

FINANZIERUNGSMODELLE FÜR ERNEUERBARE ENERGIE

Uwe Leprich / Uwe Klann

Die Bundesrepublik Deutschland verfolgt das Ziel, die Energieversorgung deutlich stärker an die Erfordernisse einer nachhaltigen Entwicklung anzupassen. Um dies zu erreichen, hat die letzte Bundesregierung im Herbst 2010 für verschiedene Teilbereiche der Energieversorgung eine Zielmatrix festgelegt [1, S.16], die im Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung im Dezember 2013 teilweise angepasst bzw. ausgedünnt wurde. Ein wesentliches Ziel besteht jedoch weiterhin darin, den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) kontinuierlich zu erhöhen – auf mindestens 40-45% im Jahr 2025 [2, S.51].

Finanzierung der EE über bestehende Teilmärkte auch in der Perspektive kaum möglich

Die meisten Wissenschaftler sind sich einig darin, dass die Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland auf unabsehbare Zeit nicht allein über die bestehenden Teilmärkte des Stromsektors – die Großhandelsmärkte und die Regelleistungsmärkte – erfolgen kann, da

- die Preise auf den Großhandelsmärkten nicht zuletzt durch die erhöhte Wettbewerbsintensität, den Verfall der CO₂-Zertifikatspreise, die stabil günstigen Kohlepreise sowie den Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien kontinuierlich gefallen sind und nicht davon auszugehen ist, dass sie in den nächsten Jahren stark ansteigen werden [3, S. 32],
- die Preise auf den Regelleistungsmärkten ebenfalls gefallen sind und das Gesamtvolumen dieser Märkte mit unter 500 Mio. € ohnehin nur sehr gering ist [4, S.74] im Vergleich zu den notwendigen Erlösen zur Finanzierung der EE-Anlagen,
- die Marktwerte der brennstofffreien erneuerbaren Energien Wind und Solar als Quotient von spezifischen und durchschnittlichen Spotmarkterlösen mit dem weiteren Ausbau dieser Anlagen weiter fallen werden und sie in wind- und sonnenreichen Zeiten somit ihre eigenen Erlöse kannalisieren [5, S.33; 6; 7].

Entgegen der oft leichtfertigen Wortwahl vieler Politiker und Medien geht es daher nicht um eine „Subventionierung“ oder „Förderung“ der erneuerbaren Energien, es geht schlichtweg

um ihre Finanzierung. Das Spektrum der hierfür in Frage kommenden Modelle ist dabei recht überschaubar.

Das Spektrum der Finanzierungsmodelle für erneuerbare Energien

Grundsätzlich lassen sich zwei Kategorien von Finanzierungsmodellen unterscheiden:

- technologie neutrale Modelle, die alle erneuerbaren Energien in einen Topf werfen mit dem Ziel, nur die jeweils kostengünstigsten im Hinblick auf die vorgegebene Zielsetzung zu nutzen,
- Modelle, die zwischen den einzelnen Technologien differenzieren und möglicherweise noch andere Differenzierungsmerkmale wie z. B. regionale Unterschiede berücksichtigen. Diese Modelle verfolgen häufig neben der Kosteneffizienz weitere Ziele wie z. B. Technologieentwicklung, Erhalt der Akteursvielfalt oder Verteilungsgerechtigkeit.

Diese Kategorisierung folgt nicht der häufig anzutreffenden Kategorisierung nach mengen- und preisbasierten Mechanismen [16, S. 895], da diese Charakteristika nicht die entscheidenden Unterschiede zwischen den Modellen darstellen. Im Hinblick darauf, die erneuerbaren Energien in das System zu integrieren, können wiederum zwei Ansätze unterschieden werden:

- Verpflichtung der Lieferanten, anteilig die erneuerbaren Energien in ihre Beschaffungs-Portfolios aufzunehmen. Dieser Ansatz lässt sich als physikalische Wälzung im Einspeisevergütungsmodell oder als Quotenmodell ausgestalten.
- Vermarktung der erneuerbaren Energien auf den jeweiligen Teilmärkten, entweder treuhänderisch durch die ÜNB oder einen Dritten im Einspeisevergütungsmodell, oder durch Direktvermarkter in den unterschiedlichen Prämienmodellen.

