

Ökonomische Bewertung des Marktentwicklungsmodells

Endbericht, August 2018

www.ewi.research-scenarios.de

ewi Energy Research & Scenarios gGmbH

**Alte Wagenfabrik
Vogelsanger Straße 321a
50827 Köln**

Tel.: +49 (0)221 277 29-100

Fax: +49 (0)221 277 29-400

www.ewi.research-scenarios.de

ewi Energy Research & Scenarios ist eine gemeinnützige GmbH, die sich der anwendungsnahen Forschung in der Energieökonomik widmet und Beratungsprojekte für Wirtschaft, Politik und Gesellschaft durchführt. Der wissenschaftliche Betrieb wird finanziert durch Einnahmen aus Forschungsprojekten, Analysen und Gutachten für öffentliche und privatwirtschaftliche Auftraggeber sowie Zuwendungen einer gemeinnützigen Förderergesellschaft, die gegenwärtig mehr als vierzig Mitglieder zählt - u.a. Energieversorger, Industrieunternehmen, Banken, Beratungsfirmen und Verbände. Eine Einflussnahme auf die wissenschaftliche Arbeit oder die Beratungstätigkeit von ewi ER&S durch die Förderergesellschaft ist ausgeschlossen.

AUTOREN

Martin Hintermayer

Amelie Sitzmann

Dr. Christian Tode

AUFTRAGGEBER

ARGE Netz GmbH & Co. KG

EXECUTIVE SUMMARY

Im aktuellen gesetzlichen Rahmen beziehen Letztverbraucher in Deutschland auf Basis jährlicher Bilanzierung einen durchschnittlichen Anteil an EEG-gefördertem Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Strom). Dieser Anteil kann durch den Kauf von Herkunftsnachweisen bilanziell erhöht werden. Das derzeitige Bilanzierungssystem gibt jedoch keine Auskunft über die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch von EE-Strom.

Zur Erweiterung der bestehenden Vermarktungsmöglichkeiten von EE-Strom schlagen der Bundesverband Windenergie (BWE) und ARGE Netz das Marktentwicklungsmodell¹ vor. Dieser Gesetzesänderungsvorschlag soll innerhalb des EEG die direkte Vermarktung von EE-Strom vom EE-Anlagenbetreiber an den Letztverbraucher ermöglichen und außerdem die nachweisliche Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch (Verwertbarkeit) sicherstellen.

Der BWE hat das Institut IKEM zum Thema „Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich“ mit einer rechtswissenschaftlichen Studie und einem Kurzgutachten zur Vereinbarkeit der Vorschläge mit dem Europarecht beauftragt. Darauf aufbauend hat die Erneuerbaren-Unternehmensgruppe ARGE Netz als wirtschaftlicher Akteur die vorliegende ökonomische Bewertung des Marktentwicklungsmodells in Auftrag gegeben.

Die vorliegende Studie liefert eine ökonomische Analyse des Marktentwicklungsmodells und untersucht die Auswirkungen einer Einführung des Marktentwicklungsmodells auf verschiedene Akteursgruppen: EE-Anlagenbetreiber, Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell, übrige Letztverbraucher und das Gesamtsystem. Die Studie kommt zu folgenden zentralen Ergebnissen:

- Das Marktentwicklungsmodell bietet den EE-Anlagenbetreibern eine Möglichkeit die Verwertbarkeit von EE-Strom zu vermarkten und damit eine Möglichkeit zur Produktdifferenzierung. Für Letztverbraucher schafft das Marktentwicklungsmodell eine Möglichkeit ihre Präferenz für verwertbaren EE-Strom zum Ausdruck zu bringen und diesen zu beziehen. Diese Präferenz spiegelt sich gemäß der Theorie der Produktdifferenzierung in einer Zahlungsbereitschaft der Letztverbraucher für verwertbaren EE-Strom wider. Diese Zahlungsbereitschaft ermöglicht es den EE-Anlagen ihren verwertbaren EE-Strom besser zu vermarkten.

¹ Die Darstellung des Marktentwicklungsmodells basiert auf der Studie „Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich“ vom Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität“ (IKEM 2017). Abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/direkte-vermarktung-von-windstrom-und-anderem-erneuerbaren-strom-im-b2b-bereich/20180417_ikem_studie_marktentwicklungsmodell_und_kurzgutachten_vereinbarkeit.pdf.

- Das Marktentwicklungsmodell erhält den EEG-Förderanspruch der EE-Anlage und verrechnet diesen mit der EEG-Umlagepflicht des Letztverbrauchers. Das EEG-Konto wird dadurch kostenseitig nicht zusätzlich belastet; es kann sogar zu Entlastungen kommen. Da außerdem der Börsenpreis in den meisten Fällen vom Marktentwicklungsmodell nicht beeinflusst wird, werden die übrigen Letztverbraucher monetär mindestens gleichgestellt.
- Die Mengenbilanzierung des EE-Stroms im EEG-Konto verändert sich durch das Marktentwicklungsmodell. Den übrigen Letztverbrauchern wird bei gleichbleibender EEG-Umlage weniger EEG-geförderter Strom ausgewiesen. Ob aus dem EEG ein Anspruch auf diese bilanzielle Zuweisung folgt, ist nicht eindeutig geklärt.
- Die Gruppe potentieller Teilnehmer am Marktentwicklungsmodell sollte nicht gesetzlich auf Unternehmen eingeschränkt werden.
- Durch den bilateralen Vertrag hat der Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell einen Anreiz seinen Verbrauch auf das Erzeugungsprofil der EE-Anlage abzustimmen. Die erhöhte Sichtbarkeit der volatilen EE-Erzeugung setzt Anreize, um in Flexibilitätsoptionen zu investieren.
- Die Netzdienlichkeit des Marktentwicklungsmodells kann nicht eindeutig beurteilt werden. Wenn EE-Anlage und Letztverbraucher durch einen Engpass getrennt sind, können Netzengpässe verstärkt werden und zusätzliche Kosten durch Netzengpassmanagement entstehen. Wenn Erzeugung und Verbrauch in räumlicher Nähe zueinander stehen, können die Netze durch das Marktentwicklungsmodell entlastet werden, da der Letztverbraucher durch den bilateralen Vertrag einen Anreiz hat, seinen Verbrauch an das Erzeugungsprofil der EE-Anlage anzupassen.

INHALTSVERZEICHNIS

Executive summary.....	V
Abbildungsverzeichnis	VIII
Tabellenverzeichnis	VIII
1 Einleitung und Hintergrund	1
2 Vermarktungsmöglichkeiten im aktuellen EEG 2017.....	3
3 Neuer Vermarktungsvorschlag von ARGE Netz: Das Marktentwicklungsmodell	9
3.1 Ausgestaltung des Marktentwicklungsmodells	10
3.2 Beispielhafte Berechnung der Zahlungsströme	12
4 Bewertung des Marktentwicklungsmodells aus Perspektive verschiedener Akteure	14
4.1 Perspektive der EE-Anlagen.....	14
4.2 Perspektive der Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell	18
4.3 Perspektive der übrigen Letztverbraucher	20
4.4 Perspektive des Gesamtsystems.....	23
5 Fazit	25
Anhang	I

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der EEG-Umlage und der durchschnittlichen Förderzahlung	6
Abbildung 2: Schematische Darstellung der Zahlungsströme gemäß Direktvermarktung mit Marktprämie	12
Abbildung 3: Schematische Darstellung der Zahlungsströme gemäß Marktentwicklungsmodell	13
Abbildung 4: Darstellung kurzfristiger Wechselanreize abhängig von Börsenpreis und Vertragspreis im Marktentwicklungsmodell	17

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Vereinfachte Darstellung der Berechnung der EEG-Umlage.....	7
Tabelle 2: Zahlungsströme für verschiedene Anlagentypen und Vermarktungsformen.....	I
Tabelle 3: Mengenzu- und abflüsse des EEG bei Einführung des Marktentwicklungsmodells	V

1 EINLEITUNG UND HINTERGRUND

Das erklärte Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist es, „insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen [...].“ (§ 1 Abs. 1 EEG).² Dazu definiert das Gesetz Ausbauziele für erneuerbare Energien³ (EE) und sichert den Betreibern von EE-Anlagen Förderzahlungen zu, um so Investitionen in EE-Anlagen finanziell anzureizen.

Die Übertragungsnetzbetreiber bilanzieren die aggregierten Kosten aller EEG-Förderzahlungen im EEG-Konto und legen diese jährlich pro verbrauchter Einheit elektrischer Energie (Strom in kWh) auf die Letztverbraucher bzw. deren Energieversorgungsunternehmen um.⁴ Die über das EEG geförderte Menge EE-Strom wird den Letztverbrauchern am Ende eines Kalenderjahres mengenmäßig im Verhältnis zur gezahlten EEG-Umlage ausgewiesen. Das derzeitige Bilanzierungssystem weist somit den Anteil EEG-geförderten EE-Stroms am deutschen Gesamtstromverbrauch aus. Eine Erhöhung dieses Anteils ist für Letztverbraucher durch zusätzlichen Bezug sogenannter Herkunftsnachweise von nicht-geförderten EE-Anlagen ebenfalls auf Basis jährlicher Bilanzierung möglich.

Der Betreiber einer EEG-geförderten Anlage hat einen Anspruch auf Zahlung der Förderung je Kilowattstunde erneuerbar erzeugter elektrischer Energie (EE-Strom) und richtet diesen an den jeweils zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Im derzeitigen EEG bestehen verschiedene Vermarktungs- bzw. Fördervarianten für EE-Strom mit EEG-Förderanspruch. Diese unterscheiden sich in Art und Umfang, es gilt jedoch der Grundsatz, dass der in einer EE-Anlage mit EEG-Förderanspruch produzierte EE-Strom in die Bilanzierung des EEG-Kontos einfließt und nicht einem einzelnen Letztverbraucher als EE-Strom vermarktet werden kann.

In der Diskussion zur Erweiterung der Vermarktungsmöglichkeiten von EE-Strom schlägt ARGE Netz das Marktentwicklungsmodell⁵ (MEM) vor. Das Marktentwicklungsmodell soll die direkte Vermarktung von EE-Strom vom EE-Anlagenbetreiber an den Letztverbraucher unter Erhaltung des EEG-Förderanspruchs sowie der Eigenschaft der erneuerbaren Erzeugung ermöglichen.

Gegenstand dieser Studie ist eine ökonomische Analyse der Auswirkungen des Marktentwicklungsmodells für verschiedene Marktteilnehmer und das Gesamtsystem. Kapitel 2

² Sofern nicht anders genannt, beziehen sich die folgenden Ausführungen auf die Fassung des EEG vom 01. August 2017.

³ Bezeichnet Strom aus erneuerbaren Energien gemäß § 3 Satz 21 EEG.

⁴ Grundsätzlich muss die EEG-Umlage (ct/kWh) für jede verbrauchte Kilowattstunde Strom eines Letztverbrauchers gezahlt werden. Abweichend davon sieht das EEG unter bestimmten Voraussetzungen wie beispielsweise für energieintensive Industrieunternehmen oder den für Eigenverbrauch erzeugten Strom eine Reduktion der EEG-Umlage vor. Die Ausnahmeregelungen sind nicht Gegenstand dieser Studie.

⁵ Die Darstellung des Marktentwicklungsmodells basiert auf der Studie „Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich“ vom Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität“ (IKEM 2017). Abrufbar unter: https://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/direkte-vermarktung-von-windstrom-und-anderem-erneuerbaren-strom-im-b2b-bereich/20180417_ikem_studie_marktentwicklungsmodell_und_kurzgutachten_vereinbarkeit.pdf.

gibt einen Überblick zum aktuellen Stand des EEG. In Kapitel 3 wird die Funktionsweise des Marktentwicklungsmodells vorgestellt. Anhand eines Beispiels werden die Zahlungsströme zwischen den Vertragspartnern aufgezeigt und mit der Vermarktung gemäß aktuellem EEG verglichen. Darauf aufbauend werden in Kapitel 4 die Effekte des Marktentwicklungsmodells aus der Perspektive unterschiedlicher Marktakteure im Vergleich zum Status quo betrachtet. Relevante Akteure sind in diesem Zusammenhang EE-Anlagenbetreiber, Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell und übrige Letztverbraucher. Zudem wird das Marktentwicklungsmodell aus Perspektive des Gesamtsystems betrachtet.

Exkurs: Das Produkt Strom

Strom als handelsbares Gut hat verschiedene Eigenschaften, die es von klassischen Gütern unterscheidet. Dazu gehören die Leitungsgebundenheit, d.h. der notwendige Transport über ein Stromnetz, sowie der kontinuierliche Ausgleich von Angebot und Nachfrage zur Sicherung der Netzstabilität. Eine weitere wesentliche Eigenschaft des Produkts Strom ist seine gleichbleibende Qualität⁶, die unabhängig von der Art und Weise der Erzeugung ist. Dieses Prinzip der Homogenität führt dazu, dass Strom ab dem Zeitpunkt der Netzeinspeisung physikalisch nicht mehr bezüglich seiner Herkunft differenziert werden kann. Somit kann bei einem einzelnen Letztverbraucher auch nicht überprüft werden, ob der physikalisch entnommene Strom erneuerbar oder konventionell erzeugt wurde; man spricht daher häufig von sogenanntem Graustrom.

