

Johann Baumgartner & Johannes Schmidt

Die Neugestaltung des österreichischen Fördersystems für erneuerbaren Strom

September 2018



University of Natural Resources and Life Sciences, Vienna
Department of Economics and Social Sciences



WIEN

GERECHTIGKEIT MUSS SEIN

Inhaltsverzeichnis

3	1. Einleitung
4	2. Das derzeitige Fördersystem in Österreich
8	3. Ein Überblick über mögliche alternative Fördersysteme
10	4. Prämiensysteme zur Förderung erneuerbarer Energien
20	5. Festlegung von Prämienhöhen
28	6. Weitere Faktoren in der Ausgestaltung erfolgreicher Förderpolitiken
34	7. Zusammenfassung: Ausgestaltung der Prämiensysteme für Österreich
43	Anhang

1. Einleitung

Österreich verfolgt seit 2003 das Ziel die Menge an Ökostrom zu erhöhen, um damit Treibhausgasemissionen zu reduzieren und international vereinbarte Klimaziele zu erreichen (Kyoto, 20/20/20 EU Ziele). Die eingespeiste Menge¹ konnte in Folge von rund 4 TWh (2003) auf über 10 TWh (2017) angehoben werden, das entspricht einem Anteil am Stromverbrauch von 6,9% (2003) und 15,3% (2017)². Der Anteil der erneuerbaren Stromproduktion aus Großwasserkraft ist in diesen Zahlen nicht inkludiert, wobei sich dieser im Durchschnitt in den Jahren 2013-2017 (69,6%³) verglichen zu 2000-2005 (74,6%³) rückläufig entwickelte, da bei steigendem Stromverbrauch kein nennenswerter Ausbau der Großwasserkraft erfolge. Eine oft genannte politische Zielsetzung ist einen bilanziell annähernd hundertprozentigen Eigendeckungsgrad mit erneuerbarem Strom (inklusive Wasserkraft) bis zum Jahr 2030 zu erreichen (Sozialdemokratische Partei Österreich, 2017). Die Stromstrategie von Österreichs Energie setzte als Ziel eine deutliche Steigerung des Eigendeckungsgrades des Stromverbrauchs bis 2030 fest, die eine Erhöhung der jährlichen Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen um rund 20 TWh (siehe Abschnitt 6.5) notwendig macht (Österreichs E-Wirtschaft, 2015). Dies bedingt eine jährliche Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen (ohne Wasserkraft) von rund 33 TWh (siehe Abschnitt 6.5) und entspricht ungefähr eine Verdreifachung der in 2017 produzierten Menge an Ökostrom (ohne Großwasserkraft).

Um diese Ökostrommenge zu erreichen, ist eine weitere Förderung unabdingbar, da die aktuellen Marktpreise und die Preise des europäischen Emissionshandelssystems zu niedrig sind, um erneuerbare Stromerzeugungsanlagen profitabel zu errichten und zu betreiben. Gleichzeitig steht das derzeitige System der Förderung in Österreich vor der großen Herausforderung, es zukunftsfähig zu gestalten – und damit auch die beihilferechtlichen Vorgaben zu erfüllen (Europäische Kommission, 2014). Dieses Hintergrundpapier diskutiert mögliche Alternativen zum derzeit eingesetzten Fördersystem fixer Einspeisetarife, bewertet diese und schließt mit konkreten Vorschlägen für eine Systemumstellung ab.

¹ Hier ist nur die über Einspeisetarife vergütete Menge berücksichtigt.

² Eigene Berechnung basierend auf Daten von OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (2018) und Energie-Control Austria (2018).

³ Eigene Berechnung basierend auf Daten von Energie-Control Austria (2018).

2. Das derzeitige Fördersystem in Österreich

Einspeisetarifsysteme, die jede eingespeiste kWh Strom unabhängig von äußeren Faktoren (z.B. Marktpreis, Produktionsstandort, Netzausgestaltung) zu einem fixen Preis vergüten, wurden ursprünglich aus zwei Gründen eingeführt: (1) Technologien, welche zu teuer waren, um direkt am Markt kompetitiv zu sein, sollten gefördert werden, um langfristige technologische Lerneffekte in Gang zu setzen und so die Erneuerbaren an Marktbedingungen heranzuführen (de Mello Santana, 2016). (2) Zusätzlich wurde das System auch als „zweitbestes“ Instrument zur CO₂-Reduktion in der Stromproduktion eingesetzt, um den zu niedrigen CO₂-Preis im europäischen Emissionshandelssystem, der einen Ausbau CO₂-armer Technologien verhindert, zu kompensieren (Kalkuhl, Edenhofer, & Lessmann, 2013; Hübler, Schenker, & Fischer, 2015).

Technologiespezifische Einspeisetarife können also durchaus langfristig ökonomisch effizienter sein, als technologie neutrale Instrumente wie CO₂-Steuern, dies ist allerdings nur dann der Fall, wenn signifikante Kostensenkungen durch technologisches Lernen³ erwartet werden (de Mello Santana, 2016). Die „Reparatur“ eines zu niedrigen CO₂-Preises durch Einspeisetarife ist zwar ökonomisch nicht effizient, weil dadurch die Kosten der CO₂-Reduktion unnötig hoch werden, mag aber realpolitisch notwendig sein.

Während fixe Einspeisetarife also zu einem signifikanten Ausbau von erneuerbaren Energien beigetragen und für manche Technologien auch zu einer drastischen Reduktion der Kosten⁴ geführt haben, ist das Design für die jetzige Phase der Energiewende, in der die Integrationskosten erneuerbarer Stromproduktion in das Stromsystem steigen und die Produktionskosten weiter gesenkt werden sollen, nicht mehr adäquat. Im Folgenden werden die Hauptkritikpunkte erläutert:

2.1 Fehlende Systemintegration

Die initiale Förderung erneuerbarer Energien zur Stromproduktion hatte das Ziel, möglichst große Mengen an Erzeugungskapazitäten in das System zu bringen, um deren technologische Entwicklung in Gang zu setzen – dies könnte auch als Phase I des Ausbaus bezeichnet werden. Mittlerweile sind die variablen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten allerdings so groß, dass ihre

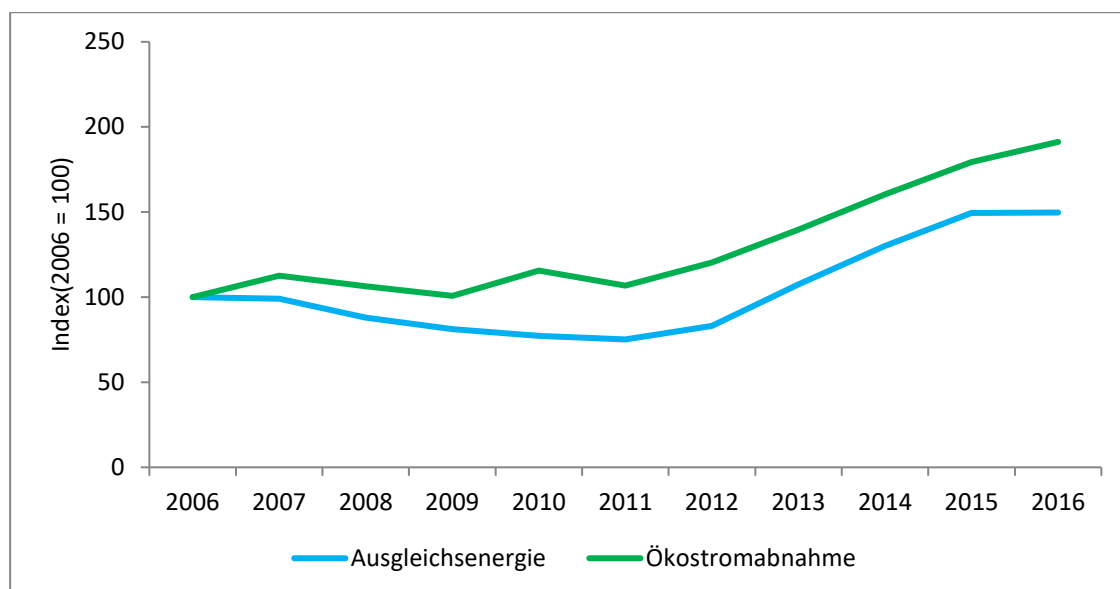
³ Im europäischen und globalen Vergleich ist Österreich ein relativ kleiner Markt für Strom aus erneuerbaren Energiequellen, der für sich betrachtet keine großen Lerneffekte und somit nicht für große Erzeugungskostenrückgänge verantwortlich sein kann, da das zukünftige Kostenreduktionspotenzial von der Binnenmarktgröße abhängt (Huenteler, Niebuhr, & Schmidt, 2016). Dennoch können aber länderspezifische Lerneffekte auftreten – bedingt z.B.: durch länder- oder regionsspezifische Lerneffekte bei der Installation und Wartung von Anlagen und der Regulation von Erneuerbaren (Held, Ragwitz, Gephart, de Visser, & Klessmann, 2014). Darüber hinaus ist eine Teilnahme Österreichs im Sinne einer EU-weiten, gerechten Lastenverteilung der Technologieentwicklung sinnvoll.

⁴ Im europäischen und globalen Vergleich ist Österreich ein relativ kleiner Markt für Strom aus erneuerbaren Energiequellen, der für sich betrachtet keine großen Lerneffekte und somit nicht für große Erzeugungskostenrückgänge verantwortlich sein kann, da das zukünftige Kostenreduktionspotenzial von der Binnenmarktgröße abhängt (Huenteler, Niebuhr, & Schmidt, 2016). Dennoch können aber länderspezifische Lerneffekte auftreten – bedingt z.B.: durch länder- oder regionsspezifische Lerneffekte bei der Installation und Wartung von Anlagen und der Regulation von Erneuerbaren (Held, Ragwitz, Gephart, de Visser, & Klessmann, 2014). Darüber hinaus ist eine Teilnahme Österreichs im Sinne einer EU-weiten, gerechten Lastenverteilung der Technologieentwicklung sinnvoll.

Integration ins System eine Herausforderung darstellt: die Bereitstellung von Ersatzkapazitäten (für Zeiten ohne erneuerbare Produktion), der Ausgleich von Prognosefehlern (siehe dazu Ausgleichsenergiemengen in Abbildung 1), der Ausbau von Leitungskapazitäten und von Speichertechnologien und die Gleichzeitigkeit v.a. solarer Stromeinspeisung verursacht hohe Kosten bzw. mindert den Wert der Erneuerbaren (Hirth, 2013): Phase II der Energiewende hat begonnen. Das derzeitige Einspeisetarifsystem wurde allerdings für Phase I konzipiert: die Menge an erzeugtem Strom sollte maximiert werden, daher wurde auch die Gesamtmenge an erzeugtem Strom mit einem fixen Tarif gefördert, der erzeugte Strom wird also in Zeiten großer und geringer Nachfrage gleich entgolten.

Ein zukunftsfähiges Fördersystem sollte hingegen die richtigen Anreize zur Systemintegration setzen: die InvestorInnen in erneuerbare Energien sollen die Gesamtsystemkosten (Ueckerdt, Hirth, Luderer, & Edenhofer, 2013), welche durch die von ihnen installierten Kapazitäten erzeugt werden, gering halten, und so die Kosten der Energiewende nicht nur auf Erzeugungsseite, sondern im gesamten Stromsystem minimieren. Mögliche Maßnahmen auf ProduzentInnenseite sind dabei die Standortwahl, der Betrieb und die Wartung von Anlagen, die Verbesserung der Prognose der Erzeugung, die technologische Anpassung (z.B. durch „systemfreundliche“ Windturbinen), der systemkonformere Betrieb und die Integration mit Speichertechnologien (siehe für Details Abschnitt 4.1).

Abbildung 1: Entwicklung der Ausgleichsenergiemenge im Vergleich zu Ökostromabnahme in den Jahren 2006 bis 2016⁵ (eigene Darstellung nach Daten von Energie-Control Austria, 2018a)



⁵ Relative Entwicklung im Vergleich zu den Werten im Jahr 2006

2.2 Ineffiziente Tarifbestimmung

Einspeisetarife werden in Österreich reguliert, d.h. sie werden behördlich festgelegt. Eine regulative Festlegung der Tarife steht allerdings vor dem Problem, dass entweder zu hohe oder zu geringe Fördertarife gewählt werden, die entweder den Ausbau zum Stillstand bringen oder aber hohe ProduzentInnenrenten verursachen können. Dieses Problem entsteht im österreichischen System aus zwei Gründen:

- Die tatsächlichen Kosten der Produktion, die sich aus den über die Betriebsdauer abgeschrieben Investitionskosten und den laufenden Kosten des Betriebs zusammensetzen, sind der RegulatorIn nicht vollständig bekannt: so weiß die RegulatorIn nicht, zu welchen Kosten die Anlagen tatsächlich installiert werden, welche Kapital- und Versicherungskosten für die InvestorInnen entstehen, oder welche Aufwände Wartungsarbeiten und Reparaturen verursachen. Die Änderung von Kapitalkosten über die Zeit kann ebenfalls zur Schwierigkeit der Kostenabschätzung beitragen, wobei diese alle Vergütungsmodelle gleichermaßen betrifft (Henzelmann, Hoff, Büchele, & Wollgam, 2016).
- An unterschiedlichen Standorten entstehen unterschiedliche Produktionskosten, bedingt durch die biophysikalische Variabilität der Erneuerbaren (z.b. unterschiedliche Windgeschwindigkeiten an den Standorten). Im österreichischen System werden aber alle Standorte in gleichem Maß abgegolten. Einerseits können an sehr guten (Wind)standorten dadurch sehr hohe Profite erzielt werden, während etwas schlechtere (Wind)standorte keine Chance haben, in Produktion genommen zu werden. Das Integrieren solcher Standorte kann aber für das Gesamtsystem (a) notwendig sein, um die geplante Ausbaumenge zu erreichen und (b) durchaus für positive Effekte (Lastnahe Erzeugung, Netzsituation auf Verteilnetzebene, Kosten des Netzausbaus) in Hinblick auf die Systemintegration und die Gesamtkosteneffizienz haben.

2.3 Technologiespezifisch unterschiedlicher Erfolg der Instrumente

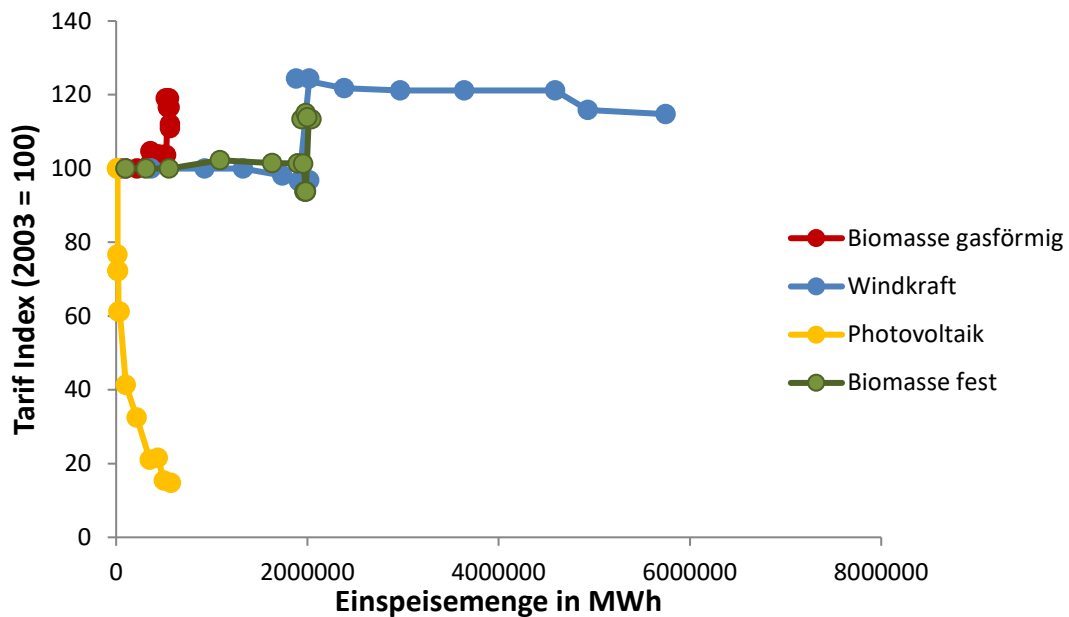
Wie oben diskutiert, sind technologiespezifische Instrumente vor allem dann einzusetzen, wenn diese auch tatsächlich zu einer langfristigen Verringerung der Produktionskosten führen. Sollten die Einspeisetarife für eine bestimmte Technologie also steigen, ist das ein Indikator dafür, dass keine Lerneffekte erzielt wurden – oder diese zumindest nicht durch die regulierten Tarife für die KonsumentInnen lukriert wurden⁶. Abbildung 2 zeigt die Ökostrom-Einspeisemengen der Jahre 2003 - 2017 im Vergleich zur Tarifentwicklung für Windkraft, PV, Biomasse fest und Biomasse gasförmig. Die Y-Achse zeigt die relative Entwicklung der Tarife im Vergleich zum Jahr 2003, wobei die Einspeisung aus Kleinwasserkraft nicht inkludiert ist, da der Einspeisetarif für Kleinwasserkraft nur in den Jahren 2003 – 2005 gewährt wurde. Nicht alle Technologien zeigen einen eindeutigen Trend der Tarife nach unten – die dynamische Kosteneffizienz scheint also bei den meisten Technologien nicht sehr hoch zu sein. Bei technologiespezifischer Betrachtung zeigt sich, dass vor allem Photovoltaik trotz stark sinkender Tarife einen starken Ausbau erfahren hat, während bei allen anderen Technologien die RegulatorInnen erwarteten, zumindest stagnierende Tarife bezahlen zu müssen, um einen weiteren Ausbau zu ermöglichen. Gründe dafür können sein, dass (a) kaum mehr technologiespezifische Lerneffekte zu erwarten sind (Das ist v.a. bei thermischen Verfahren der Fall, da diese bereits lange bekannt sind und weltweit bereits sehr große Kapazitäten installiert sind (Kalt, Kranzl, & Haas, 2010) und diese Technologien daher aus dem Einspeisetarifsystem ausscheiden sollten, (b) mit zunehmendem Ausbau günstige Standorte wegfallen⁷, oder (c) bei der Festlegung der Tarife die Einschätzung der Kostenentwicklung durch die RegulatorInnen, die immer mit hoher Unsicherheit verbunden ist, zu konservativ war und damit hohe Profite für die ProduzentInnen erlaubte. Eine Überarbeitung des Einspeisetarifsystems kann in allen drei Situationen wesentliche Verbesserungen bringen. Gleichzeitig ist zu beachten, dass Einspeisetarifsysteme auch als „zweitbestes“ Instrument zur CO₂-Emissionsreduktion verwendet werden. Selbst Technologien, bei denen keine oder nur eine schwache Kostendegression erfolgte, müssen daher teilweise weiterhin durch einen Einspeisetarif gefördert werden, um die Energiewende voranzutreiben. Eine Festlegung des Portfolios an Erzeugungstechnologien ist in diesem Fall allerdings notwendig und wird näher in Abschnitt 7.4 diskutiert. Die Frage, ob ein technologieutrales Instrument in der jetzigen Situation effizienter wäre, wird in Abschnitt 5.3 behandelt.

