätzt der Gesetzgeber eine maximale Zahlungsbereitschaft der Volkswirtschaft und definiert in Abhängigkeit des eingesetzten Fördermechanismus für Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen eine dieser Zahlungsbereitschaft entsprechende Quote beziehungsweise einen entsprechenden Einspeisetarif. Ausgehend von dieser Überlegung wird im Kontext solcher regulierter Nachfragen anstelle der Quantifizierung der Konsumentenrente eine Evaluierung der sozialen Transfers – also des durch die Konsumenten abzudeckenden Fördevolumens – zur Bewertung der Effizienz eines Marktes herangezogen. Zudem wird dabei den Förderkosten vielfach eine höhere Bedeutung zugewiesen als der Produzentenrente: Die Angemessenheit energiepolitisch verschaffter Zusatzrenten für die Industrie ist automatisch Thema kritischer Diskussion, ebenso wie der effiziente Einsatz der von den Konsumenten aufgebrachten Fördermittel. Erfolgreiche Implementierungen von Förderinstrumenten zeichnen sich letztlich dadurch aus, dass ein effektiver Ausbau vorhandener Potentiale mit effizientem Mitteleinsatz erreicht wird. Eine detaillierte Analyse der Effizienz der in den Mitgliedsstaaten der EU angewandten Fördermechanismen für erneuerbare Energie vor dem Hintergrund des historisch erreichten Ausbaus von onshore Windkraft führen Ragwitz et al. (2007) durch. Einen Aufschluss über die theoretische Zahlungsbereitschaft für Windenergie kann die Analyse der externen Kosten verschiedener Erzeugungstechnologien geben (vgl. EWEA (2009)).

3.1 Nachfragekurve der Windenergie

Nationale Förderpolitiken für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern schaffen eine Nachfrage, welche im Fall eines Quotensystems mit handelbaren Zertifikaten prinzipiell vollkommen unelastisch und im Fall eines Einspeisetarifs vollkommen elastisch ist. In der praktischen Ausgestaltung beider Systeme wird die Nachfragekurve jedoch durch die Einführung von Preisobergrenzen für Zertifikate oder einer Deckelung des verfügbaren Fördervolumens beschnitten. Für die folgende Analyse der Transferkosten wird die Nachfrage mit einem politischen Ausbauziel für Windenergie definiert und für einen Betrachtungszeitraum als konstant und unabhängig vom zur Anwendung kommenden Fördermechanismus angenommen, was bedeutet, dass sich eine unelastische Nachfragekurve entsprechend einer (technologiespezifischen) Quote und eine elastische Nachfragekurve entsprechend eines (technologiespezifischen) Einspeisetarifs in einem Punkt der Angebotskurve schneiden.

3.2 Angebotskurve der Windenergie

Die diskrete Angebotskurve von Windkraft resultiert aus einer entsprechend der Höhe der langfristigen Grenzkosten vorgenommenen Reihung der in einem Elektrizitätsmarkt zur Verfügung stehenden Potentiale. Die Analyse der Transferkosten beruht auf dem Vergleich zweier Szenarien der Allokation der Netzanschlusskosten: Im ersten Fall werden diese dem Kraftwerksbetreiber zugeordnet und bilden somit einen integralen Bestandteil der langfristigen Grenzkosten, zu welchen eine Kraftwerksinvestition getätigt werden kann. Im zweiten Fall ist der Betreiber des Verteilnetzes oder Übertragungsnetzes für die primäre Übernahme der Kosten verantwortlich, welche in weiterer Folge den Stromkonsumenten über Netztarife weiterverrechnet werden. Die Anwendung dieser Kostenzuordnung kann zu einer Neuordnung der verfügbaren Potentiale in der Angebotkurve führen, verschiebt die Funktion in Richtung niedrigerer Kosten und beeinflusst deren Gestalt beziehungsweise Steigung.