⁶ Hierbei ist die Qualität im Sinne der elektrischen Energie gemeint und lässt Aspekte wie Spannungsqualität außen vor.

2 VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN IM AKTUELLEN EEG 2017

Das EEG räumt einem EE-Anlagenbetreiber verschiedene Möglichkeiten zur Vermarktung des produzierten EE-Stroms ein. Diese sind abhängig davon, welche Art des Zahlungsanspruchs nach § 19 EEG der EE-Anlagenbetreiber wählt bzw. per Gesetz wählen darf. Gemäß § 19 EEG werden drei Möglichkeiten des Zahlungsanspruchs unterschieden:

- 1.) Einspeisevergütung (§ 21 Abs. 1, 2 EEG),
- 2.) Marktprämie (§ 20 EEG) sowie
- 3.) Mieterstromzuschlag (§ 21 Abs. 3 EEG).

In Verbindung mit der Marktprämie nach § 20 EEG wurde in der aktuellen Gesetzesfassung zusätzlich die Möglichkeit der regionalen Grünstromvermarktung (§ 79a EEG) hinzugefügt.⁷

Der Förderanspruch einer Anlage besteht für eine Dauer von 20 Jahren (§ 25 EEG). In diesem Zeitraum erhält der EE-Anlagenbetreiber eine Zahlung je erzeugter Kilowattstunde EE-Strom. Welche Art der Förderzahlung ein EE-Anlagenbetreiber erhält bzw. zwischen welchen oben beschriebenen Varianten er wählen darf, ist unter anderem abhängig von der Art der Technologie, der Größe der Anlage sowie dem Jahr der Inbetriebnahme.

Zudem besteht für EE-Anlagenbetreiber in der sonstigen Direktvermarktung (§ 21a EEG) die Möglichkeit den erzeugten EE-Strom ohne Inanspruchnahme einer Zahlung nach § 19 EEG zu vermarkten. Der Anlagenbetreiber (oder ein Vertragspartner) veräußert den erzeugten Strom der EE-Anlage an der Börse. Die sonstige Direktvermarktung gleicht somit der Vermarktung von Strom aus EE-Anlagen ohne Förderanspruch, z.B. Altanlagen, deren Förderzeitraum bereits abgelaufen ist.

Einspeisevergütung

Die Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1, 2 EEG ist eine administrativ bestimmte, fixe Vergütung, die für jede erzeugte Kilowattstunde EE-Strom ausgezahlt wird. Den Förderanspruch können EE-Anlagenbetreiber gegenüber dem jeweiligen Netzbetreiber geltend machen. Der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber wiederum ist dazu verpflichtet den EE-Strom an der Börse zu vermarkten und diese Einnahmen dem EEG-Konto zuzuführen. Die Höhe der Vergütung unterscheidet sich für einzelne Energiequellen sowie innerhalb der Technologiegruppen und kann nominal degressiv ausgestaltete Absenkungen des Fördersatzes beinhalten.

⁷ Der Mieterstromzuschlag sowie die regionale Grünstromvermarktung werden im Folgenden aufgrund ihrer Sonderstellung nicht weiter betrachtet.

Im EEG 2001 wurden zunächst alle EE-Technologien über fixe Einspeisevergütungen gefördert. In den vergangenen Jahren wurden jedoch sowohl die Höhe der Einspeisevergütungen kontinuierlich reduziert, um Kostensenkungen der Technologien widerzuspiegeln, als auch die Kriterien zur Inanspruchnahme der fixen Einspeisevergütung angepasst. Mit Fassung des EEG 2017 besteht die Wahlmöglichkeit auf Zahlung der fixen Einspeisevergütung nur noch für Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW.

Die fixe Einspeisevergütung stellt eine vergleichsweise einfache Förderungsmöglichkeit dar. Im Zusammenspiel mit dem gesetzlich definierten Einspeisevorrang für EE-Strom wird das Vermarktungsrisiko der volatilen EE-Erzeugung vollständig zugunsten der EE-Anlage auf den Übertragungsnetzbetreiber übertragen.

Direktvermarktung mit Marktprämie

Die Direktvermarktung mit Marktprämie wurde mit der Novelle des EEG in 2012 eingeführt, mit dem Ziel die Marktintegration erneuerbarer Energien zu verbessern. Die Direktvermarktung mit Marktprämie sieht vor, dass EE-Anlagenbetreiber ihren Strom eigenständig an der Strombörse vermarkten. Zusätzlich zu den Börsenerlösen erhalten EE-Anlagenbetreiber als Förderzahlung die sogenannte Marktprämie. Diese wird als Differenz zwischen dem zugrunde zu legenden Förderanspruch für die jeweilige Anlagentechnologie (anzulegender Wert) und dem technologiespezifischen monatlichen Durchschnittsbörsenerlös (Monatsmarktwert) ermittelt:

$$\text{Marktprämie} = \text{Anzulegender Wert} - \text{Monatsmarktwert}$$

Der Monatsmarktwert wird von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils für den vorangegangenen Monat basierend auf den an der EPEX-Spotbörse erzielten, nach technologiespezifischer Einspeisung gewichteten Durchschnittspreisen bestimmt und veröffentlicht.⁸ Der anzulegende Wert einer Anlage entspricht dem jeweiligen Förderanspruch der Anlagentechnologie aus dem EEG. Dieser entsprach zunächst den administrativ bestimmten Fördersätzen, mit Einführung des EEG 2017 wurde jedoch festgelegt, den anzulegenden Wert zukünftig in Form von Ausschreibungen zu ermitteln.

Auch in der Direktvermarktung mit Marktprämie trägt der Anlagenbetreiber nicht das volle Vermarktungsrisiko, weil durch die Marktprämie das Risiko niedriger Strompreise vom EEG-Konto übernommen wird. Ein Teil des Vermarktungsrisikos geht mit der Direktvermarktung jedoch auf den EE-Anlagenbetreiber über, da vom Übertragungsnetzbetreiber ein technologiespezifischer Monatsmarktwert und nicht der tatsächlich erzielte, individuelle Börsenerlös zugrunde gelegt wird. Ein EE-Anlagenbetreiber, der geringere Börsenerlöse erzielt als den Monatsmarktwert, ist somit im Vergleich zur Einspeisevergütung schlechter gestellt. Umgekehrt erzielt ein EE-

⁸ <https://www.netztransparenz.de/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Marktpraemie/Marktwerte>

Anlagenbetreiber, der seinen erzeugten Strom über dem Monatsmarktwert vermarkten kann, insgesamt höhere Erlöse als in der Einspeisevergütung.

Die Direktvermarktung mit Marktprämie verpflichtet EE-Anlagen am Börsenhandel teilzunehmen und stärkt damit die Marktintegration von erneuerbaren Energien. Während sie im EEG 2012 zunächst als optionale Vermarktungsmöglichkeit eingeführt wurde, besteht nach EEG 2014 für EE-Anlagen mit einer installierten Leistung größer 100 kW eine Verpflichtung zur Direktvermarktung mit Marktprämie. Im Jahr 2016 wurden entsprechend bereits 73 % des EEG-Stroms über die Direktvermarktung mit Marktprämie vermarktet.⁹

Sonstige Direktvermarktung

In der Vermarktungsform der sonstigen Direktvermarktung hat die EE-Anlage im Unterschied zu den vorangegangenen Vermarktungsmöglichkeiten keinen Anspruch auf eine Förderzahlung über das EEG. Der produzierte EE-Strom wird wie konventioneller Strom über die Strombörse oder sonstige Vermarktungsformen wie beispielsweise Over-the-Counter-Handel vermarktet und in das öffentliche Netz eingespeist. Da die EE-Anlage in der sonstigen Direktvermarktung keine zusätzliche Förderzahlung aus dem EEG erhält, trägt sie das vollständige Vermarktungsrisiko.

Mit der Einspeisung in das öffentliche Netz verliert der EE-Strom seine erneuerbare Eigenschaft, da Strom als homogenes Gut behandelt wird. Zur Kennzeichnung des EE-Stroms erhält der EE-Anlagenbetreiber für jede produzierte Einheit einen EU-weit handelbaren Herkunftsnachweis. Diese Herkunftsnachweise sind ausschließlich an die produzierte Menge gebunden, nicht an den Zeitpunkt der Erzeugung. Diese Zertifikate besitzen daher lediglich einen für die jährliche Bilanz des Stromverbrauchs verwendbaren Informationscharakter. Anwendung finden Herkunftsnachweise beispielsweise in vielen zurzeit angebotenen Ökostromtarifen von Energieversorgungsunternehmen. Der aktuelle Preis für den Herkunftsnachweis einer Einheit EE-Strom liegt bei ca. 0,06 ct/kWh.¹⁰

⁹ <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>

¹⁰ Vgl. Oslo Economics (2017), „Analysis of the trade in Guarantees of Origin“, S. 20 (abrufbar unter <https://www.energinorge.no/contentassets/ac0b5a4fc38b4111b9195a77737a461e/analysis-of-the-trade-in-gos.-oslo-economics.pdf>)

Aktuelle Entwicklungen des EEG

Der Anteil des EE-Stroms am deutschen Strommix ist seit Einführung des EEG kontinuierlich angestiegen: auf zuletzt 36,2 % des deutschen Bruttostromverbrauchs in 2017.¹¹ Gleichzeitig stieg allerdings auch die Bilanzsumme des EEG-Kontos und somit die EEG-Umlage kontinuierlich an: von 0,2 ct / kWh in 2000 auf 6,79 ct / kWh in 2018 (Abbildung 1). Die Bilanzsumme des EEG-Kontos wächst dabei zum einen durch den kontinuierlichen Zubau neuer EE-Anlagen und zum anderen durch den 20 Jahre gültigen Zahlungsanspruch von Bestandsanlagen. Diese erhalten nach wie vor eine hohe Förderzahlung, da in den Anfangsjahren hohe Einspeisetarife administrativ festgelegt wurden.

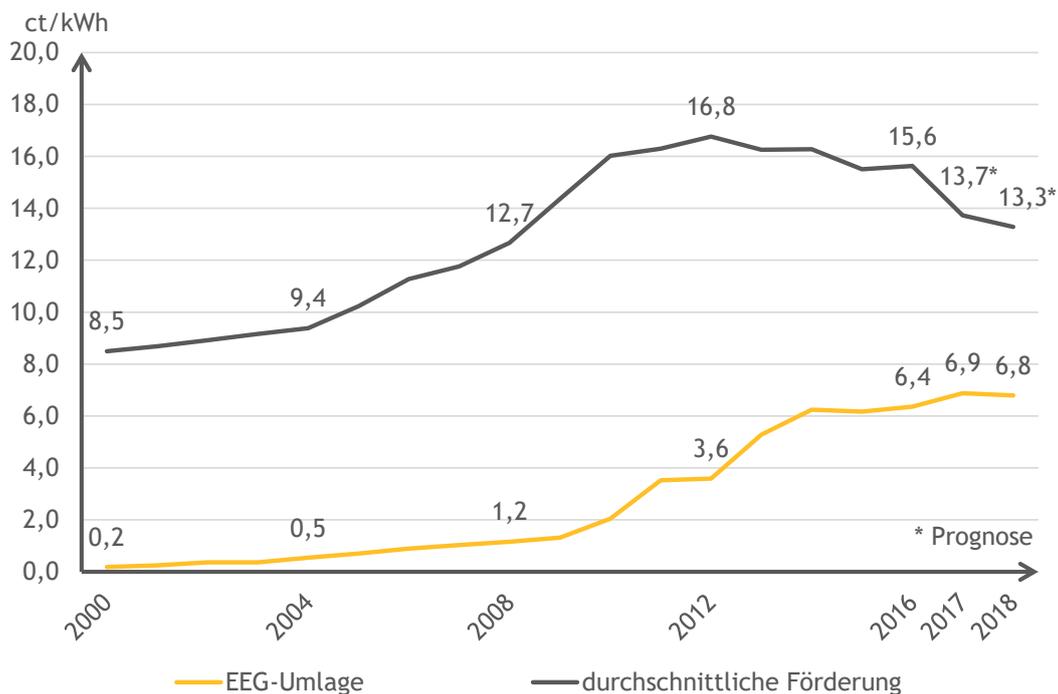


ABBILDUNG 1: ENTWICKLUNG DER EEG-UMLAGE UND DER DURCHSCHNITTLICHEN FÖRDERZAHLUNG

Quelle: www.netztransparenz.de

Abbildung 1 zeigt aber auch, dass sich seit 2012 der Trend einer sinkenden durchschnittlichen Förderzahlung abzeichnet. Dies lässt sich vor allem durch die gesunkenen Investitionskosten von EE-Anlagen erklären, deren Stromgestehungskosten sich im Zeitverlauf denen von konventionellen Erzeugungsanlagen angenähert haben. Das heißt, dass EE-Anlagen konkurrenzfähiger gegenüber konventionellen Technologien geworden sind und die zusätzlich notwendige Förderung dadurch reduziert werden konnte. Mit dem EEG 2017 wurde die EEG-Förderung für Wind- und PV-Anlagen außerdem auf ein Ausschreibungsverfahren umgestellt. In regelmäßig stattfindenden Auktionen wird sowohl der Zuschlag als auch die Höhe der Förderzahlung ermittelt. Dadurch entsteht Wettbewerb zwischen den EE-Anlagenbetreibern, der sicherstellt, dass insbesondere EE-Anlagen mit einer geringen Förderzahlung bezuschlagt werden.