In Summe ist eine Neugestaltung des österreichischen Einspeisetarifsystems daher notwendig, um Anreize für eine verbesserte Markt- und Systemintegration zu setzen, um die Kosteneffizienz zu erhöhen und um die Wahl geförderter Technologien zu überdenken.

⁶ Hier ist technologiespezifisch zu beachten, dass bei zusätzlichem Ausbau die Produktionskosten trotz Technologieentwicklung steigen können, weil Gunststandorte wegfallen (v.a. bei Windkraft). Eine Bewertung ist also unter Berücksichtigung der Standortbedingungen vorzunehmen.

⁷ Dies ist vor allem bei Windkraft und Wasserkraft der Fall, da bei allen anderen Technologien die räumliche biophysikalische Variabilität nicht sehr hoch ist.

Abbildung 2: Ökostrom-Einspeisemengen der Jahre 2003 - 2017 im Vergleich zur Tarifentwicklung für Windkraft, PV, Biomasse fest und Biomasse gasförmig (eigene Darstellung nach Daten von OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (2018a) und OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG 2018b)



3. Ein Überblick über mögliche alternative Fördersysteme

Eine Neugestaltung des österreichischen Fördersystems steht also vor der Aufgabe, die Marktintegration, die Kosteneffizienz und die technologische Treffsicherheit zu erhöhen. Hier gilt zu unterscheiden, welches Fördersystem gewählt wird (wie und wann die Förderung also ausbezahlt wird) und wie die Förderhöhe festgelegt wird. Die nächsten beiden Abschnitte diskutieren diese beiden Aspekte.

3.1 Übersicht Fördersysteme

Ein Vergleich unterschiedlicher möglicher Förderungssysteme nach den Kriterien der Ausbaueffektivität der politischen Maßnahme, der statischen Kosteneffizienz, der dynamischen Kosteneffizienz, den Anreizen zur Systemintegration und nach den Unterstützungseffekten wird in Tabelle 1 gezeigt. Die *Ausbaueffektivität* beschreibt den Grad der Erreichung des vorgegebenen politischen Ausbauziels. Die *statische Kosteneffizienz* zeigt, ob ein Fördersystem mit geringstmöglichen Kosten das vorgegebene Ziel ohne die Berücksichtigung langfristiger technologischer Lerneffekte erreichen kann. Im Gegensatz dazu zeigt die *dynamische Kosteneffizienz*, ob das System über einen längeren Zeitraum Kostenreduktionspotenziale erzeugt oder über die Zielvorgaben hinaus positive Effekte bewirkt. Das Kriterium *Anreize zur Systemintegration* bewertet die Instrumente dahingehend, ob diese eine Markt- und Netzintegration von erneuerbaren Energien bewirken. Die Bewertung nach entstehenden *Unterstützungseffekten* zeigt, ob die Maßnahme tatsächlich jene AkteurlInnen und Technologien fördert, die diese Unterstützung auch benötigen und eine ausgewogene Entwicklung ermöglicht, ohne auf Seiten

günstigerer Technologien Marktlagengewinne („*windfall-profits*“) und Insolvenzen auf Seiten teurerer Technologien zu verursachen (Held, Ragwitz, Gephart, de Visser, & Klessmann, 2014). Tabelle 1 zeigt als Beispiel die theoretischen, von Beschreibungen der Förderinstrumente abgeleiteten Eigenschaften der Maßnahmenmodelle, wobei diese sich in praktischen Umsetzungen je nach Ausgestaltung unterscheiden können (Held et al., 2014).

Die bestehenden fixen Tarifsysteme können in ihrer statischen Kosteneffizienz durch eine kompetitive Festlegung der Förderhöhen erhöht werden, sind aber nicht marktkompatibel. Hier bietet das Prämiensystem große Vorteile, da ein Teil der Einnahmen der FördernehmerInnen am Markt lukriert werden muss. Ein mögliches Quotensystem birgt bei technologieneutraler Ausgestaltung die Gefahr, keine langfristigen dynamischen Lerneffekte zu fördern⁸ - und zu unerwünschten Unterstützungseffekten für ohnehin schon marktreife Technologien zu führen. Da die Ausbaueffektivität von Investitionsförderungen auf Grund der hohen Risiken gering ist, empfehlen wir das Prämiensystem: die Kosteneffizienz kann durch eine kompetitive Festlegung der Tarife sehr hoch sein, während die dynamische Effizienz durch eine technologiespezifische Förderung gegeben ist⁹. Die genaue Ausgestaltung von prämienbasierten Fördertarifen wird in Kapitel 4 beschrieben.

3.2 Festlegung der Förderhöhe

Kosteneffizienz und Verteilungseffekte von Fördersystemen sind in hohem Ausmaß von der Form der Festlegung der Tarife abhängig. In der derzeit in Österreich gewählten regulativen Variante werden (a) private Informationen der ProduzentInnen und (b) standortspezifische Unterschiede nicht berücksichtigt. Daraus können sehr hohe Profite für ErzeugerInnen resultieren. Der Erfolg von technologiespezifischen, auktionsbasierten Ausschreibungen in Deutschland (siehe Kapitel 5.2.3) zeigt, dass durch die Auktionierung von Tarifen große Effizienzpotenziale gehoben werden können. Diese werden im Detail in Abschnitt 5.2 besprochen.

⁸ Durch eine technologiespezifische Ausgestaltung von Quotensystemen könnte diese Schwäche allerdings vermindert werden.

⁹ Wie in der Einleitung ausgeführt, gibt es immer einen Trade-Off zwischen kurzfristiger Effizienz (ohne Berücksichtigung von Lerneffekten) und langfristiger Effizienz (mit Berücksichtigung von Lerneffekten). Da technologisches Lernen gerade im Energiebereich in der letzten Dekade hohe Erfolge erzielte, empfehlen wir auf jeden Fall weiterhin Förderinstrumente einzusetzen, welche die dynamische Effizienz erhöhen.

Tabelle 1: Eigenschaften unterschiedlicher Fördermechanismen

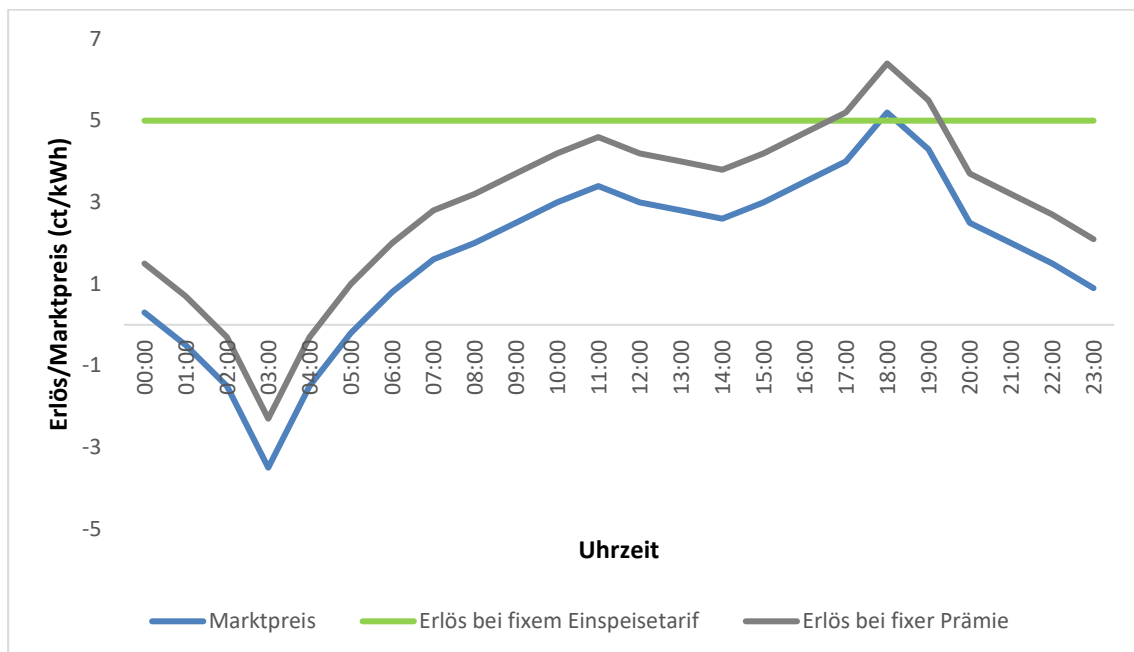
	Tarifsystem	Prämiensystem	Quotensystem	Investitions- förderung
Ausbaueffektivität	Hoch	Hoch	Hoch	Mittel
Statische Kosteneffizienz	je nach Ausgestaltung	je nach Ausgestaltung	Hoch	je nach Ausgestaltung
Dynamische Kosteneffizienz	Hoch	Hoch	Niedrig	Hoch
Anreiz zur Systemintegration	Niedrig	Hoch	Hoch	Hoch
Unterstützungs- effekte	je nach Ausgestaltung	je nach Ausgestaltung	je nach Ausgestaltung	je nach Ausgestaltung

4. Prämiensysteme zur Förderung erneuerbarer Energien

4.1 Funktionsweise

Fixe Einspeisetarife gelten jede erzeugte Einheit Strom mit einem fixen Tarif ab – unabhängig von der Höhe des Marktpreises. Die eingespeiste Menge wird in Österreich von der OeMAG über den Einspeisetarif abgegolten und dann zentral vermarktet. Die entstehenden Kosten ergeben sich somit aus der Differenz zwischen Einspeisetarif und Marktpreis und sind mit dem Marktpreis variabel. Beim fixen Prämiensystem erhalten ProduzentInnen ebenfalls einen fixen Betrag für jede erzeugte Einheit Strom, dieser ist jedoch kleiner als der fixe Einspeisetarif. Zusätzlich vermarkten die ProduzentInnen den Strom selbst. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** illustriert diesen Unterschied: im gewählten Beispiel bekommen ProduzentInnen im Schnitt 5 ct/kWh erzeugtem Strom abgegolten. Während im fixen Einspeisetarifsystem dieser Beitrag zu jeder Zeiteinheit gleich ist, variiert er im Prämiensystem über die Zeit. Daraus entsteht der Anreiz für ProduzentInnen, die Produktion an die Marktpreise anzupassen – dies ist auch der größte Unterschied zwischen den beiden Systemen und der Vorteil von prämiensystemen (Schmidt, Lehecka, Gass, & Schmid, 2013). Im Detail zeigt die Grafik, dass Marktpreise auch *über* dem fixen Einspeisetarif liegen können (z.b. um 18:00 in der Grafik), und dass in einem prämiensystem Anreize entstehen, Erneuerbare abzuregeln (da sogar unter Einberechnung der Prämien negative Einkommen erzielt werden, z.b. um 03:00 in der Grafik).

Abbildung 3: Vergleich von fixem Einspeisetarif und Prämien (eigene Darstellung)



Es gibt kurz- und langfristige Möglichkeiten, erneuerbare Stromproduktion an die Marktsituation anzupassen. Kurzfristig können *dargebotsabhängige Technologien* wie *Windkraft-, Photovoltaikanlagen und Laufwasserkraftanlagen* bei sehr geringen Marktpreisen (v.a. negativen) die Produktion drosseln oder sogar einstellen, und damit zu einem langfristig flacheren Preisverlauf beitragen und Stunden mit Negativpreisen vermindern (Brandstätt, Brunekreeft, & Jahnke, 2011 zit. n. Gawel & Purkus, 2013). Hier ist zu beachten, dass negative Preise für das Gesamtsystem auch positive Anreize bieten, in Integrationstechnologien (wie Speicher) zu investieren – eine völlige Abschaltung von erneuerbaren Kapazitäten bei negativen Preisen ist daher nicht von Vorteil. Das Prämiensystem erzeugt folglich eine untere Schranke für negative Preise: sinkt der Marktpreis auf ein Niveau, sodass selbst mit Prämie kein positiver Ertrag möglich ist, werden die ErzeugerInnen reagieren und Anlagen abschalten – im Gleichgewicht sollten Preise also nicht zu stark unter dieses Niveau fallen können. Durch eine bessere Anpassung *regelbarer Kraftwerke* (z.B. *Biomasse*) an die Stromnachfrage und die Durchführung der geplanten Wartung sowohl regelbarer als auch nicht regelbarer Kraftwerke zu Zeiten geringerer Strompreise (z.B. Grundlastzeiten), kann die Systemintegration während des Betriebs verbessert werden (Schallenberg-Rodriguez & Haas, 2012). Ein Prämiensystem, bei dem ErzeugerInnen ihre Mengen vollständig eigenständig vermarkten müssen, führt außerdem dazu, dass Ausgleichsenergiekosten bei den ErzeugerInnen anfallen und diese in Folge den Anreiz haben, die Prognosegenauigkeit zu erhöhen oder, um Kosten für negative Ausgleichsenergie zu verringern, zeitweise ihre Produktion drosseln.

Langfristig werden durch Prämiensysteme Investitionsentscheidungen beeinflusst: eine marktabhängige Vergütung kann sich positiv auf die Auswahl von Kraftwerksstandorten, vor allem der Windkraft, auswirken, indem durch das verstärkte Berücksichtigen der zeitlichen

Windgeschwindigkeitsverteilungen die Produktion von Zeiten geringerer Strompreise (Nacht) in Zeiten höherer Strompreise (Tag) verschoben wird (Schallenberg-Rodriguez & Haas, 2012) – und die Anlagenstandorte werden durch Preissignale diversifiziert, da eine geringere Korrelationen der Produktion zwischen Anlagen das Erzielen höherer Marktpreise ermöglicht – und geographische Diversifikation im Allgemeinen die Korrelation zwischen der Produktion von Anlagen reduziert (Schmidt et al., 2013). Bei Windkraft kann zusätzlich durch die Wahl der Turbinentechnologie eine insgesamt flachere Produktionskurve erzeugt werden, welche höhere durchschnittliche Marktpreise lukriert: dabei werden Turbinen mit größerer Nabenhöhe und einem größeren Verhältnis des Rotordurchmessers zu Generatorleistung ausgestattet, wodurch eine höhere Anzahl an Volllaststunden erreicht wird. Die ökonomischen Vorteile solcher „systemfreundlichen“ Windturbinen treten allerdings verstärkt erst bei größerer Durchdringung des Stromsystems mit Erneuerbaren Energien auf – in der Dekade 2020-2030 werden sie als relevant eingeschätzt (May, Neuhoff, & Borggreve, 2015).

Bei Photovoltaik könnte die Anreizwirkung dahingehend wirken, dass Photovoltaikanlagen regional diversifizierter und in östlich/westlicher Ausrichtung ausgebaut werden, woraus eine im Vergleich zur vorherrschenden südlichen Ausrichtung gleichmäßigere Einspeisung (Maxima am Vor- und Nachmittag) resultieren könnte (Kreifels, Killinger, Mayer, Hollinger, & Wittwer, 2014). Insgesamt ist aber bei Photovoltaik dieser Effekt als klein einzuschätzen, da eine suboptimale Ausrichtung der Anlagen große Gesamtertragseinbußen bei geringen zeitlichen Diversifikationseffekten nach sich zieht – und die räumliche Diversifikation durch die relativ gleichmäßig verteilte solare Strahlung weniger stark varianzreduzierend wirkt als bei Windkraft. Darüber hinaus kann eine Integration von variablen Erzeugungsanlagen mit Speicheranlagen den Wert von erneuerbarem Strom an der Strombörse und die Prognosegenauigkeit erhöhen.

4.2 Risiko

Während prämienbasierte Einspeisesysteme also die Möglichkeit bieten, die Systemintegration von erneuerbaren Energien zu erhöhen, erhöhen sie – abhängig von der Ausgestaltung – gleichzeitig auch das Investitionsrisiko. Werden die Prämien zu Beginn der Laufzeit fixiert und nicht angepasst, wären InvestorInnen dem vollen Preisrisiko über den Investitionszeitraum ausgesetzt. Da sich dieser über mehr als ein Jahrzehnt erstreckt und Preisprognosen über diesen Zeitraum sehr hohen Unsicherheiten ausgesetzt sind, müssen hohe Risikoaufschläge erwartet werden. Das kann allerdings verhindert werden, indem die Prämienhöhe an die Entwicklung des *durchschnittlichen* Marktpreises angepasst werden (siehe nächster Abschnitt). Auch birgt die Direktvermarktung von Ökostrom aus Windturbinen das Risiko die Finanzierungskosten für neue Windenergieprojekte zu erhöhen, weil Vorhersageabweichungen zu höheren und instabilen operativen Kosten führen können. Außerdem können bestimmte lokale Produktionsprofile unprofitabel werden (Grau, Neuhoff, & Tisdale, 2015).

