

Positionspapier

Das „3-Säulen-Modell“

Konkretisierung der BDEW-Vorschläge für
einen Finanzierungsrahmen für Erneuerbare-
Energien-Anlagen

Berlin, 31. Mai 2019

ZUSAMMENFASSUNG	3
1. EINFÜHRUNG UND HINTERGRUND	9
2. IM EINZELNEN	11
2.1. Säule 1 - Markt für subventionsfreie Erneuerbare	11
2.1.1. Rechtliche Einschränkungen hinsichtlich Markteintritt von EE-Anlagen	12
2.1.2. Marktliche Voraussetzungen	13
2.1.3. Handlungsempfehlungen	17
2.2. Säule 2 – Weiterentwicklung EEG / Symmetrische Marktprämie	19
2.2.1. Unterschied zum klassischen „Contract for Difference“ (CfD)	21
2.2.2. Wirkung einer fixen Marktprämie	22
2.2.3. Handlungsempfehlungen	23
2.3. Säule 3 - Rechtsrahmen für Prosumer	26
2.3.1. Prosumer - Eine Definition	26
2.3.2. Motivation von Prosumern	27
2.3.3. Bewertung der gegenwärtigen Begünstigung von Eigenstrom und Nahversorgungskonzepten	28
2.3.4. Hemmnisse für Mieterstrom im aktuellen Regime	32
2.3.5. Ziele für einen nachhaltigen Rechtsrahmen für Prosumer	34
2.3.6. Modelle einer Förderung für Prosumer	35
2.3.7. Bewertung der vorgestellten Modelle anhand der definierten Ziele	37
2.3.8. Rechtliche Einordnung (Art. 21 RED II)	43
2.3.9. Handlungsempfehlung	43
2.4. Übergreifende Fragen	45
2.4.1. Wechselwirkungen zwischen den Säulen	45
2.4.2. Wechselmöglichkeiten zwischen den Säulen	48
2.4.3. Handlungsempfehlung	51

Zusammenfassung

Seit seinem Bestehen unterstützt der BDEW die politisch festgelegten Ausbauziele für Erneuerbare Energien. Die Branche stellt sich den Herausforderungen, die nach den Beschlüssen der Weltklimakonferenz in Paris bis 2050 in Deutschland zu meistern sind und versteht sich als Treiber und Wegbereiter der Energiewende. Allein im Hinblick auf den Ausbaubedarf bedeutet das 65-Prozent-Ziel, dass wir die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von heute etwa 220 TWh auf etwa 390 TWh im Jahr 2030 steigern müssen. Hinzu kommen Folgeinvestitionen in Transportnetze und Flexibilitäten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.

Der Bereich der Erneuerbaren Energien ist damit zweifellos eine Wachstumsbranche. Mit dem Fortschreiten der Energiewende und insbesondere vor dem Hintergrund der angehobenen Ausbauziele für Erneuerbare Energien wird diese Branche zu einem immer bedeutenderen Wachstumsmotor und Innovationsträger für die gesamte Wirtschaft in Deutschland. Mit dem richtigen Investitionsrahmen ausgestaltet, wird die Energiewende zur lokalen Wertschöpfung beitragen, Arbeitsplätze schaffen und den Wirtschaftsstandort Deutschland stärken.

Mit dem vorliegenden Positionspapier wollen wir die Energiewende fit für das kommende Jahrzehnt machen. Ziel der nächsten EEG-Reform muss es sein, die volkswirtschaftlichen Belastungen und Subventionstatbestände zu reduzieren und regionale Wertschöpfung durch einen verlässlichen – aber marktlichen – Investitionsrahmen zu stärken. Ein solcher Investitionsrahmen schafft Vertrauen in die Refinanzierbarkeit von Infrastrukturprojekten und senkt damit die Finanzierungskosten der Energiewende und schlussendlich auch die Belastung von Wirtschaft und Verbrauchern.

Die von uns in den Mittelpunkt der Reform gestellte symmetrische Marktprämie gewährleistet eine durchgängige Projektpipeline für Investoren und Service-Unternehmen in den Regionen und setzt – anders als heute – den Anreiz, frühestmöglich auf die Unterstützung durch das EEG zu verzichten. Gleichzeitig gewährt sie Investoren die notwendige Sicherheit in die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Der BDEW hat vor diesem Hintergrund bereits Anfang 2018 ein auf drei Säulen basierendes Maßnahmenpaket vorgestellt, das unter anderem die Vorteile eines rein marktbasiereten Zubaus unter Internalisierung der externen Effekte mit den Vorteilen einer Finanzierungsabsicherung verbindet:

Säule 1 sieht die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit Erneuerbarer Energien durch die Internalisierung externer Effekte im Rahmen des Strommarktes vor. Der Markt und dessen Preissignale stellen die Basis für die Investitionsentscheidung dar. Der Umgang mit schwankenden Preisen ist zugleich Chance und Risiko sowie der zentrale Baustein für Wettbewerb und Treiber für Innovationen.

Säule 2 dient der Flankierung von Säule 1 und stellt das Erreichen der politisch gesetzten Ausbauziele für Erneuerbare Energien sicher. Nur wenn der Ausbau marktgetrieben nicht ausreichend erfolgt, kommt es zur Ausschreibung der erforderlichen Kapazitäten, die notwendig sind, um diese Ausbauziele zu erreichen. Gleichzeitig werden durch die Weiterentwicklung der Direktvermarktung zum einen die Investitionssicherheit für die Akteure gestärkt und zum anderen die Kosteneffizienz

des Ausbaus Erneuerbarer Energien gesteigert. Dafür ist es erforderlich, dass Flächen- bzw. Genehmigungsrestriktionen die Wirksamkeit der Ausschreibungen nicht einschränken.

Säule 3 soll schließlich dazu beitragen, Prosumerlösungen effizient voranzubringen und auf sinnvolle Weise in das Energiesystem zu integrieren, um so die Potenziale einer aktiven Teilhabe der industriellen, gewerblichen und privaten Letztverbraucher bei der Umsetzung der Energiewende zu heben.

Eine erfolgreiche Energiewende baut auch auf eine breite Verantwortung für das Gesamtsystem auf. Von zentraler Bedeutung ist die Wechselwirkung der skizzierten Säulen. In dem Umfang, in dem weitere Kostensenkungen und steigende Marktpreise eine zunehmende Realisierung von Anlagen ohne Förderung erlauben und zum Ausbaupfad beitragen, lassen sich Ausschreibungsvolumina reduzieren beziehungsweise verbleiben nur als „Fall-Back-Option“. Hierfür wird die Erarbeitung eines Szenariorahmens vorgeschlagen, der dazu dient, die erforderlichen Ausschreibungsmengen (zu installierende Leistung) zu ermitteln, damit der Zielkorridor für den Ausbau Erneuerbarer Energien eingehalten wird.

Mit dem hier vorliegenden Positionspapier wird ein konkreter Umsetzungsvorschlag vorgelegt, aus dem sich folgende Handlungsempfehlungen für den politischen Entscheidungsprozess ableiten lassen:

1.) Umstellung der gleitenden auf eine symmetrische Marktprämie

Die gegenwärtige gleitende Marktprämie mindert (auch für eigentlich wettbewerbsfähige Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien) die Risiken bei niedrigen Strompreisen und belässt die Chancen auf Mehrerlöse bei steigenden Strompreisen beim Investor. Investoren haben folglich keinen Anreiz für Investitionen außerhalb des EEG. Erst wenn durch eine symmetrische Marktprämie potentielle Mehrerlöse abgeschöpft werden, entsteht für Investoren der Anreiz, Anlagen ohne Inanspruchnahme des EEG zu errichten.

Eine symmetrische Marktprämie für EEG-Anlagen mindert zudem die Risiken des einzelnen Investors, sichert so die Akteursvielfalt und führt zu niedrigen Fremdkapitalkosten und schließlich zu niedrigeren Kosten für die Energiewende.

Eine symmetrische Marktprämie führt bei steigenden Strompreisen zudem zu einer Entlastung der Verbraucher, da Anlagenbetreiber, die die Absicherung des EEG beanspruchen, dann auf das EEG-Konto einzahlen.

2.) Kartellrechtliche Klarstellung zur Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Die Möglichkeiten der Vertragsgestaltung werden durch das Kartellrecht begrenzt, wenn durch den Vertrag ein oder mehrere Vertragspartner eine marktbeherrschende Stellung einnehmen und der Wettbewerb eingeschränkt wird. Zu Beginn der Liberalisierung im Jahr 2005 ging das Bundeskartellamt davon aus, dass Stromlieferverträge mit einer Vertragslaufzeit von mehr als 5 Jahren zu einer solchen Einschränkung führen würden. Inzwischen ist der Wettbewerb auf dem Strommarkt jedoch deutlich ausgeprägter, sodass die Situation neu bewertet werden muss. Aus

Sicht des BDEW sollten langfristige Stromlieferverträge zwischen Energieversorgungsunternehmen im Wettbewerbsrecht ausdrücklich gestattet werden, wenn sie der finanziellen Absicherung von neu zu errichtenden Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien dienen (zum Beispiel explizite Ermöglichung von Verträgen mit einer Laufzeit bis zu 20 Jahren).

3.) *Strompreiskompensation für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen*

Im Zuge der Einführung des Emissionszertifikatehandels (ETS) hat die Beihilferichtlinie ermöglicht, dass energieintensive Unternehmen, die unter die „carbon leakage“-Definition fallen, eine CO₂-Preis bedingte Strompreiskompensation erhalten. Deshalb können in einigen Wirtschaftssektoren und Teilsektoren Stromkosten besonders stromintensiver Produktionsprozesse teilweise (für die CO₂-Zertifikatekosten) finanziell kompensiert werden. Somit erhalten die o.g. stromintensiven Unternehmen gemäß der Förderrichtlinie für Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten bei einem Graustrombezug eine finanzielle Kompensation, nicht jedoch bei Bezug von ungefördertem Erneuerbare-Energien-Strom. Aufgrund dieser Regelung ist zu erwarten, dass diese Unternehmen dann keine PPA abschließen. Aus Sicht des BDEW tritt hier ein Paradoxon aus Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Förderinstrumenten und Ausnahmeregelungen in Erscheinung. Auf die grundlegend richtige Entscheidung zur Einführung eines CO₂-Zertifikatehandels folgte die Ausnahmeregelung für stromintensive Unternehmen, um Schaden von der Industrie abzuwenden. Dies ist nachvollziehbar. Die Ausnahmeregelung führt nun dazu, dass diese Unternehmen ihr Potential zur Integration von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen nicht entfalten können, da sie sonst die Kompensationszahlungen und damit ihre Wettbewerbsfähigkeit verlieren würden. Es ist zwar richtig, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen kein CO₂ emittieren. Diese CO₂-Vermeidung basiert jedoch allein auf einer Mehrinvestition (in Erneuerbare-Energien-Anlagen). Diese Mehrkosten gegenüber einer Erzeugungsanlage, die CO₂ emittiert, sollten aus Sicht des BDEW im Rahmen der Strompreiskompensation für stromintensive Unternehmen in gleicher Weise behandelt werden wie CO₂-Kosten. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW eine gesetzliche Klarstellung, dass stromintensive Unternehmen auch dann die vollständige CO₂-Kosten-Kompensation erhalten, wenn sie nicht geförderten Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen.

4.) *Pauschalberechnung, bei rechnerisch negativer Marktprämie*

Wenn der Referenzmarktwert in einem Vermarktungszeitraum über die im Rahmen der Ausschreibungen ermittelten anzulegenden Werte von EEG-Anlagen steigt, müssten Anlagenbetreiber bei Anwendung der symmetrischen Marktprämie auf das EEG-Konto einzahlen. Zur Vereinfachung des Abwicklungsmechanismus und zur Vermeidung von unerwünschten Auswirkungen auf den Dispatch empfiehlt der BDEW eine pauschalierte (einspeiseunabhängige) Abrechnung der symmetrischen Marktprämie, wenn diese aufgrund des gestiegenen Strompreisniveaus einen negativen Wert annimmt.

5.) *Schaffung eines neuen Rechtsrahmens für Prosumer*

Der BDEW sieht große Potenziale von Prosumern und kleineren, dezentralen Erzeugungsanlagen für die Zielerreichung beim Erneuerbare-Energien-Ausbau sowie für eine erfolgreiche Energiewende. Die damit einhergehende größere Akteursvielfalt stärkt nicht nur die Akzeptanz für die Energiewende, sondern bietet auch für die Unternehmen der Energiewirtschaft Chancen für die Erschließung zusätzlicher Geschäftsfelder. Allerdings führt der heutige Rechtsrahmen für Prosumer zu großen Mehrbelastungen für Letztverbraucher und setzt keine Anreize zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien.

Das House of Energy Markets and Finance (HEMF) der Universität Duisburg-Essen geht im Rahmen der Erstellung der Mittelfristprognose für die Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2019 von über 4,1 TWh Eigenverbrauch allein im Bereich der Erneuerbaren Energien aus. Auf Basis der durchschnittlichen Strompreisbestandteile kann davon ausgegangen werden, dass sich die Umverteilungseffekte über alle Strompreisbestandteile in diesem Segment auf rund 750 Mio. Euro beziffern. Träte eine Entwicklung wie im oberen Szenario des HEMF (6,6 TWh Eigenverbrauch aus PV-Anlagen) ein, würden die Umverteilungseffekte im Jahr 2023 allein im Segment der Photovoltaik auf über 1 Mrd. Euro pro Jahr ansteigen. Hinzu kommen weitere Erzeugungstechnologien, die ebenfalls für die Eigenstromversorgung genutzt werden und das Eigenverbrauchsprivileg in Anspruch nehmen. Insbesondere für Letztverbraucher mit größerem Letztverbrauch (z. B. Industrie) ist die Nutzung des Eigenstromprivilegs attraktiv. Das Fraunhofer ISI schätzt den Stromverbrauch im Eigenverbrauchsprivileg im Jahr 2018 insgesamt auf 75 TWh.¹ Eine Bezifferung der daraus resultierenden Umverteilungseffekte ist aufgrund der vielschichtigen Regelungssachverhalte und der mangelhaften Datengrundlage nahezu unmöglich. Ungeachtet dessen wird deutlich, dass Handlungsbedarf besteht und die Regelungen für die Eigenstromnutzung im Hinblick auf eine nachhaltige Umsetzung der Energiewende reformiert werden müssen.