¹¹ Vgl. Umweltbundesamt (2018) *Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2017.*

Exkurs: Das EEG-Konto und die EEG-Umlage - Status-Quo

Das EEG-Konto bilanziert die Einnahmen und Ausgaben aus dem EEG und wird von den vier deutschen Übertragungsnetzbetreibern verwaltet.¹² Die Ausgabenseite besteht im Wesentlichen aus den Förderzahlungen an EE-Anlagen, das heißt aus den Zahlungen in Form von Einspeisetarifen, Marktprämie und Mieterstromzuschlag. Auf der Einnahmenseite werden die Vermarktungserlöse der EE-Anlagen an der Strombörse verzeichnet, denn nach § 2 EEG¹³ sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet den mit Einspeisetarif vergüteten Strom am Spotmarkt der Strombörse (Day-Ahead und Intraday) zu vermarkten. Diese Einnahmen werden dem EEG-Konto gutgeschrieben.

Jährlich im September wird das EEG-Konto saldiert. Dazu wird die Differenz zwischen tatsächlichen Einnahmen und tatsächlichen Ausgaben zu diesem Zeitpunkt sowie die Differenz zwischen prognostizierten Einnahmen und prognostizierten Ausgaben für das folgende Kalenderjahr verrechnet (siehe Tabelle 1). Die als Saldo resultierende Deckungslücke wird auf den EEG-umlagepflichtigen Letztverbrauch umgelegt, woraus sich die Höhe der EEG-Umlage für das Folgejahr ergibt.

TABELLE 1: VEREINFACHTE DARSTELLUNG DER BERECHNUNG DER EEG-UMLAGE

	Posten des EEG-Kontos	Einheit
+	<i>Prognostizierte Ausgaben ÜNB aus Förderzahlungen an EE-Anlagen</i>	EUR
-	<i>Prognostizierte Einnahmen ÜNB durch Vermarktungserlöse Anlagen Einspeisetarif</i>	EUR
=	Deckungslücke EEG-Konto	EUR
-	<i>Saldo EEG-Konto Vorjahr</i>	EUR
=	EEG-Umlagebetrag	EUR
/	<i>EEG-umlagepflichtiger Letztverbrauch</i>	EUR
/	10	kWh/MWh * ct/EUR
=	EEG-Umlage	ct/kWh

Wird der Strom von einem Energieversorgungsunternehmen an den Letztverbraucher geliefert, so ist dieses im Regelfall nach § 60 Abs. 1 EEG gegenüber dem EEG-Konto umlagepflichtig. Das Energieversorgungsunternehmen erhebt die EEG-Umlage im Rahmen der Stromrechnung bei den belieferten Letztverbrauchern.

¹² Vgl. „Übersicht der aktuellen Einnahmen- und Ausgabenpositionen im Rahmen der Veröffentlichung des EEG-Kontos“ abrufbar unter https://www.netztransparenz.de/Portals/1/Content/Erneuerbare-Energien-Gesetz/EEG-Konten%20%C3%9Cbersicht/%C3%9Cbersicht%20Einnahme-%20und%20Ausgabepositionen_Stand-13_02_2017.pdf.

¹³ Verordnung zur Durchführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Windenergie-auf-See-Gesetzes (Erneuerbare Energien Verordnung - EEV)

Die tatsächlich produzierten Strommengen aus EEG-geförderten Anlagen werden den Letztverbrauchern bilanziell ausgewiesen. Im Rahmen der Stromkennzeichnung des Letztverbrauchers wird die entsprechende anteilige Menge des EEG-geförderten Stroms am Gesamtverbrauch des umlagepflichtigen Letztverbrauchs in der Kategorie „erneuerbare Energien, gefördert nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz“ ausgewiesen. Die Bestimmung des Anteils wird in § 78 EEG geregelt und orientiert sich an der in Summe vom Letztverbraucher bzw. dem zuständigen Energieversorgungsunternehmen gezahlten EEG-Umlage im Verhältnis zur Gesamtmenge des verbrauchten Stroms des Letztverbrauchers bzw. des Energieversorgungsunternehmens. Bei der Stromkennzeichnung handelt es sich demnach lediglich um eine bilanzielle Verrechnung der vom EEG geförderten Strommengen. Ausgewiesen wird der Anteil des Stroms aus EEG-geförderten Anlagen, der in Relation zum EEG-umlagepflichtigen Letztverbrauch steht. Hierfür ist es unerheblich welchen Anteil EE-Strom der Letztverbraucher bzw. das Energieversorgungsunternehmen tatsächlich bezogen bzw. verbraucht hat. Der ausgewiesene Anteil EEG-geförderten EE-Stroms unterscheidet sich daher je nach Letztverbraucherstruktur des Energieversorgungsunternehmens, obwohl die nicht-privilegierten Letztverbraucher jeweils die gleiche EEG-Umlage entrichten. Das EEG ist daher ein zweiseitiges System bestehend aus einer Kosten- und einer Mengenbilanz.

3 NEUER VERMARKTUNGSVORSCHLAG VON ARGE NETZ: DAS MARKTENTWICKLUNGSMODELL

Im aktuellen gesetzlichen Rahmen beziehen Letztverbraucher in Deutschland einen durchschnittlichen Strommix aus konventionell und erneuerbar erzeugtem Strom. Den Letztverbrauchern wird auf Basis jährlicher Bilanzierung ein durchschnittlicher Anteil an EEG-gefördertem EE-Strom ausgewiesen (siehe Exkurs zum EEG-Konto auf Seite 7). Um diesen Anteil zu erhöhen, können Herkunftsnachweise aus nicht geförderten EE-Anlagen zugekauft werden, die ebenfalls auf jährlicher Basis bilanziert werden. Im jetzigen System ist es also möglich innerhalb eines Jahres bilanziell 100 Prozent EE-Strom zu beziehen. Das derzeitige Bilanzierungssystem gibt jedoch keine Auskunft über die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch von EE-Strom.

Es ist denkbar, dass es Letztverbraucher gibt, die einen Vorteil daraus ziehen ihren Verbrauch nachweislich an das zeitliche Profil der EE-Erzeugung anzupassen, d.h. sie haben eine Verwertungsmöglichkeit und damit eine Zahlungsbereitschaft für nachweislich zeitgleich bezogenen und erzeugten EE-Strom. Dies wird im Folgenden mit Verwertbarkeit von EE-Strom bezeichnet. Im Unterschied zum jahresbilanziellen EE-Strombezug bedeutet der Bezug von 100 Prozent verwertbarem EE-Strom, dass der Letztverbraucher sämtlichen EE-Strom zeitgleich zur Erzeugung bezogen hat.

Wenn Letztverbraucher zwischen dem Bezug von verwertbarem EE-Strom und dem derzeit üblichen Strombezug unterscheiden würden, handelt es sich aus ökonomischer Perspektive um unterschiedliche, sogenannte heterogene Produkte. Aus ökonomischer Perspektive sind verschiedene Märkte für verschiedene Produkte grundsätzlich zu begrüßen. Denn wenn Nachfrager Präferenzen und damit Zahlungsbereitschaften für heterogenen Eigenschaften haben, können sie profitieren, wenn entsprechende heterogene Produkte über einen Marktplatz bzw. bilaterale Verträge handelbar sind. Beispielsweise entsteht eine Zahlungsbereitschaft für verwertbaren EE-Strom, wenn sektorale CO₂-Ziele eingeführt werden würden, die nach dem Verursacherprinzip bilanziert würden und Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch voraussetzen würden.¹⁴

Im Rahmen des EEG gibt es momentan keine Vermarktungsoption für verwertbaren EE-Strom, der außerdem einen EEG-Förderanspruch aufrechterhält, d.h. die Eigenschaft der Verwertbarkeit von EE-Strom könnte nur ohne EEG-Förderzahlung vermarktet werden, während der Letztverbraucher zur Zahlung der regulären EEG-Umlage verpflichtet ist. Das von ARGE Netz vorgeschlagene Marktentwicklungsmodell schafft eine solche Vermarktungsmöglichkeit, die es erlaubt die Verwertbarkeit des EE-Stroms bei Erhalt des EEG-Förderanspruchs zu vermarkten.¹⁵

¹⁴ Gegenwärtig werden CO₂-Emissionen üblicherweise nach dem Quellprinzip bilanziert, d.h. die Emissionen werden dem Sektor zugerechnet in dem die fossilen Brennstoffe verbrannt werden, z.B. werden die Emissionen bei der Kohleverstromung dem Stromsektor angerechnet und nicht dem Letztverbrauchssektor, der diesen Strom verbraucht.

¹⁵ Die juristische Umsetzbarkeit des von ARGE Netz vorgeschlagenen Marktentwicklungsmodells wird in „Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich“ vom Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität“ (IKEM 2017) geprüft und ist nicht Gegenstand dieser Studie.

3.1 Ausgestaltung des Marktentwicklungsmodells

Das Marktentwicklungsmodell sieht vor, dass Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz als Strom aus erneuerbaren Energien anzusehen ist, wenn

- 1.) der Anlagenbetreiber (oder ein Dritter) den Strom direkt an ein Unternehmen als Letztverbraucher vermarktet,
- 2.) keine Zahlung für den Strom in Form von Marktprämie, Einspeisevergütung, Mieterstromzuschlag (§ 19 EEG 2017) oder für Flexibilität (§ 50 EEG 2017) in Anspruch genommen wird,
- 3.) der Strom in einer fernsteuerbaren Anlage erzeugt wird und
- 4.) der Strom in einem eigenen Bilanzkreis, der die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch sicherstellt, bilanziert wird.¹⁶

Dadurch wird gewährleistet, dass EE-Anlagen ihren EE-Strom als solchen direkt an Unternehmen vermarkten dürfen. Im Unterschied zu den anderen Vermarktungsoptionen des EEG ist das Marktentwicklungsmodell daher ein bilateraler Vertrag zwischen EE-Anlage und Letztverbraucher. Damit entfällt der Handel über die Börse für die Strommengen, die im Marktentwicklungsmodell vermarktet werden. In diesem Fall wird der EE-Anlagenbetreiber gemäß dem Gesetzesvorschlag zum Energieversorgungsunternehmen im Sinne des EnWG, des EEG oder zum Stromversorger im Sinne des StromStG. Damit besteht für die EE-Anlage die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage.

Die Letztverbraucher können die Eigenschaft des EE-Stroms in ihrer weiteren Wertschöpfungskette verwerten. Da der Strom physikalisch gleichzeitig erzeugt und verbraucht werden muss, ist im Marktentwicklungsmodell eine ständige Bilanzierung notwendig, die durch die Bewirtschaftung eines sortenreinen Bilanzkreises sichergestellt werden muss.

Gemäß dem vorgeschlagenen Marktentwicklungsmodell ist der EE-Anlagenbetreiber gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet. Der Vorschlag des Marktentwicklungsmodells sieht vor, dass die EEG-Umlagezahlung reduziert wird, wenn der EE-Anlagenbetreiber für den im Marktentwicklungsmodell vermarkteten EE-Strom auf die EEG-Förderzahlung verzichtet. Das heißt, dass die EEG-Umlage mit der EEG-Förderzahlung, z.B. der Marktprämie, verrechnet wird und der EE-Anlagenbetreiber somit teilweise von der Zahlungspflicht der EEG-Umlage entbunden wird.