Schließlich können bei den Prämienmodellen zwei Ansätze unterschieden werden:

- die Marktprämie setzt auf den spezifischen Markterlösen in €/MWh auf und kann als fixe Prämie ex-ante festgelegt oder als gleitende Prämie ex-post ermittelt werden.
- die Kapazitätsprämie stellt letztlich einen Investitionskostenzuschuss dar und wird in €/kW festgelegt.

technologiespezifische / regional differenzierte Modelle						technologieneutrale Modelle					
Einspeisevergütung		Prämienmodelle				Prämienmodelle				Quote	
		Marktprämie (in ct/kWh)		fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)		fixe Marktprämie (in ct/kWh)		fixe Kapazitätsprämie (in €/kW)			
		gleitend		fix (ex-ante)							
		admini- strativ festge- legt	Aus- schrei- bung	admini- strativ festge- legt	Aus- schrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung	admini- strativ festgelegt	Ausschrei- bung		
phys. Wälzung	treuhände- rische Vermarktung										

Abbildung 1: Übersicht über das Spektrum der Modelle für die Finanzierung von erneuerbaren Energien [5, S.53]

Kriteriengruppen	Kriterien / Ziele
Technisch-ökologisch	Effektivität
	Versorgungssicherheit
	Umweltwirkungen und Ressourcenschonung
Umsetzbarkeit / Steuerbarkeit	Konformität
	Kontinuität
	Flexibilität
	Praktikabilität
Gesellschaftliche Einbettung	Akzeptanz
	Unmittelbare Partizipation
Ökonomische Eigenschaften / Wirkungen	Dynamische Effizienz
	Kosteneffektivität
	Transaktionskosten
	Verteilungswirkung
	Stärkung von Wettbewerb

Abbildung 2: Kriterien zur Bewertung von Finanzierungsmodellen für erneuerbare Energien [5, S.36]

Sämtliche Prämien lassen sich alternativ zu ihrer administrativen Festlegung auch durch wettbewerbliche Ausschreibungsverfahren ermitteln.

Abbildung 1 gibt einen Überblick über die Gesamtheit der Finanzierungsmodelle für erneuerbare Energien.

Bewertung der unterschiedlichen Finanzierungsmodelle

Eine Bewertung der unterschiedlichen Finanzierungsmodelle, die allein auf das ökonomische Kriterium der Kosteneffizienz abstellt, greift sicherlich deutlich zu kurz; es ist auch nicht ausgemacht, dass dieses Kriterium Vorrang vor allen anderen Kriterien haben sollte. Folgende Kriteriengruppen lassen sich zunächst einmal grundsätzlich unterscheiden:

- Technisch-ökologische Kriterien
- Umsetzbarkeit/Steuerbarkeit
- Gesellschaftliche Einbettung
- Ökonomische Eigenschaften/Wirkungen

Abbildung 2 gibt eine Übersicht über von vielen als wesentlich erachtete Einzelkriterien [8; 9; 10; 11], die den obigen Kriteriengruppen zugeordnet werden können.

Grundsätzlich können zwischen den Kriterien sowohl Komplementaritäts- als auch Konfliktbeziehungen bestehen, z. B. kann eine bessere Kosteneffektivität über niedrigere Belastungen der Haushalte die Akzeptanz verbessern und gleichzeitig die regionale Wertschöpfung in ländlichen Räumen – die unter dem Kriterium Verteilung subsumiert ist – reduzieren.

Eine Gewichtung dieser sehr unterschiedlichen Kriterien ist notwendigerweise immer subjektiv und spiegelt die jeweiligen politischen Präferenzen wider. Neben der Kosteneffizienz und der Effektivität des Modells halten wir jedenfalls Kriterien wie Praktikabilität, Akzeptanz und Akteursvielfalt in der Realität von herausragender Bedeutung, wobei die Akteursvielfalt aus verschiedenen Kriterien, insbesondere aber der Stärkung von Wettbewerb, abgeleitet werden kann.