Der Bestandsschutz für bestehende Assets (z. B. in der Abwasserentsorgung) ist dabei selbstverständlich zu gewährleisten.

Gleichzeitig ist offensichtlich, dass einige Erzeugungstechnologien die Marktreife heute noch nicht erreicht haben. Ohne Förderung (über das EEG oder über das Eigenverbrauchsprivileg) würden diese Erzeugungsanlagen nicht errichtet werden. Dies gilt zum Beispiel für PV-Dachanlagen, aber auch für die energetische Verwendung von Klärgas in Anlagen der Abwasserentsorgung. Der BDEW empfiehlt daher folgende Kriterien für die Ausgestaltung der Fördersystematik, wobei für bestehende Assets (z. B. in der Abwasserentsorgung) selbstverständlich Bestandsschutz gelten muss:

¹ Fraunhofer ISI: Mittelfristprognose – Stromabgabe an Letztverbraucher, S. 30; 2019

- Die Förderung sollte angemessen und auskömmlich sein, aber Überrenditen ausschließen.
- Die Höhe der Förderung sollte transparent sein, um als Grundlage für politische Entscheidungen herangezogen werden zu können – etwa im Hinblick auf den gewünschten Umfang.
- Die Förderung sollte robust gegenüber Änderungen am regulatorischen Rahmen sein und den Akteuren, die sie in Anspruch nehmen, Investitionssicherheit geben.
- Die Förderung sollte die Markt- und Systemintegration der Flexibilitäten von Prosumern (Wirkung von Marktpreissignalen) ermöglichen. Das heißt, dass Marktpreissignale wirken können, damit die unter der Bevorteilung errichteten Assets eine systemdienliche Wirkung entfalten können.
- Die Ausgestaltung der Förderung sollte den unterschiedlichen Kundenbedürfnissen Rechnung tragen, das heißt so ausgestaltet sein, dass die gewünschten Akteure sie auch annehmen.

Dem BDEW ist zudem bewusst, dass mit dem heute bestehenden Modell Kundenpräferenzen und etablierte Geschäftsmodelle verbunden sind und einzelne Akteure einer Veränderung des gesetzlichen Rahmens kritisch gegenüberstehen.

Die folgenden Handlungsempfehlungen dienen dem Schutz der Verbraucher, sollen Wettbewerbsverzerrungen vermeiden und Stromgestehungskosten transparent machen:

- a) Erzeugungsanlagen sollten - insbesondere von Akteuren mit gewerblichem Charakter - ausschließlich im Wege einer expliziten Förderung unterstützt werden. Diese explizite Förderung orientiert sich an den Investitionskosten und erlaubt über die Laufzeit der Anlage hinweg eine auskömmliche Rendite. Insbesondere über die Möglichkeit der Vermarktung netzdienlicher Dienstleistungen können zusätzliche Erlöse generiert werden. In dieser „expliziten Förderung“ erhält der Prosumer für jede erzeugte Kilowattstunde eine für die Refinanzierung ausreichende Vergütung, muss aber im Gegenzug für jede verbrauchte Kilowattstunde alle Strompreisbestandteile tragen wie andere Verbraucher auch. Netz- und/oder systemdienliches Verhalten würde durch marktliche Mechanismen vergütet. Auf diese Weise entstehen neue wettbewerbliche Möglichkeiten, bspw. zur Bewirtschaftung von Netzengpässen. Dies stärkt die Systemintegration von Erneuerbaren Energien und trägt zur Versorgungssicherheit bei.

Eine solche Form der expliziten Förderung würde

1. die Transparenz der Förderkosten verbessern,
2. die Investitionssicherheit stärken,
3. die Markt- und Systemintegration der Flexibilitäten von Prosumern fördern und
4. eine angemessene Refinanzierung ermöglichen (unabhängig von regional unterschiedlichen Strompreisbestandteilen).

- b) Für Akteure mit Kleinstanlagen (siehe dazu auch Punkt 2.3.8, Seite 43) kann dagegen eine implizite Förderung in Verbindung mit einem Finanzierungsbeitrag zur Refinanzierung der Energieversorgungsinfrastruktur sinnvoll sein. Erfahrungsgemäß stehen bei Kleinstanlagenbetreibern neben wirtschaftlichen Motiven auch der Wunsch nach Teilhabe an der Energiewende im Vordergrund. Für diese Akteursgruppe wird daher ein Wahlrecht zwischen a) einer weiterentwickelten impliziten Förderung oder b) der oben beschriebenen expliziten Förderung vorgeschlagen. Im Rahmen der impliziten Förderung würden diese Akteure wie bisher auch eine Einspeisevergütung im Fall der Einspeisung des Stroms erhalten. Zudem würde der von ihnen selbst verbrauchte Strom nicht mit Abgaben, Steuern und Umlagen belastet. Zur Kompensation von Verteilwirkungen (siehe 2.3.4) sollen geeignete Steuerungselemente eingeführt werden, die sicherstellen, dass auch Prosumenten in der impliziten Förderung einen angemessenen Beitrag zur Refinanzierung der von ihnen genutzten Infrastruktur leisten und zur Aufrechterhaltung des Energieversorgungssystems beitragen. Diese Steuerungselemente können, je nach Ausgestaltung des energiewirtschaftlichen Rahmens, eine Abgabe sein oder sich auf die künftige Ausgestaltung des § 14 a EnWG, der Netzentgeltsystematik, des EEG etc. beziehen.

Die vorgeschlagene Wahlmöglichkeit könnte die unterschiedlichen Kundenbedürfnisse besonders gut adressieren, zumal eine explizite Förderung auch die Investitionssicherheit für die Akteure erhöhen würde

- c) Zur Vermeidung von Brüchen beim Aufbau von dezentralen Erzeugungsanlagen der Prosumer sollten die vorgeschlagenen Regelungen aus Sicht des BDEW zeitlich so umgesetzt werden, dass bestehende Geschäftsmodelle nicht kurzfristig unrentabel und Brüche vermieden werden. Dazu ist ein angemessener Vorlauf bei der Neuordnung des Rechtsrahmens notwendig. Für bereits installierte Anlagen gelten die heutigen Regelungen im Sinne des Bestandsschutzes weiter. Zudem sollte ein Weg für lokale Flexibilitätsmärkte geebnet werden. Die dann dem Markt zugänglichen Flexibilitätspotentiale von Prosumern tragen so zur Systemintegration der Erneuerbaren Energien bei und stärken damit die Versorgungssicherheit. Sie eröffnen den Prosumern und den sie unterstützenden Energiedienstleistern ein verändertes Geschäftsmodell, mit dem ohne wettbewerbsverzerrende Privilegien eine Refinanzierung der Investitionen ermöglicht wird.

1. Einführung und Hintergrund

Im Januar 2018 hat der BDEW in seinem Diskussionspapier „Investitionsrahmen für den Erneuerbare-Energien-Ausbau“ die Einführung eines „3-Säulen-Modells“ vorgestellt. Dieses dient dazu, den Einstieg in den Ausstieg aus der finanziellen Förderung des EEG zu suchen, ohne die Erreichung der Erneuerbare-Energien-Ausbauziele zu gefährden. Dabei ließ sich der BDEW von folgenden Zielen leiten:

1. Die zu entwickelnden Maßnahmen sind darauf ausgerichtet, die politisch definierten Erneuerbare-Energien-Ausbauziele zu erreichen.
2. Der erforderliche Ausbau der Erneuerbaren Energien soll sowohl volkswirtschaftlich kosteneffizient, als auch betriebswirtschaftlich den Risiken entsprechend rentabel erfolgen.
3. Der Ausbau und der Betrieb von Erneuerbare-Energien-Anlagen sollen möglichst marktlichen Prinzipien folgen.
4. Grundsätzlich soll die Versorgung von Kunden über das Netz diskriminierungsfrei und zugleich ohne Marktverzerrungen neben anderen dezentralen Versorgungskonzepten (B2B, Selbstversorgung, Mieterstrom) stehen.

Mit dem im Januar 2018 vorgestellten Diskussionspapier stellte der BDEW ein auf drei Säulen basierendes Maßnahmenpaket zur Diskussion, das unter anderem die Vorteile eines rein marktbasierten Zubaus unter Internalisierung der externen Effekte mit den Vorteilen einer Finanzierungsabsicherung verbindet.

Säule 1 sieht die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit Erneuerbarer Energien durch die Internalisierung externer Effekte über den EU-Emissionshandel im Rahmen des Strommarktes vor. Der Markt und dessen Preissignale stellen die Basis für die Investitionsentscheidung dar. Der Umgang mit schwankenden Preisen ist zugleich Chance und Risiko sowie der zentrale Baustein für Wettbewerb und Treiber für Innovationen.

Säule 2 dient der Flankierung von Säule 1 und stellt das Erreichen der politisch gesetzten Ausbauziele für Erneuerbare Energien sicher. Nur wenn der Ausbau marktgetrieben nicht ausreichend erfolgt, kommt es zur Ausschreibung der erforderlichen Kapazitäten, die notwendig sind, um die Ausbauziele zu erreichen. Gleichzeitig werden durch die Weiterentwicklung der Direktvermarktung zum einen die Investitionssicherheit für die Akteure gestärkt und zum anderen die Kosteneffizienz des Ausbaus Erneuerbarer Energien gesteigert.

Säule 3 soll schließlich dazu beitragen, einen hohen Beitrag dezentraler Erneuerbarer durch marktwirtschaftlich getriebene Investitionen privater Akteure zu gewährleisten und die Rechte und Pflichten der Letztverbraucher und Prosumer in einem durch die Energiewende veränderten Umfeld zu definieren. Hier sollten die bereits bestehenden Instrumente auf den Prüfstand gestellt und Alternativen im Hinblick auf die Anforderungen der Energiewende diskutiert werden.

Von zentraler Bedeutung ist die Wechselwirkung zwischen den skizzierten Säulen. In dem Umfang, in dem weitere Kostensenkungen und steigende Marktpreise eine zunehmende Realisierung von Anlagen ohne Förderung erlauben und zur Erreichung der Ausbauziele

beitragen, lassen sich Ausschreibungsvolumina reduzieren beziehungsweise diese verbleiben nur als „Fall-Back-Option“. Da der Zeitpunkt, ab wann ein Umstieg auf rein marktlichen Zubau möglich wird, unbekannt ist, soll ein Förderrahmen etabliert werden, der bei passender Gelegenheit „automatisch“ auf marktliche Förderung umstellt und heute noch notwendige Privilegien von selbst beendet. Die Förderung des EEG soll sich im Grunde überflüssig machen, ohne dass die Politik hier den „richtigen“ Zeitpunkt terminieren muss. Als Grundlage hierfür wird die Erarbeitung eines Szenariorahmens vorgeschlagen, der dazu dient, die erforderlichen Ausschreibungsmengen (zu installierende Leistung) zu ermitteln, damit der Zielkorridor für den Ausbau Erneuerbarer Energien eingehalten wird.

Im Kontext des Diskussionspapiers vom Januar 2018 stellten sich eine Vielzahl von Fragen hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung und möglicher Nebenwirkungen der dokumentierten Vorschläge. In Anbetracht dieser offenen Punkte hat der BDEW im Jahr 2018 einen wertschöpfungsstufenübergreifenden Dialog zu deren Beantwortung geführt und folgende Experten aus der Wissenschaft zu Einzelfragen konsultiert:

Ausgestaltung der symmetrischen Marktprämie zur Vermeidung unerwünschter Nebeneffekte und Erhalt der Systemintegrationswirkung der Direktvermarktung im Marktprämienmodell

- Prof. Dr. Mario Ragwitz und Dr. Marian Klobasa (FraunhoferISI)
- Dr. Corinna Kleßmann und Silvana Tiedemann (Ecofys Germany GmbH)

Wirkung von Wechselmöglichkeiten zwischen den Säulen im „3-Säulen-Modell“

- Dr. Corinna Kleßmann und Silvana Tiedemann (Ecofys Germany GmbH)

Wirkung der aktuellen Regelung für Prosumer

- Dr. Christoph Maurer (CONSENTEC GmbH)
- Dr. Friedrich Seefeldt (PROGNOS AG)

Moderation und Beratung zur Entwicklung eines neuen Rechtsrahmens für Prosumer

- Dr. Marco Nicolosi und Dr. Barbara Burstedde (Connect Energy Economics GmbH)

Rahmenbedingungen für den Markteintritt subventionsfreier Erneuerbarer Energien

- Dr. Manuel Köhler und Hanns König (Aurora Energy Research)

Die Ergebnisse aus diesen Analysen sind in die folgenden Ausführungen zur Ausgestaltung des „3-Säulen-Modells“ eingeflossen. Die in diesem Zusammenhang von den Wissenschaftlern gezeigten Präsentationen finden sich im Anhang dieses Positionspapiers.

2. Im Einzelnen

2.1. Säule 1 - Markt für subventionsfreie Erneuerbare

Die Ausschreibungsergebnisse für Erneuerbare-Energien-Anlagen zeigen, dass Strom aus Erneuerbaren Energien zunehmend wettbewerbsfähig wird. Teilweise liegen die Zuschläge für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen bereits unter den heutigen Strompreisen. In dieser Momentaufnahme stellt sich die Frage, ob das EEG überhaupt noch notwendig ist. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Marktfähigkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen unterschiedlich ausgeprägt ist und von der eingesetzten Technologie, der Anlagengröße und dem Standort abhängt. So zählen PV-Freiflächenanlagen gegenwärtig zu den günstigsten Erzeugungstechnologien, während PV-Dachanlagen trotz beeindruckender Lernkurve noch immer zu den kostenintensivsten Erzeugungstechnologien zählen. Gleichermaßen variieren die Erzeugungskosten für Strom aus Windenergieanlagen an Land um mehr als 100 Prozent – in Abhängigkeit von der Windintensität an unterschiedlichen Standorten.