Einerseits entgehen dem Übertragungsnetzbetreiber dadurch EEG-Umlagezahlungen vom Letztverbraucher, andererseits werden Förderzahlungen an die EE-Anlage mindestens in gleicher Höhe eingespart. Wenn die EEG-Förderzahlung, auf die der EE-Anlagenbetreiber verzichtet,

¹⁶ Der Umsetzungsvorschlag in IKEM (2017) sieht die Einführung des Marktentwicklungsmodell in einem neu zu schaffenden Paragraphen § 79b EEG 2017 vor, sowie die entsprechende Berücksichtigung in weiteren betroffenen Paragraphen. Im Weiteren wird in dem Vorschlag festgesetzt, dass die Vermarktung gemäß Marktentwicklungsmodell als sonstige Direktvermarktung anzusehen ist, direkt vermarkteter Strom keine Herkunftsnachweise vom Umweltbundesamt erhält und die Bundesnetzagentur die Einhaltung diverser Mess-, Mitteilungs- und Nachweispflichten überprüft. Die juristische Umsetzung soll in dieser Studie nicht näher adressiert werden.

größer ist als die EEG-Umlage, erfolgt die Minderung der EEG-Umlage bis maximal auf null. Dadurch soll ausgeschlossen werden, dass den Vertragsparteien im Marktentwicklungsmodell eine Zahlung vom Übertragungsnetzbetreiber zustehen könnte.

Der Vorschlag räumt dem EE-Anlagenbetreiber eine flexible Wechseloption zwischen den Vermarktungsoptionen ein. Der EE-Anlagenbetreiber kann sowohl stündlich in die Vermarktung gemäß Marktentwicklungsmodell wechseln als auch stündlich aus der Vermarktung gemäß Marktentwicklungsmodell in die Direktvermarktung mit Marktprämie oder die sonstige Direktvermarktung wechseln. Der Wechsel ist dem Netzbetreiber bis eine Stunde vorher mitzuteilen.

3.2 Beispielhafte Berechnung der Zahlungsströme

Die Auswirkungen des Marktentwicklungsmodells im Vergleich zu den Vermarktungsoptionen im aktuellen EEG sind abhängig von der Höhe der Zahlungsansprüche, den tatsächlichen Börsenerlösen und dem Monatsmarktwert. Im Folgenden wird anhand eines Zahlenbeispiels das Marktentwicklungsmodell mit der Direktvermarktung mit Marktprämie verglichen, um die Zahlungsströme zu veranschaulichen. Hierbei werden die relevanten Preisbestandteile (Börsenstrompreis, EEG-Umlage und Förderzahlungen) betrachtet. Weitere Preisbestandteile wie Netzentgelte oder Steuern werden in der Beispielrechnung vernachlässigt, da diese nicht vom Marktentwicklungsmodell beeinflusst werden.

Direktvermarktung mit Marktprämie

In diesem Beispiel wird eine exemplarische EE-Anlage betrachtet, deren Marktprämie kleiner ist als die EEG-Umlage¹⁷ (Abbildung 2). Wir nehmen an, dass der EE-Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung mit Marktprämie in einer beispielhaften Stunde eine Marktprämie von 5 ct/kWh erhält. Die EEG-Umlage für den Letztverbraucher beträgt beispielhaft 7 ct/kWh. Insgesamt beträgt der anzulegende Wert der exemplarischen EE-Anlage 8 ct/kWh. Beim Verkauf des Stroms an der Börse erzielt die EE-Anlage zu diesem Zeitpunkt einen Erlös von 3 ct/kWh. Es wird angenommen, dass dieser tatsächlich erzielte Erlös dem technologiespezifischen Monatsmarktwert gleicht. In der Direktvermarktung mit Marktprämie erzielt die EE-Anlage demnach einen Erlös von insgesamt 8 ct/kWh, der sich aus dem Börsenpreis und der Marktprämie (3 ct/kWh + 5 ct/kWh) zusammensetzt. Der Letztverbraucher zahlt in diesem Fall 10 ct/kWh (ohne weitere Preisbestandteile wie Netzentgelte und Steuern), die Summe aus dem Börsenpreis und der EEG-Umlage (3 ct/kWh + 7 ct/kWh).

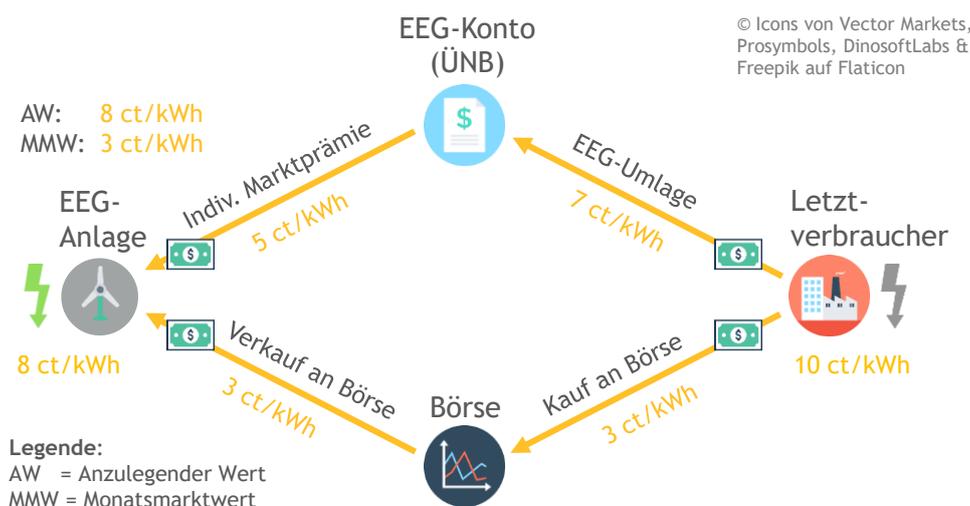


ABBILDUNG 2: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER ZAHLUNGSSTRÖME GEMÄß DIREKTVERMARKTUNG MIT MARKTPRÄMIE

¹⁷ Die EEG-Förderzahlung ist eine individuelle Zahlung je EE-Anlage und kann daher sowohl höher als auch niedriger als die EEG-Umlage ausfallen.

Marktentwicklungsmodell

Entscheiden sich die beiden Akteure für eine Vermarktung im Marktentwicklungsmodell, verzichtet die EE-Anlage auf die Marktprämie. Dadurch reduziert sich die zu zahlende EEG-Umlage des Letztverbrauchers um die eingesparte Marktprämie in Höhe von 5 ct/kWh auf nun 2 ct/kWh EEG-Umlage. Damit die EE-Anlage indifferent zwischen Direktvermarktung mit Marktprämie und Marktentwicklungsmodell ist, muss der Letztverbraucher 8 ct/kWh an die EE-Anlage zahlen. Dies kompensiert den Verzicht auf die Marktprämie plus die ansonsten über die Strombörse erwirtschafteten Erlöse. Der Letztverbraucher zahlt zusätzlich dazu die reduzierte EEG-Umlage. Dies entspricht Ausgaben in Höhe von 10 ct/kWh (8 ct/kWh Opportunitätskosten der EE-Anlage plus 2 ct/kWh reduzierte EEG-Umlage). Somit ist auch der Letztverbraucher gegenüber dem Strombezug an der Börse monetär gleichgestellt.

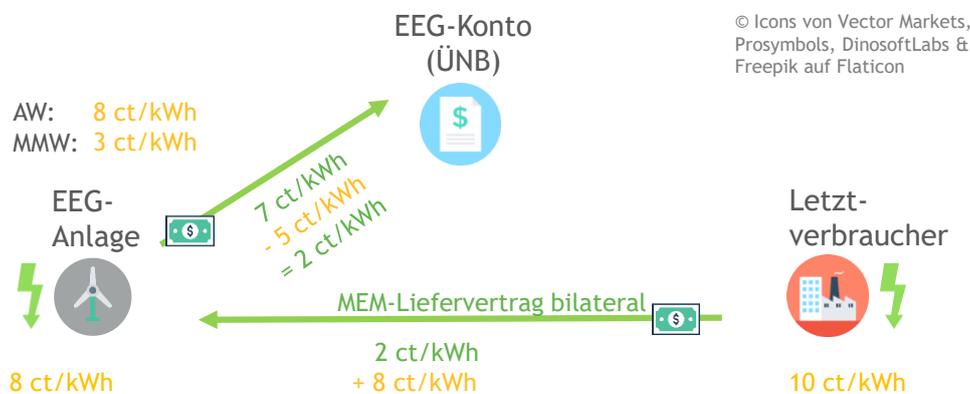


ABBILDUNG 3: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER ZAHLUNGSSTRÖME GEMÄß MARKTENTWICKLUNGSMODELL

Vergleich der Vermarktungsoptionen

Durch den Wechsel in das Marktentwicklungsmodell entsteht Kostenneutralität für die teilnehmenden Akteure gegenüber der Direktvermarktung mit Marktprämie. Der wesentliche Unterschied zwischen den beiden Vermarktungsoptionen besteht in der Klassifizierung des Stroms. Während der Letztverbraucher in der Direktvermarktung mit Marktprämie 10 ct/kWh für sogenannten Graustrom bezahlt, erhält er über das Marktentwicklungsmodell hundert Prozent verwertbaren EE-Strom, ebenfalls für 10 ct/kWh.

Auf das EEG-Konto wirkt sich das Marktentwicklungsmodell kostenseitig ebenfalls neutral aus, da zwar 5 ct/kWh Auszahlung der Marktprämie an die EE-Anlage eingespart werden, allerdings auch 5 ct/kWh weniger vom Letztverbraucher an EEG-Umlage eingenommen werden.

Eine tabellarische Übersicht zur Berechnung dieses Beispiels und weiterer Beispiele befindet sich in Anhang A.

4 BEWERTUNG DES MARKTENTWICKLUNGSMODELLS AUS PERSPEKTIVE VERSCHIEDENER AKTEURE

Das vorangegangene Zahlenbeispiel hat die Zahlungsströme zwischen den Akteuren aufgezeigt, die sich im Marktentwicklungsmodell im Vergleich zur Direktvermarktung mit Marktprämie (nach § 20 EEG) ergeben würden. Zur Bewertung des Marktentwicklungsmodells wird dieses aus Perspektive verschiedener Akteure analysiert. Dazu wird für EE-Anlagenbetreiber, Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell und übrige Letztverbraucher die Situation im Marktentwicklungsmodell mit der Situation im Status quo verglichen. Aufgrund der Ausgestaltung des EEG mit einer Kosten- und Mengenbilanzierung von EE-Strom ist es für eine ganzheitliche Bewertung wichtig, sowohl die Kosten- als auch die Mengenseite für die verschiedenen Akteursgruppen näher zu betrachten. Des Weiteren werden die Einflüsse einer Einführung des Marktentwicklungsmodells auf den Börsenhandel von Strom untersucht, da dieser eine Preiswirkung auf alle Akteursgruppen hat. Zuletzt wird auf die Auswirkungen einer Einführung des Marktentwicklungsmodells auf das Gesamtsystem also insbesondere die Regulierung und Politik eingegangen.

4.1 Perspektive der EE-Anlagen

Mit dem Vorschlag des Marktentwicklungsmodells wird sowohl für Anlagen mit EEG-Förderanspruch als auch für EE-Anlagen ohne Förderanspruch (z.B. Altanlagen) eine Möglichkeit geschaffen verwertbaren EE-Strom zu verkaufen. Für eine EE-Anlage ist der Wechsel in das Marktentwicklungsmodell dann vorteilhaft, wenn die Erlöse im Vergleich zum Status quo nicht sinken. Ökonomisch bestimmt sich daher der Mindestpreis im Marktentwicklungsmodell als die Opportunität aus der Vermarktung in einer anderen Vermarktungsform. Erst wenn mindestens diese Opportunitätskosten vom Vertragspartner im Marktentwicklungsmodell übernommen werden, ist für die EE-Anlage der Wechsel ins Marktentwicklungsmodell vorteilhaft.

Die Opportunitätskosten einer EEG-geförderten Anlage setzen sich zusammen aus dem Börsenpreis und der anlagenspezifischen EEG-Förderzahlung (vgl. Zahlenbeispiel in Abschnitt 3.2). Im Gegensatz dazu sind die Opportunitätskosten einer EE-Anlage ohne Förderung kleiner, da sie nur aus dem Börsenpreis bestehen (vgl. Zahlenbeispiel Fall 4 im Anhang A).

Wenn der Letztverbraucher zusätzlich eine positive Zahlungsbereitschaft für die Verwertbarkeit des EE-Stroms im Marktentwicklungsmodell zum Ausdruck bringt, kann der EE-Anlagenbetreiber abhängig von seiner Verhandlungsposition über seine Opportunitätskosten hinaus profitieren. Diese Gewinne beruhen in diesem Fall auf der erfolgreichen Vermarktung der Verwertbarkeit von EE-Strom und stellen aus ökonomischer Sicht eine Umverteilung von Renten vom Letztverbraucher

zum EE-Anlagenbetreiber dar. Dies kann insbesondere für EE-Anlagen ohne Förderanspruch eine zusätzliche Erlösmöglichkeit im Vergleich zum Status quo darstellen.

