

Ausgestaltungsoptionen für Symmetrische Marktprämie

Karsten Neuhoff, Nils May, Jörn Richstein, 11.04.2018

Bei der Weiterentwicklung der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktprämie, welche sich durch Rückzahlungen bei Strompreisen über dem anzulegenden Wert auszeichnet, ergeben sich verschiedene Ausgestaltungsoptionen, die beeinflussen in welchem Umfang

- Anreize entstehen für die Wahl netzdienlicher Standorte und Knappheitsrenten vermieden werden.
- Anreize entstehen für Netz- und systemdienliche Anlagenausgestaltungen

Dazu haben wir im vorherigen Treffen am 15.01.2018 (s. h. den Workshop Report¹ zwei grundlegende Ansätze identifiziert. Prinzipiell ist es möglich – und auch heute schon üblich – die Anreize bezüglich Standortwahl und Anlagenausgestaltung über unterschiedliche Mechanismen zu erzeugen. Damit ergeben sich aus den grundlegenden Modellen noch mehrere Unteroptionen.

Option	Gestaltung von Anreizen für Standort	Gestaltung von Anreizen für Ausgestaltung	Vermeidung von Risikoprämien	Anreize netzdienliche Standorte und Vermeidung von Knappheitsrenten	Anreize netzdienliche Ausgestaltung	Wenig Veränderung
1 ⁽¹⁾	Langfristiger Marktwertfaktor		+	+++	++	0
2 ⁽¹⁾	Regionale Ausschreibungen	Langfristiger Marktwertfaktor	+	++	++	0
3 ⁽¹⁾	Referenzertragsmodell		+	++	++	+
4 ⁽²⁾	Regionale Ausschreibungen	Mehrerlöse bei Vermarktung	0	++	+(4)	+
5 ⁽²⁾	Referenzertragsmodell		0	++ ⁽³⁾	+(4)	++
6 ⁽²⁾	Mehrerlöse bei Vermarktung		0	+(4)	+(4)	++

(1) Stündliche Referenzperiode

(2) Monatliche oder jährliche Referenzperiode

(3) Überlappende Anreize über Mehrerlöse bei Vermarktung und Referenzertragsmodell

(4) Reduzierte Anreizwirkung da unsicherer Zusatzerlös stark diskontiert wird

(5) Bei Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells.

Im nächsten Workshop am 20.04.2018 wollen wir einige dieser Optionen betrachten – da sie potentiell elegante Lösungen ermöglichen, um bei geringen Veränderungen des Ausschreibungsdesigns viele der gewünschten Ziele zu erreichen

¹ Neuhoff, Karsten et al. (2018): Von der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktprämie?: <http://hdl.handle.net/10419/175752>

Gestaltung von Anreizen für die Wahl netzdienlicher Standorte unter Vermeidung von Knappheitsrenten

Sind Erneuerbare-Energien-Anlagen weiter verteilt und nahe an Lastzentren, so treten weniger Netzengpässe auf und weniger Netzausbau wird benötigt. Gleichzeitig bedeutet dieses auch, dass Anlagen potentiell nicht alle an den wind- oder sonnenreichsten Standorten zubaut werden sollten, sondern eine Abwägung zwischen Ressourcenqualität und Netzdienlichkeit des Standorts stattfinden sollte. Prinzipiell liegt der durchschnittliche Vermarktungswert höher, wenn Standorte weiter entfernt von bestehenden Anlagen liegen, da Anlagen dann eher zu Zeiten generell niedrigerer Einspeisung produzieren.

Referenzertragsmodel (Teil von Optionen 3 und 5): Derzeit werden regionale Anreize für Windkraft durch höhere Vergütung pro MWh an windarmen Standorte erzeugt.² Für Photovoltaik gibt es keinerlei solche Steuerung. Es gilt zu berücksichtigen welche Möglichkeiten und Notwendigkeiten sich für eine Weiterentwicklung der Struktur des Referenzertragsmodells je nach Ausgestaltung der Anreize für systemdienliche Anlagengestaltung und Länge der Referenzperiode ergeben.

Regionale Ausschreibungen (Teil von Optionen 2 und 4): Bei getrennten Ausschreibungen für bestimmte Regionen kann eine starke regionale Steuerung erreicht werden. Allerdings ist zu beachten, dass kleinere Regionen die Wettbewerbsintensität der Ausschreibungen reduzieren und es vielfältige Effekte auf regionale Regulierung geben könnte. Beispielsweise entfällt der Wettbewerb zwischen Regionen für Projekte, der zum Beispiel Anreize für effiziente Planungsprozesse schafft. Stattdessen würden in Regionen mit höheren Barrieren die Ausschreibungsergebnisse zu höheren Vergütungszahlungen führen, die von allen deutschen Stromkunden über die EEG-Umlage bezahlt werden müssen.

