

# »» Kosten der Erneuerbaren Energien – Wie teuer ist der Ökostrom wirklich?

Nr. 145, 6. Oktober 2016

Autor: Dr. Holger Höfling, Telefon 069 7431-2334, research@kfw.de

Seit einigen Jahren sind die Kosten für den Erneuerbaren Energien (EE)-Ausbau Gegenstand einer öffentlichen Debatte. Im Fokus dieser Debatte stehen die Kosten für die Förderung im Rahmen des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG). Im Zuge der aktuellen Novelle des EEG 2017 war die Kostenkontrolle, die mit dem eingeführten Ausschreibungssystem erreicht werden soll, deshalb ein zentrales Ziel. Nur wenig diskutiert wurde jedoch die Frage nach der korrekten Methode zur Messung der Kosten des EE-Ausbaus. Häufig dient die kontinuierlich ansteigende EEG-Umlage als Indikator in der Kostendebatte. Die EEG-Umlage ist in diesem Zusammenhang jedoch sehr umstritten, da sie zahlreichen Einflüssen (z. B. der Höhe des Börsenstrompreises, dem Umfang der Umlagenbefreiung von Großverbrauchern) unterliegt, die nicht direkt dem EE-Ausbau zuzuordnen sind. Der nachfolgende Beitrag beleuchtet die Diskrepanz zwischen stetig sinkenden Stromgestehungskosten für Wind und PV auf der einen Seite und einer ansteigenden EEG-Umlage auf der anderen Seite. Darüber hinaus werden Ansätze diskutiert, die als Maßstab zur Bewertung der Kosten des EE-Ausbaus besser geeignet sind.

## Diskrepanz zwischen der Entwicklung der EEG-Umlage und den Stromgestehungskosten

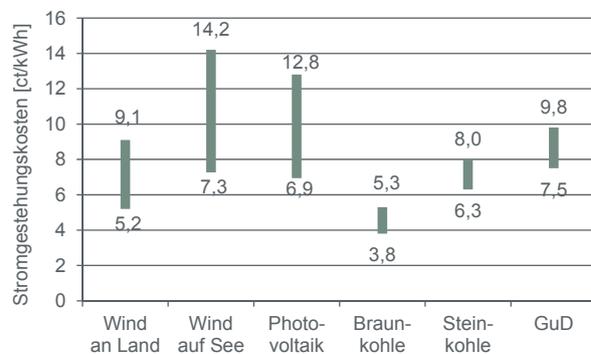
Die Kostendebatte um den EE-Ausbau flammt seit einigen Jahren immer wieder auf. Den größten Bekanntheitsgrad hat in diesem Zusammenhang zweifellos die Kennzahl EEG-Umlage, da sie für jeden Stromverbraucher aus der Abrechnung hervorgeht. Neben der EEG-Umlage wird bisweilen in der Fachpresse auch über sinkende Stromgestehungskosten der EE berichtet. Diese Kennzahl errechnet sich aus den Gesamtkosten der Anlage, umgelegt auf die in der Lebenszeit erzeugte Menge an Strom (häufig gemessen in ct/kWh). Während jedoch die Stromgestehungskosten der EE in den letzten Jahren kontinuierlich gesunken sind, hat die EEG-Umlage einen rasanten Anstieg hinter sich (etwa 500 % von 2009 bis 2016). Für den gewöhnlichen Stromverbraucher stellt sich daher die Frage, wieso die EE immer billiger werden und er immer mehr für die Förderung der EE mit seiner Stromrechnung bezahlen muss. Dieser Zusammenhang soll nachfolgend aufgeklärt werden.

## Stromgestehungskosten von erneuerbaren und konventionellen Kraftwerken nähern sich an

Mit Windenergieanlagen an guten Binnenstandorten kann bereits seit einigen Jahren zu niedrigeren Kosten Strom produziert werden als mit neuen Steinkohle- oder Gaskraftwerken (GuD). Auch die neusten Ausschreibungsergebnisse für

Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen in Deutschland und für einen niederländischen Offshore-Windpark in der Nordsee, deuten auf aktuelle Stromgestehungskosten hin, die mit denen von konventioneller Stromerzeugung vergleichbar sind (Grafik 1).