Zur Entscheidungsfindung eines geeigneten Finanzierungsmodells

Bei der Abwägung zwischen den unterschiedlichen Modellen halten wir folgende Argumentationen für geeignet, eine zielgerechte Orientierung zu geben:

- Die **technologieneutralen** Finanzierungsmodelle sind insbesondere aus zwei Gründen den technologiespezifischen unterlegen: zum einen sind sie nicht kosteneffizient, da sie die Vergütungen bzw. Prämien nicht differenzieren und demzufolge unnötig hohe Gewinne („Produzentenrenten“) gewähren [12]. Zum anderen verengen sie das Technologiespektrum erheblich und laufen Gefahr von kostspieligen Technologiesprüngen, wenn das Potenzial der aktuell genutzten Technologien ausgeschöpft ist und dann keine weiteren Technologien bereit stehen. Aus mindestens diesen Gründen sollten diese Modelle frühestens dann in Erwägung gezogen werden, wenn sich die Kosten eines ausreichend breiten Technologie-Portfolios einander angenähert haben.
- Grundsätzlich kann der staatlich organisierte Refinanzierungsanteil für EE administrativ oder wettbewerblich festgelegt werden. Aus einer abstrakten Betrachtung erscheint eine wettbewerbliche Prämienermittlung (**Ausschreibungen**) überlegen, da die Marktakteure über bessere Informationen verfügen und ihre eigenen Risiken bewerten müssen. Grundsätzlich kann dies zu einer Senkung der Kosten und einer präziseren Steuerung des Ausbaus beitragen. In der praktischen Ausgestaltung sind für ein solches System jedoch noch zahlreiche Anforderungen zu erfüllen, damit sich die erwarteten Vorteile auch tatsächlich einstellen können. Diese beziehen sich insbesondere auf Maßnahmen, die Erreichung der EE-Ausbauziele und eine ausreichend breite Akteurs- sowie Technologiestruktur sicherzustellen und zu verhindern, dass durch Transaktionskosten oder die Ausübung von Marktmacht in der Ausschreibung vermeidbare Kosten entstehen. Nicht nur grundsätzliche Überlegungen, auch zahlreiche Beispiele ausländischer Ausschreibungssysteme für EE legen nahe, hier Vorsicht walten zu lassen [13, Anlage D].

Wenn man das Quotenmodell und die Ausschreibungsmodelle aus den oben genannten Gründen aktuell einmal außen lässt, erfüllt die **Einspeisevergütung** einige der genannten Kriterien am besten: vornehmlich die durch die Risikoverteilung begründeten geringen Risikoprämien sowie die Sicherung der Akteursvielfalt sind hier zu nennen [16, S.903]. Mögliche Chancen einer Direktvermarktung nutzt sie allerdings nicht. Allerdings böte sie in Verbindung mit einer physischen Wälzung des EE-Stroms zu den Vertrieben die Möglichkeit zur Systemintegration der erneuerbaren Energien, die über eine reine Marktintegration hinausgeht und beispielsweise Flexibilitäten anreizt, die zu einem kostengünstigen Bilanzkreisausgleich führen können [14].

Sämtliche technologiespezifischen und möglicherweise regional differenzierten **Prämienmodelle** setzen auf Vermarktung der erneuerbaren Energien in den bestehenden Teilmärkten, insbesondere in den Großhandelsmärkten. Sie unterscheiden sich dadurch, dass sie unterschiedlich stark darauf angewiesen sind bzw. angereizt werden, Erlöse aus den Vermarktungsaktivitäten zur Finanzierung der Anlagen zu erzielen. Je nach Intensität des Vermarktungsdruckes weisen sämtliche Prämienmodelle Investitionsrisiken auf, die sich in unterschiedlich hohen Risikoprämien niederschlagen und dadurch die Finanzierung verteuern.

Will man die Vermarktung von erneuerbaren Energien – insbesondere auch von den fluktuierenden erneuerbaren Energien Wind und Solar – möglichst stark anreizen, kommen dafür in erster Linie das fixe Markt- oder das Kapazitätsprämienmodell in Frage, bei denen jeweils die Prämie ex-ante festgelegt wird.