Mit Blick auf die o. g. kosteneffizientesten Erzeugungsanlagen lässt sich daher durchaus argumentieren, dass die Marktreife bereits heute gegeben ist. Allerdings ist deren Zubaupotential mangels ausreichenden Potentials windhöffiger Standorte und aufgrund von den Handlungsraum einschränkenden Akzeptanzfragen begrenzt. Vor diesem Hintergrund braucht es zu einer Tragfähigkeit von Säule 1 eine gezielte Initiative der Bundesregierung in Zusammenarbeit mit den Ländern und dem Erneuerbare-Energien-Sektor, um Genehmigungsstau und Hemmnisse abzubauen sowie die Verbesserung der Akzeptanz bei Bürgern zu unterstützen. Zudem ist zumindest bis auf Weiteres davon auszugehen, dass ein mehr oder weniger großer Teil von Erzeugungsanlagen auf die finanzielle Unterstützung des EEG angewiesen sein wird.

Aus Sicht des BDEW gilt es nun, die richtigen Signale zu setzen, damit diese kosten-effizienten Erzeugungsanlagen ohne Inanspruchnahme des EEG errichtet und betrieben werden können. Das Instrument hierfür sind sogenannte PPA (Power Purchase Agreements). PPA sind langfristige Stromlieferverträge, die direkt zwischen regenerativen Stromerzeugern und Stromverbrauchern geschlossen werden. Durch den definierten Preis der Abnahmemenge können sich Abnehmer gegen Preisrisiken absichern. Anlagenbetreibern erleichtern PPA die Finanzierung der getätigten Investitionen.

Gemäß Art. 15, Abs. 8 der Renewable Energy Directive (RED II) sind die Mitgliedstaaten aufgefordert,

- eine Bewertung der regulatorischen und administrativen Hindernisse für langfristige Strombezugsverträge auf Unternehmensebene vorzunehmen,
- ungerechtfertigte Hemmnisse zu beseitigen sowie
- die Vereinbarung von PPA zu erleichtern.

PPA dürfen dabei keinen unangemessenen oder diskriminierenden Verfahren unterliegen. Es ist davon auszugehen, dass PPA auch von sehr hoher Bedeutung für Erneuerbare Bestandsanlagen sind, deren Förderung durch das EEG endet. Anfang der 2020er Jahre wird dies in Deutschland viele GW an Kapazität betreffen, welche im Markt insbesondere via PPA vermarktet werden könnten.

2.1.1. Rechtliche Einschränkungen hinsichtlich Markteintritt von EE-Anlagen

Bei langfristigen Stromlieferverträgen werden mehrere Rechtsbereiche tangiert.

1. Zunächst ist das AGB-Recht zu berücksichtigen. Dieses ist dadurch gekennzeichnet, dass die Allgemeinen Geschäftsbedingungen (AGB) einseitig erklärt werden und sich die Kunden bei Vertragsabschluss automatisch auch mit den AGB des Vertragspartners einverstanden erklären. Bei Dauerschuldverhältnissen (z. B. Stromlieferverträgen) sieht das AGB-Recht einen Schutz der Vertragspartner vor überlangen Vertragslaufzeiten vor. So können Verträge mit nichtgewerblichen Letztverbrauchern in der Regel für maximal zwei Jahre abgeschlossen werden, wobei sich die Laufzeit um ein Jahr verlängern kann, wenn nicht rechtzeitig vor Ablauf der zwei Jahre gekündigt wird. Bei Gewerbekunden geht man davon aus, dass das Schutzbedürfnis niedriger ist. Daher geht die Rechtsprechung von einer möglichen Laufzeit von drei bis vier Jahren aus.
2. Im Fall eines individuell ausgehandelten Vertrags (zum Beispiel zwischen EVU) greift das AGB-Recht nicht. Hier bestehen im Vertragsrecht nahezu kaum Grenzen hinsichtlich der Vertragsgestaltung. Die Möglichkeiten der Vertragsgestaltung werden nur durch das Kartellrecht begrenzt, wenn durch den Vertrag ein oder mehrere Vertragspartner eine marktbeherrschende Stellung einnehmen und der Wettbewerb eingeschränkt wird. Zu Beginn der Liberalisierung im Jahr 2005 ist das Bundeskartellamt davon ausgegangen, dass Stromlieferverträge mit einer Vertragslaufzeit von mehr als 5 Jahren zu einer solchen Einschränkung führen würden. Inzwischen ist der Wettbewerb auf dem Strommarkt jedoch deutlich ausgeprägter, sodass die Situation neu zu bewerten ist. So hat das OLG München in einem Urteil im Jahr 2017 eine virtuelle Kraftwerksbeteiligung über 23 Jahre nicht beanstandet – wohl aber die Preisanpassungsklausel in dem zu entscheidenden Fall. Hier geht die Rechtsprechung davon aus, dass Preisanpassungsklauseln keine der beiden Parteien unangemessen benachteiligen dürfen. Die Risikoverteilung muss angemessen sein. Im Fall eines langfristigen Stromliefervertrags müssen sowohl für den Stromabnehmer als auch für den Lieferanten Chancen und Risiken bestehen.
3. Zudem sind die allgemeinen „guten Sitten“ zu beachten. So dürfen zum Beispiel keine generationsübergreifenden Verträge (Dauer über 30 Jahre) geschlossen werden. Auch ist zu beachten, dass Verträge Ausstiegsklauseln vorsehen sollten, insbesondere für den Wegfall der Geschäftsgrundlage. Ein solcher Wegfall liegt zum Beispiel vor, wenn sich ein nicht vorhersehbares Risiko (etwa Krieg, Hyperinflation etc.) realisieren würde. Volatile Strompreise gehören bei langfristigen Stromlieferverträgen allerdings ausdrücklich nicht dazu, denn Letztere zeichnen sich dadurch aus, dass beide Vertragspartner sich in Kenntnis der möglichen Risiken gegenüber den volatilen Strompreisen absichern wollten.

Mit Blick auf die gegenwärtige Rechtslage zu langfristigen Stromlieferverträgen ist allerdings davon auszugehen, dass im Fall von Rechtsstreitigkeiten eine Einzelfallprüfung erforderlich ist. Hier müsste dann ein Gericht über die Angemessenheit der Laufzeit und/oder der Risikoverteilung entscheiden.

Handlungsempfehlung

Aus Sicht des BDEW wäre es vor dem Hintergrund der vorgenannten Argumente sinnvoll, langfristige Stromlieferverträge im Wettbewerbsrecht ausdrücklich zu ermöglichen, etwa durch eine explizite Zulassung von langfristigen Stromlieferverträgen, die der finanziellen Absicherung von neu zu errichtenden Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien dienen (zum Beispiel explizite Ermöglichung von Verträgen einer Laufzeit mit bis zu 20 Jahren).

Im Hinblick auf Letztverbraucher geht der BDEW davon aus, dass Consumer-PPA wegen der fehlenden Möglichkeit der langfristigen vertraglichen Bindung von Haushalts-Stromkunden keine Relevanz entfalten werden. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass PPA in erster Linie als Corporate PPA (Erzeuger schließen entweder mit Unternehmen oder mit Aggregatoren PPA ab) abgeschlossen werden.

2.1.2. Marktliche Voraussetzungen

Hemmnis Regulatorische Risiken

Aus Sicht der Investoren bedarf es vor allem stabiler Rahmenbedingungen, die ihnen eine Refinanzierung ihrer Erzeugungsanlagen ermöglichen. Kritisch sind in diesem Zusammenhang vor allem unerwartete regulatorische Eingriffe zu bewerten. Dazu zählen zum Beispiel nachträgliche Veränderungen der Regelungen von Entschädigungszahlungen im Fall von Einspeisemanagementmaßnahmen, welche die Kalkulationsgrundlagen für einen PPA nachträglich verschlechtern können. Aber auch strukturelle Eingriffe in die Erzeugungsstruktur wie der „Kohleausstieg“ bzw. die Veränderung von Ausbauzielen für Erneuerbare Energien wirken sich auf die Preise aus, die bei der Verhandlung von PPA in Betracht gezogen werden. Letztlich führt dies dazu, dass die Fristigkeit der PPA sowie die darin enthaltenen Risikoabschläge je nach Erwartung der Marktteilnehmer stark variieren. So senkt zum Beispiel die Anhebung von Erneuerbare-Energien-Ausbauzielen den Marktwert des produzierten Stroms, da sich das Angebot auf dem Strommarkt vergrößert, ohne dass die Nachfrage steigt. Risiken im Hinblick auf den Marktwert sind grundsätzlich schon schwer kalkulierbar und stellen damit ein wesentliches Hindernis für eine umfängliche Nutzung von PPA dar.

Die gleitende Marktprämie als Hemmnis für den Markteintritt

Mit der Marktreife erster Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wird auch eine Reform des EEG erforderlich. So stellt das gegenwärtige EEG in dieser neuen Phase ein Hemmnis für den Markteintritt dar. Zwar müssen Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kW ihren Strom direkt vermarkten, doch verhindert die Ausgestaltung der Marktprämie, dass ein Anreiz entsteht, auf eine Förderung durch das EEG zu verzichten. Dies liegt daran, dass Akteure im gegenwärtigen Marktprämiensystem gegen niedrige Strompreise abgesichert sind, ohne dass ihre potentiellen Mehrerlöse beim

freiwilligen Wechsel in die Vermarktung im Strommarkt abgeschöpft werden. Chance und Risiko stehen also nicht im Gleichgewicht. Vor diesem Hintergrund sollte aus Sicht des BDEW eine symmetrische Ausgestaltung der Marktprämie realisiert werden.

Bedeutung von Marktwertfaktoren und Strukturierungskosten

Das Preisniveau von PPA kann nicht mit durchschnittlichen EE-Erzeugungskosten (Wind/PV) gleichgesetzt werden, und die Erzeugungskosten können nicht unmittelbar mit der Höhe des (konventionell determinierten) Marktpreises verglichen werden. Hintergrund ist, dass Stromabnehmer ein Profil für die Belieferung brauchen und teilweise ergänzende Mengen über den Markt beschaffen (lassen) müssen. Es bestehen erhebliche kurz- und langfristige Mengenrisiken. Da Kunden nicht wissen, welchen Beitrag die fluktuierenden Erneuerbaren in ihrem Profil leisten, brauchen sie kurzfristig positive oder negative Ausgleichsenergie, was die Belieferung teurer macht. Langfristig müssen Lieferrisiken bezüglich der Volumina über verschiedene Windjahre hinaus ebenfalls ausgeglichen werden, der jährliche Windertrag kann stark schwanken, was hohe unerwartete jährliche Ausgleichsmengen zur Folge haben kann. Darüber hinaus bestehen Preisrisiken: Weht der Wind unterjährig stark, sinkt der Spot-Preis und man muss als Windparkbetreiber seinen Überschuss-Strom bei niedrigem Marktpreis verkaufen; umgekehrt muss der Betreiber bei Flaute „teuer“ vom Markt nachkaufen und seinen Liefervertrag ausgleichen. Bei weiterem Ausbau der Erneuerbaren wird die Volatilität der Spot-Preise wahrscheinlich weiter zunehmen, was die Risiken für PPA im Zeitablauf weiter erhöhen kann.

Darüber hinaus kann der weitere Ausbau von Erneuerbaren Energien zu einem „Selbstkannibalisierungseffekt“ führen. Da die o.g. Preisrisiken schwierig zu prognostizieren sind, können hohe Risikoabschläge bei PPA-Preisen die Folge sein. Müssen diese erheblichen Risiken vom Markt getragen werden, werden auch hohe Risikoaufschläge für das investierte Kapital fällig; teilweise sind Fremdkapitalgeber gar nicht gewillt, solche Risiken zu tragen, was die Realisierung von Projekten im Markt schwierig macht. Folglich bestehen in einem PPA-Markt auch erhebliche Finanzierungsrisiken. Aus all diesen Gründen hat der von volatilen Erzeugern bereitgestellte Strom einen geringeren Marktwert, als der von steuerbaren Anlagen, die Grundlaststrom produzieren können.

Um Produktionsschwankungen zu glätten, können Aggregatoren zahlreiche Produzenten bündeln und diese gemeinsam vermarkten, sodass die Ausgleichskosten und Schwankungen der volatilen Erzeugung reduziert werden. Eine vollständige Angleichung an das Niveau von konventioneller (gesicherter) Erzeugung ist durch alleinige Portfoliobildung jedoch nicht möglich – die Risiken können nur reduziert aber nicht eliminiert werden. Berücksichtigt man diese Zusammenhänge, so muss konstatiert werden, dass nicht alle und insbesondere nicht kleinere Marktteilnehmer in der Lage sind, die Risiken von PPA oder der Vermarktung im Markt zu tragen. Dies kann sich bei umfangreichen Erfahrungswerten, neuen Rollen von Aggregatoren und Versorgern mittelfristig verbessern, eine Umstellung auf PPA dürfte aber alleine aus diesen Gründen länger dauern und erfordert als ersten Schritt die Bildung und Etablierung von Standards im Markt. Ein alleiniger und sofortiger Umstieg auf Finanzierung via PPA könnte die Liquidität und Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Projekten

austrocknen und den ambitionierten Mengenzielen entgegenstehen. Deshalb ist es notwendig, neben einem PPA-Segment, zumindest übergangsweise weitere Segmente offen zu halten, sodass die Erreichung der ambitionierten Erneuerbare-Energien-Mengenziele der Energiewende nicht gefährdet wird.

Hemmnis Strompreiskompensation für stromintensive Unternehmen

Im Zuge der Einführung des ETS (Emissionszertifikatehandel) hat die Beihilfe-Richtlinie ermöglicht, dass energieintensive Unternehmen, die unter die „carbon leakage“-Definition fallen, eine CO₂-Preis bedingte Strompreiskompensation erhalten können. Deshalb werden in einigen Wirtschaftssektoren und Teilsektoren Stromkosten besonders stromintensiver Produktionsprozesse teilweise finanziell kompensiert. Hierzu hat die Bundesregierung die „Förderrichtlinie für Beihilfen für Unternehmen in Sektoren oder Teilsektoren, bei denen angenommen wird, dass angesichts der mit den EU-ETS-Zertifikaten verbundenen Kosten, die auf den Strompreis abgewälzt werden, ein erhebliches Risiko der Verlagerung von CO₂-Emissionen besteht (Beihilfen für indirekte CO₂-Kosten)“ erlassen.