4.3 Modelle für prämienbasierte Einspeisetarife

Im Folgenden werden drei Modelle von prämienbasierten Einspeisetarifen vorgestellt und an Hand von folgenden sechs Kriterien verglichen: Wie hoch ist das Investitionsrisiko? Wie komplex ist die Bestimmung der Förderhöhe durch die FördergeberIn? Wie hoch ist die Unsicherheit über die Förderkosten über die gesamte Laufzeit? Welche Anreize zu bedarfsorientierter Einspeisung werden gesetzt? Gibt es die Möglichkeit zur dezentralisierten Direktvermarktung? Welche Anreize zur Einspeisung bei negativen Marktpreisen werden gesetzt? Ein erster Überblick wird in Tabelle 2 gegeben.

Tabelle 2: Eigenschaften verschiedener Prämienausgestaltungen (verändert nach Held, Ragwitz, Gephart, de Visser, & Klessmann, 2014)

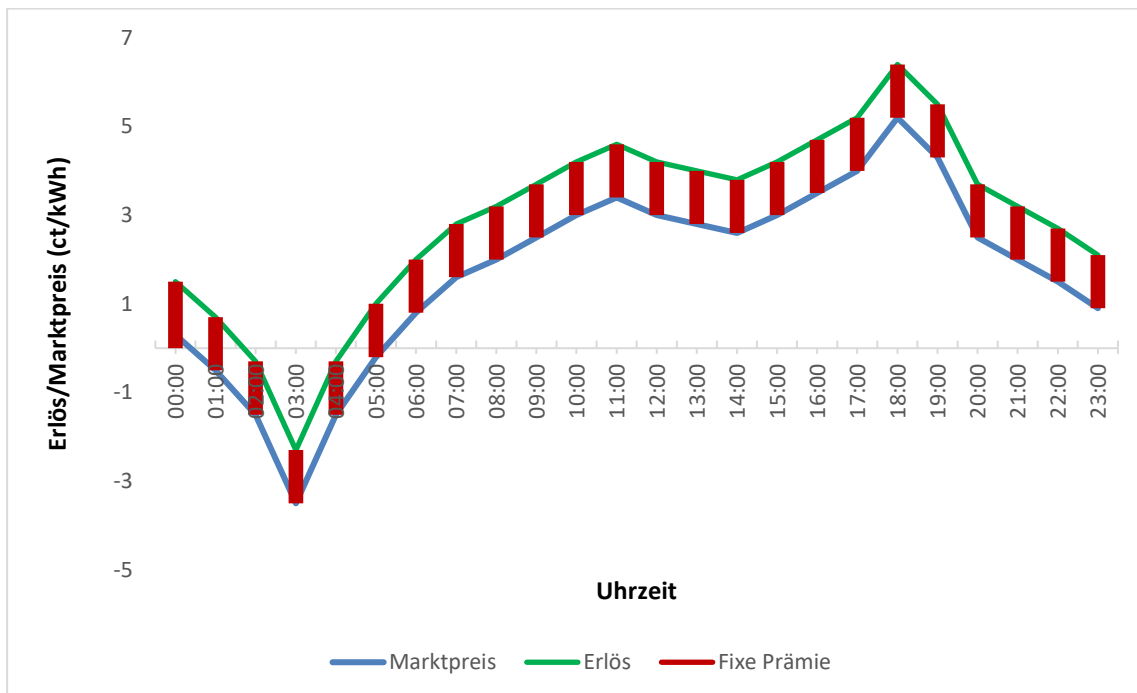
	Fixe Prämie	Prämie mit Cap und Floor	Gleitende Prämie
Investitionsrisiko	Hoch	je nach Ausgestaltung	Gering
Bestimmung der Förderhöhe	Komplex	Mittel*	Einfach
Unsicherheit über gesamte Förderkosten	Gering	Mittel	Hoch
Anreize zur bedarfsorientierten Einspeisung	Hoch	Hoch	je nach Ausgestaltung
Dezentralisierte Direktvermarktung	Hoch	Hoch	Hoch
Anreiz zur Produktion bei negativen Preisen	Hoch	je nach Ausgestaltung	je nach Ausgestaltung

* bei Administrierung

Fixe Marktprämie („fixed premium“): Die Prämie wird in diesem Falle anhand langfristiger Durchschnitte des Elektrizitätspreises berechnet und nimmt keinen Bezug auf kurzfristige Marktpreisänderungen. Die Prämie besteht aus einem fixen Bonus, wodurch für die Produzierenden Erlöse möglich sind, die konstant über den Spotmarktpreisen liegen (siehe Abbildung 4 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Abbildung 4 zeigt einen möglichen, zeitlichen Verlauf der Erlöse je produzierte Einheit an Ökostrom im Rahmen einer fixen Marktprämie. Man kann erkennen, dass sich die ProduzentInnenenerlöse aus Marktpreis und der Prämie zusammensetzen. Die Kosten der politischen Maßnahme lassen sich im Voraus gut abschätzen, da die bezahlten Prämien langfristig bekannt sind. Jedoch tragen die Betreiberinnen und Betreiber der Kraftwerke die Risiken langfristig sinkender Strompreise, was zu höheren Risikoprämien führen kann. Im umgekehrten Fall langfristig steigender Strompreise, bedeutet

dies hohe Renditen auf Seiten der BetreiberInnen bei gleichzeitig zu hohen Förderkosten. Da das Bestimmen der Prämienhöhe das Wissen über zukünftige Marktentwicklungen (höherer Anteil an erneuerbaren Energiequellen könnte durch niedrigere variable Kosten zu Preissenkungen führen) und Preise voraussetzt, gestaltet sich die Tariffestlegung als schwierig – unabhängig davon, ob die Tarife auktioniert oder reguliert werden (Couture & Gagnon, 2010; Kitzing, Islam, & Fitch-Roy, 2016).

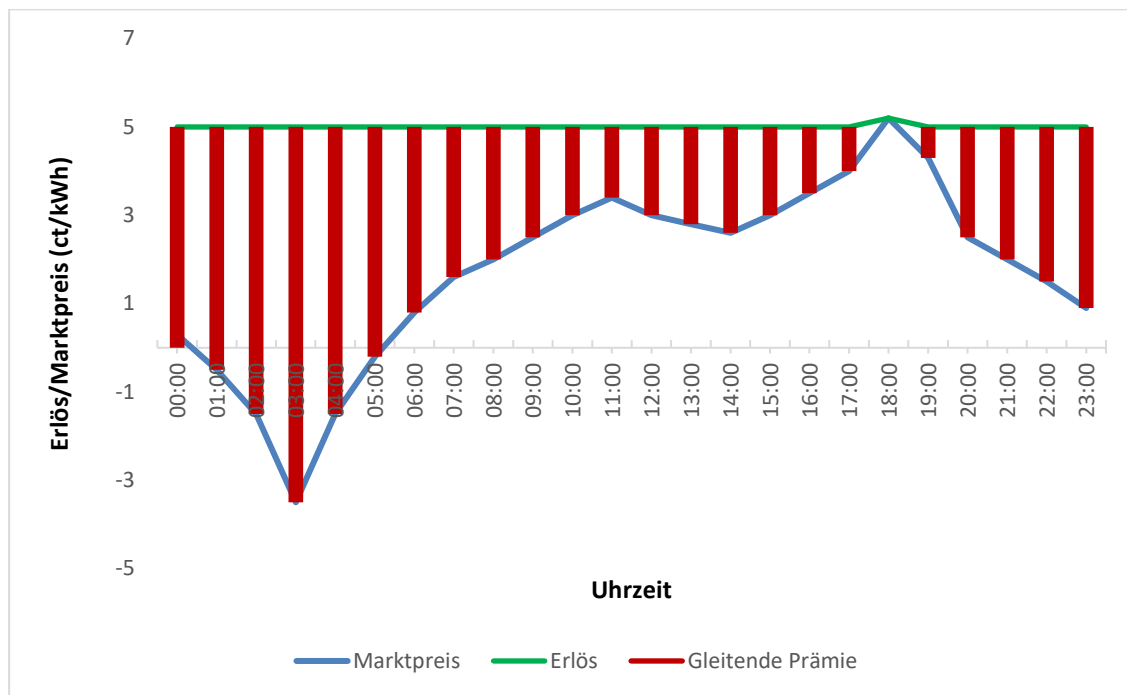
Abbildung 4: Fixe Marktprämie (eigene Darstellung)



Gleitende Marktprämie („floating premium“): Gleitende Prämien sind an die Höhe des Strompreises angepasste Vergütungsmodelle. Es gibt viele Ausgestaltungsmöglichkeiten, die zum Teil ineinander übergehen und durch die Art der Prämienbestimmung bedingt sind. Je nachdem, ob zur Prämienbestimmung eine längerfristige (jährliche), mittelfristige (monatliche) oder eine kurzfristige (stündliche) Preisbasis als Referenzwert angenommen wird, ist das Marktrisiko für Betreiberinnen und Betreiber und die Marktkompatibilität höher oder niedriger. Marktrisiko und Marktkompatibilität stehen hierbei in einem direkten Verhältnis zueinander: je länger die Zeiträume zur Bestimmung der Preisbasis, desto höher die Marktkompatibilität, umso höher aber auch das Risiko. Die üblichen zeitlichen Rahmen zur Betrachtung der Preisbasis bewegen sich zwischen dem stündlichen und monatlichen Rahmen. Bei einer stündlichen Anpassung entspricht der Prämientarif fast vollständig einem fixen Einspeisetarif – mit dem Unterschied, dass bei sehr hohen Preisen (die über dem Kompensationsniveau der Förderung liegen) die Erneuerbaren von diesen profitieren können, was beim fixen Einspeisetarif nicht der Fall ist (Held et al., 2014). Abbildung 5 zeigt ein Beispiel einer stündlich angepassten, gleitenden Prämie: die Prämie wird jede Stunde so adaptiert, dass immer der Auszahlungspreis von 5 ct/kWh erreicht wird – steigt der Preis, wird die Prämie reduziert, sinkt der Preis, wird die Prämie erhöht.

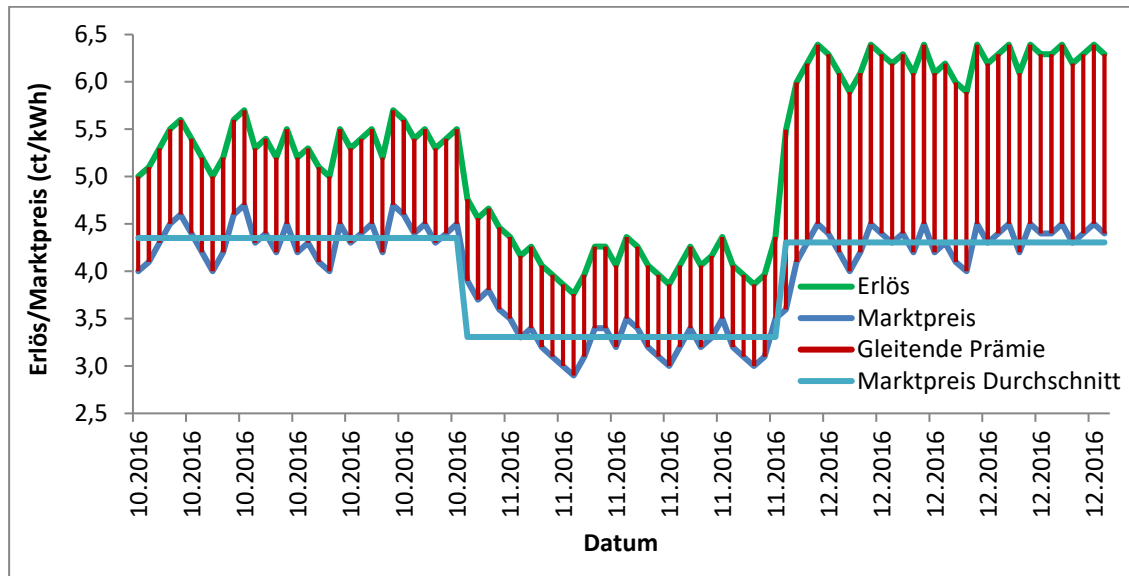
Es ist deutlich zu sehen, dass dieses Modell dem Einspeisetarif gleicht – nur um 18:00 fällt die Prämie auf 0, weil der Marktpreis über der definierten Kompensation liegt. Zu solchen Zeitpunkten unterscheidet sich die Marktprämie vom fixen Einspeisetarif, da bei diesem auch um 18:00 nur 5ct/kWh ausbezahlt werden würden, während im Prämiensystem der Betreiber der Anlage vom höheren Marktpreis profitieren kann.

Abbildung 5: Gleitende Marktprämie mit stündlicher Anpassung (eigene Darstellung)



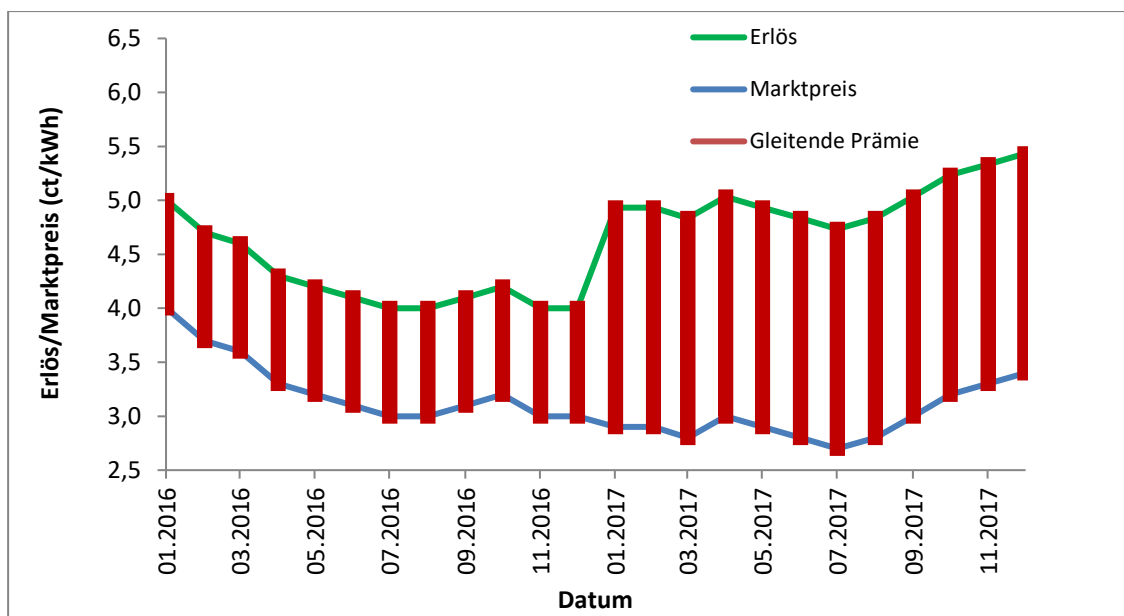
Bei monatlichen Anpassungen der Prämie gibt es Anreize, die stündliche Produktion an die Nachfrage anzupassen. Es gehen allerdings Anreize verloren, die Produktion jahreszeitlich anzupassen (zum Beispiel durch Investition in Standorte mit hohen Winterwindgeschwindigkeiten) oder technologische Neuerungen wie Investitionen in „systemfreundliche“ Windturbinen vorzunehmen. Abbildung 6 stellt den zeitlichen Erlösverlauf im Rahmen der gleitenden Marktprämie bei monatlicher Anpassung exemplarisch dar. Der Marktpreis ist in diesem Beispielsfall im Dezember als niedrig dargestellt, wodurch die Prämienhöhe auf Basis des Vormonatsdurchschnitts im Jänner angehoben wird. Durch Abweichungen von der durchschnittlichen Produktion (z.B.: durch Produktion in Stunden mit hohen Marktpreisen), können die BetreiberInnen von erneuerbaren Anlagen so höhere Profite erlangen. Da die Prämie aber monatlich angepasst wird, gibt es keinen Anreiz, auf jahreszeitliche Preisschwankungen zu reagieren.

Abbildung 6: Gleitende Marktprämie mit monatlicher Anpassung (eigene Darstellung). Die Prämie wird rückwirkend angepasst: da in diesem Fall im Monat Dezember die Preise niedrig sind, werden sie im Jänner angepasst, obwohl die Preise selbst ebenfalls steigen. Die Gesamtvergütung steigt also stark, um die niedrige Vergütung im Vormonat auszugleichen.