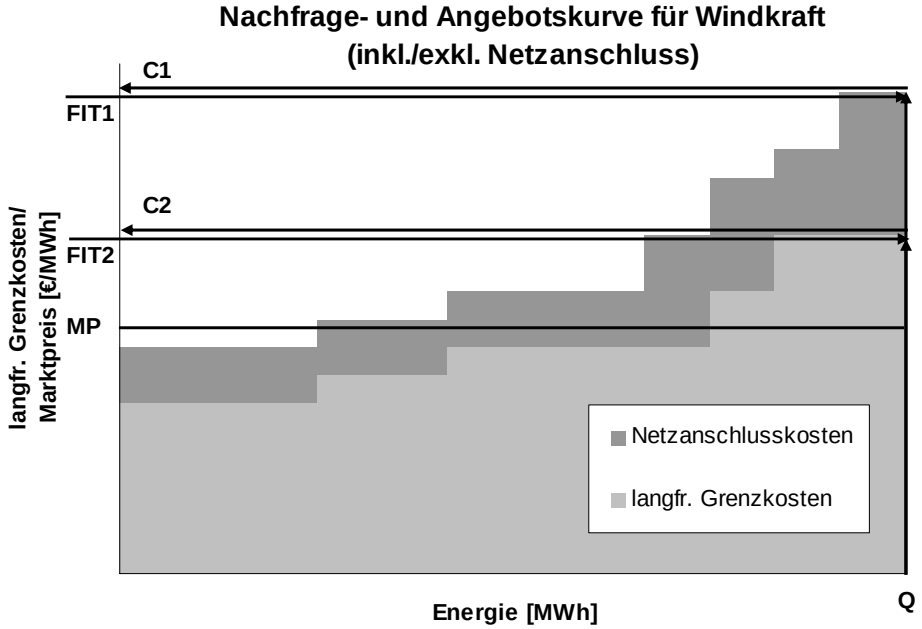


Abbildung 3-1: Nachfrage- und Angebotsfunktion von Windkraft

Abbildung 3-1 veranschaulicht die jeweiligen Angebotskurven der Windkraft in Abhängigkeit der regulatorischen Definition der Verantwortlichkeit für den Netzanschluss und die an diesen Umstand angepasste Nachfrage: Entsprechend der Verringerung der langfristigen Grenzkosten aus Sicht des Produzenten im zweiten Szenario, wird die Nachfragefunktion angepasst, um wiederum die politisch definierte Zielerreichung zu ermöglichen.

C_1, C_2 Stromgestehungskosten des marginalen Windkraftwerkes, inklusive (1) beziehungsweise exklusive (2) der Kosten des Netzanschlusses

FIT_1, FIT_2 notwendige Einspeisetarife zur Erreichung eines bestimmten Windkraftausbaus

Q_1 Quote (entspricht dem mit FIT_1 bzw. FIT_2 erreichbaren Windausbau)

MP Marktpreis der Windenergie

3.3 Produzentenrente für Windkraftbetreiber

In Abhängigkeit der Kostenzuordnung ändert sich ebenfalls die Höhe der Produzentenrente, welche – zusätzlich zu den durchschnittlichen Kosten – das Volumen den Förderkosten bestimmt. Im Gegensatz zum ersten Szenario ist die Produzentenrente im zweiten Fall nicht mehr von den Netzanschlusskosten abhängig.

Entsprechend der formalen Darstellung in Formel 3-1 errechnet sich die Produzentenrente in Szenario 1 als die Summe der Differenzen zwischen dem Grenzkostenpreis C1 und den jeweiligen langfristigen Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke bis zur Erreichung der Energiemenge Q1. In Abbildung 3-2 entspricht die Produzentenrente der schraffiert eingezeichneten Fläche.

$$PR_1 = \sum_{i=1}^{n} (C_1 - MC_1) * q_i \qquad Q_1 = \sum_{i=1}^{n} q_i \qquad \text{Formel 3-1}$$