Für die **fixe Kapazitätsprämie** spricht, dass diese

- schon bei Börsenpreisen von Null dazu anreizt, nach alternativen Vermarktungen beispielsweise im Wärmesektor zu suchen, insofern also das Preissignal unverzerrt auf den Betrieb der EE-Anlagen wirken zu lassen und Vermarktungsmöglichkeiten maximal auszuloten,
- das Dargebotsrisiko für die Anlagenbetreiber verringert und insofern einen Gegenpart zu den höheren Risiken dieses

Modells im Vergleich zur Einspeisevergütung und den damit verbundenen Kosten darstellt.

Für die **fixe Marktprämie** spricht, dass

- erst bei stark negativen Börsenpreisen eine Abschaltung der brennstofffreien erneuerbaren Energien betriebswirtschaftlich sinnvoll ist und insofern der EE-Einspeisevorrang sehr weitgehend erhalten bleibt,
- dadurch die Dämpfung der negativen Preise weniger stark ausfällt und die Flexibilitätsanreize im System nahezu unverändert wirken können.

Je nach politischer Zielsetzung ist im Falle einer Grundsatzentscheidung für die Vermarktung das eine oder das andere Prämienmodell vorzuziehen; aus wissenschaftlicher Sicht lässt sich hier keine eindeutige Empfehlung ableiten.

Die aktuell in Deutschland gültige **gleitende (ex-post) Marktprämie** kann als Mischung von Einspeisevergütung und fixer (ex-ante) Marktprämie aufgefasst werden. Sie federt einerseits die Risiken der Vermarktung zu einem großen Teil ab, gibt dadurch aber andererseits keinen großen Anreiz, Vermarktungsstrategien umfassend auszutesten. Insgesamt führt sie zu höheren Kosten, die entweder von den Stromverbrauchern oder den Anlagenbetreibern zu tragen sind, ohne dass der Zusatznutzen gegenüber der Einspeisevergütung wirklich zu überzeugen vermag [15].

Empfehlung: Differenzierung der Finanzierungsmodelle für die unterschiedlichen EE-Technologien

Abbildung 3 motiviert, die Finanzierungsmodelle für erneuerbare Energien zu diversifizieren und sie stärker auf die unterschiedlichen Technologien zuzuschneiden. In ihr werden die Technologien anhand ausgesuchter Eigenschaften charakterisiert.

Daraus können für die einzelnen Technologien folgende Schlussfolgerungen abgeleitet werden:

Biomassenutzung ist technisch schon sehr ausgereift, so dass hier Fragen der Technikentwicklung keine grundlegende

	PV	Wind-Onshore	Wasserkraft	Wind-Offshore	Biomasse	Geothermie
Steuerbar mit gesicherter Verfügbarkeit	Nein	Nein	Teilweise und eingeschränkt	Nein	Ja	Ja
Stand der Technik	Starke Lerneffekte bereits erzielt	Mittlere Lerneffekte bereits erzielt	Ausgereift	Am Anfang der Lernkurve	Überwiegend ausgereift	Noch nicht routinemäßig beherrscht
Kosten aus technischen Risiken der Anlageninvestition	Gering	Gering	Gering	Hoch	Gering	Sehr hoch
Kapitalintensität	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch	Sehr hoch	Weniger hoch	Sehr hoch
Größe der Anlagen	Sehr klein bis groß	Klein bis sehr groß	Klein bis sehr groß	Sehr groß	Klein bis groß	Groß

Abbildung 3: Charakteristika erneuerbarer Energien [5, S.74]

	Wind-Onshore	PV	Wasserkraft	Biomasse	Wind-Offshore	Geothermie
Einspeisevergütung	X	X	X			
fixe Marktprämie						
* administrativ festgelegt				X		
* durch Ausschreibung						
Kapazitätsprämie						
* administrativ festgelegt	X	X	X	X		
* durch Ausschreibung					X	
obligatorische DV	X	X	X	X	X	X
Investitionszuschuss						X
(Bürgschaft)						X

■ Option A: Bürgermodell
 ■ Option B: Integrationsmodell

Abbildung 4: Technologiedifferenzierte Empfehlungen für Finanzierungsmodelle [5, S.9]