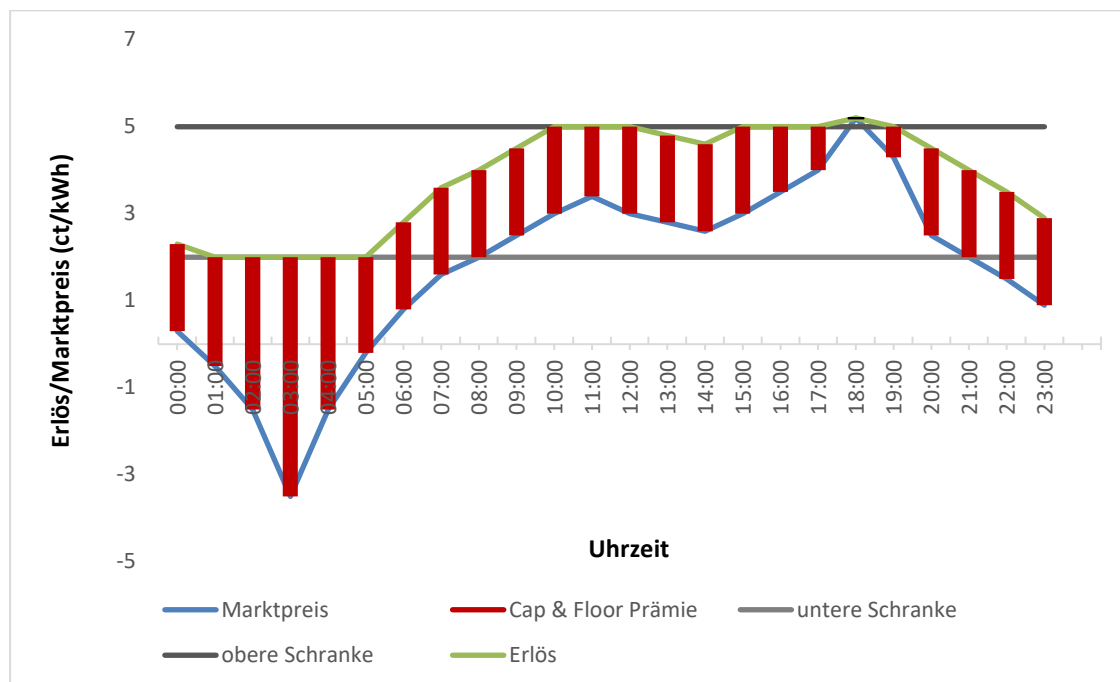
Eine jährliche Anpassung der Prämie (siehe Abbildung 6) würde die besten Systemintegrationsanreize bieten, bedeutet allerdings auch ein größeres Risiko, weil die ProduzentInnen dann bis zu einem Jahr an niedrigeren Einkünften selbst puffern müssen. Abbildung 6 zeigt den Erlösverlauf im Falle einer jährlichen Anpassung der gleitenden Marktprämie. Ähnlich zu Abbildung 7 wird eine Erhöhung der Prämienhöhe aufgrund eines geringen Jahresdurchschnitts im Vorjahr dargestellt. In diesem Modell werden auch Anreize gesetzt, die jahreszeitliche Produktion an die Marktpreise anzupassen.

Abbildung 7: Gleitende Marktprämie mit jährlicher Anpassung (eigene Darstellung)



Marktprämie mit oberer und unterer Schranke („Variable premium fit“): In diesem Modell orientiert sich die Prämie variabel am Marktpreis, wird aber nach oben und unten begrenzt (Cap & Floor). Wird eine der Schranken erreicht, dann wird die Prämie adaptiert (Kitzing et al., 2016). Demnach erhöht sich die zusätzliche Prämie bei einem Sinken des Marktpreises bis diese die komplette Vergütung ausmacht (bei negativen Preisen) und sinkt bei steigendem Marktpreis bis gar keine Prämie ausgeschüttet wird (siehe Grafik 8). Dieses Modell wurde entwickelt, um einerseits Zufallsgewinne im Falle von raschen Marktpreissteigerungen zu minimieren und andererseits die Investitionssicherheit im Falle von raschem Absinken des Marktpreises zu erhöhen. Dieses Modell ist im Design zwar komplexer als fixe Prämiensysteme, erlaubt dafür aber eine bessere Anpassung an die tatsächlichen Stromerzeugungskosten der Technologien im Zeitverlauf, erhöht ähnlich wie die fixen Prämiensysteme die Anreizwirkung, in Zeiten hohen Bedarfs und niedrigen Angebots und somit bei hohen Marktpreisen zu produzieren und reduziert zusätzlich die Kosten eines Prämienprogramms durch eine Deckelung der Prämienhöhe (Couture & Gagnon, 2010). Diese Vorteile sind jedoch nur gegeben, wenn Marktsignale auch Produzentinnen und Produzenten erreichen können und nicht vom Fördersystem durch falsch angesetzte Schranken geschluckt werden (Schallenberg-Rodriguez & Haas, 2012). Bei sehr geringen oder negativen Preisen entsteht kein Anreiz, die Produktion zu drosseln. Aufgrund der Komplexität der Preisbestimmung könnte hier eine Administrierung der Prämien- und Schrankenhöhen empfehlenswert sein (Held et al., 2014).

Abbildung 8: Marktprämie mit oberer und unterer Schranke (eigene Darstellung)



4.4 Negativpreise

Zusätzlich zu den genannten Systemen können auch Regeln entworfen werden, um Negativpreise gesondert zu behandeln. In Deutschland wird z.B.: die Förderung größerer Anlagen nach dem Marktprämienmodell rückwirkend ab der ersten Stunde des Auftretens negativer Preise ausgesetzt, wenn der Strompreis über mindestens sechs Stunden hinweg negativ ist. Diese Regelung wird aber auch teilweise als kontrovers betrachtet (Next Kraftwerke GmbH, n.d.). Anreize zur Abregelung von Anlagen zur erneuerbaren Stromproduktion bei nahezu nicht vorhandenen Grenzkosten sind im Vergleich zur Schaffung von Flexibilisierungsanreizen für konventionelle Kraftwerke, volkswirtschaftlich allerdings fragwürdig, da dies dem eigentlichen Ziel einer Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen widerspricht (Götz, Heddrich, Henkel, Kurth, & Lenck, 2014). Allen voran bei der Windkraft kann durch die „Sechs Stunden Regel“ eine signifikante Erlösminderung eintreten. Zusätzlich ergibt sich durch die mangelnde Bestimmbarkeit der zukünftigen Erlösminderungen und dadurch erhöhten Risikoaufschläge ein erhöhtes Investitionsrisiko. Auch Marktabreden als Reaktion auf die 6 Stunden Regel sind denkbar (Götz et al., 2014). Erfahrungen aus Deutschland, den Niederlanden und Dänemark zeigen aber auch, dass das Prämiensystem selbst positive Auswirkungen auf das Vermeiden von Negativpreisen haben kann. Echtzeitüberwachung und Fernsteuerbarkeit von Kraftwerken können außerdem helfen, Extremereignissen vorzubeugen oder diese zu verhindern (Held et al., 2014).

4.5 Ausnahmefälle und Übergangsregeln

Im Rahmen einer verpflichtenden Selbstvermarktung auf Basis von Prämiensystemen können große Produzentinnen und Produzenten und erfahrene Marktteilnehmerinnen und Marktteilnehmer von Skaleneffekten und deren Markterfahrung profitieren, sodass sie gegenüber kleinen und unerfahreneren BetreiberInnen kompetitive Vorteile genießen, die in einer Marktverdrängung kleiner Projekte und einer Konzentration im Sektor erneuerbarer Energien führen könnte (Nestle, 2011 zitiert nach Gawel & Purkus, 2013). Auch können Prämienmodelle durch die zusätzlichen Transaktionskosten der Selbstvermarktung für kleinere Projektentwicklerinnen und Projektentwickler ungeeignet sein (Couture & Gagnon, 2010). Daher sollten sich Instrumente je nach Marktpenetrationsphase und Marktreife der Technologie unterscheiden, ohne die Entwicklung unterschiedlicher Technologien und kleiner dezentraler Projekte zu verhindern, um eine ausgewogene Technologieentwicklung zu erreichen. Ausgereifte und etablierte Technologien (z.B. Wasserkraft, Onshore-Windkraft) und größere Projekte, die mit großen Investments verbunden sind, sollten zur Selbstvermarktung verpflichtet werden und sich somit nur für das Prämiensystem bewerben können (Schallenberg-Rodriguez & Haas, 2012). Durch die Selbstvermarktung anfallende zusätzliche Kosten können mit einer Managementprämie abgedeckt werden.

Kleine Projekte, bei denen die technischen Systemintegrationsmöglichkeiten begrenzt sind und privater Eigenstromverbrauch angestrebt wird (wie v.a. PV-Aufdachanlagen unter 50kWp),

sollten dagegen durch Investitionsförderungen gestützt werden. Es ergibt sich daraus aus KonsumentInnen­sicht der Vorteil geringerer, durch Fremdfinanzierung verursachter Kapitalkosten und somit einer verbesserten Liquiditätssituation. Aus Sicht der Lasttragenden kann der Vorteil von Investitionsförderungen daraus bestehen, dass je nach Höhe der Einspeiseförderungen, des Zinssatzes und der Zahlungsdauer die Kosten der Investitionsförderung geringer sind als der Barwert zukünftiger Einspeisevergütungen. Die Kosten der Investitionsförderung sind somit auch einfacher einzuschätzen. Investitionszuschüsse sollten jedoch Anreize zur kostenineffizienten Überdimensionierung bestimmter Anlagenbauteile minimieren und den tatsächlichen Stromeigenverbrauch oder die tatsächliche Stromeinspeisung fördern (Maurer & Bangert, 2017).

Im Laufe des Betriebs von Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Energien im Rahmen von Prämiensystemen können Ausnahmefälle (negative Marktpreise, drohende Insolvenzen) auftreten, die auf besondere Weise bedacht werden sollten. Ein Beispiel hierfür ist das Erneuerbare Energie Gesetz 2014 in Deutschland, das für folgende Fälle gesonderte Handlungsweisen vorschreibt. Im Falle drohender Insolvenz oder im Falle der Umstellung zur verpflichtenden Fernsteuerbarkeit von Kraftwerken können Direktvermarkterinnen und Direktvermarkter auf eine Mindestvergütung zurückgreifen. Nach dem Auflösen des Ausnahmefalls wechseln diese wieder zur Marktprämie zurück. Diese Übergangsvergütung wird von sehr wenigen Anlagen, verstärkt im Bereich der Photovoltaik und der Windenergie, genutzt (Klobasa et al., 2016).

Die Möglichkeit des Wechsels vom bisherigen fixen Vergütungssystem in ein Prämiensystem sollte nur einmalig gegeben sein, um die Berechenbarkeit der Förderkosten im Rahmen zu halten, Kostenineffizienzen zu vermeiden und die strategische Wahl von Förderinstrumenten, abhängig von der Marktlage, zu unterbinden. Das Aufrechterhalten zweier Fördersysteme sollte als Übergangslösung gesehen werden, das es auf Dauer höhere administrative Kosten verursacht (Schallenberg-Rodriguez & Haas, 2012).

4.6 Zusammenfassung

Da die *fixe Prämie* meist auf Basis längerfristiger Strompreisdurchschnitte berechnet wird, ergibt sich eine gute Abschätzbarkeit der Kosten der politischen Maßnahme, wohingegen das Investitionsrisiko durch eine Abhängigkeit von möglicherweise volatilen Marktpreisen erhöht wird. Die Bestimmung einer geeigneten Prämienhöhe ist auf genaue Abschätzungen zukünftiger Marktentwicklungen angewiesen und dadurch mit hoher Unsicherheit verbunden. Durch die Verpflichtung der Direktvermarktung sind die Anreize zur dezentralisierten Selbstvermarktung und die Anreize zur bedarfsorientierten Produktion durch Marktsignale gegeben. Der Anreiz zur Produktion bei negativen Preisen ist von der Prämienhöhe abhängig: solange die Erlöse aus Prämie und Marktpreis über den variablen Kosten liegen, gibt es einen Anreiz zur Produktion.

Die *gleitende Prämie* bietet durch eine dynamische Anpassung an den Strompreis ein geringeres

Investitionsrisiko, erhöht aber durch die kurzfristigere Anpassung die Unsicherheit der Kosten der politischen Maßnahme. Dies kann im Falle dauerhaft niedriger Marktpreise und einem langfristigen Anpassungsrahmen zu höheren Förderkosten führen – so muss aber auch die Unterstützungsmenge im derzeitigen fixen Einspeisetarifsystem jährlich angepasst werden, da die Veränderung von Marktpreisen auch eine Veränderung des Unterstützungsvolumens bedingt. Die Bestimmung der Prämienhöhe findet meist durch eine Berechnung eines Referenzwerts statt, der auf einem über die gesamte Stromproduktion gewichteten Durchschnitt eines bestimmten zeitlichen Abstands (jährlich bis stündlich) basiert, und ist dadurch nicht sehr komplex. Die marktkompatible Einspeisung wird je nach Bestimmung des Zeitraums für den Referenzwert gefördert, wodurch bei einer kurzfristigen Berechnungsgrundlage (stündlich) das Marktrisiko und die Anreize zur bedarfsorientierten Produktion reduziert werden. Der Anreiz zur Produktion bei negativen Preisen entspricht jenem von fixen Prämien.

Das *Prämiensystem mit unterer und oberer Schranke* befindet sich als eine Art Kompromiss zwischen fixer und gleitender Prämie und erweist sich als Mittelweg bei gleichzeitigem Anreiz zur bedarfsorientierten Einspeisung und zur dezentralisierten

5. Festlegung von Prämienhöhen

Die Förderung erneuerbarer Energie sollte einerseits genügend Unterstützung zur Ausweitung von Investitionen bieten und andererseits eine Überkompensation verhindern (Held et al., 2014). Die Bestimmung der Förderhöhe kann sowohl durch *administrierte Tarife* als auch durch *kompetitive Verfahren* oder einer Kombination aus beiden Modellen (z.B. Auktionierung mit administrativ festgelegten Preisobergrenzen) festgelegt werden. In beiden Fällen müssen die Kosten der Stromproduktion durch erneuerbare Energien und die finanzielle Lücke zu den Marktpreisen abgeschätzt werden, um entweder eine administrierte Förderhöhe zu bestimmen oder um Preisgrenzen zu definieren, indem sich Auktionsprozesse bewegen können (Held et al., 2014). Der Unterschied ist, dass bei administrierten Tarifen die privaten Informationen der Beteiligten fehlen, während diese bei Auktionen implizit in die Gebote einfließen.

5.1 Administrierte Tarife

Bei administrierten Tarifen wird die Förderhöhe vorab regulatorisch festgelegt. Im derzeitigen Einspeisetarifsystem wird die Höhe des Tarifs im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft von der RegulatorIn (E-Control) berechnet und durch das Ministerium final im Einvernehmen mit den BundesministerInnen für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt- und Wasserwirtschaft und für Arbeit, Soziales und Konsumentenschutz für zwei Jahre festgelegt. Die empfohlene Methode zur Feststellung des Tarifs ist die LCOE („Levelized cost of electricity“) -Berechnung (Held et al., 2014). Diese stützt sich auf eine Abschätzung des Barwerts der Kapital-, Betriebs- und Brennstoffkosten über den Lebenszyklus einer Anlage und dessen Aufteilung auf gleichwertige jährliche Zahlungen (Klessmann et al.,

2013). Diese Zahlungen können als Minimaleinkommen angesehen werden, um den Betrieb der Anlage zu ermöglichen, wobei das Einkommen über den Marktpreis und/oder über Förderungen bereitgestellt werden kann (Held et al., 2014).

Administrierte Tarife waren in Österreich und in vielen europäischen Ländern lange Zeit die Regel. Eine Differenzierung der Tarife nach Anlagengrößen wurde in Österreich vorgenommen, um auch kleineren Anlagen den Betrieb zu erlauben. Auch die Brennstoffart und Technologieboni wurden ausbezahlt (z.b. für die Aufbereitung von Biogas zu Erdgasqualität). Im österreichischen Modell wurde allerdings keine Differenzierung der Tarife nach Standorten vorgenommen – im Gegensatz zu Deutschland, wo bei Windkraft, abhängig von den gemessenen Windgeschwindigkeiten, die Tarife für längere oder kürzere Zeiträume ausbezahlt wurden. Dies ermöglicht, auch weniger gute Standorte profitabel zu betreiben und die Profite an sehr guten Standorten zu begrenzen.

Eine Administrierung der Tarife steht häufig vor dem Problem mangelnder Informationen bezüglich der Installationskosten der Anlagen, aber auch deren Betriebs- und Kapitalkosten. Diese Kosten werden in Österreich gegenwärtig zum Großteil aus Literaturquellen und Veröffentlichungen von Interessensvertretungen abgeleitet und können dabei zu ungünstig gewählten Tarifhöhen führen. Dies ist dadurch zu begründen, dass GutachterInnen über keine Auskunfts- und Einsichtsrechte im Sinne des §10 Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetzes verfügen. Weiters wurde im Rahmen der Neufestsetzung der Einspeisetarife für 2016-2017 ein Kalkulationszinssatz von 6% festgesetzt, der seit 2009 nicht angepasst und angesichts veränderter Finanzierungsbedingungen möglicherweise deutlich zu hoch ist. Im Vergleich zum Zinssatz, der zur Bestimmung der Einspeisetarife herangezogen wird, wird der Zinssatz zur Berechnung von Systemnutzungstarifen für jede Regulierungsperiode neu festgesetzt und ist somit nicht implizit fixiert. Es kann somit nicht nachvollzogen werden, ob der Auftrag an die RegulatorIn sich an den durchschnittlichen Produktionskosten von kosteneffizienten, dem Stand der Technik entsprechenden Anlagen an den effizientesten Standorten zu orientieren, erfüllt wird. Diesem Auftrag kann nur durch das Einführen wettbewerblicher Elemente wie Ausschreibungen und/oder Effizienzanalysen auf Grundlage ausreichender Auskunfts- und Einsichtsrechte entsprochen werden (Bogner GesmbH, 2015).

Werden Einspeisetarife zu niedrig gewählt, – dann erfolgt kein weiterer Ausbau, da die Produktionskosten nicht gedeckt werden können. Daneben können sie aber auch zu hoch gewählt werden, wobei Marktlagengewinne bei unterschiedlichen AkteurInnen anfallen können: so können AnlagenherstellerInnen ihre Preise an den Einspeisetarifen ausrichten und somit künstlich hochhalten, oder aber InvestorInnen sehr hohe Gewinne verdienen, die gleichzeitig fast risikofrei sind (durch garantierte Einspeisetarife). Mehrere Länder haben daher in den letzten Jahren Auktions- und Tenderverfahren eingeführt, um die Kosten für den Ausbau Erneuerbarer zu senken.