Die Höhe der „Kompensationsfaktoren“ wird regional auf Basis des CO₂-Ausstoßes festgelegt. So ist deren Höhe z. B. in Skandinavien geringer als in Osteuropa oder auch in Deutschland. In der EU-Richtlinie ist zudem notiert, dass für Strom, dessen Erzeugung kein CO₂ emittiert, keine Kompensation gezahlt werden darf.

Hieraus ergibt sich für die Erneuerbare-Energien-Lieferanten folgendes Problem: Auch diese orientierten sich bei ihrer Preisbildung an den Langzeit-Preiskurven der Börsen, die aber auf einem Strommix mit CO₂-Emissionen basieren. Somit erhielten die o.g. stromintensiven Unternehmen hierfür eine finanzielle Kompensation. Nun besteht die Gefahr, dass die potenziellen industriellen Kunden befürchten müssten, bei Bezug von ungeförderstem Erneuerbare-Energien-Strom keine Kompensation zu erhalten, obwohl der Strom den gleichen Preis hat. Der Grund hierfür liegt in den fehlenden CO₂-Emissionen. Es ist daher zu erwarten, dass stromintensive Unternehmen aufgrund dieser Unsicherheit keine PPA abschließen.

Aus Sicht des BDEW tritt hier ein Paradoxon aus Wechselwirkungen zwischen unterschiedlichen Förderinstrumenten und Ausnahmeregelungen in Erscheinung. Auf die grundlegend richtige Entscheidung zur Einführung eines CO₂-Zertifikatehandels folgte die ebenso grundsätzlich sinnvolle Ausnahmeregelung für stromintensive Unternehmen, um Schaden von der Industrie abzuwenden. Die Ausnahmeregelung führt nun dazu, dass diese Unternehmen ihr Potential zur Integration von Erneuerbare-Energien-Strom nicht entfalten können, da sie sonst die Kompensationszahlungen und damit ihre Wettbewerbsfähigkeit verlieren würden. Es ist zwar richtig, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen kein CO₂ emittieren. Diese CO₂-Vermeidung basiert jedoch allein auf einer Mehrinvestition (in Erneuerbare-Energien-Anlagen). Diese Mehrkosten gegenüber einer Erzeugungsanlage, die CO₂ emittiert, sollten aus Sicht des BDEW im Rahmen der Strompreiskompensation für stromintensive Unternehmen in gleicher Weise behandelt werden wie CO₂-Kosten. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW eine Klarstellung, dass stromintensive Unternehmen

auch dann die vollständige CO₂-Kosten-Kompensation erhalten, wenn sie nicht gefördertem Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen.

Die Rolle des CO₂-Preises für subventionsfreie Erneuerbare-Energien-Anlagen

Der CO₂-Zertifikatehandel stellt einen pragmatischen mengenbasierten Ansatz zur Internalisierung externer Kosten dar. Anstelle der in der Praxis problematischen Monetarisierung externer Kosten aus der Emission einer zusätzlichen Tonne CO₂, werden den Sektoren Reduktionsverpflichtungen auferlegt, die die Emissionen insgesamt so verringern, dass Folgeschäden voraussichtlich auf ein vertretbares Maß begrenzt werden. Der CO₂-Preis ist hierbei das Ergebnis aus Angebot und Nachfrage vor dem Hintergrund politisch vorgegebener Reduktionsziele.

Der Zertifikatehandel bewirkt, dass CO₂-emittierende Kraftwerke höhere Grenzkosten haben und sich am Strommarkt ein höherer Preis einstellt, falls diese Kraftwerke preissetzend sind, als dies ohne eine CO₂-Bepreisung im Zertifikatehandel der Fall wäre. Dadurch erzielen CO₂-freie oder -arme Kraftwerke mit insgesamt geringeren Grenzkosten höhere Deckungsbeiträge.

Die Rolle der „grünen Eigenschaft“ für die Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Grünstrom kann auf dem Markt gegenüber Graustrom auf eine höhere Zahlungsbereitschaft treffen und damit auch zur Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen beitragen. So haben sich zahlreiche weltweit tätige Firmen bereits heute zum Einsatz von 100 Prozent Erneuerbare-Energien-Strom bekannt. Dabei werden sowohl Grünstromzertifikate als auch direkte PPA und Anlagen zur Eigenerzeugung kombiniert. Diese Mehrzahlungsbereitschaft aufgrund der „grünen Eigenschaft“ von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen kann damit einen Beitrag zur Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit von Strom aus diesen leisten.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW die Einführung einer transparenten Zertifizierung für Grünstromprodukte (einheitliche Standards, einfache Übertragung etc.) und hält es für richtig, dass im Rahmen der Stromkennzeichnung die „grüne Eigenschaft“ des Stroms stets demjenigen Verbraucher zugeschrieben wird, der die Mehrkosten der Stromerzeugung trägt. Bei den über das EEG geförderten Strommengen sind dies die Differenzkosten, die in Form der EEG-Umlage auf die Letztverbraucher umgelegt werden.

Das oben beschriebene Prinzip ist im EEG geübte Praxis. Eine Ausnahme hiervon stellt der Selbstverbrauch dar. So wird der selbst erzeugte und selbst verbrauchte Strom (Selbstverbrauch) trotz seiner Förderung durch die Eigenstrombegünstigung nicht als Graustrom ausgewiesen, obwohl die Mehrkosten der Stromerzeugung durch die Gemeinschaft der Letztverbraucher getragen werden (verschmiert in Strompreisbestandteilen, siehe auch Kapitel 2.3.3).

Brauchen wir eine Stromsteuerbefreiung oder eine EEG-Umlagebefreiung für subventionsfreie Erneuerbare-Energien-Anlagen?

Vielfach wird diskutiert, unter welchen Rahmenbedingungen Erneuerbare-Energien-Anlagen ohne Subventionen zugebaut werden können. In diesem Zusammenhang wurde auch die Forderung laut, für Erneuerbare-Energien-Anlagen in Säule 1 eine Stromsteuerbefreiung oder eine EEG-Umlagebefreiung vorzusehen, um ihre Wettbewerbsfähigkeit zu stärken. Die Forderung nach einer Absenkung der Stromsteuer geht konform mit der bestehenden BDEW-Position, dass grundsätzlich eine Absenkung der Stromsteuer auf das europarechtliche Mindestmaß (1 Euro / MWh) erfolgen sollte.

Dagegen spricht allerdings, dass eine stromsteuerliche Besserstellung oder eine EEG-Umlagebefreiung für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen eine Förderung darstellt. Genau dies widerspricht jedoch dem Grundgedanken von Säule 1, da hier Erneuerbare-Energien-Anlagen ohne Subventionen errichtet werden sollen. Eine Absenkung der Stromsteuer oder EEG-Umlagebefreiung für einzelne Technologien würde zudem den administrativen Aufwand erhöhen. Dies steht dem Ziel der Entbürokratisierung entgegen.

Der BDEW spricht sich vor diesem Hintergrund gegen eine stromsteuerliche Besserstellung oder EEG-Umlagebefreiung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen gegenüber Strom aus konventionellen Erzeugungsanlagen aus.

2.1.3. Handlungsempfehlungen

1. Die Möglichkeiten der Vertragsgestaltung werden durch das Kartellrecht begrenzt, wenn durch den Vertrag ein oder mehrere Vertragspartner eine marktbeherrschende Stellung einnehmen und der Wettbewerb eingeschränkt wird. Zu Beginn der Liberalisierung im Jahr 2005 ist das Bundeskartellamt davon ausgegangen, dass Stromlieferverträge mit einer Vertragslaufzeit von mehr als 5 Jahren zu einer solchen Einschränkung führen würden. Inzwischen ist der Wettbewerb auf dem Strommarkt jedoch deutlich ausgeprägter, sodass die Situation neu zu bewerten ist. Aus Sicht des BDEW sollten langfristige Stromlieferverträge zwischen Energieversorgungsunternehmen im Wettbewerbsrecht ausdrücklich gestattet werden, wenn sie der finanziellen Absicherung von neu zu errichtenden Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien dienen (zum Beispiel explizite Ermöglichung von Verträgen mit einer Laufzeit bis zu 20 Jahren).
2. Im Zuge der Einführung des ETS hat die Beihilfe-Richtlinie ermöglicht, dass energieintensive Unternehmen, die unter die „carbon leakage“-Definition fallen, eine CO₂-Preis bedingte Strompreiskompensation erhalten könnten. Deshalb können in einigen Wirtschaftssektoren und Teilssektoren Stromkosten besonders stromintensiver Produktionsprozesse teilweise (für die CO₂-Zertifikate-Kosten) finanziell kompensiert werden. Somit erhalten die o.g. stromintensiven Unternehmen bei Graustrombezug eine finanzielle Kompensation, jedoch nicht bei Bezug von ungefördertem Erneuerbare-Energien-Strom. Es ist daher zu erwarten, dass aufgrund dieser Unsicherheit diese

stromintensiven Unternehmen dann keine PPA abschließen. Es ist zwar richtig, dass Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungsanlagen kein CO₂ emittieren. Diese CO₂-Vermeidung basiert jedoch allein aufgrund einer Mehrinvestition (in Erneuerbare-Energien-Anlagen). Diese Mehrkosten gegenüber einer Erzeugungsanlage, die CO₂ emittiert, sollten vor diesem Hintergrund aus Sicht des BDEW im Rahmen der Strompreiskompensation für stromintensive Unternehmen in gleicher Weise behandelt werden wie CO₂-Kosten. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW eine gesetzliche Klarstellung, dass stromintensive Unternehmen auch dann die vollständige CO₂-Kosten-Kompensation erhalten, wenn sie nicht geförderten Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen.

3. Der regulatorische Rahmen für Investitionen in Säule 1 sollte vor allem durch vergleichbare Wettbewerbsbedingungen ohne verzerrende Wirkung von Subventionen geprägt sein. Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen sollte daher in Säule 1 keine Begünstigung erfahren. Sofern eine Förderung für die Zielerreichung erforderlich ist, soll diese über Säule 2 gewährt werden.
4. Grünstrom kann auf dem Markt gegenüber Graustrom auf eine höhere Zahlungsbereitschaft treffen und damit auch zur Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen beitragen. Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW die Einführung einer transparenten Zertifizierung für Grünstromprodukte (einheitliche Standards, einfache Übertragung etc.) und hält es für richtig, dass im Rahmen der Stromkennzeichnung die „grüne Eigenschaft“ des Stroms stets demjenigen Verbraucher zugeschrieben wird, der die Mehrkosten der Stromerzeugung trägt. Bei den über das EEG geförderten Strommengen sind dies die Differenzkosten, die in Form der EEG-Umlage auf die Letztverbraucher umgelegt werden. Dieses Prinzip ist im EEG geübte Praxis und sollte beibehalten werden.

2.2. Säule 2 – Weiterentwicklung EEG / Symmetrische Marktprämie

Die Marktprämie ist zu einem Zeitpunkt entwickelt worden, als die Stromgestehungskosten im Bereich Erneuerbarer Energien im Regelfall deutlich über den Marktpreisen lagen und dadurch mögliche Mitnahmeeffekte aus höheren Strompreisen unwahrscheinlich waren. Im derzeitigen Marktprämiensystem kann die Marktprämie per Definition nicht negativ werden. Während bei niedrigen Marktpreisen die Investition durch die Marktprämie des EEG abgesichert ist, erfolgt auch bei steigenden Strompreisen keine Einzahlung auf das EEG-Konto.

Der sich aus dem EEG oder den Ausschreibungsergebnissen ergebende Wert funktioniert aktuell als Mindesterloß / Floorpreis. Das Ausschreibungsergebnis bzw. der anzulegende Wert stellt in der gegenwärtigen Marktprämiensystematik den Mindesterloß dar, wenn der Strom aus der Erzeugungsanlage während grundsätzlich niedriger Strompreise einen durchschnittlichen Marktwert erzielt. Steigt das Strompreisniveau jedoch insgesamt, so kann auch der Marktwert des Stroms aus der Erzeugungsanlage über den in der Ausschreibung ermittelten anzulegenden Wert steigen. Die Erlöse der Betreiber sind bei steigenden Strompreisen nicht gedeckelt.

Beispiel:

Ein Investor steht vor der Frage, wie er eine Windenergieanlage an einem guten Standort refinanzieren kann. Er rechnet damit, dass er für die Refinanzierung der Investition einen durchschnittlichen Erlös von 3 ct/kWh benötigt. Die ihm vorliegenden Strompreisprognosen lassen erwarten, dass ein durchschnittlicher Erlös in Höhe von 5 ct/kWh über die Lebensdauer der Erzeugungsanlage wahrscheinlich ist. Die in diesem Beispiel gewählten Parameter deuten also darauf hin, dass die Erzeugungsanlage – auch unter Berücksichtigung der damit verbundenen Risiken – ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden kann.

Wenn alle Akteure die gleichen Voraussetzungen und die gleichen Erwartungen im Hinblick auf die Strompreisentwicklung haben wie der Investor in dem gewählten Beispiel, dann wäre der Zuschlagswert bei Ausschreibungen 0 ct/kWh, bzw. die Erzeugungsanlagen würden auch ohne Absicherung durch das EEG errichtet. Allerdings unterscheiden sich die wirtschaftlichen Voraussetzungen für die möglichen Projekte erheblich im Hinblick auf Technologie, Standortqualität und standortspezifischen Kosten. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass einige Akteure für die Realisierung ihres geplanten Projekts eine Absicherung der Refinanzierung benötigen werden. In diesem Fall würde sich bei einer Ausschreibung ein entsprechender Zuschlagswert größer als 0 ct/kWh einstellen. In unserem Beispiel ist dies dem Investor bei der Planung der Refinanzierung seiner Windenergieanlage bewusst. Er kalkuliert daher damit, dass dieser Zuschlagswert beispielsweise 3,5 ct /kWh beträgt.

Wenn die Inanspruchnahme der EEG-Förderung dazu führen würde, dass der Erlös des Investors auf die Höhe des Zuschlagswerts begrenzt wäre, dann entstünde für den Investor ein Anreiz, auf das EEG zu verzichten.