Rolle mehr spielen. Gleichzeitig ist die Kapitalintensität relativ gering, was mögliche Kostensteigerungen und Risikoerhöhungen – und deren weitere negative Folgen – durch eine Direktvermarktung begrenzt. Insoweit kann auch für kleinere Anlagen – die im Falle einer Vermarktung relativ hohe spezifische Transaktionskosten aufweisen – eine Direktvermarktung anvisiert werden. Bei der Ausgestaltung der Finanzierung ist zu berücksichtigen, dass eine KWK-Nutzung von Biomasse aus Effizienz- und damit Umweltgründen obligatorisch sein sollte. Zudem ist zu beachten, dass eine Verdrängung von Strom aus Biomasse-KWK-Anlagen durch den aus fossilen Kraftwerken klimapolitisch unerwünscht ist.

Geothermie ist zwar steuerbar, unterscheidet sich aber von Biomasse dadurch, dass bei der konkreten Projektentwicklung hohe technische Risiken vorliegen, die Technik bisher nicht ausgereift ist und die Kapitalkosten hoch sind. Die daraus resultierenden Investitionsrisiken, die als ein wesentliches Hemmnis anzusehen sind, können z. B. durch einen Investitionszuschuss reduziert werden, der durch eine Auszahlung im Zeitraum der Projektentwicklung die Kapitalkosten effektiv senkt. Gleichzeitig könnte eine Direktvermarktung erwogen werden, um die Steuerbarkeit zu nutzen.

Betrachtet man die nicht steuerbaren erneuerbaren Energien, dann fällt **Offshore-Windenergie** deutlich heraus: Die Technologie weist bei einer hohen Kapitalintensität ein sehr hohes, auch technisch bedingtes Risiko auf und steht noch am Anfang der Lernkurve. Aufgrund der Höhe der Anlagenkosten ist davon auszugehen, dass nur große Unternehmen zu den erforderlichen Investitionen in der Lage sind. Die hohen Kapitalkosten und das hohe Risiko sowie die langen Planungszeiten machen eine verlässliche Schätzung der langfristigen Kostenkurven durch staatliche Stellen für eine Festlegung einer Einspeisevergütung oder Kapazitätsprämie heute (noch) sehr schwierig. Aus Investorensicht ist daneben mit der von staatlicher Seite vorgegebenen Degression der Vergütungssätze für den Zeitpunkt der Inbetriebnahme ein hohes Risiko durch die Planungsunsicherheit verbunden. Deshalb kann hier ein Verfahren, das die Kostenabschätzungen potenzieller Betreiber für

konkrete Anlagen enthüllt – also eine Ausschreibung – relativ große Unsicherheiten beseitigen. Große Energieunternehmen haben üblicherweise bereits Erfahrungen mit Ausschreibungsverfahren, ebenso wie mit der Vermarktung der Erzeugung. Da in diesem Segment ohnehin nur große Unternehmen aktiv sind, wird durch eine Ausschreibung und eine verpflichtende Direktvermarktung wahrscheinlich auch die Akteursvielfalt nicht noch weiter reduziert. Sofern es gelingt, Marktmachtausübung in der Ausschreibung zu verhindern, sind die Nachteile einer Ausschreibung für diese Technik (insbesondere die damit verbundenen Transaktionskosten) als relativ gering einzustufen, denen u. U. ein großer Vorteil aufgrund einer Offenlegung der Kostenschätzungen der Investoren gegenübersteht.