5.2 Kompetitive Verfahren

Man kann kompetitive Verfahren in Auktions- und Tender- oder auch Ausschreibungsprozesse unterscheiden, wobei bei Auktionen alleine der Preis das Entscheidungskriterium ist und Tender auf mehreren Entscheidungskriterien wie zum Beispiel nationalen Produktionsanforderungen basieren können. Tender und Auktionen dienen der Bestimmung der Förderhöhen basierend auf einem kompetitiven BieterInnenprozess.

5.2.2 Erfolgsfaktoren

Effektive Auktionsprozesse sind auf den Wettbewerb unter den Bieterinnen und Bietern angewiesen. Dieser ist nur durch ein Überangebot im Vergleich zum Ausschreibungsvolumen gegeben. Das Ausmaß des Überangebots wird von strukturellen Gegebenheiten beeinflusst, zum Beispiel der Marktgröße- und -konzentration, spezifischen Regularien, der Anzahl und Eigenschaften der Teilnehmerinnen und Teilnehmer und vom Auktionsdesign, genauer dem Ausschreibungsvolumen auf Basis der erwarteten Nachfrage, der Transparenz des Ablaufs, der Regeln des Verfahrens und den Teilnahmebarrieren des Prozesses (Held et al., 2014).

Für Österreich ist vor allem der im Vergleich zu anderen Ländern kleinere Binnenmarkt als auch die unterschiedliche Marktausgestaltung als mögliche Herausforderung zu sehen. Da die Marktgröße direkt proportional zum erwarteten Wettbewerbsgrad (Held et al., 2014) ist, bleibt zu prüfen, ob durch die begrenzte Anzahl an Marktakteurinnen und Marktakteuren ein angemessenes Wettbewerbsklima in Auktionen hervorgerufen werden kann. Eine hohe Marktkonzentration, wie sie im Windkraftbereich in Österreich der Fall ist (rund 10 AkteurInnen beherrschen den Markt), kann somit einerseits ein gutes Wettbewerbsklima, andererseits aber auch Kollusionen verursachen. Ausschreibungen können durch neue, in solchen Verfahren erfahrenen, TeilnehmerInnen den Wettbewerb erhöhen – und die Ausschreibungsbedingungen können genutzt werden, um neuen AkteurInnen (z.B. BürgerInnenkraftwerke) die Teilnahme zu erleichtern und so den Wettbewerb zu erhöhen. Grenzübergreifende Ausschreibungen können ebenfalls das Wettbewerbsniveau erhöhen, aber auch gegenüber österreichischen InvestorInnen aufgrund günstigerer Voraussetzungen (wie z.B. geringe sozial- und ordnungsrechtliche Standards oder geringere Netzkosten) in Nachbarländern marktverdrängend wirken.

Österreich ist in Hinblick auf die Windkraft sowohl in Bezug auf die potenzielle Standortverfügbarkeit als auch die Qualität (in Bezug auf Kosten) schlechter als z.B. Dänemark aufgestellt, wodurch bei Auktionsmechanismen in Österreich höhere Auktionsergebnisse in Bezug auf die erzielten Tarife als in anderen Ländern auftreten könnten (Kitzing et al., 2016). Zusätzlich beeinflussen über das Verfahren hinausgehenden Faktoren wie die regulatorischen und administrativen Rahmenbedingungen für erneuerbare Energien die Ergebnisse von Auktionsprozessen. In den Niederlanden zeigte sich, dass die Verfügbarkeit der Genehmigung und der Raumplanung die Ausprägung des Wettbewerbs positiv beeinflussen kann. In Irland wurde die Projektrealisierung durch eine Diskrepanz zwischen dem Auktionsdesign und der

Raumplanung erschwert, da Windkraftprojekte zwar den Zuschlag erhielten, aber Schwierigkeiten hatten, die Planung bewilligt zu bekommen (Wigand, Förster, Amazo, & Tiedemann, 2016). Diese fehlende Abstimmung kann durch ein passendes Auktionsdesign (Genehmigung als Voraussetzung an der Auktionsteilnahme) im Voraus verhindert werden. Darüber hinaus können Präqualifikationen, die zu einer gerechteren Wertschöpfungsverteilung oder zur regionsspezifischen Standortverteilung führen angedacht werden, wobei diese das Wettbewerbsniveau negativ beeinflussen könnten. Allgemein betrachtet ist die Anzahl an BieterInnen geringer, je mehr Präqualifikationskriterien gefordert werden (Held et al., 2014). In einer Photovoltaikauktion der Vereinigten Arabischen Emirate wurde durch strikte Präqualifikationskriterien von 97 InteressentInnen nur 14 zur Gebotsabgabe eingeladen, von denen auf Grund hoher Kosten in der Präqualifikation nur 5 AnbieterInnen Gebote abgaben – trotzdem war der Wettbewerb hoch genug, sodass die Tarife für PV niedriger waren, als alle anderen global je bezahlten Tarife (IRENA, 2017). Fehlende Infrastruktur für Projektentwicklungen kann die Effizienz und Effektivität von Auktionen reduzieren. In Portugal und Brasilien führte die mangelnde Anbindung an benötigte Infrastruktur in Gebieten mit hohem Potenzial für die Nutzung erneuerbarer Energien zu einer Reduktion der statischen Effizienz der Auktionen und zu verzögerten Projektumsetzungen (Wigand et al., 2016).

Darüber hinaus sind sowohl ein verständliches Kommunizieren der Auktionsregeln als auch ein transparentes und partizipativ ausgelegtes Auktionsdesign wichtige Erfolgsfaktoren für das Erreichen des erwünschten Wettbewerbsgrades. In Frankreich führten unklare Dokumentationsvorgaben dazu, dass in den ersten fünf Auktionsrunden nur 60% der Angebote den Vorgaben entsprachen und durch den somit reduzierten Wettbewerb in sehr hohen Tarifen resultierte. Dänemark und Kalifornien konnten durch das frühe Einbeziehen von InvestorInnen und den offenen Dialog im Rahmen der Ausschreibungen die Auktionsergebnisse verbessern und gelten als Positivbeispiele für transparente und partizipative Auktionsprozesse (Wigand et al., 2016).

Es empfiehlt sich außerdem vor allem zu Beginn der Umstellung von regulierten auf kompetitiv bestimmte Tarife statt einigen wenigen Auktionen mit großen Mengen, viele kleinere Auktionen durchzuführen. So können von der RegulatorIn unterschiedliche Auktionsdesigns ausprobiert und deren Resultate evaluiert werden und die MarktakteurInnen lernen, an Auktionen teilzunehmen. Gleichzeitig wird beim Ausfall von Kapazitäten aus einzelnen, kleineren Auktionen der Ausbau insgesamt nicht so massiv beeinträchtigt, als wenn die Ergebnisse einzelner, großer Auktionen nicht realisiert werden. Es besteht zwar die Gefahr, dass in vielen, wiederholten Auktionen Möglichkeiten zu strategischem Bieten und Kollusionen unter den Teilnehmenden ermöglicht werden. Dem kann allerdings mit einer entsprechend strikten Regulierung entgegengewirkt werden.

Risiken von Auktionsverfahren. Die Nichtrealisierung von zuvor auktionierten Kapazitäten stellt ein ernstzunehmendes Problem in Auktionierungsverfahren dar – obwohl ihm durch die

Einführung von Strafzahlungen bei Nicht-Realisierung und Präqualifikationskriterien bis zu einem gewissen Grad begegnet werden kann. Beispielsweise erzielte die erste deutsche Ausschreibung für Offshore-Windparks in Deutschland einen weit unter den Erwartungen liegenden durchschnittlichen Zuschlagspreis, der durch Annahmen zur Technologie- und Marktentwicklung (Realisierungsfristen zwischen 2023 und 2025), dem Wettbewerbsdruck und den Erwartungswerten der Investitionsentscheidung erzielt wurde (Huebler et al., 2017). Der hohe Wettbewerbsdruck ergab sich aus einem rund 7000 MW umfassenden Angebot an Projekten, die im Rahmen zweier Ausschreibungen zu je 1550 MW die Chance haben, einen Netzanschluss zu erhalten. Die rund 4000 MW umfassenden verbleibenden Projekte, die die Vorentwicklungsphase dennoch schon abgeschlossen haben, werden keinen Netzanschluss erhalten (Huebler et al., 2017). Ein modellhaft dargestellter Entscheidungsprozess in Abhängigkeit zukünftiger Technologie- und Marktentwicklungen zeigt, dass der Erwartungswert der Gewinne einer Projektrealisierung im positiven Szenario den erwarteten Verlust einer Nichtrealisierung des Projekts (durch Strafzahlungen) im negativen Szenario übersteigt, wodurch zusätzliche Anreize für niedrige Gebote verursacht wird (Huebler et al., 2017). Es bleibt daher abzuwarten, wie hoch die tatsächlichen Realisierungsraten im Offshore Windbereich in Deutschland bis 2025 ausfallen.

Beispiele für Auktionsverfahren. Ein interessantes Beispiel eines Auktionsablaufs ist der Auktionsprozess für regionsspezifische Offshore Windkraft in Dänemark. Das dänische Modell baut auf einem Tenderprozess auf, der partizipatorische Ansätze verfolgt und in einem offenen Dialog zwischen Interessensgruppen die genauen Ausschreibungsdetails festlegt. Somit sind Bieterinnen und Bieter von Beginn an in den Ausschreibungsprozess einbezogen. Der Bietprozess unterteilt sich in zwei Phasen, wobei die genannten Gebote erst in der zweiten Phase bindend werden. Das wichtigste Entscheidungskriterium ist der Preis und zusätzliche Kriterien werden im Austausch mit vorqualifizierten Bieterinnen und Bieter bestimmt. Für das Einhalten der Kriterien werden klare Regeln mit Strafzahlungen im Falle des Nichteinhaltens bestimmt und Gewinnerinnen und Gewinner müssen für mögliche Strafzahlungen Bankgarantien erbringen. Der Tenderprozess zielt darauf ab, eine gesicherte Investitionsumgebung bei gleichzeitig vereinfachten administrativen Prozessen zu bieten, indem Entwürfe benötigter Genehmigungen mit den Ausschreibungsinformationen mitgegeben und die Umweltverträglichkeitsprüfung bereits vor der Ausschreibung von den dänischen Behörden durchgeführt und somit die Nutzung garantiert wird. Dies ist möglich, weil die Ausschreibungen regionsspezifisch erfolgen und nicht die InvestorInnen selbst die Standortsuche betreiben. Weiters führt die dänische Energiebehörde vor der Veröffentlichung der Ausschreibung Studien zur meteorologischen und geologischen Situation an der betreffenden Stelle durch, um für Bieterinnen und Bieter gleiche Voraussetzungen zur Kostenkalkulation zu bieten. Dadurch bietet der Tenderprozess für Offshore Windkraft in Dänemark sehr gute Voraussetzungen für eine erfolgreiche Durchführung standortspezifischer großangelegter Ausschreibungen (Held et al., 2014).

5.2.3 Ergebnisse Ausschreibungen Deutschland

In Deutschland gibt es bereits umfangreiche Erfahrungswerte zu Ausschreibungen und deren Ergebnissen (siehe Tabelle 3), die zusätzlich gut dokumentiert und in Form von Hintergrundpapieren und Daten auf dem Webauftritt der Bundesnetzagentur ¹⁰ veröffentlicht werden. Die rund viereinhalbfach überzeichnete Auktion für Offshore Windkraft sticht dabei mit einem durchschnittlichen erzielten Preisniveau von 0,44 ct/kWh und einigen Zuschlägen bei 0 ct/kWh (keine zusätzliche Prämie zum Marktpreis) besonders heraus. Bei der zweiten Auktion für Offshore Windkraft kristallisierte sich ein höherer gewichteter Durchschnittspreis (4,66ct/kWh) heraus (siehe Abbildung 12 im Anhang). Etwas weniger Wettbewerb stellte sich bei der Ausschreibung für Onshore-Windkraft mit einem erzielten durchschnittlichen Preis von 5,71 ct/kWh ein¹¹.

Die zwölf im Zeitraum 2015 -2018 durchgeführten Ausschreibungen für Photovoltaik in Deutschland sind mit bis auf eine Ausnahme konstant gesunkenen Zuschlagspreisen (Abbildung 10) einerseits und mit durchwegs hohen Projektrealisierungsrate von mindestens 89,9% der ersten drei Ausschreibungsrunden erfolgreich verlaufen (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2017b).

Abbildung 10 (im Anhang) zeigt die Gebotsspanne mit Zuschlag der vergangenen PV-Ausschreibungen, wobei die Preisobergrenze als rote Linie eingezeichnet ist und es zu beachten gilt, dass die zweite und dritte Auktion (August 2015 und Dezember 2015) mit dem „uniform pricing“ Preismechanismus durchgeführt wurden. Die realisierten Preise lagen deutlich unter den festgelegten Höchstgrenzen. Ob eine tatsächliche Reduktion der Tarife unter das Niveau hypothetisch regulierter Prämien gelungen ist, ist noch Gegenstand von Diskussionen, empirisch aber schwer zu fassen (Gawel & Amberg, 2018). Die Ausschreibungen waren jeweils deutlich überzeichnet und die erzielten Preise deuten auf ausreichenden Wettbewerb hin. Die AnbieterInnenstruktur bezuschlagter Gebote variiert dabei je nach Technologie. Sehr hohe Anteile der bezuschlagten Gebote der Auktionen für Windenergie an Land wurden von Bürgerenergiegesellschaften im Jahr 2017 gestellt, da diese im Auktionsverfahren auch Vorteile hatten. Bei der ersten Auktion für Offshore-Windkraft kamen ausschließlich zwei große Unternehmen (EnBW, DONG Energy) zum Zug, wobei bei der zweiten 6 Gesellschaften mit beschränkter Haftung erfolgreich waren. Die grenzüberschreitende Ausschreibung für Photovoltaik wurde von einem einzigen dänischen Unternehmen (European Energy A/S) gewonnen, während es bei den nationalen Ausschreibungen für Photovoltaik eine vielfältigere

¹⁰ https://www.bundesnetzagentur.de/cln_132/DE/Home/home_node.html

¹¹ Es ist zu beachten, dass dieser Preis weiter nach Windgeschwindigkeiten differenziert wird. Bei durchschnittlichen österreichischen Windbedingungen würde ein Auktionspreis von 5,71 ct/kWh einer tatsächlichen Prämie von 7.41 ct/kWh entsprechen. Gleichzeitig wird in Deutschland die Prämie über 20 Jahre ausbezahlt, während Einspeisetarife in Österreich für nur 12 Jahre bezahlt werden. Abhängig vom erwarteten zukünftigen Strompreis und der verwendeten Abzinsrate sind die auktionierten Einspeisetarife damit ungefähr auf dem Niveau der derzeit in Österreich regulierten Preise.

AnbieterInnenstruktur mit Unternehmen verschiedener Rechtsformen, Genossenschaften und natürlichen Personen gab, die den Zuschlag erhielten. Falls die hohen Realisierungsraten auch für die folgenden Auktionsrunden angesichts der gesunkenen Zuschlagspreise aufrechterhalten bleiben, sind diese Auktionsdesigns durchaus als Positivbeispiele anzusehen. Interessant gestaltet sich auch das Ergebnis der grenzüberschreitenden Ausschreibung für Photovoltaik in Deutschland und Dänemark. Diese war bei einem vergleichsweise geringen Ausschreibungsvolumen nahezu sechsfach und damit deutlicher als die nationalen Ausschreibungen für Photovoltaik in Deutschland überzeichnet. Der durchschnittliche erzielte Preis (5,38 ct/kWh) ist bei einer vor der Auktion festgelegten Preisobergrenze somit auch deutlich niedriger als bei nationalen Ausschreibungen im selben Zeitraum. Dies kann durch spezifische Standortvorteile in Dänemark (keine Beschränkung der Flächen und höhere Standortgüte) sowie die zeitliche Nähe zur nationalen Ausschreibung in Deutschland erklärt werden (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2016).

Ein vergleichsweise gemischtes Bild zeigte sich auch in Bezug auf Onshore Windkraft, die anfangs stark sinkende durchschnittliche mengengewichtete Preise (bis auf 3,82 ct/kWh) und eine hohe Überzeichnung des Ausschreibungsvolumens verzeichnen konnte. Mit dem Jahr 2018 stiegen die bezuschlagten Preise jedoch wieder auf 6,16 ct/kWh an (siehe Abbildung 11 im Anhang). Die erste Auktion für Biomasse hingegen lukrierte bei einem Gebotsvolumen von 41MW im Vergleich zu einem 122MW umfassenden Ausschreibungsvolumen nur mäßigen Wettbewerb, was sich auch in der Nähe des mengengewichteten durchschnittlichen Zuschlagspreises zur festgesetzten Obergrenze spiegelt. Darüber hinaus kamen hauptsächlich Bestandsanlagen zum Zug (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2018b). Gründe sind hierfür in der konkreten Ausgestaltung der Ausschreibung zu suchen – z.B. eine Schlechterstellung von Neuanlagen gegenüber Bestandsanlagen (Gawel & Amberg, 2018). Sehr interessant gestalteten sich auch die Ergebnisse der PV und Onshore Windkraft umfassenden Auktion bei der ausschließlich PV-Projekte bezuschlagt wurden. Die durchschnittlichen mengengewichteten Gebote unterschieden sich zwischen PV (4.82ct/kWh) und Windkraft (7,23ct/kWh) sehr stark.