Bei einer hohen Nachfrage (und Zahlungsbereitschaft) nach verwertbarem EE-Strom führt dies zu steigenden Vertragspreisen im Marktentwicklungsmodell. Durch die steigenden Vertragspreise werden Investitionen in EE-Anlagen attraktiver und der Markteintritt für Investoren angereizt. Das steigende Angebot erhöht den Wettbewerb und lässt dadurch die Vertragspreise wiederum sinken. Mittel- bis langfristig können also durch das Marktentwicklungsmodell zusätzliche Investitionen in EE-Anlagen angereizt werden.¹⁸ Dies würde weiterhin dazu führen, dass die Kosten für den Ausbau von erneuerbaren Energien auf diejenigen Letztverbraucher verteilt würden, die ein besonders großes Interesse an diesem Ausbau haben.

Wenn eine EE-Anlage einen Informationsvorsprung gegenüber dem Letztverbraucher hat, kann diese unter bestimmten Umständen zu Lasten des Letztverbrauchers profitieren. Eine solche Situation ist denkbar, wenn die EE-Anlage einen niedrigeren Börsenpreis erzielt als den Monatsmarktwert, z.B. aufgrund eines schlechteren Standorts.¹⁹ Demgegenüber haben Anlagen mit hohen erwarteten Börsenerlösen einen Anreiz dem Letztverbraucher diesen höheren Marktwert nachzuweisen, um im Vergleich zur Direktvermarktung mit Marktprämie nicht schlechter gestellt zu werden. Diese EE-Anlagenbetreiber sowie die Letztverbraucher hätten also einen Anreiz für ein transparentes Verhandlungsverfahren unter Offenlegung der Vermarktungspotenziale.

Ergebnis

- Durch das Marktentwicklungsmodell wird für EE-Anlagenbetreiber eine Möglichkeit geschaffen die Verwertbarkeit von EE-Strom zu vermarkten.
- Dadurch eröffnen sich neue Erlöspotenziale für EE-Anlagenbetreiber, unter anderem für Altanlagen ohne EEG-Förderanspruch.
- Eine hohe Nachfrage nach verwertbarem EE-Strom kann zusätzliche Anreize schaffen in neue EE-Anlagen zu investieren.

¹⁸ Dies setzt voraus, dass die Ausbauziele des EEG nicht durch die zusätzlichen Investitionen nach unten korrigiert werden.

¹⁹ In diesem Fall hat die EE-Anlage einen Informationsvorsprung bezüglich ihres tatsächlichen Vermarktungserlöses. In der Direktvermarktung mit Marktprämie erhält diese Anlage einen niedrigeren Börsenpreis als den Monatsmarktwert und damit inklusive Marktprämie weniger als ihren anzulegenden Wert. Im Marktentwicklungsmodell könnte es dem EE-Anlagenbetreiber gelingen den Vertragspreis im Marktentwicklungsmodell am Monatsmarktwert und nicht am Börsenpreis zu orientieren. Dann könnte der EE-Anlagenbetreiber aus dem Informationsvorsprung zusätzliche Erlöse zu Lasten des Letztverbrauchers generieren (vgl. Fall 3 in Anhang A).

Exkurs: Bewertung der flexiblen Wechseloption

Gemäß dem Vorschlag in IKEM (2017) darf der EE-Anlagenbetreiber stündlich in die Vermarktung gemäß Marktentwicklungsmodell und stündlich aus der Vermarktung gemäß Marktentwicklungsmodell in die Direktvermarktung mit Marktprämie oder die sonstige Direktvermarktung wechseln. In diesem Exkurs soll näher betrachtet werden, inwieweit diese flexible Wechseloption ökonomisch sinnvoll ist und welche Parteien ggfs. profitieren.

Ein Vertrag gemäß Marktentwicklungsmodell ermöglicht es feste Abnahmemengen bzw. eine gewisse Bandbreite davon festzulegen. Das Erzeugungsprofil von erneuerbaren Energien unterliegt im Vorhinein jedoch insbesondere wetterbedingter Unsicherheit. Diese Unsicherheit reduziert sich, je näher der Lieferzeitpunkt kommt. Die Wechseloption erlaubt eine kurzfristige Reaktion auf unsichere Erzeugungsmengen. So können Mengen, die oberhalb der im Marktentwicklungsmodell vertraglich vereinbarten Menge liegen, trotzdem vermarktet werden. Dies ist einer Abregelung von EE-Anlagen vorzuziehen.²⁰ Folglich ist die kurzfristige Wechseloption zwischen den Vermarktungsoptionen ein sinnvoller Bestandteil des Marktentwicklungsmodells.

Inwiefern durch die flexible Wechseloption der EE-Anlage das Vertragsverhältnis im Marktentwicklungsmodell betroffen ist, wird im Folgenden untersucht. Im Marktentwicklungsmodell obliegt die Ausgestaltung der Vertragspreise grundsätzlich den Vertragsparteien. Zu illustrativen Zwecken wird in Abbildung 4 ein konstanter Vertragspreis dargestellt. Alternativ sind weitere Varianten möglich, wie beispielweise dynamische Preise. Die EE-Anlage hat immer dann einen monetären Anreiz aus dem Marktentwicklungsmodell in die Direktvermarktung mit Marktprämie zu wechseln, wenn der Börsenpreis (inkl. Marktprämie) über dem vertraglichen Preis im Marktentwicklungsmodell liegt (blaue Fläche). Dadurch würde sie am Markt höhere Erlöse erzielen. Der Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell, der bei einem Wechsel der EE-Anlage in diesen Stunden den Strom nicht über das MEM sondern von der Börse beziehen müsste, würde somit an der Börse einen Preis bezahlen, der über dem Vertragspreis im Marktentwicklungsmodell liegt. Andererseits hat der Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell in Zeiten von niedrigen Börsenpreisen einen Anreiz die Wechseloption in Anspruch zu nehmen und den Strom an der Börse zu beziehen (gelbe Fläche). In diesem Fall müsste die EE-Anlage den Strom an der Börse zu einem Preis verkaufen, der niedriger ist als der Vertragspreis beider Parteien im Marktentwicklungsmodell. Die Wechselpräferenzen der Vertragspartner im Marktentwicklungsmodell verlaufen also genau gegenläufig. Es ist davon auszugehen, dass die gegenläufigen Wechselpräferenzen in den Vertragsverhandlungen berücksichtigt werden, beispielsweise indem der Vertragspreis an den Börsenpreis gekoppelt wird.²¹

²⁰ Außer in Stunden mit negativen Preisen ist dies auch ökonomisch sinnvoll. Die 6-Stunden-Regel sorgt zumindest in längeren Phasen mit negativen Preisen dafür, dass die Anlagen dann doch abgeregelt werden.

²¹ Besteht Verhandlungsmacht auf einer der beiden Vertragsseiten, kann es dazu kommen, dass der Vertragspreis im Marktentwicklungsmodell für eine der Vertragsparteien vorteilhaft ist.

Die übrigen Letztverbraucher sind von der flexiblen Wechseloption der Vertragsparteien im Marktentwicklungsmodell grundsätzlich nicht betroffen, da die Börsenpreise unverändert bleiben (vgl. Abschnitt 4.3). Wie oben bereits dargestellt, ist das Marktentwicklungsmodell bezüglich des EEG-Kontos mindestens kostenneutral. Dies gilt auch bei kurzfristigen Wechseln, sodass die übrigen Letztverbraucher durch die flexible Wechseloption nicht monetär benachteiligt werden.²²

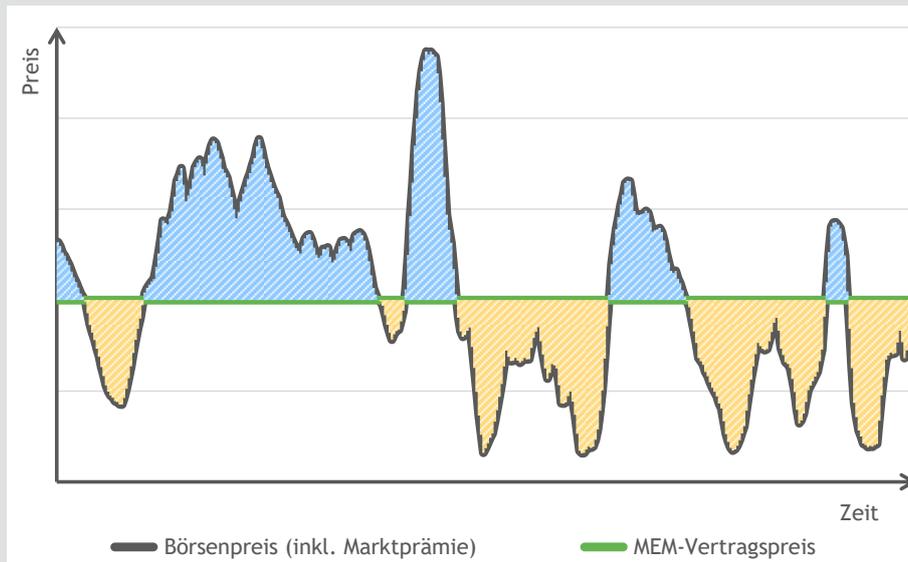


ABBILDUNG 4: DARSTELLUNG KURZFRISTIGER WECHSELANREIZE ABHÄNGIG VON BÖRSENPRESIS UND VERTRAGSPREIS IM MARKTENTWICKLUNGSMODELL

Ergebnis

- Die flexible Wechseloption ist grundsätzlich sinnvoll zur vollständigen Vermarktung von EE-Strom.
- Wie sich die gegenläufigen Wechselpräferenzen der Vertragsparteien ausgleichen, ist Gegenstand der Verhandlungen zum Vertrag gemäß Marktentwicklungsmodell.
- Durch die flexible Wechseloption werden die übrigen Letztverbraucher nicht benachteiligt.

²² Inwieweit sich die Kosten für das Bilanzkreismanagement durch häufigen Wechsel erhöhen und wer ggfs. diese Kosten trägt, ist nicht geklärt. Im Rahmen von fortschreitender Digitalisierung kann jedoch von sinkenden Kosten für Bilanzkreismanagement ausgegangen werden.

4.2 Perspektive der Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell

Für den Letztverbraucher ist ein Wechsel in das Marktentwicklungsmodell nur sinnvoll, wenn der Vertragspreis im Marktentwicklungsmodell höchstens genauso groß ist wie der Börsenpreis plus die zusätzliche Zahlungsbereitschaft für die Verwertbarkeit von EE-Strom. Da jedoch im Marktentwicklungsmodell auch weiterhin die (reduzierte) EEG-Umlage bezahlt werden muss und der EE-Anlagenbetreiber als Vertragspartner mindestens seine Opportunitätskosten erhält (vgl. Abschnitt 4.1), beträgt der Vertragspreis im Marktentwicklungsmodell mindestens die Opportunitätskosten der EE-Anlage plus der (reduzierten) EEG-Umlage.

Wenn der Letztverbraucher eine Präferenz für die Verwertbarkeit von EE-Strom besitzt, kann er vom Marktentwicklungsmodell profitieren. Denn dann besitzt er auch eine Zahlungsbereitschaft für die Verwertbarkeit von EE-Strom, die über das Marktentwicklungsmodell zum Ausdruck gebracht werden kann. Außerdem kann der Letztverbraucher über das Marktentwicklungsmodell verwertbaren EE-Strom beziehen. Je nach Verhandlungsposition des Letztverbrauchers wird die Zahlungsbereitschaft für verwertbaren EE-Strom zum Teil an die EE-Anlage weitergegeben.

Vertragspartner mit Förderzahlung kleiner als EEG-Umlage

Im Beispiel aus Abschnitt 3.2 lässt sich erkennen, dass der Letztverbraucher indifferent zwischen dem Marktentwicklungsmodell und dem Strombezug über die Börse ist, da seine Mehrkosten durch die Reduktion der EEG-Umlage ausgeglichen werden. Dies ist der Fall, wenn die EEG-Förderzahlung an den Vertragspartner (EE-Anlagenbetreiber), z.B. die Marktprämie, kleiner ist als die EEG-Umlage des Letztverbrauchers. Denn dann wird der Verzicht des EE-Anlagenbetreibers auf die EEG-Förderzahlung in voller Höhe auf die EEG-Umlagepflicht angerechnet.²³

Vertragspartner mit Förderzahlung größer als EEG-Umlage

Falls die EEG-Förderzahlung an den Vertragspartner (EE-Anlagenbetreiber) größer ist als die EEG-Umlage des Letztverbrauchers, reduziert sich die EEG-Umlagepflicht auf null.²⁴ Auch hier muss der EE-Anlagenbetreiber als Vertragspartner mindestens seine Opportunitätskosten (Börsenpreis plus EEG-Förderzahlung) erhalten, damit die EE-Anlage ein Interesse hat in das Marktentwicklungsmodell zu wechseln. Dazu muss der Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell die Differenz aus Marktprämie und EEG-Umlage in voller Höhe tragen, was eine höhere Zahlungsbereitschaft des Letztverbrauchers für die Verwertbarkeit von EE-Strom voraussetzt.