**Grafik 1: Stromgestehungskosten aus erneuerbarer und konventioneller Erzeugung**

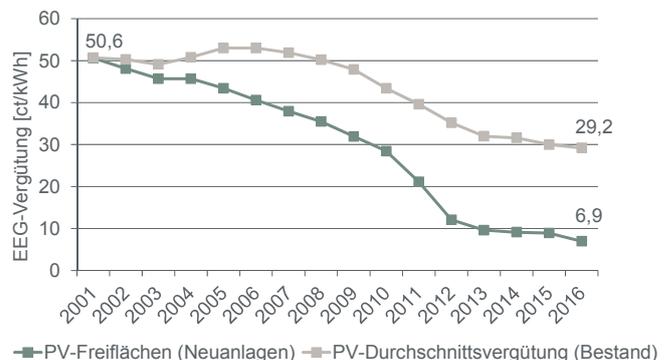


Anmerkung: Die Grafik zeigt Bandbreiten von Stromgestehungskosten von Neuanlagen in Deutschland<sup>1</sup> (Stand 2016). Diese unterscheiden sich bei EE-Anlagen vor allem durch die Standortgüte und bei konventionellen Anlagen durch die Annahmen zu den jährlichen Benutzungsstunden. Bei den konventionellen Anlagen besteht große Unsicherheit aufgrund der zukünftigen Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise.

Quellen: Fraunhofer ISE, ZSW, IE Leipzig, Fichtner, BNetzA

Insbesondere die Kostendegression bei der Photovoltaik hat in den letzten Jahren eine außerordentliche Lernkurve durchlaufen (Grafik 2). Bei PV-Freiflächenanlagen konnten die Erzeugungsgenerierungskosten um mehr als 80 % reduziert werden.

**Grafik 2: Entwicklung der Kostendegression für Photovoltaik am Beispiel der EEG-Einspeisevergütung**



Quellen: BMWi, BNetzA

Allerdings verdeutlicht die in der Grafik dargestellte Entwicklung der EEG-Durchschnittsvergütung für PV-Bestandsanlagen die Trägheit des EEG-Umlagesystems. Obwohl moderne PV-Freiflächenanlagen bereits für 7 ct/kWh und PV-Aufdach-Anlagen für 13 ct/kWh wirtschaftlich betrieben werden können, liegt die durchschnittliche EEG-Vergütung, für alle im Betrieb befindlichen PV-Anlagen, bei fast 30 ct/kWh. Diese Verzögerung im Umlagesystem kommt vor allem dadurch zu Stande, dass die Bestandsanlagen aus den Jahren des PV-Booms (2010–2012) deutlich höhere Vergütungen über einen Zeitraum von 20 Jahren erhalten.

**Box: Berechnung der EEG-Umlage**

Solange die Kosten (inkl. Kapitalkosten) für die jährliche Stromerzeugung aus EEG-Anlagen (Erzeugungskosten) höher sind, als die Erlöse, die durch den Verkauf des Stroms im Strommarkt erzielt werden können (Marktwert), ergeben sich so genannte Differenzkosten (=Erzeugungskosten-Marktwert). Diese Differenzkosten werden auf alle Stromverbraucher umgelegt, die nicht von der EEG-Umlage befreit sind und zwar entsprechend der Höhe des jeweiligen Verbrauchs (nicht-privilegierter Letztverbrauch). Die Berechnung der EEG-Umlage kann vereinfacht mit folgender Formel dargestellt werden:

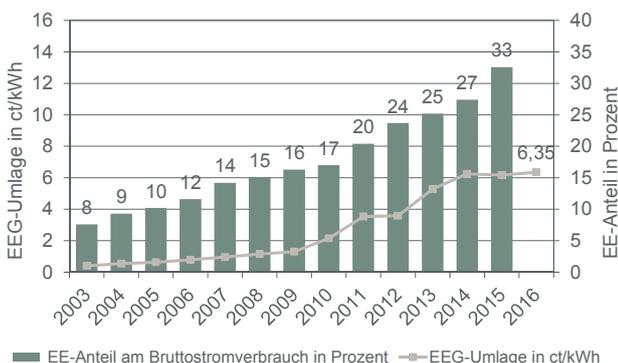
$$EEG \text{ Umlage } \left[ \frac{ct}{kWh} \right] = \frac{(Erzeugungskosten - \text{Marktwert})}{\text{nicht privilegierter Letztverbrauch}}$$

Die Darstellung bezieht sich auf die so genannte EEG-Kernumlage. In der Praxis werden die Differenzkosten von den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) jeweils ein Jahr im Voraus prognostiziert. Prognoseabweichungen werden im Folgejahr mit dem EEG-Konto und der Liquiditätsreserve verrechnet.