Tabelle 3: Ausschreibungsergebnisse Deutschland (eigene Darstellung nach Daten von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2018a)

*grenzüberschreitend mit Dänemark
-vorläufig keine Daten verfügbar

	Datum	Volumen Ausschreibung (MW)	Volumen Gebote (MW)	Niedrigstes Gebot (ct/kWh)	Durchschnittsmengen-gewicht. Preis (ct/kWh)	Höchst-gebot mit Zuschlag (ct/kWh)	Obergrenze (ct/kWh)
Wind-Onshore	01.08.2018	670	709	4,00	6,16	6,30	6,30
	01.05.2018	670	604	4,30	5,73	6,28	6,30
	01.02.2018	700	989	3,80	4,73	5,28	6,30
	01.11.2017	1000	2591	2,20	3,82	3,82	7,00
	01.08.2017	1000	2927	3,50	4,28	4,29	7,00
	01.05.2017	800	2137	4,20	5,71	5,78	7,00
Wind-Offshore	01.04.2018	1550	-	0,00	4,66	9,83	10,00
	01.04.2017	1550	~ 7000	0,00	0,44	6,00	12,00
Photo-voltaik	01.06.2018	183	360	3,89	4,59	4,96	8,84
	01.02.2018	200	546	3,86	4,33	4,59	8,84
	01.10.2017	200	754	4,29	4,91	5,06	8,84
	01.06.2017	200	646	5,34	5,66	5,90	8,91
	01.02.2017	200	488	6,00	6,58	6,75	8,91
	01.12.2016	160	423	6,26	6,90	7,17	11,09
	23.11.2016 ¹	50	297	5,38	5,38	5,38	11,09
	01.08.2016	125	311	6,80	7,23	7,77	11,09
	01.04.2016	125	540	6,94	7,41	7,68	11,09
	01.12.2015	200	562	0,09	8,00	8,00	11,09
	01.08.2015	150	558	1,00	8,49	8,49	11,18
	15.04.2015	150	715	8,48	9,17	9,43	11,29
Biomasse	01.09.2017	122	41	9,86	14,30	16,90	14,88/ 16,90 ²
PV + Wind-Onshore	01.04.2018	200	395	3,96	4,67	5,76	8,84

¹grenzüberschreitend mit Dänemark

²14,88 ct/kWh für Neuanlagen; 16,90 ct/kWh für Bestandsanlagen

5.3 Technologieneutrale vs. Technologiespezifische Prämien

Prämiensysteme wurden ursprünglich als technologiespezifisches Fördersystem erdacht: eine Differenzierung nach Technologien ermöglicht es, eine Vielzahl an Technologien zu fördern (und damit Lerneffekte zu erzeugen), ohne dabei unnötige Windfall-Profits für manche zu erzeugen. Ausschreibungen können nun an Hand verschiedener Kombinationen erfolgen: technologiespezifisch oder technologieneutral, *Pay-as-bid* oder *Uniform pricing* und mit Anpassung an die naturräumlichen Gegebenheiten oder ohne.

Technologiespezifische Ausschreibungen werden für genau eine Technologie (z.b. Windkraft)

durchgeführt – so wird z.B. eine bestimmte Menge X an Windenergie auktioniert. Der Wettbewerb findet also nur innerhalb einer Gruppe statt. *Technologieneutrale* Ausschreibungen wiederum schreiben eine bestimmte Menge Y an erneuerbarem Strom aus, erlauben aber das gesamte Portfolio an erneuerbaren Energien in der Auktion. Der Vorteil von technologieneutralen Ausschreibungen ist, dass der Wettbewerb die billigst mögliche Technologie bestimmt – bei technologiespezifischen Ausschreibungen wiederum können Faktoren abseits der kurzfristigen Kosteneffizienz (z.B. Lerneffekte oder gesellschaftliche Präferenzen) eingebracht werden. Technologieneutrale Ausschreibungen haben den Nachteil, dass sie, beim *Uniform pricing*¹² hohe Profite für kostengünstige Technologien zur Folge haben können. So könnte Kleinwasserkraft zu einem Tarif entlohnt werden, der auch für Windkraft gerade noch Profite erlaubt. Beim *Pay-as-bid pricing* wird jener Tarif bezahlt, der auch geboten wurde. Während dies grundsätzlich zu hohe Profite verhindern sollte, erhalten BieterInnen dadurch allerdings den Anreiz, höher als die geschätzten eigenen Kosten zu bieten – und zwar in jenem Bereich, wo sie ungefähr die Kosten des teuersten, erfolgreichen Anbieters erwarten. Während diese strategischen Anreize für Elektrizitätspotmärkte zumindest modellhaft gezeigt werden konnten (Guerci & Rastegar, 2012), gibt es hierfür im Bereich der Auktion von erneuerbaren Einspeisevergütungen erst begrenzte Erfahrungen. So wurde in Deutschland nach zwei *Uniform pricing* Testrunden für Photovoltaik auf *Pay-as-bid* umgestellt. Dies allerdings im Kontext technologiespezifischer Auktionen.

Eine weitere Möglichkeit, hohe Mitnahmeeffekte bei manchen BieterInnen zu verhindern, ist die Ausschreibung an Hand standardisierter Volllaststunden: unabhängig von der tatsächlichen Qualität des Standorts müssen BieterInnen diese standardisierten Volllaststunden berücksichtigen. Die tatsächlich bezahlten Tarife orientieren sich in Folge an der tatsächlichen Standortqualität, d.h. es werden Auf- oder Abschläge bezahlt. Der Vorteil eines solchen Verfahrens ist, dass auch Standorte mit geringerer Qualität zum Zug kommen können –und Standorte mit sehr hoher Qualität nicht übermäßig hohe Profite lukrieren können. Durch eine Begrenzung der Aufschläge nach oben kann eine untere Grenze für die Standortqualität eingezogen werden.

6. Weitere Faktoren in der Ausgestaltung erfolgreicher Förderpolitiken

In diesem Abschnitt diskutieren wir weitere Aspekte der Förderpolitik, die nicht direkt mit der Ausgestaltung des Vergütungssystems oder der Festlegung der Förderhöhen zu tun haben, für den erfolgreichen Ausbau von Erneuerbaren aber hochrelevant sind.

6.1 Kapitalkosten

¹² Im Marginal Pricing wird der Tarif des höchsten gerade noch zum Zug gekommenen Anbieters an alle erfolgreichen BieterInnen ausbezahlt.

Kapitalkosten haben einen signifikanten Einfluss auf den Ausbau erneuerbarer Stromproduktion, da die Investitionskosten vor der operativen Phase (operative Kosten sind bei erneuerbaren Energiequellen gering) im Vergleich zu fossilbasierten Energiequellen einen deutlich höheren Anteil der Projektgesamtkosten ausmachen (mit Ausnahme von Biomassekraftwerken, die ebenfalls brennstoffbasiert sind). Die Kapitalkosten unterscheiden sich am Beispiel der Windkraft-Onshore im Jahr 2014 zwischen europäischen Ländern deutlich: so liegen sie in Deutschland bei 3.5%, während sie in Griechenland 12% betragen (Noothout et al., 2016). In einer 143 Länder umfassenden Studie zum Einfluss der gewichteten, durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC = „Weighted average cost of capital“) auf die Stromgestehungskosten (LCOE) von Photovoltaikanlagen zeigte sich, dass Kapitalkosten einen signifikanteren Einfluss auf die Erzeugungskosten haben als die lokale Solarstrahlungsintensität. Die geringeren Stromgestehungskosten in Ländern mit niedrigen Zinssätzen führte dazu, dass der Ausbau von Photovoltaik verstärkt in Ländern mit geringeren Finanzierungskosten erfolgte (Ondraczek, Komendantova, & Patt, 2015). Folglich gilt es durch die Förderpolitik ein Umfeld geringer Investitionsrisiken und somit niedriger Risikoaufschläge zu schaffen. Dies widerspricht jedoch zum Teil dem Ziel einer systemkompatiblen Förderpolitik, da weniger systemkompatible Förderpolitiken oft für höhere Investitionssicherheit (siehe Tabelle 4) sorgen (Noothout et al., 2016). Somit könnten Kredithaftungen durch die öffentliche Hand im Falle des Einsatzes von Marktprämien angedacht werden, um höhere Risikoaufschläge auszugleichen. Dabei wäre eine technologiespezifische Unterscheidung des durch Kredithaftung gesicherten Anteils der Finanzierung anzudenken, da sich Risikozuschläge je nach Technologie (siehe Tabelle 5) unterscheiden. Gleichzeitig hat natürlich auch das Design des Prämientarifsystems Auswirkungen auf die Risikoabschläge, wie in Abschnitt 0 bereits ausführlich diskutiert wurde.

Tabelle 4: WACC Multiplikatoren ausgewählter Förderinstrumente (eigene Darstellung nach Daten von DIACORE-Project, 2017)

Politik	WACC-Multiplikator
Einspeisetarif	1,00
Marktprämie	1,05
Ausschreibung	1,15
Quotenregelung	1,20
Zertifikatesystem	1,35

Tabelle 5: WACC Multiplikatoren ausgewählter Technologien (eigene Darstellung nach Daten von DIACORE-Project, 2017)

Technologie	WACC-Multiplikator
Photovoltaik	0,85-0,90
Wasserkraft	0,95
Wind-Onshore	0,95
Biogas	1,00-1,05
Biomasse-fest	1,05
Wind-Offshore	1,40

6.2 Stabile, planbare Rahmenbedingungen

Langfristige, stabile Ausbauziele, die regelmäßig überarbeitet und öffentlich publiziert werden und eine angemessene monetäre Ausstattung von Förderprogrammen sind fundamental notwendig, damit der Ausbau von erneuerbaren Energien einerseits für private InvestorInnen mit geringem Risiko planbar ist und andererseits die Kosten des Fördersystems in einem definierten Rahmen bleiben, um die Akzeptanz der Maßnahmen durch die Bevölkerung zu gewährleisten. Langzeitziele bis 2030 sollten dabei jährlich an den tatsächlichen Ausbau, an die Marktbedingungen, an technologische Neuerungen und an die Anforderungen zur Reduktion von Treibhausgasen angepasst werden – und entsprechende Ausbaukapazitäten sollten in Folge an InvestorInnen vergeben werden. Das ermöglicht den privaten AkteurInnen, die eigenen Investitionen langfristig zu planen und verhindert „Goldgräberstimmungen“, wie sie bei Stop&Go Förderpolitiken entstehen können. Gleichzeitig kann von politischer Seite so der Erzeugungsmix flexibel gesteuert werden, während technologische Entwicklungen und damit einhergehende Kostensenkungen jährlich eingepreist werden können.

6.3 Kostenakzeptanz

Grundsätzlich können mit den Förderungen verbundene Ausgaben vom Staatshaushalt und somit von SteuerzahlerInnen oder direkt an die Elektrizitätspreise weitergegeben und somit von Konsumentinnen und Konsumenten getragen werden (Held et al., 2014). Das zweitgenannte System bietet den Vorteil der Risikostreuung, da die Kosten von einer breiten Basis unterschiedlicher Akteurinnen und Akteure getragen werden. Die Kostenübernahme durch das Staatsbudget hingegen hat den Nachteil auf einen vorgegebenen Pool zurückgreifen zu müssen, während sich das Gebührensystem durch Marktmechanismen nahezu selbst regelt. Im Gegensatz dazu wirkt sich die Förderung im Falle der Kostenübernahme durch den Staatshaushalt nicht direkt auf die Elektrizitätspreise aus, wodurch diese vermeintlich unter Kontrolle bleiben – dadurch allerdings auch keine Anreize zum Energiesparen gesetzt werden. Ein erfolgreiches Fördersystem kann das avisierte Budget überschreiten und somit rasche und tiefgreifende Änderungen bedingen, die wiederum durch sinkendes Vertrauen in die politische Stabilität und höhere Risikoaufschläge durch Investorinnen und Investoren die positive Ausbaudynamik bremsen (Couture & Gagnon, 2010). Eine direkte Übertragung der Kosten für den Ausbau auf die Strompreise erhöht die Anreize zu Energieeffizienzsteigerungen, kann aber, falls gleichzeitig Steuern auf (fossile) Substitute nicht angehoben werden, zu klimapolitisch unerwünschten Folgen führen: strombasierte Anwendungen (basierend auf erneuerbaren Energien) könnten in Folge durch fossile Energieträger (v.a. im Wärme- und Mobilitätsbereich) substituiert werden. Eine ausgewogene Besteuerung aller Substitute ist daher sicherzustellen.

Die Europäische Kommission bevorzugt die Kostenübernahme durch Konsumentinnen und Konsumenten über Gebühren, um dem VerursacherInnenprinzip des Umweltschutzes Rechnung

zu tragen und der Großteil der EU-Mitgliedsstaaten finanzieren auch die Förderausgaben über Gebühren, die dem Strompreis zugerechnet werden. Um die Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Industriesparten im internationalen Bereich nicht zu gefährden, erheben manche Staaten als Unterstützung für diese Branchen geringere Gebühren, die sich jedoch wiederum negativ auf zu tragenden Kosten der übrigen Konsumentinnen und Konsumenten auswirken (Held et al., 2014). Dies wird durch die 2014 verabschiedete Leitlinie für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen unterstützt (Europäische Kommission, 2014). Folglich muss abgestimmt werden, welche Industriezweige tatsächlich diese Unterstützung benötigen (Held et al., 2014).

Im Jahr 2016 wurde in Deutschland von etwas weniger als der Hälfte (rund 46%) des Stromverbrauchs der Industriebetriebe die volle EEG-Umlage (6,35 ct/kWh) beigetragen. Stromintensive Unternehmen, die für 39% des Industrieverbrauchs verantwortlich sind, tragen nur mit einer geminderten EEG-Umlage (0,05-1,27 ct/kWh) bei. Die restlichen 15% des Stromverbrauchs belaufen sich auf SelbstverbraucherInnen aus eigenen Stromerzeugungsanlagen, die nahezu gänzlich umlagenbefreit sind (BDEW Bundesverband, der Energie- und, & Wasserwirtschaft e.V., 2016).

Im Vergleich mit Deutschland ist das Fördersystem erneuerbarer Energien in Österreich durch eine bessere Aufteilung der Kosten zwischen den Verbraucherinnen und Verbrauchern und einer besseren sozialen Verträglichkeit gekennzeichnet (Kalt, Lang, & Schmidl, 2013). So wurde zum Beispiel in der Novelle des Ökostromgesetzes 2012 eine obere Grenze des Förderbeitrages für einkommensschwache Haushalte von 20 Euro pro Jahr festgesetzt (Bundeskanzleramt Österreich, 2012). Aber auch in Österreich sind die Kosten nicht über alle VerbraucherInnengruppen gleichverteilt. Die Ökostromförderkosten für einen Haushalt, der Strom der Netzebene 7 bezieht, erhöhten sich von 1,30ct/kWh im Jahr 2012 auf 3,43ct/kWh im Jahr 2016. Jene eines Industrieunternehmens, das Strom aus Netzebene 3 bezieht, erhöhten sich von 0,29ct/kWh (2012) auf 0,67ct/kWh (2016) relativ betrachtet weniger. Gleichzeitig sind diese Abgaben auch absolut betrachtet deutlich geringer (Eigenbauer & Urbantschitsch, 2016). Dadurch werden relativ zum Verbrauch gesehen die Ökostromförderkosten vor allem von KonsumentInnen der Netzebene 7 getragen, und zwar tragen Haushalte bei einem Verbrauchsanteil von 23% 42% der Gesamtkosten (Austaller, 2017). Damit wird dem umweltrechtlichen VerursacherInnenprinzip nicht entsprochen und es gilt eine gerechtere Kostenverteilung anzustreben. Weiters wirken die Abgaben zur Ökostromförderung im Gegensatz zum österreichischen Steuersystem regressiv, das bedeutet, dass die relative Abgabenbelastung mit dem Einkommen sinkt – und gleichzeitig Haushalte mit der Möglichkeit zur Eigenproduktion von erneuerbarem Strom (v.a. PV am Dach) zusätzlich von der Förderung profitieren – dies sind gleichzeitig meist einkommensstärkere Haushalte (vgl. Grösche und Schröder (2014) für Deutschland). Die Zielsetzung einer ausgewogenen, breiten Kostenverteilung sollte auch bei zukünftigen Anpassungen des Fördersystems in Österreich beibehalten werden, auch um Schwankungen der Unterstützungshöhe zu vermeiden, das Ausfallsrisiko (bspw. durch Sparpläne, Prioritätenwechsel) zu verringern und somit ein stabiles

Umfeld zur Entwicklung erneuerbarer Energien zu bieten.

Den Kosten der Umstellung auf erneuerbare Energien stehen Gewinnen bei InvestorInnen gegenüber. In diesem Zusammenhang scheinen vor allem eigenkapitalbasierte Kooperationen zwischen Betreiberinnen und Betreibern und lokalen Gemeinschaften, die auch gleichzeitig Nutzerinnen und Nutzer sind, interessant. Die niederländische „Crowdfunding“ Initiative „Windcentrale“ mit einem Volumen von €14 Millionen bietet beispielsweise als eigenkapitalbasiertes Modell die Möglichkeit Windturbinen-Produktionsanteile zu kaufen, deren anteilige Produktion von der jährlichen Stromrechnung abgezogen wird (Vasileiadou, Huijben, & Raven, 2016). Auch das EEG 2017 in Deutschland hat das Ziel partizipative Ansätze im Ausbau der Windkraft in Form von Bürgerenergiegesellschaften (Gesellschaften mit 51% der Stimmrechte bei natürlichen Personen aus dem betroffenen Gebiet) zu fördern und definierte dazu einige Erleichterungen in Bezug auf Ausschreibungen für Windenergie an Land wie zum Beispiel eine verlängerte Projektrealisierungsfrist und eine spätere Nachreichung der Genehmigung (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2017a). Die Onshore-Windkraftausschreibungen in Deutschland wurden anfangs mit einem hohen Anteil der Bürgerenergiegesellschaften an den Ausschreibungszuschlägen und einem hohen Wettbewerbsniveau erfolgreich durchgeführt – v.a. auch deswegen, weil BürgerInnenbeteiligungsprojekte das marginale Gebot als Vergütung erhalten, keine Projektgenehmigung für die Ausschreibung benötigen und längere Fristen zur Realisierung gewährt werden, während alle anderen Projekte mit „pay-as-bid“, also mit dem gelegten Angebot, vergütet werden, eine Projektgenehmigung benötigen und kürzere Realisierungsfristen einhalten müssen (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2017b). Im Laufe des Jahres 2017 wurde die Vermutung laut, dass hinter einigen Bürgerenergiegesellschaften tatsächlich große Konzerne stehen (MDR, 2017). Außerdem wurden niedrige Realisierungsquoten erwartet. Die Gesetzgebung reagierte mit dem Streichen der Privilegierung in Bezug auf die Genehmigungspflicht und die verlängerten Realisierungsfristen der Windkraftprojekte (MASLATON Rechtsanwaltsgesellschaft mbH, 2017), worauf sich das Gebotsvolumen einerseits und der Anteil der Bürgerenergiegesellschaften an den Ausschreibungszuschlägen (rund 19% des Zuschlagsvolumens) wieder reduzierte (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2018c).