Im Rahmen des gegenwärtigen Marktprämienmodells ist der Erlös des Investors jedoch nicht begrenzt auf den Zuschlagswert aus der Ausschreibung. Die Ursache liegt in der Systematik der gleitenden Marktprämie, die die Differenz zwischen Strompreisen und dem Zuschlagswert (anzulegender Wert) ausgleicht – allerdings nicht negativ wird, wenn die Strompreise den Zuschlagswert übersteigen.

Wenn der Investor im Rahmen der Ausschreibung einen Zuschlag für 3,5 ct/kWh erhält und der durchschnittliche Marktwert in einem Vermarktungsmonat 1 ct/kWh beträgt, dann wird die Differenz zwischen Marktwert und Zuschlagswert ausgeglichen. Der Investor bekommt in diesem Fall eine Marktprämie in Höhe von 2,5 ct/kWh.

Wenn der Investor im Rahmen der Ausschreibung einen Zuschlag für 3,5 ct/kWh erhält und der durchschnittliche Marktwert in einem Vermarktungsmonat 6 ct/kWh beträgt, dann entstände rechnerisch eine negative Marktprämie. Dies führt im Rahmen des gegenwärtigen Modells mit gleitender Marktprämie allerdings nicht dazu, dass der Investor eine Zahlung an das EEG-Konto leisten müsste. Stattdessen verbleiben die Mehrerlöse vollständig beim Investor.

Aus diesem Beispiel wird deutlich, dass die gleitende Marktprämie wie ein Floorpreis/Mindestpreis funktioniert, ohne dass Mehrerlöse gedeckelt werden. Aus Investoren-Sicht führt dieser Umstand dazu, dass eine Investition ohne Inanspruchnahme des EEG-Mechanismus und die damit verbundene Absicherung gegen niedrige Strompreise keinen Sinn macht. Trotz einer zu erwartenden Wirtschaftlichkeit seiner geplanten Anlage würde sich dieser Investor für die Absicherung durch das EEG entscheiden.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW eine Weiterentwicklung der heute asymmetrisch gleitenden Marktprämie und der Direktvermarktung hin zu einer symmetrischen Marktprämie. Diese symmetrische Marktprämie würde im Fall steigender Strompreise dazu führen, dass Mehrerlöse, die über den Förderanspruch aus dem EEG hinausgehen, an das EEG-Konto abgeführt werden müssen. Dafür ist – mit Bestandsschutz für Bestandsanlagen (!) – im EEG anzupassen, dass im Fall einer rechnerisch negativen Marktprämie der Anlagenbetreiber diesen negativen Marktprämienanteil auf das EEG-Konto einzahlen muss.

In der Folge würde für kosteneffiziente Erzeugungsanlagen der Anreiz steigen, auf die Absicherung durch das EEG zu verzichten und stattdessen die Vermarktung via PPA anzustreben, da Mehrerlöse aus dem Markt nur im Fall einer subventionsfreien Investition beim Anlagenbetreiber verbleiben können. Bei Inanspruchnahme des EEG würden diese Mehrerlöse hingegen abgeschöpft. Höhere Renditen wären hingegen nur realisierbar unter Inkaufnahme des vollen Marktpreisrisikos in Säule 1.

Aus Sicht der Verbraucher ist diese Maßnahme gerechtfertigt, denn die Letztverbraucher haben mit der EEG-Umlage die Kosten für die Absicherung des langfristigen Strompreisrisikos für Erneuerbare-Energien-Anlagen übernommen. Daher ist es sachgerecht, wenn auch die Chancen auf Mehrerlöse für Strom aus den EEG-Anlagen den Letztverbrauchern zu Gute kommen.

Ordnungspolitisch sind die vorgeschlagenen Anpassungen ebenfalls geboten, da die Förderung des EEG damit auf das notwendige Minimum zur Refinanzierung des politisch gewünschten Zubaus beschränkt wird und endlich auch Investitionen ohne Inanspruchnahme von Subventionen interessant werden.

2.2.1. Unterschied zum klassischen „Contract for Difference“ (CfD)

Die Ähnlichkeit von CfD und symmetrischer Marktprämie führt dazu, dass diese Begriffe oft synonym verwendet werden. Gemeinsam haben sie, dass der Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen einen Ausgleich (Marktprämie) erhält, um die Differenz zum Marktwert auszugleichen. In beiden Fällen wird ein möglicherweise über dem „anzulegenden Wert“ liegender Marktwert abgeschöpft.

Es gibt jedoch einen wesentlichen Unterschied: Während beim klassischen CfD die Differenz des spezifischen Marktwerts jeder einzelnen kWh zu einem anzulegenden Wert (Finanzierungsabsicherung) ausgeglichen wird, erfolgt dies im System der symmetrischen Marktprämie nur bezogen auf den durchschnittlichen Marktwert der gesamten Erzeugungstechnologie in dem Vermarktungsmonat.

Das hat fundamentale Folgen für die resultierende Anreizwirkung:

1. In der symmetrischen Marktprämie bleibt der Anreiz für einen am kurzfristigen Strommarkt ausgerichteten Dispatch für Erneuerbare-Energien-Anlagen wie im Marktpremienmodell vollständig erhalten. Systemgerechtes Einspeiseverhalten wird durch höhere Markterlöse belohnt. Anlagenbetreiber treten in einen Wettbewerb um die effizienteste Einspeisung. Dies treibt Innovation und hebt Kostensenkungspotentiale.
Beim klassischen CfD (Ausgleich der Differenz zwischen dem spezifischen Marktwert jeder einzelnen kWh und einem anzulegendem Wert) geht dieser Anreiz verloren.
2. In der symmetrischen Marktprämie bleibt der Anreiz zum Bau effizienter Anlagen vollständig erhalten. Dies liegt daran, dass – anders als beim klassischen CfD – nicht die Differenz zwischen dem *tatsächlich in der Anlage erzielten Marktwert* und einem anzulegenden Wert ausgeglichen wird, sondern nur die Differenz zwischen dem *durchschnittlichen Marktwert aller erzeugten Kilowattstunden einer Technologie* und einem anzulegenden Wert. Ist eine Erzeugungsanlage ineffizient, so erhält ihr Anlagenbetreiber keine höhere Marktprämienzahlung, nur, weil die Anlage minderwertigen Strom erzeugt. Entscheidend ist hier, dass durch die Bezugnahme auf den technologiespezifischen Durchschnittsmarktwert der Anreiz erhalten bleibt, möglichst werthaltigen Strom zu erzeugen.

Das Modell der symmetrischen Marktprämie des BDEW (Säule 2) unterscheidet sich vor diesem Hintergrund grundlegend vom klassischen CfD.

2.2.2. Wirkung einer fixen Marktprämie

Neben den oben beschriebenen Varianten der gleitenden und der symmetrischen Marktprämie wird immer wieder auch die „fixe“ Marktprämie diskutiert, wie heute bei der KWK-Förderung. Diese fixe Marktprämie ist dadurch gekennzeichnet, dass sich der Zuschlag - anders als bei der gleitenden Marktprämie - nicht an die Erlöse aus dem Strommarkt anpasst.

Während die gleitende Marktprämie bei steigendem Strompreisniveau also abnimmt und schließlich auf null sinkt, würde bei der fixen Marktprämie auch dann noch ein Zuschlag gezahlt werden, wenn der Strompreis längst ein Niveau erreicht hat, das eine Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen ermöglicht.

Beispiel:

Ein Investor steht vor der Frage, wie er eine Windenergieanlage an einem guten Standort refinanzieren kann. Er rechnet damit, dass er für die Refinanzierung der Investition einen durchschnittlichen Erlös von 3 ct/kWh benötigt. Die ihm vorliegenden Strompreisprognosen lassen erwarten, dass ein durchschnittlicher Erlös in Höhe von 5 ct/kWh über die Lebensdauer der Erzeugungsanlage wahrscheinlich ist. Die in diesem Beispiel gewählten Parameter deuten also darauf hin, dass die Erzeugungsanlage – auch unter Berücksichtigung der damit verbundenen Risiken – ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden kann.

Wenn alle Akteure die gleichen Voraussetzungen und die gleichen Erwartungen im Hinblick auf die Strompreisentwicklung haben wie der Investor in dem gewählten Beispiel, dann wäre der Zuschlagswert bei Ausschreibungen 0 ct/kWh, bzw. die Erzeugungsanlagen würden auch ohne Absicherung durch das EEG errichtet. Allerdings unterscheiden sich die wirtschaftlichen Voraussetzungen für die möglichen Projekte erheblich im Hinblick auf Technologie, Standortqualität und standortspezifischen Kosten. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass einige Akteure für die Realisierung ihres geplanten Projekts eine Absicherung der Refinanzierung benötigen werden. In diesem Fall würde sich bei einer Ausschreibung ein entsprechender Zuschlagswert größer als 0 ct/kWh einstellen. In unserem Beispiel ist dies dem Investor bei der Planung der Refinanzierung seiner Windenergieanlage bewusst. Er kalkuliert daher damit, dass dieser Zuschlagswert 1 ct /kWh beträgt.

Bis hierhin unterscheidet sich dieses Beispiel nur im Hinblick auf die Zuschlagshöhe von dem bereits unter Abschnitt 2.2 gewählten Beispiel. Dies liegt an der Systematik der fixen Marktprämie.

Wenn die Inanspruchnahme der EEG-Förderung dazu führen würde, dass der Erlös des Investors auf die Höhe des Zuschlagswerts begrenzt wäre, dann entstünde für den Investor ein Anreiz, auf das EEG zu verzichten.

Im Rahmen des Modells mit einer fixen Marktprämie ist der Erlös des Investors jedoch nicht begrenzt. Wenn der Investor im Rahmen der Ausschreibung einen Zuschlag für 1

ct/kWh erhält, bekommt er unabhängig vom Marktwert seines Stroms für jede erzeugte und eingespeiste Kilowattstunde 1 ct/kWh Marktprämie. So wird dieser Zuschlagswert nicht nur dann als Marktprämie ausgezahlt, wenn die Strompreise niedrig sind, sondern auch dann, wenn die vom Investor erhofften / erwarteten Strompreise eintreten.

Aus diesem Beispiel wird deutlich, dass auch die fixe Marktprämie Anreize setzt, im Fördersystem des EEG zu verbleiben. Aus Investoren-Sicht führt dieser Umstand dazu, dass eine Investition ohne Inanspruchnahme des EEG-Mechanismus und die damit verbundene Absicherung gegen niedrige Strompreise keinen Sinn macht. Trotz einer zu erwartenden Wirtschaftlichkeit seiner geplanten Anlage würde sich dieser Investor für die Absicherung durch das EEG entscheiden.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW die Einführung einer symmetrischen Marktprämie, da diese Mehrerlöse abschöpft und so den Anreiz setzt, ohne Inanspruchnahme des EEG auszukommen.

2.2.3. Handlungsempfehlungen

In Verbindung mit der gegenwärtigen Berechnungsmethode zur Ermittlung der monatlich gleitenden Marktprämie könnte eine symmetrische Marktprämie dazu führen, dass sich negative Marktprämien auf die Dispatch-Entscheidung wie variable Kosten auswirken. Wenn zum Beispiel ein Direktvermarkter in einem Monat eine negative Marktprämie erwartet (beispielsweise - 2 ct/kWh), entsteht schon bei Marktpreisen von weniger als 2 ct/kWh ein Anreiz, die Erzeugungsanlage abzuregeln oder den Strom zumindest nicht in das Netz einzuspeisen. Andernfalls würde der Direktvermarkter bei einem Strompreis von weniger als 2 ct/kWh in Verbindung mit der negativen Marktprämie einen negativen Deckungsbeitrag erwirtschaften. In der Konsequenz würde trotz bestehender Nachfrage weniger Strom aus Erneuerbaren Energien vermarktet. Es ist zu erwarten, dass ein solcher Effekt aus politischer Sicht nicht erwünscht ist.

Zwar könnte dieses Problem unter Inkaufnahme einer Steigerung der Komplexität bei der Abwicklung des Marktprämienmodells durch eine stündliche oder viertelstündlich gleitende Marktprämie gelöst werden, wodurch der Anreiz zur Stromerzeugung trotz niedriger (positiver) Marktpreise erhalten bleiben würde, allerdings würden zentrale Anreize zur besseren Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien verloren gehen. Dies gilt insbesondere für Anreize zur Anlagenauslegung und zur Verlagerung der Stromerzeugung in Zeiten mit höheren Strompreisen.

Vor dem Hintergrund dieser Problematik hat sich der BDEW von Prof. Dr. Mario Ragwitz, Dr. Marian Klobasa (beide Fraunhofer ISI) und Dr. Corinna Kleßmann (ECOFYS) beraten lassen. Im Ergebnis ist aus Sicht des BDEW eine einspeiseunabhängige negative Marktprämie sinnvoll, wenn im Gesamtreferenzzeitraum eine negative Marktprämie zur Anwendung kommt:

Statt im Fall einer negativen Marktprämie die tatsächlich eingespeisten Kilowattstunden für die Berechnung der Einzahlung auf das EEG-Konto heranzuziehen, wird für die Ermittlung

der einzuzahlenden Beträge auf das EEG-Konto die Einspeisung von Referenzanlagen genutzt. Auf diese Weise kann ein unerwünschter Einfluss der negativen Marktprämie auf die Dispatchentscheidung bei niedrigen (aber positiven) Marktpreisen ausgeschlossen werden. Eine Abregelung bei positiven Marktpreisen – also wenn der Marktpreis weiteren Strombedarf signalisiert – wird damit effektiv ausgeschlossen.

Gleichzeitig bleibt aber der Anreiz zur Optimierung der Anlagenauslegung und (wenn technisch möglich) der Anreiz zur Verlagerung der Einspeisung in Stunden mit höheren Marktpreisen erhalten.