²³ Vgl. Fall 1,3 und 4 in Anhang A.

²⁴ Vgl. Fall 2 in Anhang A. Die Begrenzung der Reduktion der EEG-Umlagepflicht auf maximal 0 wird im Gesetzentwurf des Marktentwicklungsmodells vorgeschlagen.

Weitere Erwägungen

Wie bereits in Abschnitt 4.1 beschrieben, könnte die EE-Anlage einen Informationsvorsprung z.B. bezüglich des Erzeugungsprofils haben und so zu Lasten des Letztverbrauchers Erlöse generieren. In diesem Fall würde der Letztverbraucher mehr für den Strombezug zahlen als über die Direktvermarktung mit Marktprämie, weil er das tatsächliche Erzeugungsprofil der EE-Anlage nicht kennt. Die Letztverbraucher haben also ein Interesse an einer Offenlegung der Vermarktungspotenziale.

Aus ökonomischer Perspektive ist es sinnvoll, dass die Präferenz des Letztverbrauchers ausschlaggebend für die Teilnahme am Marktentwicklungsmodell ist. Auf diese Weise können die Letztverbraucher mit der höchsten Zahlungsbereitschaft für verwertbaren EE-Strom diesen auch beziehen.²⁵

Ergebnis

- Das Marktentwicklungsmodell bietet dem Letztverbraucher eine Möglichkeit Präferenzen für verwertbaren EE-Strom auszudrücken und diesen zu beziehen.
- Je nach Verhandlungsposition wird die Zahlungsbereitschaft für die Verwertbarkeit von EE-Strom (teilweise) an die EE-Anlage weitergegeben.
- Gesetzlich sollte die Gruppe potentieller Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell nicht eingeschränkt werden.

²⁵ Im Vorschlag nach IKEM (2017) wird die Gruppe der potentiellen Letztverbraucher auf Unternehmen eingeschränkt. Aus den o.g. Gründen ist eine Öffnung des Instruments für alle Letztverbraucher aus ökonomischer Perspektive zu bevorzugen.

4.3 Perspektive der übrigen Letztverbraucher

Die Änderung der Vermarktungsform hat auch Auswirkungen auf diejenigen Letztverbraucher, die keinen Vertrag gemäß Marktentwicklungsmodell abschließen. Durch den bilateralen Vertrag der Akteure im Marktentwicklungsmodell können die übrigen Letztverbraucher kostenseitig entweder über eine Veränderung der EEG-Umlage oder über veränderte Kosten des Strombezugs über den Börsenhandel beeinflusst werden.

Auswirkungen der Einführung des Marktentwicklungsmodells auf die EEG-Umlage

Durch die Ausgestaltung des Marktentwicklungsmodells wird sichergestellt, dass das EEG-Konto durch den Eintritt in die neue Vermarktungsform nicht zusätzlich belastet wird. Bei Verzicht der EE-Anlage auf die Förderzahlung, kann diese auf die EEG-Umlagepflicht angerechnet werden, jedoch nur bis zu einer EEG-Umlage von null. Dadurch ist das Marktentwicklungsmodell für das EEG-Konto mindestens kostenneutral und führt damit auch für die übrigen Letztverbraucher zu keiner Mehrbelastung, sondern unter Umständen zu einer Entlastung.

Für den Fall, dass es Verträge gemäß Marktentwicklungsmodell gibt, in denen die ursprüngliche EEG-Förderzahlung der EE-Anlage größer ist als die EEG-Umlage des Letztverbrauchers, - wenn sich die im Marktentwicklungsmodell zu zahlende EEG-Umlage also auf null reduziert - wird das EEG-Konto durch die Parteien im Marktentwicklungsmodell entlastet.²⁶ Hierzu ist jedoch eine Zahlungsbereitschaft des Letztverbrauchers im Marktentwicklungsmodell in Höhe der Entlastung des EEG-Kontos für den EE-Strom notwendig. Zumindest am Anfang erscheint es unwahrscheinlich, dass solche EE-Anlagen in das Marktentwicklungsmodell wechseln, da die zusätzlich notwendige Zahlungsbereitschaft auf Letztverbraucherseite einen Wettbewerbsnachteil gegenüber günstigeren EE-Anlagen darstellt. Insgesamt hätte die Einführung des Marktentwicklungsmodells innerhalb eines Kalenderjahres keinen bzw. einen potenziell (leicht) entlastenden Effekt auf die EEG-Umlage. Die Auswirkungen der Einführung des Marktentwicklungsmodells auf die Mengenbilanzierung des EEG werden in einem Exkurs auf Seite 22 diskutiert.

Für die Folgejahre muss sichergestellt werden, dass die nach Marktentwicklungsmodell vermarkteten Mengen weiterhin in den zur EEG-Umlagezahlung verpflichteten Letztverbrauch gezahlt werden. Diese Bilanzierungsregeln sind notwendig, damit sich die EEG-Umlage für die Letztverbraucher durch die Einführung des Marktentwicklungsmodells auch in den Folgejahren nicht verändert (siehe Anhang C).

Auswirkungen der Einführung des Marktentwicklungsmodells auf den Börsenhandel

Für die Vermarktung von Strom unterscheidet man grundsätzlich zwischen bilateralem Handel und dem Handel über die Börse. Im Marktentwicklungsmodell wird die entsprechende Menge EE-Strom

²⁶ Vgl. Fall 2 in Anhang A.

statt über die Strombörse bilateral zwischen den beiden Vertragspartnern im Marktentwicklungsmodell gehandelt. Dies reduziert die gehandelte Menge an der Strombörse. Da die übrigen Letztverbraucher ihren Strom weiterhin über die Börse beziehen, könnte dies Auswirkungen auf die Kosten des Strombezugs der übrigen Letztverbraucher haben.

Wenn zuvor beide Vertragsparteien am Börsenhandel teilgenommen haben, reduziert sich bei einem Wechsel in das Marktentwicklungsmodell sowohl das Angebot als auch die Nachfrage auf der Börse um die entsprechenden Mengen im Marktentwicklungsmodell. Da sowohl das Angebot als auch die Nachfrage um die gleiche Strommenge reduziert werden, bleibt der Börsenstrompreis durch den Wechsel in das Marktentwicklungsmodell unverändert. Dementsprechend werden die übrigen Letztverbraucher nicht durch einen steigenden Strompreis belastet.

Wenn jedoch im Marktentwicklungsmodell eine EE-Anlage teilnimmt, die zuvor nicht an der Börse gehandelt hat, reduziert sich die Nachfrage an der Börse um die Menge im Marktentwicklungsmodell bei gleichbleibendem Angebot. Dadurch sinkt der Strompreis an der Börse. Die übrigen Letztverbraucher würden in diesem Fall sogar durch niedrigere Strompreise profitieren.²⁷ Dieser Fall tritt beispielsweise ein, wenn die Grenzkosten der EE-Anlage über dem Strompreis liegen. Dies ist in der Realität z.B. bei negativen Preisen der Fall.²⁸

Analog ist der - eher theoretische - Fall denkbar, dass die EE-Anlage zuvor am Börsenhandel teilgenommen hat, der Letztverbraucher jedoch nicht, z.B. aufgrund von Eigenerzeugung. In diesem Fall müsste die Zahlungsbereitschaft des Letztverbrauchers für den verwertbaren EE-Strom verhältnismäßig hoch sein, damit er seinen Strom über das Marktentwicklungsmodell bezieht und die EE-Anlage für die entgangenen Börsenerlöse kompensiert. In diesem Fall würde der Börsenstrompreis für die übrigen Letztverbraucher und Erzeuger steigen.

Langfristige Auswirkungen des Marktentwicklungsmodells auf den Strommarkt ergäben sich, wenn es durch stetige Verkleinerung der über die Börse gehandelten Strommengen zu Liquiditätsproblemen oder marktbeherrschender Stellung einzelner Marktakteure käme. Dies scheint zumindest zum jetzigen Zeitpunkt keine Gefahr darzustellen.

Ergebnis

- Das Marktentwicklungsmodell ist für das EEG-Konto und damit die EEG-Umlage mindestens kostenneutral und kann in manchen Fällen zu einer Entlastung des EEG-Kontos führen.
- Durch den Wechsel der Vermarktungsform bleibt der Börsenstrompreis in den häufigsten Fällen unverändert, da einem niedrigeren Angebot auch eine niedrigere Nachfrage gegenübersteht.

²⁷ Da der Strompreis an der Börse in diesem Fall niedriger ausfällt, geht dies zu Lasten der anderen Erzeuger.

²⁸ Bei negativen Preisen über einen Zeitraum von länger als sechs Stunden erzeugt die EE-Anlage bei Vermarktung über die Börse keinen Strom. Wenn sie jedoch die Mengen nun über das Marktentwicklungsmodell vermarktet und dadurch auf der Börse weniger nachgefragt wird, nimmt der Angebotsüberschuss zu und die Preise fallen noch weiter ins Negative.

Exkurs: Auswirkungen der Einführung des Marktentwicklungsmodells auf die EE-Mengenbilanzierung

Bei der Einführung des Marktentwicklungsmodells erhalten die Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell hundert Prozent verwertbaren EE-Strom. Dieser EE-Strom kann unter Voraussetzung des Doppelvermarktungsverbots in der Mengenbilanz des EEG nicht mehr berücksichtigt werden. Bei gleichbleibender EEG-Umlagezahlung sinkt somit der Anteil gekennzeichnetener EEG-Strommengen für die übrigen Letztverbraucher.²⁹

Inwiefern dies eine Schlechterstellung der übrigen Letztverbraucher darstellt, ist jedoch nicht eindeutig zu beurteilen. Der Zweck des EEG (§ 1 EEG Abs.1) ist der Ausbau erneuerbarer Energien, welcher über die EEG-Umlage finanziert wird. Dieses Ziel wird auch durch die Einführung des Marktentwicklungsmodells nicht beeinträchtigt. Ob aus dem EEG ein Anspruch auf anteilmäßige Zuweisung des EEG-geförderten Stroms an die EEG-umlagepflichtigen Letztverbraucher entsteht, ist in der finanzverfassungsrechtlichen Diskussion umstritten.

Ergebnis:

- Den übrigen Letztverbraucher wird durch die Einführung des Marktentwicklungsmodells bei gleichbleibender EEG-Umlage eine geringere Menge EEG-geförderter Strom bilanziell zugewiesen.
- Das Ziel des Ausbaus erneuerbarer Energien wird durch Einführung des Marktentwicklungsmodells nicht beeinträchtigt.
- Inwiefern sich aus dem EEG für die übrigen Letztverbraucher ein Anspruch auf Ausweis der EEG-geförderten Mengen ergibt, ist nicht eindeutig geklärt.

²⁹ Ein Rechenbeispiel angelehnt an die EEG-Umlageberechnung 2016 befindet sich in Anhang B.

4.4 Perspektive des Gesamtsystems

Die Einführung des Marktentwicklungsmodells hat neben den Auswirkungen auf direkt oder indirekt beteiligte Akteursgruppen auch Auswirkungen auf das institutionelle Gesamtsystem, vor allem aus Perspektive der Regulierung.

Die Vertragsparteien müssen im Marktentwicklungsmodell zusätzliche Pflichten regeln, beispielsweise die Bewirtschaftung des Bilanzkreises zur Wahrung der Bilanzkrestreue. Auch die Komplexität des Portfoliomanagements dürfte steigen, da zu jedem Zeitpunkt die Verwertbarkeit des EE-Stroms verifiziert werden muss. Letztlich ist die Verteilung der zusätzlichen Pflichten und damit verbundenen Kosten jedoch Gegenstand der Vertragspartner im Marktentwicklungsmodell und würde somit in die Verhandlungen und das Entscheidungskalkül über einen Wechsel in das Marktentwicklungsmodell einfließen.

Im Vergleich zum Status quo führt die Einführung des Marktentwicklungsmodells zu zusätzlichen Regulierungskosten, z.B. für die Überwachung der neu einzuführenden Mess-, Mitteilungs- und Nachweispflichten. Wenn beispielsweise staatliche Institutionen wie die BNetzA oder das UBA diese Aufgaben übernimmt, fallen im Vergleich zum Status quo zusätzliche Kosten für das Gesamtsystem an. Diese Kosten können jedoch in Zukunft durch Digitalisierung, Standardisierung und Lerneffekte reduziert werden.

Aus der Sicht des Gesamtsystems sollte außerdem diskutiert werden, inwiefern ein bilaterales Handelssystem, wie das Marktentwicklungsmodell, ein effizientes Instrument zur Allokation von Erzeugungs- und Nachfragekapazitäten darstellt. Grundsätzlich stellt die Strombörse, bestehend aus Day-Ahead- und Intraday-Markt, einen effizienten Allokationsmechanismus dar, um Angebot und Nachfrage zu jeder Zeit auszugleichen. So kann beispielsweise die Volatilität der EE-Erzeugung durch die jeweils kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen ausgeglichen werden. Gleichzeitig spiegeln die Preise des Börsenhandels den Bedarf nach Flexibilität wider.