6.4 Infrastrukturakzeptanz

Zusätzlich zur finanziellen Akzeptanz erzeugt der Ausbau von erneuerbaren Energien, und hier vor allem von Windenergie, immer häufiger lokalen Widerstand, weil diese das Landschaftsbild stark verändern. Während die Prozessqualität vor Ort (Information, Beteiligungsmöglichkeit, etc.) einen hohen Einfluss auf die Akzeptanz von Projekten hat, sollten auch faire finanzielle Kompensationsformen gefunden werden (Scherhauser, Höltinger, Salak, Schuppenlehner, & Schmidt, 2017). Auch hier können Finanzierungsmodelle mit BürgerInnenbeteiligung positive Wirkung zeigen. Aber auch Zahlungen an GrundstücksnachbarInnen oder an kommunale Projekte können als Kompensation gewählt werden (wobei rechtliche Hürden zu berücksichtigen

sind). Eine Ausweisung von Eignungszonen unter Einbezug einer großen Anzahl an StakeholderInnen kann außerdem zu einem geordneten Prozess des Ausbaus führen und ist in Niederösterreich, dem Burgenland und der Steiermark bereits geschehen. Hier gilt es zu überprüfen, ob die GesetzgeberInnen einerseits solche, auf Länderebene verorteten, Prozesse bewusst anstoßen kann – und ob bestimmte zusätzliche Auflagen betreffend Planungsprozess und Kompensation zu einer österreichweiten Vereinheitlichung führen können – und ob somit auch die Zufriedenheit mit Planungs- und Umsetzungsprozessen deutlich gesteigert werden kann.

6.5 Technologiewahl

Wie bereits in Abschnitt 0 dargelegt, ist bei technologiespezifischen Instrumenten die Wahl der geförderten Technologien von der FördergeberInnen vorzunehmen. Aus publizierten Studien zu Langzeitszenarios im österreichischen Stromsystem, die alle von einem über 90% liegenden Anteil der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen an der Gesamtproduktion im Jahr 2030 ausgehen, lassen sich mögliche zukünftige Zusammensetzungen des Technologiemicx der Stromproduktion ableiten (siehe Tabelle 6). Die Szenarien des Umweltbundesamtes und der Studie Klimazukunft Österreich zeigen für alle Technologien, mit Ausnahme der Windenergie (ca. 50% höhere Produktion in der Studie des Umweltbundesamtes), einen ähnlichen Trend. Das EU Referenzszenario geht insgesamt von größeren Effizienzsteigerungen und damit einem geringeren Endenergieverbrauch aus und weicht vor allem bei der Biomasse (nur Biomasse aus Abfall inkludiert) und der Photovoltaik von den österreichischen Studien ab. Bei der Windkraft schwanken die Szenarien zwischen einer Verdopplung und Verdreifachung der Produktionsmenge, bei Biomasse reichen diese von Produktionsrückgängen einerseits bis fast zur Verdoppelung andererseits und bei Photovoltaik wird ein starker Ausbau zwischen der mehr als sechsfachen und der sechsundzwanzigfachen Produktion des Jahres 2015 unterstellt (siehe Tabelle 6). Gleichzeitig werden bei Photovoltaik und bedingt bei Windkraft die zukünftigen technologischen Lerneffekte am höchsten eingeschätzt (Rubin, Azevedo, Jaramillo, & Yeh, 2015). Aus diesem Grund ist eine bevorzugte Förderung von Photovoltaik und Windkraft gegenüber Biomasse vorzunehmen.

Tabelle 6: Ausgewählte Szenarien zur Ökostromproduktion 2030 (eigene Darstellung nach Daten von Energie-Control Austria, 2018b und Commission européenne & Direction générale de la mobilité et des transports, 2016; Umweltbundesamt, 2016; Veigl, 2017)

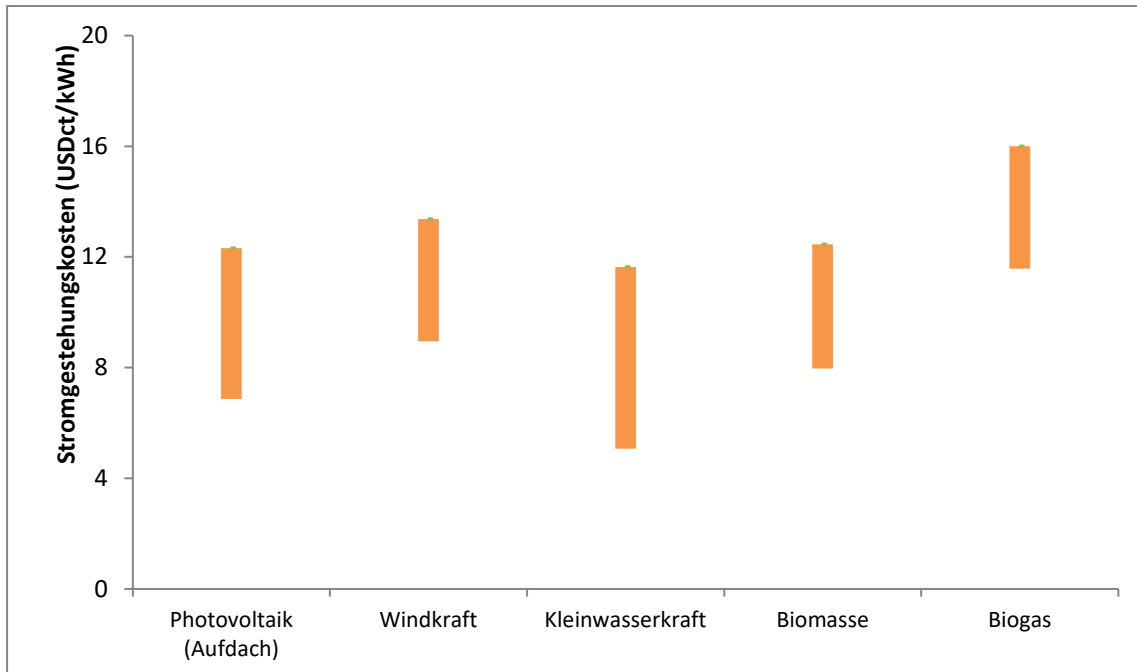
Technologie	EU Referenzszenario Österreich			Umweltbundesamt			Klimazukunft Österreich		
	Produktion ¹	Anteil ²	Ausbau ¹	Produktion ¹	Anteil ²	Ausbau ¹	Produktion ¹	Anteil ²	Ausbau ¹
Biomasse	4.0*	5.0%*	-0.6*	6.7	7.7%	2.1	7.8	9.5%	3.2
Windkraft	10.0	12.5%	4.8	17.4	19.9%	12.2	12.0	14.6%	6.8
Wasserkraft	44.6	55.8%	1.7	45.6	52.2%	2.7	42.6	52.0%	-0.3
Photovoltaik	3.3	4.1%	2.6	11.9	13.6%	11.2	13.0	15.9%	12.3
Gesamt	79.9			87.3			82		

¹ Produktion in TWh; Ausbau im Vergleich zu 2016 in TWh

2 Anteil an der Gesamtproduktion in Prozent

*aus Abfall

Abbildung 9: Projektion technologiespezifischer Stromgestehungskosten für das Jahr 2020 in Österreich bei Diskontierungsraten von 3-10% (eigene Darstellung nach Daten von International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, & Organisation for Economic Co-operation and Development, 2015)



7. Zusammenfassung: Ausgestaltung der Prämiensysteme für Österreich

Aus der oben genannten Diskussion unterschiedlicher Optionen zur Anpassung des österreichischen Fördersystems für erneuerbare Stromproduktion, leiten wir die folgenden Empfehlungen zur Neugestaltung des österreichischen Fördersystems ab:

7.1 Umstellung fixer Einspeisetarife auf ein gleitendes Prämiensystem

Die Erhöhung der Systemintegration von erneuerbarer Stromproduktion hat hohe Priorität, da der Ausbau von variablen Erneuerbaren im deutsch-österreichischen Markt bereits weit fortgeschritten ist und die Integrationskosten bereits einen beträchtlichen Anteil der Gesamtkosten ausmachen (Ueckerdt et al., 2013). Wir empfehlen daher das System fixer Einspeisetarife auf ein Prämiensystem umzustellen: somit werden InvestorInnen den Marktpreisen ausgesetzt und haben den Anreiz, die Prognosequalität zu verbessern, die Produktion an den Marktanforderungen auszurichten und bei der Standort- und Technologiewahl systemkompatible Entscheidungen zu treffen. Insbesondere empfehlen wir die Implementierung einer gleitenden Prämie mit *jährlichen* Anpassungen, um die Systemintegrationsanreize so hoch wie möglich, gleichzeitig die Risiken für InvestorInnen aber in einem vertretbaren Rahmen zu halten. Bei Wind- und Kleinwasserkraft empfehlen wir die Anpassung der Tarife an Hand der

naturräumlichen Verfügbarkeit von Energieströmen (z.b. Volllaststunden): gute (z.b. windreiche) Standorte sollten geringere Tarife erhalten, schlechte Standorte höhere. Diese Auf- und Abschläge sollten allerdings begrenzt werden, um den Ausbau von naturräumlich sehr schlecht geeigneten Standorten zu vermeiden. Weiters empfehlen wir eine Verlängerung des Tarifsystems von 13 auf 20 Jahre, um Investitionsrisiken und damit Finanzierungskosten zu senken und um internationale Vergleichbarkeit von Tarifen herzustellen. Ein Repowering, also der Ersatz alter durch neue Anlagen am gleichen Standort, sollte ermöglicht werden. Dabei gilt es jedoch sicherzustellen, dass durch das Repowering ein gesamtwirtschaftlicher Mehrwert gegeben ist. So muss etwa verhindert werden, dass Anlagen nur ersetzt werden um erneut Förderungen zu beanspruchen, wenn dadurch nicht signifikant höhere Strommengen erzeugt werden. So gilt es etwa zu überlegen ob nur die, durch das Repowering, zusätzlich erzeugte Menge an erzeugter Energie gefördert werden soll.

Für kleine, dezentrale Produktionseinheiten – und hierzu zählen v.a. kleinere Photovoltaikanlagen – empfehlen wir eine Investitionsförderung, da die BetreiberInnen dieser Anlagen (a) kaum Möglichkeiten haben, die Produktion besser an Markterfordernisse anzupassen und (b) die Administration der Marktteilnahme zu hohe Transaktionskosten für solche AkteurInnen bedeutet. Bei dezentralen Produktionseinheiten wird außerdem durch die Auszahlung von Investitionsförderungen der Anreiz zum Eigenverbrauch maximiert, was die bestmögliche Systemintegration dezentraler Erzeugungsanlagen darstellt.

7.2 Auktionierung der Prämien mit administrativ festgelegten Obergrenzen

Statt einer administrativen Festlegung der Prämien empfehlen wir die Durchführung von Auktionen. Dabei sollten auf jeden Fall Maximaltarife festgelegt werden, die administrativ bestimmt werden. Die Förderkosten können dadurch maximal so hoch wie im administrativen System liegen. Die Nicht-Realisierung von Projekten muss mit Strafzahlungen belegt werden. Für Windenergie ist eine standortabhängige Anpassung der Prämie anzustreben, um auch die Produktion an Schwachwindstandorten zu ermöglichen – und Starkwindstandorte nicht übermäßig zu entlohnen. Bei der Festlegung von Präqualifikationsbedingungen empfiehlt es sich darauf zu achten, diese nicht zu eng zu fassen, um eine größtmögliche Anzahl an Teilnehmenden zu erlauben. Bei sensiblen Projekten, v.a. im Bereich Windkraft, ist eine koordinierte Vorgehensweise von lokalen Genehmigungsbehörden, überregionaler Raumplanung und nationalen Ausbauzielen von hoher Relevanz. Eine regionsspezifische Ausschreibung von Projekten hilft hierbei, alle relevanten AkteurInnen zu koordinieren. Die partizipative Planung des Ausschreibungsverfahrens inklusive der Bevorzugung von BürgerInnenbeteiligungsprojekten ermöglicht die Realisierung lokal angepasster Projekte, die in der Bevölkerung hohe Akzeptanz finden. Hier gilt es jedoch zu prüfen, dass mögliche Bevorzugungen tatsächlich effektiv BürgerInnenbeteiligungsprojekte privilegieren und nicht zum Schein gegründete Gesellschaften hinter denen erfahrene Unternehmen stehen. Gleichzeitig können durch eine frühzeitige Planung von Vorrangzonen für erneuerbare Energien auch die zusätzlichen, externen Kosten (also Kosten, die nicht von den BetreiberInnen getragen werden müssen) geringgehalten werden, da

eine integrative Planung gemeinsam mit dem notwendigen Netzausbau erfolgen kann.

Werden die Prämien technologieneutral auktioniert, so sollte das Pay-as-bid Verfahren angewandt werden. Bei technologiespezifischen Auktionen kann auch Uniform pricing angewandt werden, wenn für die Standortqualität korrigiert wird. Wir empfehlen regelmäßige, kleinere Auktionen, um das System langsam zu etablieren und den Erfolg zeitnah evaluieren zu können und um beim Ausfall von einzelnen Auktionen keine zu starke Verzögerung im Ausbau erneuerbarer Energien zu verursachen. Gleichzeitig können alle beteiligten AkteurInnen durch die regelmäßige Wiederholung von Auktionen lernen – sowohl auf administrativer Seite, als auch auf InvestorInnenseite. Einer möglichen Kollusion von AkteurInnen durch wiederholte Auktionen ist mit strikten Anti-Kollusionsregeln zu begegnen. Zu Beginn kann ein Wechsel von technologiespezifischen und technologieneutralen Auktionen mit wechselnden Pay-as-bid und Uniform pricing Regeln dabei helfen, das optimale System zu etablieren.

7.3 Stabile und planbare Rahmenbedingungen

Langfristige, stabile Ausbauziele, die regelmäßig überarbeitet und öffentlich publiziert werden und im Zusammenhang damit stehende Ausstattung von Förderprogrammen mit Geldmitteln sind fundamental notwendig, damit der Ausbau von erneuerbaren Energien einerseits für private InvestorInnen mit geringem Risiko planbar ist und andererseits die Kosten des Fördersystems in einem definierten Rahmen bleiben. Langzeitziele bis 2030 sollten dabei in jährlichem Rhythmus an den tatsächlichen Ausbau, an die Marktbedingungen, an technologische Neuerungen und an die Anforderungen zur Reduktion von Treibhausgasen angepasst werden – und entsprechende Ausbaukapazitäten sollten in Folge an InvestorInnen vergeben werden. Das ermöglicht den privaten AkteurInnen, die eigenen Investitionen langfristig zu planen und verhindert „Goldgräberstimmungen“, wie sie bei Stop&Go Förderpolitiken entstehen können. Gleichzeitig kann von politischer Seite so der Erzeugungsmix flexibel gesteuert werden, während technologische Entwicklungen und damit einhergehende Kostensenkungen jährlich eingepreist werden können.

7.4 Technologiemix

Der Ausbau der Erneuerbaren sollte von Studien begleitet werden, welche im jährlichen Abstand den Erfolg evaluieren und zukünftige Szenarien zum optimalen Strommix berechnen. Diese Evaluierungen sollen dabei nicht nur die technisch-ökonomischen Effekte von erneuerbaren Energien betrachten, sondern auch auf nicht technisch-ökonomische Restriktionen des Ausbaus (wie z.B. Landschaftsbild, nachhaltige Biomassepotenziale) eingehen. In den publizierten Langzeitstudien zur Erreichung eines CO₂-neutralen Stromsystems in Österreich wird eine Priorisierung von PV und Wind vor Biomasse vorgenommen – für die ersten Jahre empfehlen wir daher in der Förderpolitik diese Priorisierung ebenfalls vorzunehmen.

7.5 Kapitalkosten

Bei variablen erneuerbaren Energien, v.a. Wind- und PV, spielen die Kapitalkosten eine viel bedeutendere Rolle, als die operativen Kosten. Niedrige Kapitalkosten senken daher die Gesamtkosten des Ausbaus beträchtlich. Die Vergabe von staatlichen Garantien für Kredite könnte daher die Finanzierungskosten und damit die Ausbaukosten deutlich senken. Gleichzeitig haben BürgerInnenbeteiligungsverfahren in vielen Fällen den Vorteil geringerer Kapitalkosten. Diesen sollte daher in Auktionsverfahren unter der Voraussetzung, dass es sich tatsächlich um BürgerInnenbeteiligungsprojekte handelt, eine kompetitive Beteiligung an den Auktionen ermöglicht werden. - Dabei müssen allerdings konsumentInnenrechtliche Bedenken ausgeräumt werden.