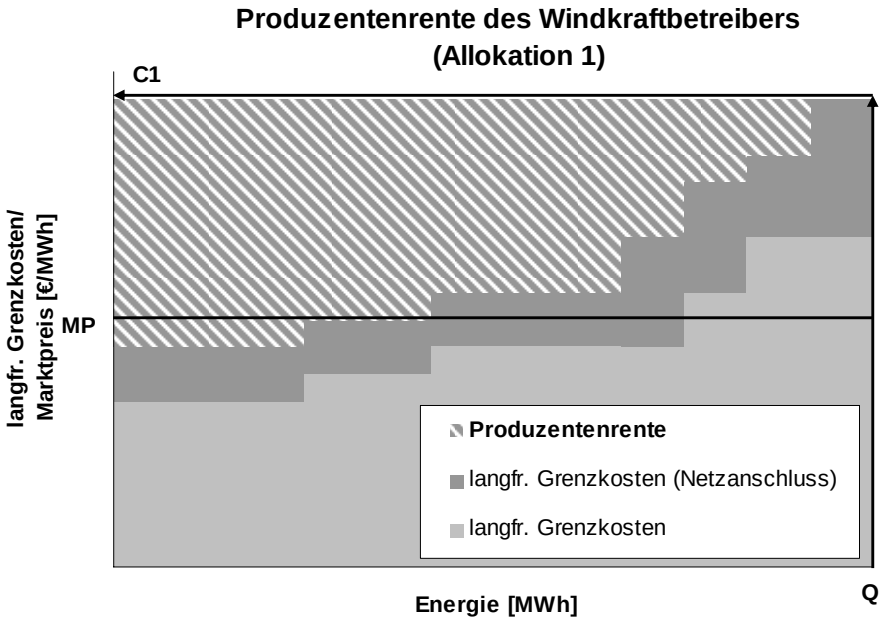


Abbildung 3-2: Produzentenrente im Fall der Allokation von Netzanschlusskosten and den Kraftwerksbetreiber

Die primäre Allokation der Netzanschlusskosten an den Netzbetreiber (Szenario 2) führt zu einer Produzentenrente entsprechend Formel 3-2. Die schraffierte Fläche in Abbildung 3-3 stellt die graphische Entsprechung dieser Größe dar.

$$PR_2 = \sum_{i=1}^{n} (C_2 - MC_2) * q_i \qquad Q_2 = \sum_{i=1}^{n} q_i \qquad \text{Formel 3-2}$$

Es ist ersichtlich, dass die Produzentenrente in Allokation 1 höher ausfällt als in Allokation 2, sofern die Nettoproduktionskosten und Anschlusskosten keinen gegenläufigen Trend aufweisen.

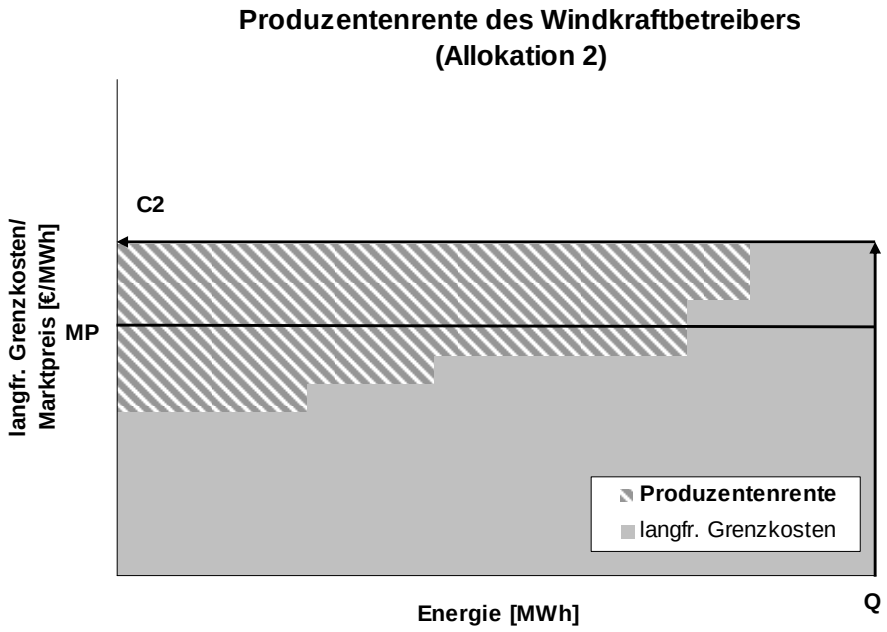


Abbildung 3-3: Produzentenrente im Fall der Allokation von Netzanschlusskosten and den Netzbetreiber

3.4 Transferkosten der Windkraftnutzung

Die Transferkosten der Förderung der Stromproduktion aus Windkraftanlagen werden unabhängig vom implementierten Fördermechanismus angenommen und werden durch die Differenz zwischen den langfristigen Grenzkosten der marginalen Kapazität in der Angebotskurve, welche zur Deckung des politisch definierten Ausbauziels in der Betrachtungsperiode benötigt wird, und dem Marktwert der Windenergie bestimmt. Letzterer ist im Wesentlichen von den Großhandelspreisen für Strom, der Prognosegenauigkeit der Windeinspeisung und den Kosten für Ausgleichsenergie abhängig (vgl. Obersteiner (2007)). Vereinfachend wird der Marktwert im Folgenden mit durchschnittlichen Marktpreisen (MP) gleichgesetzt.