Als Grundlage für die Berechnung der durch den Anlagenbetreiber einzuzahlenden (negativen) Marktprämie müsste die Einspeisung von unregulierten Referenzanlagen herangezogen werden. Während mit Blick auf PV-Anlagen zur Bestimmung des Referenzertrags eine überschaubare Anzahl von Regionen definiert werden kann, kämen für Windenergieanlagen an Land zur Berechnung der erzeugbaren Strommenge das Referenzertragsmodell oder ein Windatlas in Betracht. Für das Referenzertragsmodell Wind an Land spricht, dass dieses bereits etabliert und vor allem recht genau ist. Allerdings steht das Referenzertragsmodell Wind an Land in der Kritik der Europäischen Kommission, und es ist fraglich, ob es auch zukünftig zur Anwendung kommen darf. Für einen Windenergieatlas spricht, dass dieser bei der Europäischen Kommission höchstwahrscheinlich genehmigungsfähig ist. Vor diesem Hintergrund spricht sich der BDEW für die Anwendung des Referenzertragsmodells Wind zur Ermittlung der Einzahlungen bei negativer Marktprämie aus. Ungeachtet dessen sollte die Option des Windenergieatlas oder anderer Alternativen weiterentwickelt werden, um im Fall einer Verweigerung der Genehmigung des Referenzertragsmodells durch die EU-Kommission eine Alternative nutzen zu können.

Bei Windenergieanlagen auf See wäre die Bestimmung des Referenzertrags auf Basis von Windmessungen oder mit weniger administrativem Aufwand auch anhand von Regionen (Atlas für Windenergieanlagen auf See) möglich.

Praxisbeispiel

In dem gewählten Beispiel wird von einer Windenergieanlage mit einer Kapazität von 3 MW ausgegangen. Angenommen wird weiterhin, dass der anzulegende Wert des in dieser Anlage produzierten Stroms 4 ct/kWh beträgt. Im laufenden Vermarktungsmonat wird ein Referenzmarktwert (durchschnittlicher Marktwert) von 6 ct/kWh erwartet. Der Betreiber der Windenergieanlage muss also mit einer negativen Marktprämie in Höhe von minus 2 ct/kWh rechnen. Für jede in das Netz eingespeiste Kilowattstunde muss der Anlagenbetreiber also 2 ct/kWh an das EEG-Konto abführen.

Ungeachtet des durchschnittlichen Marktwerts für Strom aus Windenergieanlagen an Land im Vermarktungsmonat kommt es zu einzelnen Zeitpunkten des Vermarktungsmonats auch zu niedrigen Strompreisen. Im Folgenden wird der Anreiz zur Stromeinspeisung in verschiedenen Fallkonstellationen betrachtet:

Fall 1: Berechnung der Rückzahlung basierend auf tatsächlicher Einspeisung

Der Erlös des Direktvermarkters ergibt sich im Marktprämienmodell aus dem Strompreis zzgl. der Marktprämie pro kWh.

Spezifischer Erlös in € pro kWh = Strommarkterlös [€] + Marktprämie [€/MWh]

Bei einer negativen Marktprämie von minus 2 ct/kWh und einem Strompreis von 1 ct/kWh würde dies bedeuten, dass der Anlagenbetreiber keinen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften kann. In der Folge entsteht ein Anreiz, die Anlage auch schon bei niedrigen positiven Marktpreisen abzuregeln. Aus Sicht des BDEW ist dies nicht sachgerecht, da der Anreiz zur Abregelung allein auf der Systematik zur Berechnung der Marktprämie basiert.

Fall 2: Berechnung der Rückzahlung auf Basis von Referenzwerten

Der Erlös des Direktvermarkters ergibt sich im Marktprämienmodell aus dem Strompreis zzgl. der Marktprämie. Allerdings wird die Marktprämie – wenn sie negativ ist – nicht pro eingespeister Kilowattstunde eingefordert, sondern pauschaliert auf Basis der Strommenge, die eine Referenzanlage im selben Zeitraum erzeugt hat.

Daraus ergibt sich für den Anlagenbetreiber bzw. Direktvermarkter:

Absoluter Erlös in € = Strommarkterlös [€] + (Referenzmenge [MWh] * negative Marktprämie [€/MWh])

Der Anlagenbetreiber hat also keinen Anreiz, seine Anlage bei niedrigen positiven (!) Strompreisen abzuregeln, sondern erst bei negativen Marktpreisen bzw. bei Erreichen der Grenzkosten.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass der Anreiz zum Bau von Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des EEG-Regimes durch die Einführung einer symmetrischen Marktprämie insbesondere bei fallenden Kosten und/oder steigenden Strompreisen signifikant steigen würde. Durch die Kappung der Chancen auf Mehrerlöse ist anzunehmen, dass insbesondere effiziente Erneuerbare-Energien-Anlagen früher ohne Inanspruchnahme der Förderung aus dem EEG errichtet würden als im Fall einer gleitenden oder fixen Marktprämie. Dies stärkt die Marktintegration von Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Soweit Anlagen im Regime des EEG verbleiben, also in Säule 2 errichtet werden, kommt es bei steigenden Strompreisen zur Entlastung der EEG-Umlage, ohne dass die Marktintegrationswirkung der Direktvermarktung im EEG geschwächt wird. So bleibt der Anreiz zur Einspeisung von möglichst werthaltigem Strom mit einer symmetrischen Marktprämie im EEG vollumfänglich erhalten (Anlagenauslegung, Verlagerung der Einspeisung, Optimierung von Prognose und Vermarktung), ohne dass Strom aus Erneuerbaren Energien bei positiven Marktpreisen abgeregelt würde.

2.3. Säule 3 - Rechtsrahmen für Prosumer

Die Investitionen in häufig gebäudeintegrierte dezentrale Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sind als dritte Säule wichtig für einen mit den energie- und klimapolitischen Zielen kompatiblen Ausbau der Erneuerbaren in Deutschland und deren Integration in die Energiesysteme. Prosumer können, sollen und werden als Verbraucher, Erzeuger und Anbieter von Strom und Flexibilität einen maßgeblichen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten. Der BDEW hat sich daher im Rahmen seines Diskussionspapiers zum „3-Säulen-Modell“² für eine aktive Rolle des Prosumers ausgesprochen. Insbesondere durch die Digitalisierung entstehen bei gleichzeitiger Kostensenkung technische Potentiale, Flexibilitäten volkswirtschaftlich und systemdienlich in das Gesamtsystem zu integrieren.

Der BDEW hat in der Vergangenheit mehrfach die Systematik der Eigenverbrauchs-begünstigung und das Mieterstrommodell als nicht nachhaltig und nicht Energiewende-tauglich kritisiert. Ab einem gewissen Punkt können die aus den bestehenden Regelungen resultierenden Umverteilungseffekte zu groß werden. Zudem ist der Systemnutzen bzw. die Netzdienlichkeit dieser betriebsoptimierten Anlagen abhängig von der Systemintegration von Flexibilitäten der Prosumer.

Vor diesem Hintergrund sollen im Folgenden Optionen der Förderung von Prosumern einander gegenübergestellt und Vorschläge entwickelt werden, wie der bestehende Rechtsrahmen überarbeitet werden sollte, um die Potentiale von Prosumern für das Energieversorgungssystem zu heben.

Selbstverständlich muss aus Sicht des BDEW Vertrauensschutz für Bestandsanlagen gewährt werden.

Gleichwohl hält der BDEW Veränderungen am gegenwärtigen Regime für unausweichlich, da die aktuelle Eigenverbrauchsbegünstigung zu signifikanten Umverteilungseffekten und systemimmanenten Ineffizienzen führt sowie den Erfordernissen eines größtenteils auf Wind- und Sonnenstrom beruhenden Energiesystems nicht gerecht wird. Der hier diskutierte Vorschlag baut auf dem aktuellen Rechtsrahmen auf und muss – insbesondere auf die unter Kapitel 2.3.7. beschriebene „implizite Förderung“ bezogen – an gegebenenfalls sich ändernde Rahmenbedingungen in der Netzentgeltssystematik angepasst werden mit dem Ziel, die volks-, energie- und betriebswirtschaftlichen Interessen der Akteure in einer dezentralen Energieversorgung gleichermaßen zu berücksichtigen.

2.3.1. Prosumer - Eine Definition

Aus Sicht des BDEW sind „Prosumer“ alle Kunden, die nicht nur passiv Strom beziehen, sondern darüber hinaus auch Dienstleistungen, wie die Bereitstellung von Flexibilität oder eine Stromlieferung erbringen. Diese Definition eröffnet ein breiteres Spektrum als die allgemein übliche Gleichsetzung des Begriffs „Prosumer“ mit „Eigenversorger“.

² BDEW-Diskussionspapier: Investitionsrahmen für den Erneuerbare-Energien-Ausbau - Drei Säulen für den weiteren Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, Januar 2018

„Eigenversorger“ sind alle Kunden, die Strom erzeugen und zumindest teilweise selbst verbrauchen. Prosumer – nach dem Verständnis des BDEW – hingegen können auch Stromkunden sein, die auf Marktpreissignale bzw. auf Signale des Netzbetreibers hin oder aufgrund einer vertraglichen Bindung an einen Aggregator Flexibilitäten oder Systemdienstleistungen anbieten. Dies kann (muss aber nicht) auch der Verbrauch von selbst erzeugtem Strom sein.

Bereits heute verfügen Prosumer in der Regel über ein vergleichsweise hohes Maß an Information zum eigenen Energieverbrauch, investieren in Effizienz und versuchen tendenziell, ihr Verbrauchsverhalten am Erzeugungsprofil der eigenen Anlage auszurichten. Dies geschieht durch „smarte“ Steuerungen, „virtuelle“ oder physische Stromspeicher und inkludiert auch Ansätze der Share-Economy, in der vernetzte „Communities“ den selbsterzeugten Strom bilanziell über Plattformen tauschen bzw. vermarkten. Es ist davon auszugehen, dass im Rahmen der absehbar steigenden Dynamik beim Ausbau der E-Mobilität mit der Notwendigkeit des Ausbaus der Ladeinfrastruktur sowohl im privaten als auch im gewerblichen Segment das Interesse an „integrierten“ Eigenverbrauchs-Lösungen zur teilweisen Abdeckung des Ladestroms wachsen wird.

Aus diesem Verständnis von Prosumern entspringt zudem die Überzeugung des BDEW, dass Prosumer ein Teil des Energieversorgungssystems sind und daher die für sie geltenden Regelungen so ausgestaltet sein sollten, dass sie zur Systemintegration von Erneuerbaren Energien und zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit beitragen können. Gleichzeitig sind unverhältnismäßige Transaktionskosten und ein großer Bürokratieaufwand zu vermeiden.

2.3.2. Motivation von Prosumern

Die Selbstversorgung erfreut sich großer Beliebtheit und trägt damit zum Ausbau der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland bei. Dies spiegelt sich auch in politischen Entscheidungen auf nationaler (Eigenversorgervorteil, Mieterstromvorteil) und Europäischer Ebene (Einigung im Trilog zu Artikel 21, Selbstversorgung) wieder. Immer mehr Regelungen sehen für selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strom weitgehende Steuer-, Abgaben- und Umlagen-Befreiungen vor, während Strom, der aus dem Netz der öffentlichen Versorgung entnommen wird, mit eben diesen Strompreisbestandteilen belastet wird.

Aus Sicht des BDEW ist hinsichtlich der Motivation zur Selbstversorgung zwischen verschiedenen Aspekten zu unterscheiden, wie beispielsweise hinsichtlich der ökonomischen Überlegungen:

- Ganz oder teilweise Ersparnis von Umlagen, Steuern und Netzkosten zur Refinanzierung der getätigten Investition.
- Absicherung günstiger Erzeugungskosten gegenüber volatilen und möglicherweise steigenden Preisen aus dem Stromnetz
- Marketingnutzen für Unternehmen durch ein „grünes Image“

Daneben existieren weitere, nicht unmittelbar wirtschaftliche Gründe:

- Umsetzung von Nachhaltigkeitsverpflichtungen im Rahmen von Corporate Social Responsibility (CSR) Maßnahmen inkl. der damit zusammenhängen Berichtspflichten im Falle börsennotierter Unternehmen (Corporate Social Responsibility – Richtlinienumsetzungsgesetzes (CSR-RUG))
- Erhöhte Mitarbeitermotivation durch aktiven Beitrag zum Klimaschutz
- Autarkiestreben (erhöhte Unabhängigkeit der Energieversorgung; teilweise Unabhängigkeit von Energieversorgern)
- Ökologisches Gewissen (Wunsch, einen aktiven Beitrag zur Energiewende / dem Klimaschutz zu leisten)
- Technologische Affinität (z. B. Freude an Monitoring von Verbrauch, Solarstromnutzung und Laststeuerung auf der eigenen App)

Als Barrieren für Prosumer im derzeitigen Rechtsrahmen können folgende Aspekte identifiziert werden:

- Unsicherheit des Business Cases aufgrund der Unsicherheit der Kostenersparnisse durch Steuer- bzw. Umlageordnung bzw. Netznutzungsentgelte
- Notwendigkeit / Aufwand der Investition bei gleichzeitigem Fachkräftemangel
- Hoher bürokratischer Aufwand bei Bau, Netzanmeldung, Versteuerung von PV-Anlagen

2.3.3. Bewertung der gegenwärtigen Begünstigung von Eigenstrom und Nahversorgungskonzepten

Das gegenwärtige Modell der Förderung von Prosumern entspricht einer Mischform von expliziter und impliziter Förderung, in Abhängigkeit von der Größe der Anlage und der Frage, ob der Strom selbst verbraucht oder an Dritte im Rahmen des Mieterstrommodells geliefert wird. Das Regelwerk ist im Detail komplex, jedoch basiert die Förderung im Wesentlichen darauf, dass für selbst erzeugten und selbst bzw. direkt verbrauchten Strom keine Netzentgelte, Steuern und Abgaben sowie – je nach Größe der Erzeugungsanlage oder ggf. im Mieterstrommodell – nur eine reduzierte EEG-Umlage anfällt. Durch diese Begünstigung des selbst erzeugten und verbrauchten Stroms wird dieser Strom aus Sicht des Prosumers günstiger gegenüber dem Strom, der aus dem Netz bezogen werden müsste.

Der BDEW hat in der Vergangenheit mehrfach auf die Nachteile der Eigenverbrauchsbegünstigung bzw. der Begünstigung von Nahversorgungskonzepten im Rahmen des Mieterstrommodells hingewiesen und eine grundlegende Reform der Abgaben- Steuer- und Umlagesystematik gefordert. Im Folgenden sollen daher nur die zentralen Kritikpunkte nochmals zusammengefasst werden.