Festlegung eines langfristigen Marktwertfaktors (Option 1): Aufbauend auf Szenarien für die langfristige Entwicklung des Stromsystems könnte der langfristige Marktwertfaktor für unterschiedliche Standorte unter Berücksichtigung von Netzengpassmanagementkosten ermittelt werden. Dieser würde bei der Bezuschlagung in der Ausschreibung berücksichtigt werden.

Mehrerlöse bei Vermarktung (Option 6): Wenn EE-Anlagenbetreiber dem Strompreissignal ausgesetzt sind, dann ermitteln Projektentwickler (i) den Wert der Erzeugung an Standorten, entweder basierend auf aktuellen oder prognostizierten Strompreisprofilen, und (ii) die Kosten (Pachten, Netzanschluss etc.) an Standorten. Das ist die Grundlage für Entscheidungen zu Standort oder Ausschreibungsgebot für eine Anlage an einem bestimmten Standort. Kosten durch Netzengpässe werden in diesem Ansatz jedoch nicht berücksichtigt.

Gestaltung von Anreizen für systemdienliche Anlagengestaltung

Projektentwickler entscheiden mit der Anlagenausgestaltungen auch darüber, wie systemdienlich das Erzeugungsprofil ist. Schwachwindanlagen bzw. PV-Panels mit Ost-/Westausrichtung erzeugen einen größeren Anteil ihrer Produktion in Stunden mit weniger Wind-/Solarerzeugung im System. Dadurch fallen auch Erzeugungsspitzen niedriger aus, wodurch die benötigten Netzkapazitäten entsprechend niedriger ausfallen.

² Außerdem wird der Zubau in Norddeutschland durch die Definition eines Netzausbaugebiets beschränkt, da dort bereits das Groß der Windkraftanlagen steht.

Mehrerlöse bei Vermarktung systemdienlicher Anlagen (Optionen 4-6). Projektentwickler ermitteln den Wert der Erzeugung unterschiedlicher Anlagentypen/Ausrichtung entweder basierend auf aktuellen oder prognostizierten Strompreisprofilen. Das ist die Grundlage für die Entscheidung zur Ausgestaltung der Anlage.

Festlegung eines langfristiger Marktwertfaktors (Option 1-3): Aufbauend auf Szenarien für die langfristige Entwicklung des Stromsystems wird ein stündliches Strompreisprofil erstellt. Aufbauend auf diesem Profil wird der Marktwert einer spezifischen Anlagen relativ zu einer Referenzanlage ermittelt (Marktwertfaktor). Dieser wird der Bezuschlagung in der Ausschreibung berücksichtigt.

Weitere Wertungskriterien:

Neben der Anreizwirkung auf Standort- und Anlagenwahl können weitere Bewertungskriterien berücksichtigt werden.

Umfang der Veränderungen: Je größer eine Veränderung ist, desto aufwendiger ist die Umsetzung für öffentliche und private Akteure und desto größer ist die Gefahr von unerwarteten Fehlentwicklungen.

Finanzierungskosten: Wenn Anreize für netzdienliche Standorte oder Technologieausgestaltungen über Erwartungen von Vermarktungserlösen am Strommarkt gestaltet werden, dann vergrößert sich damit auch die Unsicherheit über die zu erwartenden Erlöse bei Projektentwicklern. Das führt zu höheren Finanzierungskosten und damit höheren Kosten für Konsumenten.

Parametrisierung der Ausgestaltungsoption: Die Parametrisierung des Referenzertragsmodells zeigt die Herausforderungen bei regulatorisch bestimmten Zuschlägen. Ähnliche Herausforderungen wären auch bei längerfristigen Szenarien als Grundlage für die Bestimmung von Marktwertfaktoren zu erwarten. Zugleich kann auch bei regionalen Ausschreibungen die Festlegung für Grenzen und Aufteilung von Mengen als schwierig erweisen.

Verzerrungen im Betrieb: Je nach Ausgestaltung könnten Betreiber bei niedrigen, positiven Strompreisen und negativen Prämien Anreize haben, ihre Anlagen nicht zu betreiben. Dafür gibt es zwar Lösungen wie zum Beispiel Rückzahlungen, unabhängig von der tatsächlichen Einspeisung, allerdings gilt es auch hier Veränderungen etc. zu bewerten.