Die Förderkosten im ersten dargestellten Fall (TC_1) entsprechen den langfristigen Grenzkosten des marginalen Windkraftwerkes C_1 abzüglich des Marktpreises – bezogen auf die Menge Q (vgl. Formel 3-3)

$$TC_1 = (C_1 - MP) \times Q_1 \qquad \text{Formel 3-3}$$

Im zweiten Fall wird davon ausgegangen, dass die Netzanschlusskosten der einzelnen Windparks vom Netzbetreiber bereitzustellen sind, welcher als Betreiber eines Monopols einer Tarifregulierung unterliegt. Die anfallenden Kosten werden nach Effizienzkriterien geprüft und können inklusive einer regulierten Rendite über einen bestimmten Abschreibungszeitraum in Tarife weiterverrechnet werden.

Die Förderkosten im zweiten dargestellten Fall (TC_2) entsprechen der Summe der langfristigen Grenzkosten des marginalen Windkraftwerkes exklusive Anschlusskosten (C_2) abzüglich des Marktpreises – bezogen auf die Menge Q – und der aufsummierten

spezifischen Kapitalkosten des Netzanschlusses der einzelnen Windparks inklusive einer zugestandenen Rendite ($q_i * GC_{i,\ reg}$) (vgl. Formel 3-4) und Abbildung 3-5. Aus Gründen einer anschaulichen grafischen Repräsentation wurden die Transferkosten aus dem Netzanschluss an den oberen Rand des Diagramms verschoben.

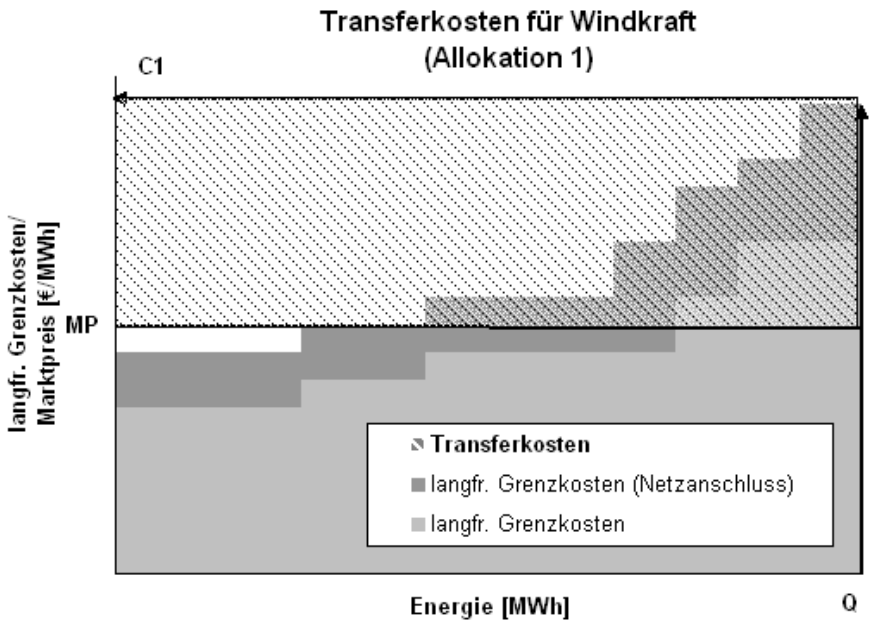


Abbildung 3-4: Transferkosten im Fall der Allokation von Netzanschlusskosten and den Kraftwerksbetreiber

$$TC_2 = (C_2 - MP) * Q_2 + \sum_{i=1}^{n} \left(q_i * GC_{i,reg} \right) \qquad \text{Formel 3-4}$$