**Trendwende bei den EEG-Differenzkosten**

Während in der Vergangenheit die Triebfeder für den Anstieg der EEG-Umlage vor allem im stetigen Zubau neuer, hoch vergüteter EE-Anlagen zu finden war (Grafik 3), wird dieser Einflussfaktor mit zunehmender Wettbewerbsfähigkeit neuer Anlagen an Relevanz verlieren. Vor allem dann, wenn sich der weitere EE-Zubau, wie in der aktuellen EEG-Novelle vorgesehen, auf die kostengünstigen Technologien konzentriert.

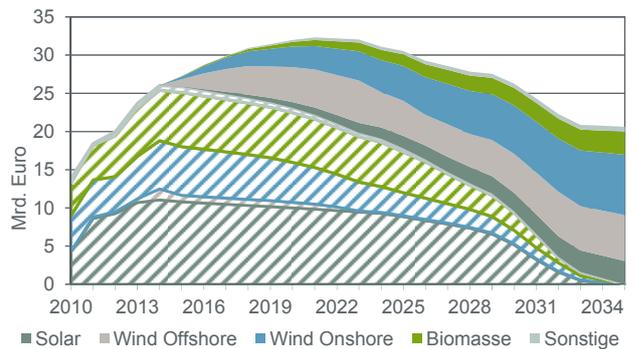
**Grafik 3: Entwicklung des EE-Anteils am Stromverbrauch und der EEG-Umlage**



Quellen: BMWi, AGEE-Stat, ÜNB

In Grafik 4 wird ein Szenario<sup>2</sup> über die jährlichen Einnahmen der EEG-Anlagenbetreiber gemäß dem im EEG 2017 verankerten Ausbaupfad dargestellt. Die beschriebene Größe entspricht den Stromerzeugungskosten aus EE im jeweiligen Jahr. Die Abbildung verdeutlicht, dass der Kostenblock aus Bestandsanlagen und Neuanlagen noch bis in die 20er-Jahre hinein für steigende Erzeugungskosten sorgen wird. Erst Mitte der 20er-Jahre machen sich die kostengünstigen neuen Technologien bemerkbar und die jährlichen Erzeugungskosten sinken trotz des jährlichen Zuwachses an erneuerbarer Stromerzeugung.

**Grafik 4: Jährliche Einnahmen der EEG-Anlagenbetreiber (Vermarktungserlöse+Marktpremie)**

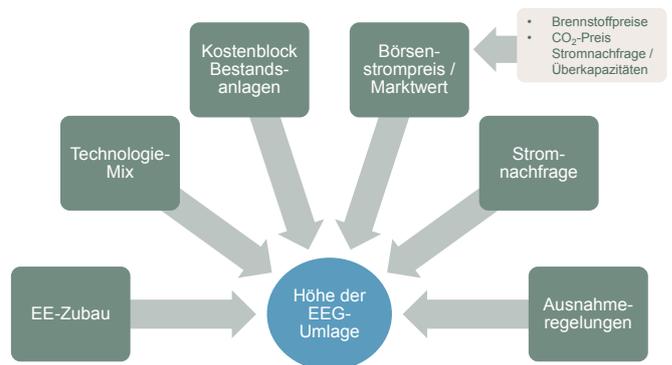


Anmerkung: Bestand (gestrichelt), Zubau (weiß)

Quellen: Agora Energiewende, Öko-Institut

Diese Umkehr in der Erzeugungskostenentwicklung bedeutet jedoch nicht zwangsläufig, dass sich auch eine Trendwende in der Entwicklung der EEG-Umlage abzeichnet. Vielmehr gibt es neben dem Kostenblock der Bestandsanlagen und dem Technologiemix noch weitere Ursachen, die die Höhe der EEG-Umlage beeinflussen (Grafik 5).