Bilateraler Handel von Marktakteuren ermöglicht die Weitergabe individueller Informationen. So können beispielsweise durch einen bilateralen Vertrag zwischen einem EE-Anlagenbetreiber und einem Letztverbraucher die individuellen Erzeugungs- und Lastprofile offengelegt und miteinander abgestimmt werden. Daraus kann sich ein zusätzlicher Anreiz ergeben in Flexibilitätsoptionen zu investieren, beispielsweise durch Abstimmung der Stromnachfrage auf die fluktuierende Erzeugung der EE-Anlage.

Aus Gesamtsystemsicht ist eine aggregierte Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch einer bilateralen Abstimmung vorzuziehen, da sich Überschuss- und Knappheitssituationen vieler verschiedener Akteure untereinander ausgleichen können. Das Marktentwicklungsmodell, welches auf bilateralen Verträgen basiert, könnte Letztverbraucher in den nächsten Jahren an das Produkt des verwertbaren EE-Stroms heranführen und sollte ein Schritt in Richtung eines Markts für verwertbaren EE-Strom sein. Dieser Markt kann beispielsweise eine Plattform sein, an der viele

verschiedene Händler aufeinander treffen und jeweils bilaterale Verträge miteinander schließen. Durch den Wettbewerb und damit einhergehende Preistransparenz, kommt es auf einem Markt zu einem effizienten Matching aus Angebot und Nachfrage, d.h. alle Teilnehmer bekommen den für sie besten Vertragspartner.

Die Vertragsgestaltung und die Abwicklung des Marktentwicklungsmodells sind komplex und verursachen zusätzliche Transaktionskosten. Für kleinere EE-Anlagenbetreiber stellt dies eine potentielle Markteintrittshürde dar. Aggregatoren können helfen diese Hürden zu senken. Gleichzeitig sollte aus regulatorischer Sicht sichergestellt werden, dass auf einem solchen Markt ausreichend Wettbewerb herrscht. So lange jedoch der Handel über die Strombörse für beide Vertragsparteien als alternative Vermarktungsoption infrage kommt, ist das Risiko marktbeherrschender Stellungen als gering einzustufen.

Das Marktentwicklungsmodell schafft einen Anreiz für den Letztverbraucher seine Nachfrage an die volatile Erzeugung anzupassen. Dies fördert prinzipiell die Marktintegration erneuerbarer Energien. Um die Systemdienlichkeit des Marktentwicklungsmodells zu beurteilen, ist jedoch neben dem Markt auch das öffentliche Netz zu berücksichtigen. Die geographische Lage der Vertragsparteien im Marktentwicklungsmodell und von Netzengpässen spielt hierbei eine entscheidende Rolle. Liegt zwischen EE-Anlage und Letztverbraucher ein Netzengpass, wird dieser verstärkt, wenn der Letztverbraucher aufgrund des Vertrags im Marktentwicklungsmodell seine Nachfrage in Zeiten hoher Einspeisung erhöht. Dies verursacht zusätzliche Kosten für Netzengpassmanagement, die von der Allgemeinheit getragen werden. Demgegenüber können durch das Marktentwicklungsmodell die Kosten für Netzengpassmanagement sinken, wenn durch die Profilanpassung des Letztverbrauchers eine ansonsten netzbedingt notwendige Abregelung der EE-Anlage vermieden wird. Dies ist insbesondere bei räumlicher Nähe von EE-Anlage und Letztverbraucher der Fall.

Ergebnis:

- Die Vertragsgestaltung im Marktentwicklungsmodell ist komplex und erhöht daher die Transaktionskosten für die Vertragspartner sowie die Kosten für Regulierung im Vergleich zum Status quo.
- Durch die bilaterale Abstimmung von EE-Anlage und Verbrauch kann das Marktentwicklungsmodell zusätzliche Investitionen in Flexibilität anreizen.
- Der Einfluss des Marktentwicklungsmodells auf die Netze ist nicht eindeutig, da die Standorte von EE-Anlage und Letztverbraucher entscheidend sind.

5 FAZIT

Die aktuelle Fassung des EEG folgt dem Prinzip der jährlichen Bilanzierung, sowohl auf der Kosten- als auch der Mengenseite. Vom EEG geförderter EE-Strom wird den Letztverbrauchern als jahresdurchschnittlicher Anteil ausgewiesen. Die Letztverbraucher beteiligen sich an der Finanzierung des EE-Ausbaus durch Zahlung der EEG-Umlage für jede bezogene Kilowattstunde Strom. Dadurch wird das Ziel des EEG, nämlich der Ausbau der erneuerbaren Energien, erreicht. Letztverbraucher können Herkunftsnachweise kaufen, um den ausgewiesenen EE-Stromanteil zu erhöhen. Diese Herkunftsnachweise verifizieren die Eigenschaft der erneuerbaren Erzeugung auf jährlicher Basis und werden ausschließlich für EE-Strommengen ohne EEG-Förderung ausgegeben.

Wenn Letztverbraucher einen Vorteil davon haben ihren Verbrauch nachweislich an das zeitliche Profil der EE-Erzeugung anzupassen, wird dies im Rahmen der Studie mit der Verwertbarkeit von EE-Strom bezeichnet. Im Unterschied zum jahresbilanziellen EE-Strombezug bedeutet der Bezug von verwertbarem EE-Strom, dass der Letztverbraucher ihn nachweislich zeitgleich zur Erzeugung bezogen hat.

Das von ARGE Netz vorgeschlagene Marktentwicklungsmodell ermöglicht die Vermarktung von EE-Strom vom EE-Anlagenbetreiber an den Letztverbraucher unter Erhaltung des EEG-Förderanspruchs und unter nachweislicher Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch.

Die vorliegende Studie liefert eine ökonomische Analyse des Marktentwicklungsmodells und untersucht die Auswirkungen einer Einführung des Marktentwicklungsmodells auf verschiedene Akteursgruppen - EE-Anlagen, Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell, übrige Letztverbraucher und das Gesamtsystem. Die Studie kommt zu folgenden zentralen Ergebnissen:

- Das Marktentwicklungsmodell bietet den EE-Anlagenbetreibern eine Möglichkeit die Verwertbarkeit von EE-Strom zu vermarkten und damit eine Möglichkeit zur Produktdifferenzierung. Für Letztverbraucher schafft das Marktentwicklungsmodell eine Möglichkeit ihre Präferenz für verwertbaren EE-Strom zum Ausdruck zu bringen und diesen zu beziehen. Diese Präferenz spiegelt sich gemäß der Theorie der Produktdifferenzierung in einer Zahlungsbereitschaft der Letztverbraucher für verwertbaren EE-Strom wider. Diese Zahlungsbereitschaft ermöglicht es den EE-Anlagen ihren verwertbaren EE-Strom besser zu vermarkten.
- Das Marktentwicklungsmodell erhält den EEG-Förderanspruch der EE-Anlage und verrechnet diesen mit der EEG-Umlagepflicht des Letztverbrauchers. Das EEG-Konto wird dadurch kostenseitig nicht zusätzlich belastet; es kann sogar zu Entlastungen kommen. Da außerdem der Börsenpreis in den meisten Fällen vom Marktentwicklungsmodell nicht beeinflusst wird, werden die übrigen Letztverbraucher monetär mindestens gleichgestellt.

- Die Mengenbilanzierung des EE-Stroms im EEG-Konto verändert sich durch das Marktentwicklungsmodell. Den übrigen Letztverbrauchern wird bei gleichbleibender EEG-Umlage weniger EEG-geförderter Strom ausgewiesen. Ob aus dem EEG ein Anspruch auf diese bilanzielle Zuweisung folgt, ist nicht eindeutig geklärt.
- Die Gruppe potentieller Teilnehmer am Marktentwicklungsmodell sollte nicht gesetzlich auf Unternehmen eingeschränkt werden.
- Durch den bilateralen Vertrag hat der Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell einen Anreiz seinen Verbrauch auf das Erzeugungsprofil der EE-Anlage abzustimmen. Die erhöhte Sichtbarkeit der volatilen EE-Erzeugung setzt Anreize, um in Flexibilitätsoptionen zu investieren.
- Die Netzdienlichkeit des Marktentwicklungsmodells kann nicht eindeutig beurteilt werden. Wenn EE-Anlage und Letztverbraucher durch einen Engpass getrennt sind, können Netzengpässe verstärkt werden und zusätzliche Kosten durch Netzengpassmanagement entstehen. Wenn Erzeugung und Verbrauch in räumlicher Nähe zueinander stehen, können die Netze durch das Marktentwicklungsmodell entlastet werden, da der Letztverbraucher durch den bilateralen Vertrag einen Anreiz hat, seinen Verbrauch an das Erzeugungsprofil der EE-Anlage anzupassen.

ANHANG

A: Übersichtstabelle unterschiedlicher Fallbeispiele

TABELLE 2: ZAHLUNGSSTRÖME FÜR VERSCHIEDENE ANLAGENTYPEN UND VERMARKTUNGSFORMEN

Quelle: eigene Berechnungen³⁰

in ct/kWh	Fall 1) MP < EEG	Fall 2) MP > EEG	Fall 3) BP < MMW	Fall 4) MP=0
Anzulegender Wert: AW	8	12	8	0
Monatsmarktwert: MMW	3	3	3	-
EEG-Umlage: EEG	7	7	7	7
Börsenpreis: BP	3	3	2	3
Marktprämie: MP = AW - MMW	5 = 8 - 3	9 = 12 - 3	5 = 8 - 3	0
Option Direktvermarktung (DV)+MP				
Ausgaben Verbraucher: AV _{DV} = BP + EEG	10 = 3 + 7	10 = 3 + 7	9 = 2 + 7	10 = 3 + 7
Einnahmen EE-Anlage: EE _{DV} = BP + MP	8 = 3 + 5	12 = 3 + 9	7 = 2 + 5	3 = 3 + 0
Option MEM				
Ausgaben Verbraucher: AV _{MEM} = BP + MP + (EEG-MP) ₊	10 = 3 + 5 + (7-5)	12 = 3 + 9 + (7-9) ₊	9 = 2 + 5 + (7-5)	10 = 3 + 0 + (7-0)
Einnahmen EE-Anlage: EE _{MEM} = BP + MP + (EEG-MP) ₊ - (EEG-MP) ₋	8 = 3 + 5 + (7-5) - (7-5)	12 = 3 + 9 + (7-9) ₊ - (7-9) ₋	7 = 2 + 5 + (7-5) - (7-5)	3 = 3 + 0 + (7-0) - (7-0)
Unterschiede MEM vs. DV+MP				
Delta EEG-Konto	0 = (7-5) - (7-5)	2 = (7-9) ₊ - (7-9)	0 = (7-5) - (7-5)	0 = (7-0) - (7-0)
Zusätzliche Zahlungsbereitschaft für verwertbaren EE-Strom	0 = 10 - 10	2 = 12 - 10	0 = 9 - 9	0 = 10 - 10

³⁰ Für das Maximum von einer Zahl x und 0 wird die Schreibweise (x)₊ verwendet. Es gilt beispielsweise (7-5)₊=(2)₊=2 und (5-7)₊=(⁻2)₊=0.

Fall 1: Die Marktprämie der EE-Anlage ist niedriger als die EEG-Umlage

Die Beschreibung zu Fall 1 findet sich in Abschnitt 3.2.

Fall 2: Die Marktprämie der EE-Anlage ist höher als die EEG-Umlage

In Fallbeispiel 2 wird eine EE-Anlage betrachtet, deren anzulegender Wert 12 ct/kWh beträgt und damit über der EEG-Umlage von 7 ct/kWh liegt. Ebenso wie in Fall 1 kann die EE-Anlage in der Direktvermarktung mit Marktprämie 3 ct/kWh an der Strombörse erwirtschaften, was dem Monatsmarktwert der Anlage entspricht. Bei einem anzulegenden Wert von 12 ct/kWh resultiert hieraus eine Marktprämie in Höhe von 9 ct/kWh. Der Gesamterlös der EE-Anlage entspricht dem anzulegenden Wert von insgesamt 12 ct/kWh (3 ct/kWh Börsenpreis + 9 ct/kWh Marktprämie). Der Letztverbraucher bezieht seinen Strom über die Börse und zahlt dafür 3 ct/kWh plus die EEG-Umlage von 7 ct/kWh. So entstehen dem Letztverbraucher Ausgaben in Höhe von 10 ct/kWh.