Keine Reduzierung des Netzausbaubedarfs

Hinsichtlich des Energieversorgungsnetzes entsteht gegenwärtig durch Eigenverbrauch kein quantifizierbarer Vorteil. Lastspitzen (Winter) müssen weiterhin durch das Netz und

entsprechende „Backup“-Kapazitäten abgesichert werden. Das Energieversorgungsnetz muss also weiterhin auf die Jahreshöchstlast ausgelegt werden. Hinzu kommt, dass im Durchschnitt nur etwa 30 Prozent des erzeugten Stroms vor Ort verbraucht werden, wenn keine Zusatzinvestitionen in Speicher erfolgen, um Erzeugung und Verbrauch zeitlich zu entkoppeln. In einem solchen Fall sind Eigenverbrauchsanteile von 70 Prozent und mehr möglich.

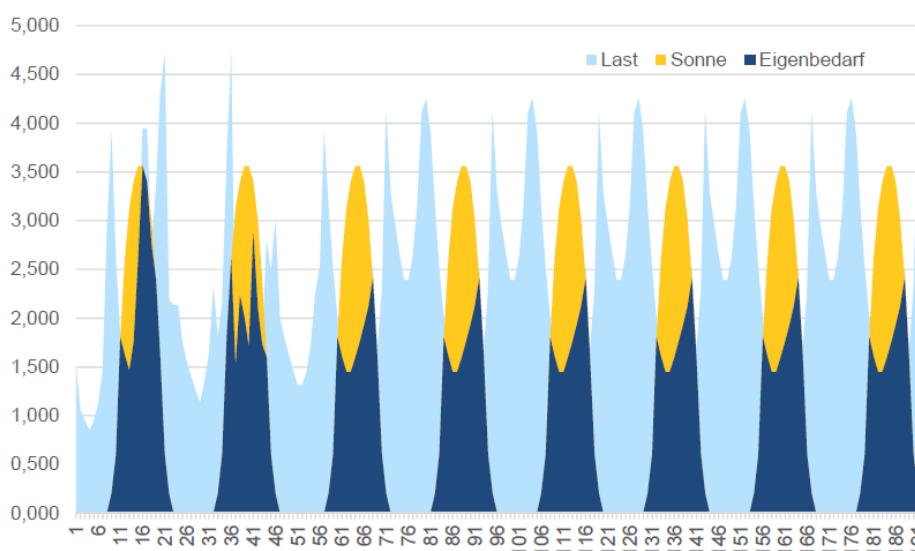
Je nach Anwendungsfall können das Erzeugungs- und Verbrauchsprofil mehr oder weniger zusammenpassen. Die nachfolgende Grafik zeigt Erzeugung und Einspeisung einer PV-Dachanlage ohne Speicher auf einem Mehrfamilienhaus über eine Woche. Während an den ersten beiden Tagen die Erzeugungsspitze aus der PV-Anlage teilweise direkt vor Ort verbraucht wurde, fällt deren Mittagsspitze an den weiteren Tagen auf eine eher geringe Last, möglicherweise, weil die Bewohner nicht zu Hause sind.

Diese Grafik verdeutlicht, dass allein durch betrieboptimierten Eigenverbrauch keine netzentlastende Wirkung entsteht. Das Netz muss in diesem Fall weiterhin so dimensioniert werden, dass die erzeugten Kilowattstunden aufgenommen und abtransportiert werden können. Darüber hinaus muss durch die Dimensionierung des Netzes gewährleistet werden, dass die Versorgungssicherheit zum Zeitpunkt der Höchstlast gewährleistet bleibt. Ein Vorteil aus systemischer Sicht kann erst dann entstehen, wenn Flexibilitäten (Speicher bzw. Lastverschiebung) systemdienlich eingesetzt werden.

Stromlast & Solar: trotz optimierter PV Ausrichtung fällt Peak nicht auf Hauptlast (15 Berufstätige, 20 Schüler)

prognos
Wir geben Orientierung.

z. B. mit voller Leistung (ca. 4 kW_p) – Ausrichtung SO (Peak ca. 15 Uhr)



Umverteilungseffekte

Bereits mehrfach diskutiert und im Hinblick auf die soziale Kompatibilität fragwürdig sind die durch Eigenstrom- und Nahversorgungskonzepte induzierten Umverteilungseffekte im Hinblick auf Umlagen und Abgaben. Aus Sicht des Prosumers ist diese Umverteilung Bestandteil der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung seiner Anlage. Letztlich müssen die auf Seiten der Eigenverbraucher oder durch Begünstigung von Nahversorgungskonzepten vermiedenen Zahlungsverpflichtungen aber durch höhere Beiträge anderer Letztverbraucher kompensiert werden. Insofern besteht eine Analogie zu einem Fördersystem mit Wälzungsmechanismus – mit dem Unterschied, dass die Förderung weder transparent ist, noch sich am Wert der getätigten Investition orientiert.

Es ist schwierig zu beziffern, wie hoch die Umverteilungseffekte durch Selbstverbrauch heute sind, da eigenverbrauchter Strom meist nicht vollständig statistisch erfasst wird.

Das House of Energy Markets and Finance (HEMF) der Universität Duisburg-Essen rechnet im Rahmen der Erstellung der Mittelfristprognose für die Übertragungsnetzbetreiber im Bereich privater Haushalte mit einer steigenden Eigenversorgung: Für das Jahr 2019 geht das HEMF von über 4,1 TWh Eigenverbrauch allein im Bereich der Erneuerbaren Energien aus. Auf Basis der durchschnittlichen Strompreisbestandteile kann davon ausgegangen werden, dass sich die Umverteilungseffekte über alle Strompreisbestandteile in diesem Segment auf rund 750 Mio. Euro beziffern. Träte eine Entwicklung wie im oberen Szenario des HEMF (6,6 TWh Eigenverbrauch aus PV-Anlagen) ein, würden die Umverteilungseffekte im Jahr 2023 allein im Segment der Photovoltaik auf über 1 Mrd. Euro pro Jahr ansteigen.

Hinzu kommen weitere Erzeugungstechnologien, die ebenfalls für die Eigenstromversorgung genutzt werden und das Eigenverbrauchsprivileg in Anspruch nehmen. Insbesondere für Letztverbraucher mit größerem Letztverbrauch (z. B. Industrie) ist die Nutzung des Eigenstromprivilegs attraktiv. Das Fraunhofer ISI schätzt den Stromverbrauch im Eigenverbrauchsprivileg im Jahr 2018 insgesamt auf 75 TWh.³

Eine Bezifferung der daraus resultierenden Umverteilungseffekte ist aufgrund der vielschichtigen Regelungssachverhalte und der mangelhaften Datengrundlage nahezu unmöglich. Ungeachtet dessen wird deutlich, dass Handlungsbedarf besteht und die Regelungen für die Eigenstromnutzung im Hinblick auf eine nachhaltige Umsetzung der Energiewende reformiert werden müssen.

In diesem Kontext wird wenig beachtet, dass diese Umverteilung ohne Gegenleistung für diejenigen Letztverbraucher erfolgt, die die Förderung des Eigenverbrauchsvorteils tragen: Während der über das EEG direkt geförderte Strom (Säule 2) richtigerweise nicht mehr als Grünstrom weiterverkauft werden darf und die „grüne Eigenschaft“ auf die EEG-Umlagezahler übergeht, verbleibt die „grüne Eigenschaft“ bei selbstverbrauchtem Strom trotz der impliziten Förderung bei den Prosumern.

Die Ursache für die hier kritisierten Effekte liegen in dem aktuellen Abgaben- und Umlagensystem. Aus Sicht des BDEW sollte dieses System grundlegend überarbeitet

³ Fraunhofer ISI: Mittelfristprognose – Stromabgabe an Letztverbraucher, S. 30; 2019

werden (siehe BDEW-Diskussionspapier „Marktregele für eine erfolgreiche Sektorkopplung“⁴).

Mindereinnahmen des Staates

Die Vermeidung der Pflicht zur Zahlung von Steuern (Stromsteuer, Gewerbesteuer, Konzessionsabgaben) im Rahmen der aktuellen Förderung des Eigenverbrauchs und des Mieterstrommodells führen auf Seiten der Gemeinden, der Länder und des Bundes zu Mindereinnahmen.

Wettbewerbsverzerrungen

Die Begünstigung des Verbrauchs von selbst erzeugtem Strom führt zu einer Wettbewerbsverzerrung, da andere Akteure, die aufgrund struktureller Gegebenheiten ihre Flexibilität nicht im Zusammenhang mit einer Erzeugungsanlage ohne Nutzung des öffentlichen Netzes anbieten können, mit Abgaben, Steuern und Umlagen belastet werden. Dadurch werden privilegierte Flexibilitäten wirtschaftlicher und verdrängen ggf. günstigere Angebote.

Negative Auswirkungen auf Bilanzkreise

Energieversorgungsunternehmen müssen den Letztverbraucherabsatz ihrer Kunden so gut wie möglich abschätzen und aufbauend auf dieser Prognose den Strom beschaffen. Weicht der Letztverbraucherabsatz von der Prognose ab, so werden die Bilanzkreise der Energieversorgungsunternehmen mit Ausgleichsenergie ausgeglichen, und die damit verbundenen Kosten werden dem bilanzkreisverantwortlichen Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Rechnung gestellt. Der Eigenstromvorteil führt dazu, dass der Strombezug aus dem Netz je nach Witterung stark schwankt. Zwar müssen Energieversorgungsunternehmen bereits heute das Verbrauchsverhalten prognostizieren – jedoch nicht die stark schwankende Sonneneinstrahlung und die damit möglicherweise einhergehende Eigenstromnutzung. Für Bilanzkreisverantwortliche, die Prosumer im Rahmen der Standardlastprofile (SLP) bilanzieren, bedeutet dies, dass sie bei sonnigem Wetter und Eigenverbrauch der Prosumer zu viel Strom eingekauft haben. Die daraus resultierende Bilanzkreisabweichung verursacht zusätzliche Kosten. Mit fortschreitendem Einsatz intelligenter Messsysteme und dem politisch und technisch getriebenen Trend zu einer immer genaueren 24/7-Bilanzierung mit Zählerstandgangmessung (ZSG) oder ähnlichen Methoden (inklusive der Verwendung von Metadaten zur Bilanzierung) können jedoch zukünftig auch diese Bilanzkreise exakt prognostiziert und bewirtschaftet werden.

Ein weiterer Prognosefehler entsteht im Rahmen der Vermarktung der eingespeisten Strommengen. So setzt beispielsweise die Vermarktung von Strom aus PV-Dachanlagen ebenfalls voraus, dass ein Bilanzkreis geführt wird. Dafür werden die erwarteten

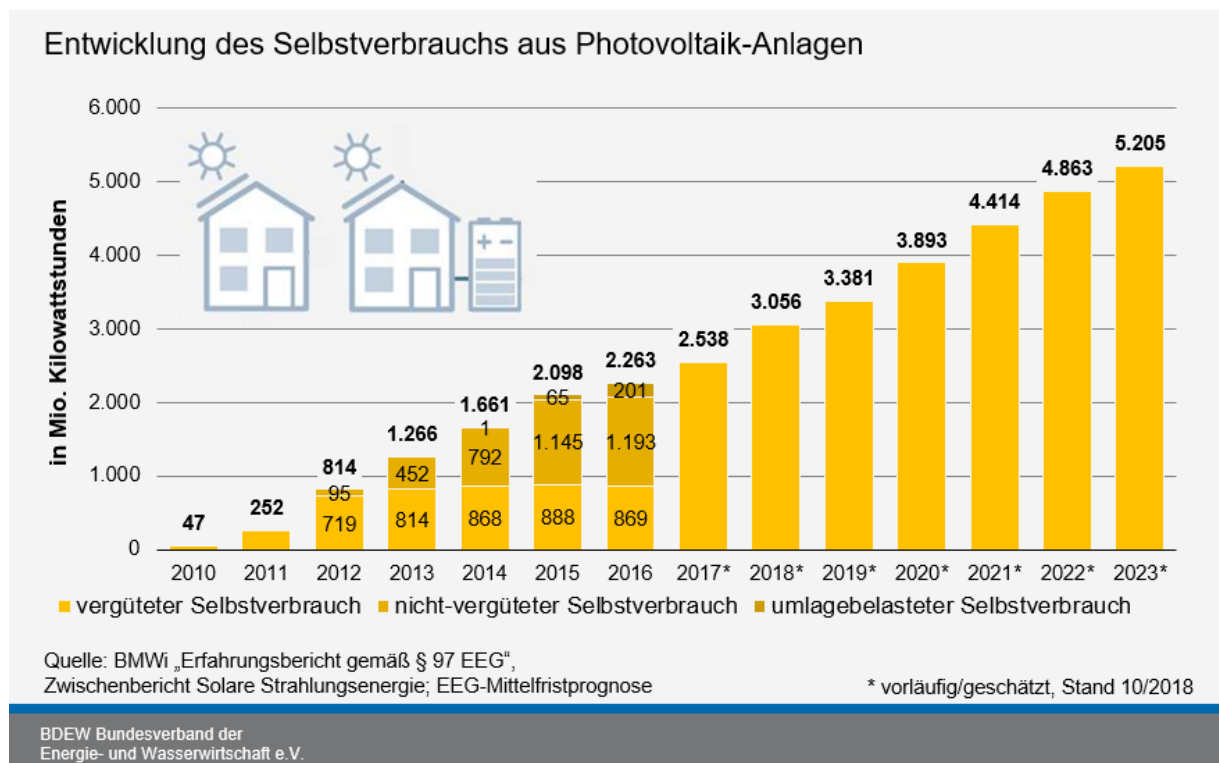
⁴ BDEW-Diskussionspapier „Marktregele für eine erfolgreiche Sektorkopplung“, 2019

Strommengen auf Basis der Wetterprognose vermarktet. Durch die Eigenverbrauchsbegünstigung wird jedoch nicht die gesamte erzeugte Strommenge in das Netz eingespeist, sondern nur derjenige Strom, der den Eigenbedarf des Prosumers übersteigt. Auch hier gilt, dass diese Abweichungen ausgeglichen werden müssen.