**Grafik 5: Wichtige Einflüsse auf die EEG-Umlage**



Quelle: KfW

**Sinkender Börsenstrompreis erhöht die EEG-Umlage**

Ein wichtiger Faktor, der in den letzten Jahren starken Einfluss auf die Höhe der EEG-Umlage genommen hat ist der Börsenstrompreis. Da sich die Höhe der Förderung einer EEG-Anlage danach bemisst, welche Erlöse der Anlagenbetreiber für die Vermarktung des Stroms über den Börsenhandel erzielt, ist die Förderung (Marktpremie<sup>3</sup>) dann besonders

hoch, wenn der Börsenstrompreis niedrig ist. Damit steigen die jährlichen Differenzkosten des EEG an, wenn niedrige Brennstoffpreise, niedrige Preise für Emissionszertifikate oder Überkapazitäten im europäischen Kraftwerkspark den Strompreis dämpfen. Dies gilt sogar dann, wenn kein weiterer EE-Zubau mehr erfolgen würde.

## Sinkender Stromverbrauch, Eigenversorgung und Ausnahmeregelungen erhöhen die EEG-Umlage

Da die EEG-Differenzkosten verursachungsgerecht auf den Stromverbrauch in Deutschland umgelegt werden, steigt die EEG-Umlage perspektivisch dann an, wenn aufgrund von Energieeffizienzbemühungen der Stromverbrauch in Deutschland zukünftig sinkt. Darüber hinaus ist in der „Besonderen Ausgleichsregelung“ (BesAR) des EEG festgelegt, dass stromkostenintensive Unternehmen unter bestimmten Voraussetzungen von großen Teilen der EEG-Umlage befreit sind. Diese Befreiungen haben zur Folge, dass der nicht-privilegierte Letztverbrauch an Strom, also der Stromverbrauch in Deutschland, auf den die EEG-Differenzkosten letztendlich umgelegt werden, weiter reduziert wird und damit die EEG-Umlage für alle nicht-privilegierten Verbraucher weiter steigt.

Einen ähnlichen Effekt hat die Befreiung von Eigenversorgungsanlagen. Unter bestimmten, im EEG geregelten Voraussetzungen sind Verbraucher, die ihren Strom selbst erzeugen, von der EEG-Umlage ausgenommen oder müssen nur eine reduzierte Abgabe entrichten. Dies gilt sowohl für konventionelle (z. B. im Gewerbe) als auch für erneuerbare Eigenversorgung. Insbesondere für die erneuerbare Eigenversorgung (z. B. Haushalte mit einer PV-Anlage) ist die Auswirkung auf die Höhe der EEG-Umlage für die nicht-privilegierten Letztverbraucher nicht eindeutig. Einerseits sinkt zwar der Stromverbrauch, auf den die EEG-Differenzkosten umgelegt werden, aber andererseits erfolgt ein EE-Ausbau außerhalb des EEG, welcher sich nicht in den EEG-Differenzkosten niederschlägt.

## Alternativen zur Bewertung der Kosten des EE-Ausbaus

Es wird also deutlich, dass zahlreiche Einflussfaktoren die Höhe der EEG-Umlage bestimmen, obwohl sie nicht mit den tatsächlichen Kosten des EE-Ausbaus in Verbindung stehen. Auch wenn die EEG-Umlage als sehr prominente Kennzahl auf jeder Endkundenstromrechnung ausgewiesen wird und damit einen hohen Bekanntheitsgrad besitzt, sollte sie nicht als alleinige Kennzahl zur Beurteilung der Kosten des EE-Ausbaus oder sogar der Energiewende eingesetzt werden.

Es stellt sich allerdings die Frage, welche Größe stattdessen geeignet wäre, die Kosten des EE-Ausbaus angemessen zu bewerten. Aus der öffentlichen Diskussion zum Thema wurden folgende alternative Vorschläge für einen verbesserten Kostenindikator aufgegriffen:

- Aufspaltung EEG-Umlage in Bestand und Neubau
- EEG-Umlage+Börsenstrompreis

- Stromgestehungskosten von Erneuerbaren Energien und konventionellen Kraftwerken
- Kostenvergleich eines EE-Systems mit einem konventionellen Kontraktum