Bei einem Wechsel in die Vermarktung über das Marktentwicklungsmodell verzichtet die EE-Anlage auf die Zahlung der Marktprämie aus dem EEG-Konto und vermarktet den Strom direkt an den Letztverbraucher. Dieser wiederum wird von der EEG-Umlage in Höhe der verzichteten Marktprämie entlastet. In diesem Fall wäre vom Letztverbraucher also eine EEG-Umlage von -2 ct/kWh zu entrichten, er würde also eine Zahlung von 2 ct/kWh erhalten. Im Vorschlag des Marktentwicklungsmodells wird dieser Fall jedoch begrenzt, sodass sich die EEG-Umlage lediglich auf 0 ct/kWh reduziert.

Damit die EE-Anlage monetär indifferent zwischen den beiden Vermarktungsmöglichkeiten ist, muss sie im Marktentwicklungsmodell weiterhin 12 ct/kWh erhalten, um Börsenpreis und Marktprämie zu kompensieren. Diese Zahlung von 12 ct/kWh muss der Letztverbraucher direkt an die EE-Anlage entrichten. Obwohl die EEG-Umlage in diesem Fall gänzlich entfällt, erhöhen sich dadurch die Ausgaben des Letztverbrauchers von 10 ct/kWh in der Direktvermarktung mit Marktprämie auf 12 ct/kWh im Marktentwicklungsmodell. Der Letztverbraucher benötigt demnach eine zusätzliche Zahlungsbereitschaft für den Strombezug über das Marktentwicklungsmodell. Diese kann dann vorhanden sein, wenn der Letztverbraucher einen zusätzlichen Nutzen aus dem verwertbaren EE-Strom hat.

Für das EEG-Konto stellt dieser Fall einen Gewinn in Höhe von 2 ct/kWh dar. Der eingesparten Auszahlung der Marktprämie in Höhe von 9 ct/kWh steht eine niedrigere entgangene Einzahlung von 7 ct/kWh gegenüber.

Fall 3: Der tatsächlich erzielte Börsenpreis ist kleiner als der Monatsmarktwert

In diesem Fallbeispiel vermarktet die EE-Anlage (anzulegender Wert 8 ct/kWh) ihren erzeugten Strom an der Börse zu einem geringeren Preis (2 ct/kWh) als dem Monatsmarktwert (3 ct/kWh).³¹ Da die Marktprämie anhand des Monatsmarktwerts berechnet wird, resultiert eine Marktprämie in Höhe von 5 ct/kWh. Die Einnahmen dieser EE-Anlage belaufen sich in der Direktvermarktung mit Marktprämie daher nicht auf den anzulegenden Wert, sondern auf 7 ct/kWh. Dem Letztverbraucher entstehen beim Strombezug über die Börse Kosten in Höhe von 9 ct/kWh: 2 ct/kWh für den Strombezug und 7 ct/kWh EEG-Umlage.

Bei einer Direktvermarktung des EE-Stroms über das Marktentwicklungsmodell verzichtet die EE-Anlage auf die Marktprämie in Höhe von 5 ct/kWh, welche in gleicher Höhe auf die EEG-Umlage des Letztverbrauchers angerechnet wird. Die im Marktentwicklungsmodell zu entrichtende EEG-Umlage beträgt somit 2 ct/kWh. Um die EE-Anlage für Marktprämie und Börsenpreis zu kompensieren, entrichtet der Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell eine Zahlung in Höhe von 7 ct/kWh an die EE-Anlage. Die EE-Anlage ist damit monetär gleichgestellt zur Direktvermarktung mit Marktprämie. Der Letztverbraucher zahlt insgesamt 9 ct/kWh für seinen Strombezug (7 ct/kWh an EE-Anlage und 2 ct/kWh EEG-Umlage). Auch er ist dadurch monetär indifferent zwischen beiden Vermarktungsoptionen. Ebenso ist der Wechsel von Direktvermarktung mit Marktprämie in das Marktentwicklungsmodell kostenneutral für das EEG-Konto.³²

Fall 4: Es besteht kein Anspruch auf Zahlung der Marktprämie

Dieser Fall ist insbesondere relevant für Altanlagen, deren Förderanspruch über das EEG bereits ausgelaufen ist. Der Erlös der EE-Anlage (anzulegender Wert 0 ct/kWh) bemisst sich demnach ausschließlich am Börsenpreis, welcher 3 ct/kWh beträgt. Der Letztverbraucher bezahlt für den Strombezug über die Börse 10 ct/kWh: Börsenpreis von 3 ct/kWh und EEG-Umlage von 7 ct/kWh.

Da diese EE-Anlage keine Förderung aus dem EEG erhält, wird der Letztverbraucher beim Wechsel in das Marktentwicklungsmodell nicht von der EEG-Umlage entlastet. Somit bezahlt der Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell der EE-Anlage deren Opportunitätskosten in Höhe von 3 ct/kWh sowie die volle EEG-Umlage in Höhe von 7 ct/kWh. Seine Ausgaben verändern sich daher nicht gegenüber dem Strombezug über die Börse. Auch die EE-Anlage ist in beiden Vermarktungsoptionen monetär gleichgestellt, da in beiden Optionen keine zusätzlichen Förderzahlungen über das EEG fließen. Ebenso ist ein solcher Wechsel in das Marktentwicklungsmodell kostenneutral für das EEG-Konto.

³¹ Dies kann beispielsweise durch einen verhältnismäßig schlechten Standort oder niedrige Effizienz der EE-Anlage im Vergleich zur Referenzanlage begründet sein.

³² Die Akteure im Marktentwicklungsmodell sind nur dann monetär gleichgestellt, wenn vollständige Transparenz für beide Seiten vorliegt und die EE-Anlage im Marktentwicklungsmodell nur zum tatsächlich erzielbaren Börsenpreis, nicht aber zum höher angelegten Monatsmarktpreis vermarkten kann.

B: Beispielrechnung zum Mengeneffekt

Auswirkungen der Einführung des Marktentwicklungsmodells auf die EE-Mengenbilanzierung

In Tabelle 3 wird in der Spalte „Ohne MEM“ dargestellt, wie aus Letztverbrauch, EEG-Strommenge und EEG-Förderzahlung die EEG-Stromquote und EEG-Umlage berechnet werden. Die Berechnung folgt der Methode und den veröffentlichten Zahlen aus der „Prognose der EEG-Umlage 2016 nach AusglMechV“, die jährlich von den Übertragungsnetzbetreibern auf www.netztransparenz.de veröffentlicht werden. Die EEG-Strommenge stammt aus der Veröffentlichung „EEG in Zahlen“ des BMWi. Im vorliegenden Datensatz des Jahres 2016 beträgt die EEG-Umlage 6,354 ct/kWh bei einer EEG-Stromquote von 45% am EEG-umlagepflichtigem Letztverbrauch. Bei einem Fördervolumen von 22,9 Mrd. Euro für 162 TWh EE-Strom ergibt sich ein effektiver Preis für EEG-Strom von 14,1 ct/kWh_{EEG}.

Angenommen es werden 10 TWh EEG-Strom über das Marktentwicklungsmodell vermarktet, dann sinkt der Letztverbrauch ohne MEM auf 350 TWh und damit die EEG-Stromquote für die übrigen Letztverbraucher auf 43%. Da die EEG-Umlage vom Marktentwicklungsmodell unverändert bei 6,354 ct/kWh bleibt, betragen die EEG-Umlagezahlungen der übrigen Letztverbraucher für 152 TWh EEG-Strom insgesamt 22,2 Mrd. Euro. Da die EEG-Stromquote der übrigen Letztverbraucher jedoch gesunken ist, resultiert dies in einem insgesamt gestiegenen effektiven Preis für EEG-Strom von 14,6 ct/kWh_{EEG} für die übrigen Letztverbraucher.

Um diesen Mengeneffekt auszugleichen, kann der effektive Preis für EEG-Strom der übrigen Letztverbraucher konstant gehalten werden und die zusätzlichen Zahlungen von den Parteien im Marktentwicklungsmodell übernommen werden. Dafür sind in diesem Beispiel zusätzliche Zahlungen der Parteien im Marktentwicklungsmodell in Höhe von 7,767 ct/kWh notwendig. Wenn die Letztverbraucher im Marktentwicklungsmodell echte Vorteile von der Verwertbarkeit von EE-Strom haben, könnte dies die entsprechende Zahlungsbereitschaft erzeugen.

TABELLE 3: MENGENBILANZIERUNG DES EEG BEI EINFÜHRUNG DES MARKTENTWICKLUNGSMODELLS

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf www.netztransparenz.de

	Ohne MEM	Mit MEM
Letztverbrauch	360 TWh	360 TWh
MEM-Strommenge	-	10 TWh
Letztverbrauch abzgl. MEM	360 TWh	350 TWh
EEG-Strommenge für übrige Letztverbraucher	162 TWh	152 TWh
EEG-Stromquote für übrige Letztverbraucher	$162 \text{ TWh}_{\text{EEG}} / 360 \text{ TWh} = 45 \% \text{ kWh}_{\text{EEG}} / \text{kWh}$	$152 \text{ TWh}_{\text{EEG}} / 350 \text{ TWh} = 43 \% \text{ kWh}_{\text{EEG}} / \text{kWh}$
Auswirkungen auf übrige Letztverbraucher		
EEG-Umlage	6,354 ct/kWh	6,354 ct/kWh
Zahlungen von EEG-Umlage von übrigen Letztverbraucher	$6,354 \text{ ct/kWh} * 360 \text{ TWh} = 22,9 \text{ Mrd. EUR}$	$6,354 \text{ ct/kWh} * 350 \text{ TWh} = 22,2 \text{ Mrd. EUR}$
Effektiver Preis für EEG-Strom für übrige Letztverbraucher	$\text{EEG-Zahlungen} / \text{EEG-Strommenge} = 22,9 \text{ Mrd. EUR} / 162 \text{ TWh} = 14,1 \text{ ct/kWh}_{\text{EEG}}$	$22,2 \text{ Mrd. EUR} / 152 \text{ TWh} = 14,6 \text{ ct/kWh}_{\text{EEG}}$
EEG-Zahlungen von übrigen Letztverbrauchern bei konstantem effektiven Preis für EEG-Strom		$14,1 \text{ ct/kWh}_{\text{EEG}} * 152 \text{ TWh} = 21,5 \text{ Mrd. EUR}$
Zusätzliche Zahlung der MEM-Parteien zum Ausgleich des EEG-Kontos		$22,2 \text{ Mrd. EUR} - 21,5 \text{ Mrd. EUR} = 0,8 \text{ Mrd. EUR}$
Preisauflschlag für MEM-Parteien pro MEM-Stromeinheit		$0,8 \text{ Mrd. EUR} / 10 \text{ TWh} = 7,767 \text{ ct/kWh}$

C: Entwicklung des EEG-Kontos im Zeitverlauf

In der statischen Betrachtung hat ein Wechsel von EE-Strommengen in das Marktentwicklungsmodell zunächst keinen oder sogar einen positiven Kosteneffekt auf das EEG-Konto. Denn die EEG-Umlage des Letztverbrauchers reduziert sich entweder um genau die Höhe der Marktprämie bzw. auf null, wenn die Marktprämie höher ausfällt als die EEG-Umlage. Dieser Effekt gilt jeweils im laufenden Kalenderjahr bei gleichbleibender EEG-Umlage.

Für die Berechnung der EEG-Umlage für das folgende Kalenderjahr ist der Effekt des Marktentwicklungsmodells abhängig davon, welche Mengen sowohl verbrauchs- als auch erzeugungsseitig in die prognostizierten Einnahmen, Ausgaben und den prognostizierten Letztverbrauch eingerechnet werden.

Damit die EEG-Umlage für die Letztverbraucher im Folgejahr durch die Einführung des Marktentwicklungsmodells nicht steigt, darf sich die Deckungslücke des EEG-Kontos durch die Einführung des Marktentwicklungsmodells nicht vergrößern. Die Kostenneutralität des EEG-Kontos im Folgejahr ist sichergestellt, wenn

- 1.) die Strommengen im Marktentwicklungsmodell bei der Prognose der Förderzahlungen berücksichtigt werden, und
- 2.) der Letztverbrauch im Marktentwicklungsmodell als EEG-umlagepflichtiger Letztverbrauch angelegt wird.

Wenn EE-Anlagen in das Marktentwicklungsmodell wechseln, deren Marktprämie höher ist als die EEG-Umlage, erzielt das EEG-Konto durch den Wechsel in das Marktentwicklungsmodell einen Gewinn. Dieser kann im Folgejahr angerechnet werden und entlastet somit die EEG-Umlage.

Die Einführung des Marktentwicklungsmodells stellt unter Voraussetzung der oben beschriebenen Berechnungsgrundlage die übrigen nicht am Marktentwicklungsmodell teilnehmenden Akteure in der dynamischen Perspektive daher nicht schlechter gegenüber einem System ohne Marktentwicklungsmodell. Je nach Fallkonstellation können die übrigen Letztverbraucher sogar besser gestellt werden als ohne Marktentwicklungsmodell.