7.6 Verteilung der Kosten

Schon jetzt werden die Kosten der Förderung erneuerbarer Energien nicht nachfrageneutral übernommen – große StromkonsumentInnen sind geringer belastet, als PrivatkonsumentInnen. Gleichzeitig wirken höhere Tarife auf Elektrizität steuerlich regressiv, während einkommensstarke Haushalte bzw. InvestorInnen durch den Bezug von Förderungen davon profitieren können. Bei der Verteilung der Lasten der Ökostromförderung ist daher darauf zu achten, zu einer fairen und gerechten Kostenzuordnung zu kommen. Ein hocheffizientes Fördersystem ist dabei Voraussetzung, um die Kosten insgesamt niedrig zu halten.

Quellenverzeichnis

- Austaller, A. R. (2017). *Analyse der sozialen Verträglichkeit des Ökostromausbaus in Österreich*. Universität für Bodenkultur, Wien.
- BDEW Bundesverband, der Energie- und, & Wasserwirtschaft e.V. (2016). Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016).
- Bogner GesmbH. (2015). Gutachterliche Stellungnahme zur Festsetzung der Einspeisetarife für Ökostrom und des daraus resultierenden Geschäftsrisikos für Ökostromerzeuger unter besonderer Berücksichtigung rohstoffabhängiger Technologien.
- Brandstät, C., Brunekreeft, G., & Jahnke, K. (2011). How to deal with negative power price spikes? Flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind. *Energy Policy*, 39(6), 3732–3740. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.03.082>
- Bundeskanzleramt Österreich. (2012). Befreiungsverordnung Ökostrom 2012.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2017). Bürgerenergiegesellschaften. Retrieved 30 May 2017, from https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Buergerenergiegesellschaften/Buergerenergiegesell_node.html
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2018a). Bundesnetzagentur - Ausschreibungen. Retrieved 17 September 2018, from https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2018b). Bundesnetzagentur - Beendete Ausschreibungen. Retrieved 17 September 2018, from https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Biomasse/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2018c). Bundesnetzagentur - Pressemitteilungen - Ergebnisse der zweiten Ausschreibung für Wind an Land 2018. Retrieved 17 September 2018, from

https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2018/20180517_Windausschreibung.html?nn=265778

Commission européenne, & Direction générale de la mobilité et des transports. (2016). *EU energy, transport and GHG emissions: trends to 2050 : reference scenario 2016*. Luxembourg: Office for official publications of the european communities.

Couture, T., & Gagnon, Y. (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38(2), 955–965. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.10.047>

de Mello Santana, P. H. (2016). Cost-effectiveness as energy policy mechanisms: The paradox of technology-neutral and technology-specific policies in the short and long term. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 1216–1222. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.300>

DIACORE-Project. (2017). DIA-CORE. Retrieved 5 July 2017, from <http://diacore.eu/>

Eigenbauer, A., & Urbantschitsch, W. (2016). ÖKOSTROMBERICHT 2016. Energie-Control Austria.

Energie-Control Austria. (2018a). E-Control Ökostrombericht 2017. Retrieved from <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-oekostrombericht-2017.pdf/ce32088b-b8dc-85d3-2585-c6af224b3113>

Energie-Control Austria. (2018b). Elektrizitätsstatistik. Retrieved 17 September 2018, from <https://www.e-control.at/statistik/strom>

Europäische Kommission. (2014). Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020.

Gawel, E., & Amberg, M. (2018). Ausschreibungen EEG - eine Auswertung der bisherigen Erfahrungen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*.

Gawel, E., & Purkus, A. (2013). Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes—A case study of the German market premium. *Energy Policy*, 61, 599–609. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.117>

Götz, P., Heddrich, M.-L., Henkel, J., Kurth, T., & Lenck, T. (2014). Zukünftige Auswirkungen der Sechsstunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014.

Grau, T., Neuhoﬀ, K., & Tisdale, M. (2015). Mandatory direct marketing of wind power increases financing costs. *DIW Economic Bulletin*, 5(21), 283–288.

Grösche, P., & Schröder, C. (2014). On the redistributive effects of Germany's feed-in tariff. *Empirical Economics*, 46(4), 1339–1383.

- Guerci, E., & Rastegar, M. A. (2012). Comparing system-marginal-price versus pay-as-bid auctions in a realistic electricity market scenario. In *Managing Market Complexity* (pp. 141–153). Springer, Berlin, Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-31301-1_12
- Held, A., Ragwitz, M., Gephart, M., de Visser, E., & Klessmann, C. (2014). Design features of support schemes for renewable electricity.
- Henzelmann, T., Hoff, P., Büchele, R., & Wollgam, G. (2016). Windkraft Onshore Neue Spielregeln für einen reifen Markt.
- Hirth, L. (2013). The market value of variable renewables. *Energy Economics*, 38, 218–236. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.02.004>
- Hübler, M., Schenker, O., & Fischer, C. (2015). Second-best analysis of European energy policy: is one bird in the hand worth two in the bush? Retrieved from https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2710649
- Huenteler, J., Niebuhr, C., & Schmidt, T. S. (2016). The effect of local and global learning on the cost of renewable energy in developing countries. *Journal of Cleaner Production*, 128, 6–21. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2014.06.056>
- International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, & Organisation for Economic Co-operation and Development. (2015). Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition.
- IRENA. (2017). Renewable Energy Auctions: Analysing 2016. IRENA, Abu Dhabi.
- Kalkuhl, M., Edenhofer, O., & Lessmann, K. (2013). Renewable energy subsidies: Second-best policy or fatal aberration for mitigation? *Resource and Energy Economics*, 35(3), 217–234. <https://doi.org/10.1016/j.reseneeco.2013.01.002>
- Kalt, G., Kranzl, L., & Haas, R. (2010). Long-term strategies for an efficient use of domestic biomass resources in Austria. *Biomass and Bioenergy*, 34(4), 449–466. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.12.009>
- Klessmann, C., Rathmann, M., de Jager, D., Gazzo, A., Resch, G., Busch, S., & Ragwitz, M. (2013). Policy options for reducing the costs of reaching the European renewables target. *Renewable Energy*, 57, 390–403. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.01.041>
- Klobasa, M., Eßer, A., Pfluger, B., Sensfuß, F., von Bonin, M., Gerhardt, N., ... Schäfer-Stradowsky, S. (2016). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz.

- Kreifels, N., Killinger, S., Mayer, J., Hollinger, R., & Wittwer, C. (2014). Effekte regional verteilter sowie Ost-/Westausgerichteter Solarstromanlagen.
- MASLATON Rechtsanwaltsgesellschaft mbH. (2017). Gesetzgeber reagiert – Privilegien für Bürgerenergiegesellschaften in 2018 weitgehend ausgesetzt - MASLATON Rechtsanwaltsgesellschaft mbH. Retrieved 17 September 2018, from <https://www.maslaton.de/news/Gesetzgeber-reagiert--Privilegien-fuer-Buergerenergiegesellschaften-in-2018-weitgehend-ausgesetzt--n551>
- Maurer, C., & Bangert, L. (2017). Grundlagenstudie Ökostromgesetz 2017.
- MDR. (2017). Windkraft in Thüringen: Bürgerenergie in geschlossener Gesellschaft | MDR.DE. Retrieved 17 September 2018, from https://www.mdr.de/thueringen/thueringen-windkraft-buergerenergie-100_page-1_zc-43c28d56.html
- Next Kraftwerke GmbH. (n.d.). Was ist die 6-Stunden-Regel nach § 24 EEG 2014? Retrieved 22 May 2017, from <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/6-stunden-regel>
- Noothout, P., de Jager, D., Tesnière, L., van Rooijen, S., Karypidis, N., Brückmann, R., ... others. (2016). The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. *DiaCore Report*. Retrieved from <http://climateobserver.org/wp-content/uploads/2016/02/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf>
- OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. (2018a). Einspeisemengen und Vergütungen. Retrieved 17 September 2018, from <https://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/einspeisemengen/>
- OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. (2018b). Gesetze & Regelwerk. Retrieved 17 September 2018, from <https://www.oem-ag.at/de/gesetze-regelwerk/>
- Ondraczek, J., Komendantova, N., & Patt, A. (2015). WACC the dog: The effect of financing costs on the levelized cost of solar PV power. *Renewable Energy*, 75, 888–898. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.053>
- Österreichs E-Wirtschaft. (2015). EMPOWERING AUSTRIA Die Strategie von Oesterreichs Energie für den Einstieg in eine klimaneutrale Stromversorgung Österreichs.
- Rubin, E. S., Azevedo, I. M. L., Jaramillo, P., & Yeh, S. (2015). A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 86, 198–218. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011>
- Schallenberg-Rodriguez, J., & Haas, R. (2012). Fixed feed-in tariff versus premium: A review of the current Spanish system. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(1), 293–305. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.155>

- Scherhauser, P., Höltinger, S., Salak, B., Schauppenlehner, T., & Schmidt, J. (2017). Patterns of acceptance and non-acceptance within energy landscapes: A case study on wind energy expansion in Austria. *Energy Policy*. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.05.057>
- Schmidt, J., Lehecka, G., Gass, V., & Schmid, E. (2013). Where the wind blows: Assessing the effect of fixed and premium based feed-in tariffs on the spatial diversification of wind turbines. *Energy Economics*, 40, 269–276. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2013.07.004>
- Sozialdemokratische Partei Österreich. (2017). Plan A.
- Ueckerdt, F., Hirth, L., Luderer, G., & Edenhofer, O. (2013). System LCOE: What are the costs of variable renewables? *Energy*, 63, 61–75. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.072>
- Umweltbundesamt. (2016). Szenario erneuerbare Energie 2030 und 2050.
- Veigl, A. (2017). ENERGIE- UND KLIMAZUKUNFT ÖSTERREICH: SZENARIO FÜR 2030 UND 2050.
- Wigand, F., Förster, S., Amazo, A., & Tiedemann, S. (2016). Auctions for Renewable Energy Support: Lessons Learnt from International Experiences.

Anhang

Abbildung 10: Ergebnisse der Photovoltaikauktionen in Deutschland (Preisobergrenzen als rote Linien; eigene Darstellung nach Daten von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2018a)

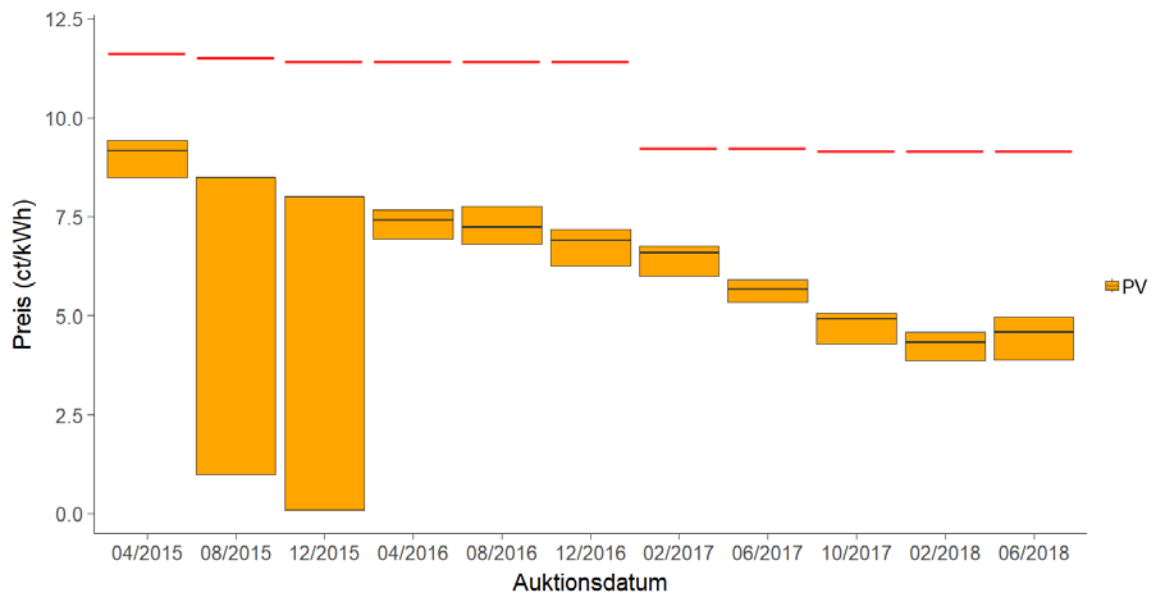


Abbildung 11: Ergebnisse der Auktionen für Onshore-Windkraft in Deutschland (Preisobergrenzen als rote Linien; eigene Darstellung nach Daten von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2018a)

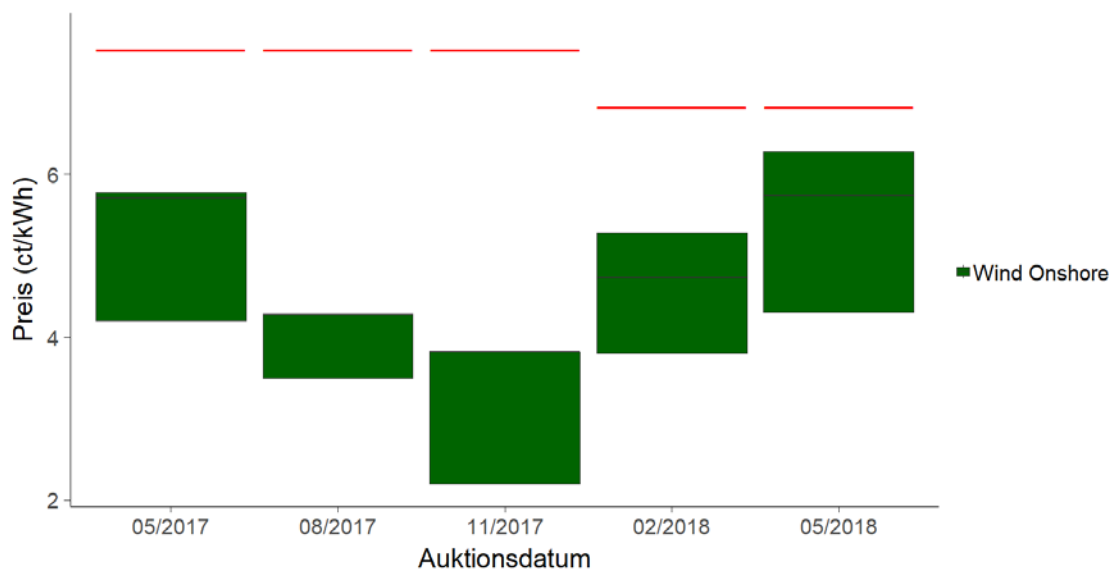
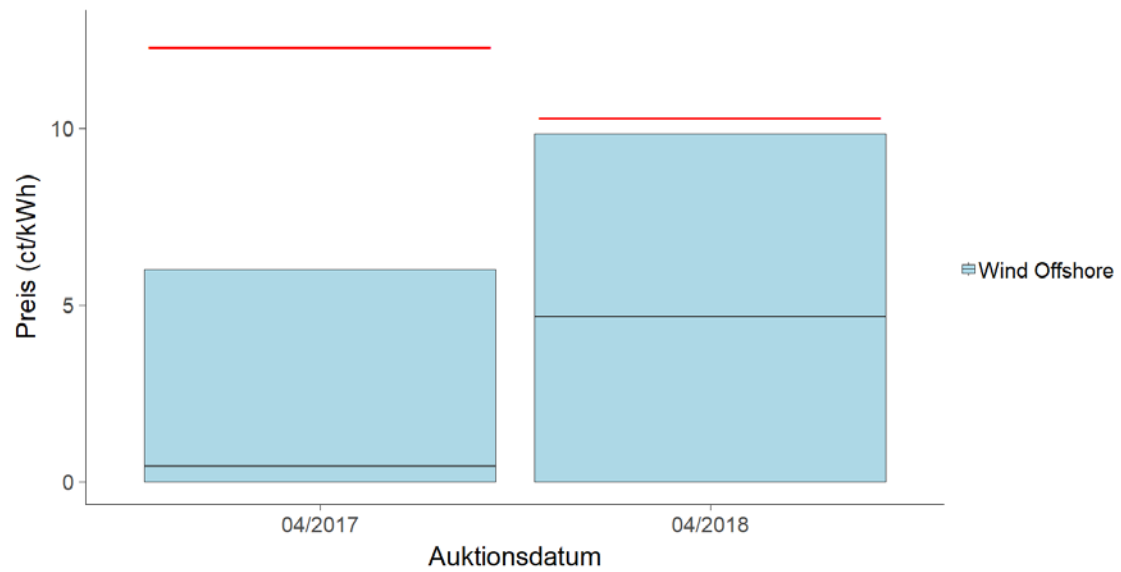


Abbildung 12: Ergebnisse der Auktionen für Offshore-Windkraft in Deutschland (Preisobergrenzen als rote Linien; eigene Darstellung nach Daten von Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2018a)



Der direkte Weg zu unseren Publikationen:
E-Mail: wp@akwien.at

Bei Verwendung von Textteilen wird um Quellenangabe und Zusendung eines Belegexemplares an die AK Wien, Abteilung Wirtschaftspolitik, ersucht.

Impressum

Medieninhaber: Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien,
Prinz-Eugen-Straße 20–22, 1040 Wien, Telefon: (01) 501 65 0
Offenlegung gem. § 25 MedienG: siehe wien.arbeiterkammer.at/impressum
Zulassungsnummer: AK Wien 02Z34648 M
AuftraggeberInnen: AK Wien, Wirtschaftspolitik
Autoren: Johann Baumgartner, Johannes Schmidt
Grafik Umschlag und Druck: AK Wien
Verlags- und Herstellungsort: Wien
© 2018: AK Wien

Stand September 2018
Im Auftrag der Kammer für Arbeiter und Angestellte für Wien

Alles rund ums Thema Energiepolitik

wien.arbeiterkammer.at/interessenvertretung/wirtschaft/energiepolitik