## Aufspaltung der EEG-Umlage in Bestand und Neubau

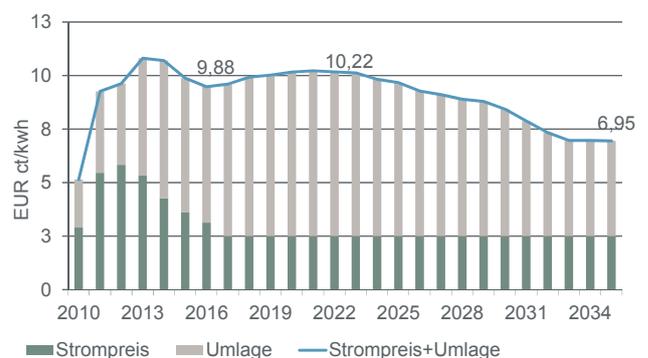
Um den Trägheitseffekt des EEG-Umlagesystems zu adressieren, bestünde eine Möglichkeit darin, die EEG-Umlage in einen Bestandsanlageanteil und in einen Neuanlageanteil aufzuspalten und separat auszuweisen. Bei einer EEG-Umlage für Neuanlagen würde sich die Kostendegression im weiteren EE-Zubau unmittelbar in der Höhe der Umlage widerspiegeln. Allerdings ist bei dieser Methode die Festlegung des Zeitpunktes, ab dem eine Anlage als Neuanlage gilt, willkürlich. Im Lauf der Zeit ergibt sich auch bei der EEG-Umlage für Neuanlagen eine beachtliche Zahl an Bestandsanlagen, die die Wirkung weiterer Kostendegression verzögert. Weiterhin bleibt der starke Einfluss des Börsenstrompreises auf die EEG-Umlage bestehen.

## Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage

Hier setzt jedoch eine weitere Möglichkeit an, die EEG-Umlage als Kostenindikator für den EE-Ausbau zu verbessern, indem die EEG-Umlage und der durchschnittliche Börsenstrompreis gemeinsam betrachtet werden. Beides sind Bestandteile des Endkundenstrompreises und müssen vom nicht-privilegierten Verbraucher getragen werden.

Grafik 6 und 7 zeigen jeweils für den aktuellen EEG-Ausbau die Entwicklung der Summe aus EEG-Umlage und Börsenstrompreis in unterschiedlichen Börsenstrompreisszenarien. Es wird deutlich, dass bei steigendem Börsenstrompreis zwar die EEG-Umlage deutlich stärker sinkt, aber die Summe aus beiden Komponenten den Endverbraucher stärker belastet als im stagnierenden Börsenstrompreisszenario.

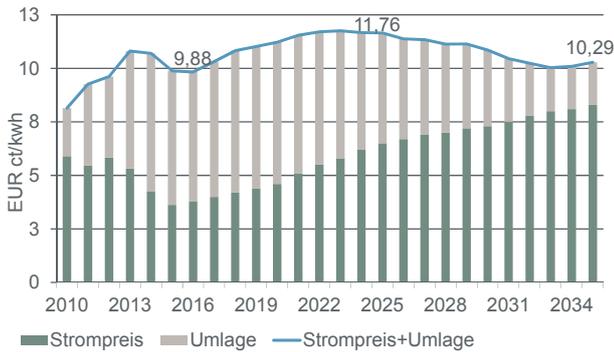
**Grafik 6: Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage (stagnierendes Strompreisszenario)**



Quellen: Agora Energiewende, Öko-Institut

Eine solche gekoppelte Darstellung ist relativ leicht umzusetzen und verbessert die Aussagekraft der Kennzahl zur Bewertung der Kosten der Erneuerbaren Energien. Allerdings werden die Einflüsse der Ausnahmeregelungen und die Problematik der Verzögerung durch Bestandsanlagen nicht adressiert.

**Grafik 7: Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage (steigendes Strompreisszenario)**



Quellen: Agora Energiewende, Öko-Institut

**Vergleich durchschnittlicher Stromgestehungskosten**

Eine Betrachtung losgelöst von der EEG-Umlage bietet der Vergleich der jeweils aktuellen durchschnittlichen Stromgestehungskosten von erneuerbaren und konventionellen Stromerzeugungstechnologien. Diese Methode bezieht sich nur auf Neuanlagen, ist unabhängig vom aktuellen Börsenstrompreis und wird nicht durch Ausnahmeregelungen beeinflusst. Allerdings besteht hierbei eine große Herausforderung darin, dass aufgrund von Annahmen zu zukünftigen Betriebsstunden, Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen, die durchschnittlichen Stromgestehungskosten von konventionellen Kraftwerken zum Teil erheblich schwanken können.