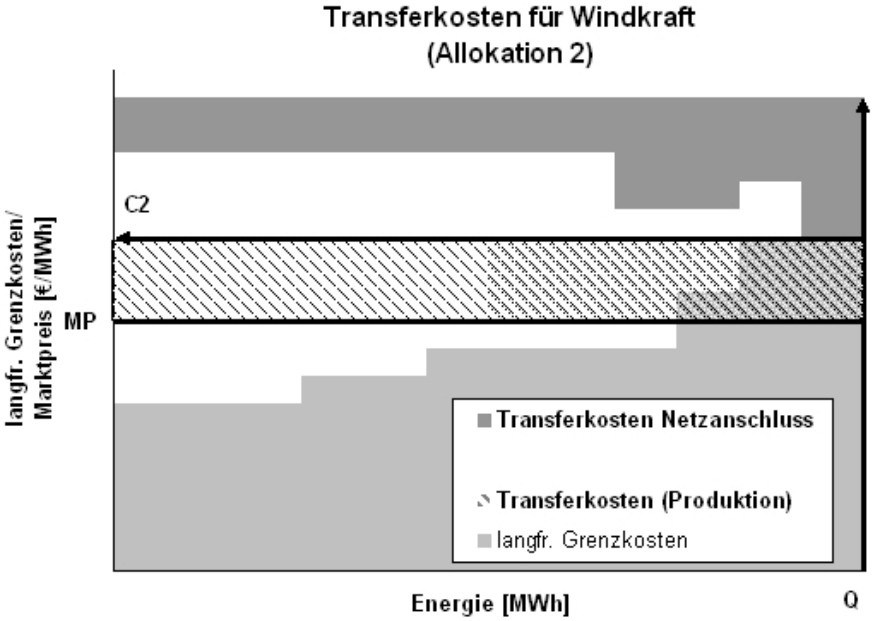


Abbildung 3-5: Transferkosten im Fall der Allokation von Netzanschlusskosten and den Netzbetreiber

3.5 Transferkosten-Einsparung

In Abbildung 3-6 sind die potentiellen Einsparungen an Transferkosten aus Sicht der Stromkonsumenten qualitativ dargestellt, welche sich bei Allokation der Netzanschlusskosten an den Netzbetreiber und Weiterverrechnung über Netztarife im Fall der angenommenen Angebotskurve ergeben.

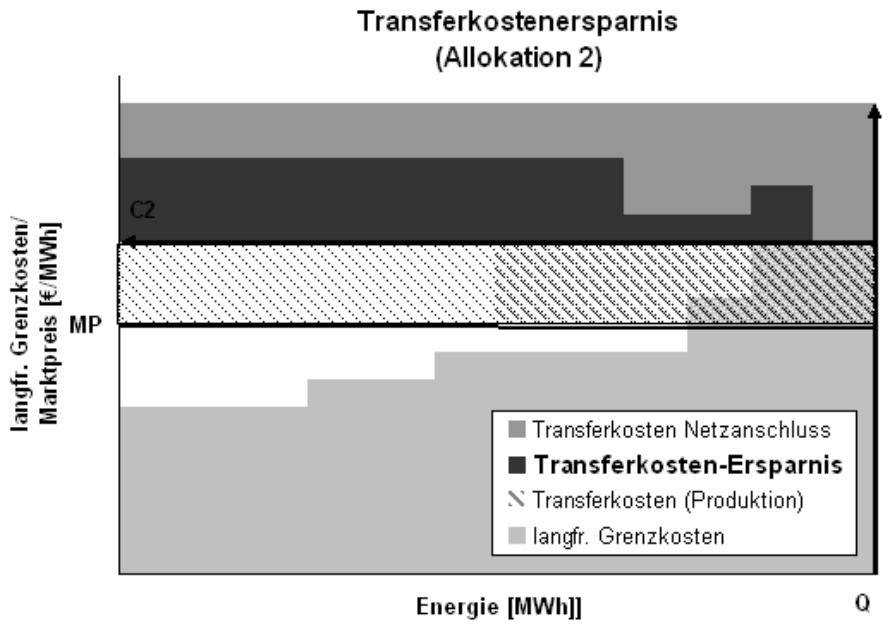


Abbildung 3-6: Transferkosten-Einsparung im Fall der Allokation von Netzanschlusskosten and den Netzbetreiber

Die Höhe der Einsparung wird sowohl in der graphischen als auch der formalen Darstellung insofern unterschätzt, als im Falle der Kostenübernahme der Netzintegration durch den Netzbetreiber mit geringeren Kapitalkosten einerseits und Verbundvorteilen (geringere Infrastrukturredundanz, koordinierte Netzanbindung verschiedener Projekte) andererseits gerechnet werden kann.

$$TCS = (C_1 - C_2) * Q_{1,2} - \sum_{i=1}^{n} \left(q_i * GC_{i,reg} \right) \qquad \text{Formel 3-5}$$

Entsprechend Formel 3-5 errechnen sich die möglichen Einsparungen als die Differenz der Transferkosten in den unterschiedenen Szenarien.