Die übrigen nicht-steuerbaren erneuerbaren Energien – **PV, Wind onshore und Wasserkraft** – sind sich in den zentralen Attributen untereinander sehr ähnlich: Die technologischen Risiken sind gering, sie sind sehr kapitalintensiv, die Leistung der Anlagen ist weit gestreut und reicht von klein bis sehr groß. Aufgrund der Ähnlichkeiten können die drei Technologien zusammen diskutiert werden. Wie oben bereits ausgeführt, ist im Falle einer Direktvermarktung im Vergleich zu einer Einspeisevergütung je nach Ausgestaltung des jeweiligen Prämienmodells mit höheren Unsicherheiten für Investoren zu rechnen. Die höhere Unsicherheit muss durch Risikoprämien kompensiert werden, was bedeutet, dass Kapitalgeber höhere erwartete Renditen fordern. Dies erhöht die Stromgestehungskosten. Die Kostenerhöhung fällt für die fluktuierenden erneuerbaren Energien – z. B. im Vergleich zu Biomasse – aufgrund deren höheren Kapitalintensität vergleichsweise stark ins Gewicht. Zudem werden bei allen drei Technologien auch kleine Anlagen betrieben und geplant. Die größere Unsicherheit könnte gerade für kleinere Anlagen im Falle einer fixen (ex-ante) Prämie zu einer Rationierung auf dem Kapitalmarkt führen, da Fremdkapitalgeber höhere Sicherheiten verlangen, die kleinere Akteure nur schwer beibringen können. Hinzu kommt, dass sie auch aufgrund des höheren, nicht diversifizierten Risikos und von Fixkosten einer Direktvermarktung mit steigenden Kosten zu rechnen haben. Deshalb drohen im Falle eines fixen Prämienmodells mit obligatorischer Direktvermarktung eine

Verdrängung kleinerer Investoren und eine Gefährdung der Akteursvielfalt.

Um die möglichen Chancen einer Direktvermarktung dennoch zu nutzen, ohne dabei die gegenwärtige breite Akteursstruktur zu gefährden, erscheint hier ein Optionenmodell sinnvoll, das Investoren eine Wahlmöglichkeit gibt, die den unterschiedlichen Risikoeinstellungen und Marktkennntnissen Rechnung trägt. Für kleinere, risikoaverse Investoren mit niedrigen Renditeansprüchen erscheint nach wie vor ein Einspeisemodell optimal und sichert Kontinuität. Für professionelle, risikooffene Investoren mit höheren Renditeerwartungen bietet das fixe Kapazitätsprämienmodell die Möglichkeit, sämtliche Vermarktungsmöglichkeiten auszutesten und die Erneuerbaren stärker mit dem restlichen System zu verzahnen.

Abbildung 4 fasst abschließend unsere Empfehlungen zur Differenzierung der Finanzierungsmodelle nach Technologien zusammen.

Literatur

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMWi/BMU) (2012): Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“, Berlin, Dezember
- [2] Koalitionsvertrag (2013): Deutschlands Zukunft gestalten, 18. Legislaturperiode, Dezember
- [3] Netzentwicklungsplan Strom (2013): Erster Entwurf der ÜNB, 2. März
- [4] BNetzA/Bundeskartellamt (2013): Monitoringbericht 2013, Bonn
- [5] IZES/BET/Bofinger (2013): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, Saarbrücken/Aachen/Würzburg, Oktober; download unter www.izes.de
- [6] Kopp, O. et al. (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Jg. 36, Heft 4, S.243-255, Dezember
- [7] Hirth, L. (2013): The Market Value of variable renewables, in: Energy Economics 38, S. 218ff.
- [8] Öko-Institut et al. (2001): Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Baden-Württembergischen Ministeriums für Umwelt und Verkehr
- [9] Springmann, J.-P. (2006): Die Förderung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung auf dem ordnungspolitischen Prüfstand, in: Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht Heft 3, S. 313-347
- [10] Langniß, O. et al. (2007): Die Förderung erneuerbarer Energien als Regulierungsaufgabe, Forschungsbericht FZKA-BWWPLUS
- [11] Diekmann, J. (2008): Analyse und Bewertung des EEG im Vergleich zu anderen Instrumenten zur Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt, Kapitel 5 in: DIW et al.: Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
- [12] Bofinger, Peter (2013): Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg? Anlagenpapier A zum IZES/BET/Bofinger-Gutachten, September
- [13] Kopp et al. (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim
- [14] IZES/BET/Stiftung Umweltenergierecht (2013): EEG 2.0: Vertriebe als Integrationsakteure für die erneuerbaren Energien (noch unveröffentlicht)
- [15] IZES (2013): Vermarktung von FEE-Anlagen in den bestehenden elektizitätswirtschaftlichen Teilmärkten – ein sinnvolles Ziel? Anlagenpapier B zum IZES/BET/Bofinger-Gutachten, Oktober
- [16] Mitchell, C. et al. (2011): Policy, Financing, and Implementation, In: IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, O. Edenhofer et al. (eds.) Cambridge University Press