**Kostenvergleich mit Szenarioanalyse**

Die umfassendste und genaueste Bewertung der (Mehr-)kosten der Erneuerbaren Energien ermöglicht der Vergleich zwischen einem Szenario gemäß aktuellem EE-Ausbaupfad und einem kontrafaktischem Szenario z. B. auf Basis einer überwiegend fossilen Stromversorgung. In einer solchen Szenarioanalyse fließen neben den Technologiekosten auch Kosten für die Systemintegration Erneuerbarer Energien und Kosten für die externen Effekte fossiler Stromerzeugung in die Berechnung mit ein.

Ein solches Verfahren ist allerdings sehr aufwändig und erfordert zahlreiche Annahmen über zukünftige Preis- und Technologieentwicklungen, die aus heutiger Perspektive nur vage abgeschätzt werden können. Darüber hinaus gibt es keine allgemein anerkannten Methoden zur Bewertung externer Kosten fossiler Stromerzeugung und für die Systemintegrationskosten Erneuerbarer Energien. Ein weiterer Nachteil besteht darin, dass im Ergebnis die Mehrkosten des einen oder anderen Stromversorgungssystems in einer großen absoluten Zahl gemessen werden. Ohne Vergleichsmaßstab erscheint so eine Kennzahl für die öffentliche Debatte um die Kosten der Erneuerbaren Energien ungeeignet.

**Fazit**

Es konnte im Beitrag gezeigt werden, welchen zahlreichen Einflüssen die EEG-Umlage unterliegt und warum diese nur bedingt als Kostenindikator für die Erneuerbaren Energien geeignet ist. Insbesondere der Trägheitseffekt, der durch die Kosten der Bestandsanlagen hervorgerufen wird, die Abhängigkeit vom Börsenstrompreis und die Ausnahmeregelungen führen zu einem verzerrten Bild der tatsächlichen Mehrkosten eines auf Erneuerbaren Energien beruhenden Stromversorgungssystems.

Am genauesten könnten diese Mehrkosten in einem Szenarienvergleich untersucht werden. Allerdings sind hierfür zahlreiche Annahmen erforderlich, die das Ergebnis nicht eindeutig machen. In der Folge ist die Öffentlichkeitswirksamkeit einer solchen komplexen Analyse beschränkt.

Als vereinfachende Alternative bietet sich die Betrachtung der jeweils aktuellen durchschnittlichen Stromgestehungskosten der erneuerbaren im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugungstechnologien einerseits oder die gemeinsame Betrachtung von EEG-Umlage und Börsenstrompreis andererseits an. Beide Verfahren bringen ebenfalls Nachteile mit sich, stellen aber eine deutliche Verbesserung gegenüber der reinen EEG-Umlage als Kostenindikator für den EE-Ausbau dar. ■

<sup>1</sup> Die Stromgestehungskosten an der unteren Grenze für Windenergie auf See sind angelehnt an die Ausschreibungsergebnisse für einen niederländischen Offshore-Windpark in der Nordsee. In diesem Projekt sind die Standortbedingungen vergleichbar mit denen in der deutschen AWZ. Abhängig von den Unterschieden im Ausschreibungsdesign (z. B. Umfang der Beteiligung an den Netzanschlusskosten) könnten auch in Deutschland ähnliche Stromgestehungskosten erreicht werden.

<sup>2</sup> Szenario gemäß der Studie „Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035 – Wie der Erneuerbaren-Ausbau entlang der langfristigen Ziele der Energiewende wirkt“, Öko-Institut im Auftrag von Agora Energiewende, 2015. Der EE-Ausbaupfad wurde an die aktuellen Regelungen des EEG 2017 angepasst.

<sup>3</sup> Der überwiegende Teil der erneuerbaren Stromerzeugung fällt unter die verpflichtende Direktvermarktung und erhält einen Vergütungsanspruch auf Marktprämie nach § 20 EEG 2017. Mit der Marktprämie wird für den Anlagenbetreiber die Differenz zwischen den Erlösen aus der Vermarktung des Stroms über die Börse und den Erzeugungskosten (inkl. Kapitalkosten) ausgeglichen. Neben der verpflichtenden Direktvermarktung mit Marktprämie gibt es für Kleinanlagen eine Einspeisevergütung (§21 EEG 2017), die die gesamten Erzeugungskosten abdeckt.