4 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Analyse der Angebotsfunktionen für Stromeinspeisung aus Windkraftanlagen unter unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen zeigt, dass die Allokation von Kostenbestandteilen der Netzintegration die Höhe der Produzentenrente und somit die Förderkosten aus Sicht der Stromkonsumenten beeinflusst:

Eine primäre Übernahme der Kosten des Netzanschlusses von Windkraftanlagen durch den Netzbetreiber erscheint – in Abhängigkeit der Struktur der Angebotsfunktion und der angewendeten Methode der Netzregulierung – aus folgenden Gründen relevant:

- Bestimmen die Kosten des Netzanschlusses maßgeblich den Anstieg der Angebotsfunktion und ermöglicht das Niveau der öffentlichen Förderung die Realisierung von Potentialen mit vergleichsweise hohen Anschlusskosten, dann werden hohe Anteile der Förderkosten auf die Abdeckung der Produzentenrente verwendet.
- Im Falle der Kostenübernahme durch den regulierten Netzbetreiber können diese Kosten nur entsprechend festgelegter Effizienzkriterien weiterverrechnet werden.
- Die Rendite auf das eingesetzte Kapital ist erwartungsgemäß für den regulierten Netzbetreiber niedriger als für Windkraft-Investoren.
- In der Realisierung der Netzanbindung „benachbarter“ Windkraftanlagen können Kosteneinsparungen im Falle einer subadditiven Kostenstruktur lukriert werden.

Sieht die Regulierung die Übernahme der Integrationskosten für Windkraftanlagen vor durch den Netzbetreiber vor, müssen gleichzeitig prioritäre Ausbaugebiete für Windkraft definiert werden beziehungsweise müssen Obergrenzen für die Abdeckung spezifischer Kosten der Netzanbindung auf Seiten des Netzbetreibers festgelegt werden, damit die Kosteneffizienz der Förderung gewahrt bleibt.

5 Ausblick

Die Analyse der Transferkosten für Windkraft unter unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Anlastung von Netzintegrationskosten soll in einem weiteren Schritt in einer empirischen Analyse auf realisierte und geplante Projekte der Offshore Windenergienutzung in Großbritannien angewendet werden. Die entsprechende Regulierung sieht eine Ausschreibung zur Planung, zur Finanzierung, zum Bau und Betrieb der Hochspannungsanbindungen von Offshore Windparks vor. Anders als in Deutschland werden die regulierten Kosten über Netznutzungstarife an Kraftwerksbetreiber weiterverrechnet. Unter dieser Praxis dürften zwar die Förderkosten aufgrund einer niedrigeren Kapitalverzinsung des Übertragungsnetzbetreibers sinken, unterscheiden sich die langfristigen Grenzkosten unterschiedlicher Projekte jedoch nur aufgrund der – entsprechend der Distanz zur Küste – unterschiedlich hohen Netztarife, werden die überproportional hohen Grenzkosten des marginalen Windparks in Form von windfall profits an Betreiber von in geringerem Abstand zur Küste liegenden Windparks weitergereicht.

Literatur

Auer, H., Obersteiner, C., Prüggler, W. (2007a): *Comparing different cost allocation scenarios for large scale RES-E grid integration in Europe*, International Journal of Distributed Energy Resources, Volume 3/No 1, 2007

Auer, H., Huber, C., Faber, T., Resch, G., Obersteiner, C., Weissensteiner, L., Haas, R. (2006): *Economics of large-scale intermittent RES-E integration into the European grids: analyses based on the simulation software GreenNet*, Int. J. Global Energy Issues, Vol. 25, Nos. 3/4, 2006

Barth, R., Weber, C., Swider, D.J. (2008): *Distribution of costs induced by the integration of RES-E power*, Energy Policy, Volume 36, 2008.

EG 2003: Richtlinie 2003/54/EG, Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie

EWEA (2009), *Externalities and Wind compared to other Technologies in Wind Energy – The Facts*, European Wind Energy Association, 2009

Obersteiner, C., Auer, H., Klobasa, M., von Bremen, L., Syvertsen, S.C. (2007): *Marketing Wind Power on Electricity Wholesale Markets – an analysis of different options*, Proceedings of the 9th IAEE European Energy Conference, Florence, 2007

Ragwitz, M., A. Held, G. Resch, T. Faber, R. Haas, C. Huber, P.E. Morthorst, S.G. Jensen, R. Coenraads, M. Voogt, G. Reece, I. Konstantinaviciute and B. Heyder (2007): OPTRES: Assessment and Optimisation of Renewable Energy Support Measures in the European Electricity Market, Final Report