2.3.4. Hemmnisse für Mieterstrom im aktuellen Regime

Nahezu jede neue PV-Dachanlage auf Einfamilienhäusern und auf zahlreichen Gebäuden von Unternehmen wird inzwischen auch zur Eigenstromversorgung genutzt. Dies führt zu einem kontinuierlichen Anstieg des Selbstverbrauchs von Strom aus PV-Dachanlagen.

Selbstverbrauch aus Photovoltaikanlagen



2017 wurde im Zuge der EEG-Novelle die Förderung von Mieterstrom eingeführt d.h. die Förderung von Strom, der in einer PV-Anlage auf einem Mietshaus erzeugt und in demselben Mietshaus durch die Mieter verbraucht wird. Damit sollte zum einen dem Missstand begegnet werden, dass Eigenheimbesitzer durch die Möglichkeit der Eigenstromnutzung gegenüber Mietern ohne Möglichkeit zur Eigenstromnutzung bevorteilt seien. Zum anderen sollten PV-Dachanlagen in großer Anzahl Einzug in die Städte halten. In der Praxis hat sich das Mieterstrommodell allerdings bislang nicht durchgesetzt. Dies hat nach Erkenntnissen von Prognos folgende Ursachen:

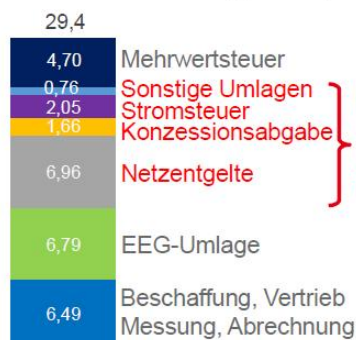
- Vermieter sind hinsichtlich ihrer Einnahmen aus der Vermietung nicht gewerbsteuerpflichtig. Aus Sicht von Vermietern besteht nun das Risiko, die erweiterte Gewerbesteuerkürzung für Wohnungsunternehmern zu verlieren, wenn ihre Einnahmen aus sonstigen gewerblichen Tätigkeiten (z. B. Stromlieferung an Mieter) über 24.500 Euro pro Jahr betragen.
- Die Förderung von Mieterstrom in Deutschland ist in ihrer Höhe sehr unterschiedlich ausgeprägt, da durch die hohen Netzentgelte im Norden und Osten Deutschlands Mieterstrommodelle dort wirtschaftlicher sind als im Süden und Westen, wo die Netzentgelte in der Regel niedriger sind (siehe Abbildung). Ungeachtet dessen werden auch unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen Mieterstromprojekte im Südwesten Deutschlands realisiert.

Indirekte und direkte Förderung von Mieterstrom

prognos
Wir geben Orientierung.

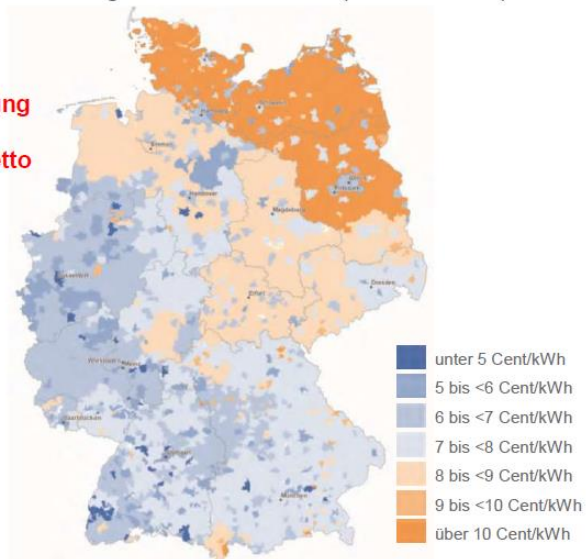
Im Norden und Osten sind Mieterstrommodelle wirtschaftlicher

Kosten Strombezug 2018 (3.500 kWh)



Quelle: BDEW 2018

Netzentgelte für Haushalte (3.500 kWh/a)



Direkte Förderung MSM

- Förderung PV abzüglich 8,5 Cent und Vermarktung, ggf. zusätzliche Förderung

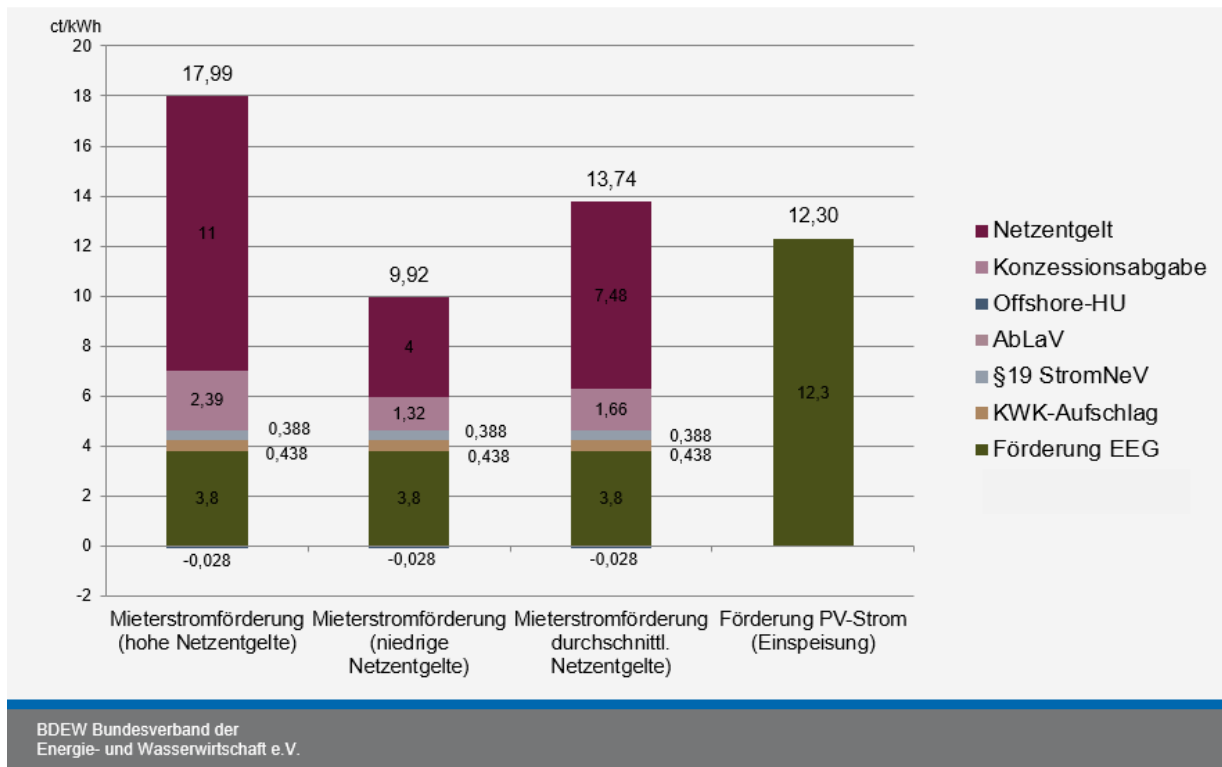
MSM werden jährlich wirtschaftlicher

- Netzentgelte / PV-Kosten

Quelle: Prognos, 2018

- Der planerische und administrative Aufwand ist sehr hoch (Planung, Abstimmung mit den Wohnungseigentümern und Mietern, Anwerbung der Mieter als Stromabnehmer, Gewerbeanmeldung, Vorsteueranmeldung, Steuererklärung, Meldepflichten, Messkonzepte etc.).
- Die Wirtschaftlichkeit von Kleinanlagen ist gering, da Skaleneffekte kaum zum Tragen kommen. Trotz der bestehenden Bevorteilung bedarf es weiterhin eines hohen Engagements der Projektierer.

Mieterstrom / Ungleiche Förderung



2.3.5. Ziele für einen nachhaltigen Rechtsrahmen für Prosumer

Grundsätzlich sollte aus Sicht des BDEW der Wettbewerb zwischen den Marktakteuren so wenig wie möglich durch Privilegien und durch eine Förderung für einzelne Akteure verzerrt werden. Allerdings gibt es neben den politisch klar definierten Zielen zur CO₂-Reduktion und den Erneuerbare-Energien-Ausbauzielen weitere „Unterziele“ des EEG wie bspw. die Akteursvielfalt. Der BDEW teilt die Auffassung, dass Akteursvielfalt ein hohes Gut ist, da diese die Akzeptanz für die Energiewende stärkt. Zudem führen PV-Dachanlagen nicht zur Versiegelung oder (Teil-)Beanspruchung bisher nicht oder anderweitig genutzter Flächen. Die damit einhergehende Entlastung des ländlichen Raumes vor dem Hintergrund einer wachsenden Flächenproblematik im Außenbereich, kann auch die Akzeptanz der Energiewende durch eine ausgeglichene Verteilung des Zubaus zwischen Stadt und Land verbessern. Angesichts der aktuellen Diskussion um Akzeptanz und Flächenverfügbarkeit im Außenbereich ist eine Erreichung der mittel- und langfristigen Energie- und Klimaziele kaum ohne einen substantiellen Beitrag der PV-Dachanlagen vorstellbar.

Trotz der höheren Stromgestehungskosten von Strom aus kleinen Photovoltaik-Dachanlagen können diese Erzeugungsanlagen daher einen wichtigen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten.

Um die Kostenbelastung für die nicht-privilegierte Gesamtheit der Stromverbraucher und mögliche Ineffizienzen zu minimieren, sollte die Förderung für Prosumer allerdings folgende Kriterien erfüllen:

1. Die Förderung sollte angemessen sein und Überrenditen ausschließen.
2. Die Höhe der Förderung sollte transparent sein, um als Grundlage für politische Entscheidungen herangezogen werden zu können – etwa im Hinblick auf den gewünschten Umfang.
3. Die Förderung sollte robust gegenüber Änderungen am regulatorischen Rahmen sein und den Akteuren, die sie in Anspruch nehmen, Investitionssicherheit geben.
4. Die Förderung sollte die Markt- und Systemintegration der Flexibilitäten von Prosumern (Wirkung von Marktpreissignalen) ermöglichen. Das heißt, dass Marktpreissignale wirken können, damit die unter der Bevorteilung errichteten Assets eine systemdienliche Wirkung entfalten können.
5. Die Ausgestaltung der Förderung sollte den unterschiedlichen Kundenbedürfnissen Rechnung tragen, das heißt so ausgestaltet sein, dass die gewünschten Akteure sie auch annehmen.

2.3.6. Modelle einer Förderung für Prosumer

Im Folgenden werden zwei mögliche regulatorische Ansätze zur Begünstigung von Prosumern miteinander verglichen – zum einen die „implizite Förderung“, also eine ganz oder teilweise Befreiung von Abgaben, Umlagen und Steuern, und zum anderen die „explizite Förderung“, eine festgelegte Direktförderung.

Der Prosumer soll nicht nur als Letztverbraucher verstanden werden, sondern entsprechend der Definition im Abschnitt 2.3.1 auch als Erzeuger und Anbieter von Strom und Flexibilität. Der BDEW hat sich im Rahmen seines Diskussionspapiers zum „3-Säulen-Modell“ daher für eine aktive Rolle des Letztverbrauchers ausgesprochen. Insbesondere durch die Digitalisierung entstehen bei gleichzeitiger Kostensenkung hohe technische Potentiale, auch kleine Flexibilitäten in das Gesamtsystem zu integrieren.

Das Modell „Weiterentwickelte implizite Förderung“

Die weiterentwickelte implizite Förderung setzt auf der heute bestehenden Durchmischung von impliziter und expliziter Förderung auf.

1. Der selbst erzeugte und selbst verbrauchte Strom wird von Abgaben, Steuern und der EEG-Umlage in allen Größenklassen befreit. Dies sollte mit so wenig Bürokratieaufwand verbunden sein wie möglich, um die Eintrittsschwelle niedrig zu halten und die Transaktionskosten zu minimieren.

2. Zur Kompensation von Verteilwirkungen sollen geeignete Steuerungselemente eingeführt werden, die sicherstellen, dass auch Prosumenten in der impliziten Förderung einen angemessenen Beitrag zur Refinanzierung der von ihnen genutzten Infrastruktur leisten und zur Aufrechterhaltung des Energieversorgungssystems beitragen. Diese Steuerungselemente können je nach Ausgestaltung des energiewirtschaftlichen Rahmens eine Abgabe sein oder sich auf die künftige Ausgestaltung des § 14 a EnWG, der Netzentgeltsystematik, des EEG etc. beziehen.
3. Der in das Netz eingespeiste Strom soll mit einer degressiven Einspeisevergütung vergütet werden. Diese Einspeisevergütung soll perspektivisch auf den Marktwert abschmelzen.
4. Der aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogene Strom soll wie bisher mit Steuern, Abgaben und Umlagen belastet werden.
5. Die „grüne Eigenschaft“ verbleibt (wie bisher) trotz der impliziten Förderung beim Prosumer und bildet neben der Einspeisevergütung bzw. dem Eigenverbrauchsvorteil einen zusätzlichen Gegenwert für die vom Prosumer getätigte Investition.

Das Modell „Explizite Förderung“

Das Modell der expliziten Förderung basiert auf der getrennten Betrachtung der Rollen, denen das Handeln von Prosumern zuzuordnen ist. Diese Rollen sind

1. Erzeuger
2. Verbraucher
3. Anbieter von Flexibilität

Die Refinanzierung von Erzeugungsanlagen erfolgt in diesem Modell ausschließlich über den anzulegenden Wert der erzeugten Kilowattstunden – unabhängig davon, ob dieser Strom eingespeist oder selbst verbraucht wird. Diese explizite Förderung orientiert sich an den Investitionskosten und erlaubt über die Laufzeit der Anlage hinweg eine auskömmliche Rendite.

Im Gegenzug zu dieser Refinanzierung der Erzeugungsanlage wird jede verbrauchte Kilowattstunde mit allen Abgaben, Steuern und Umlagen belastet, so als ob jeglicher verbrauchte Strom aus dem Stromnetz bezogen worden wäre.

Gleichzeitig besteht hier die Möglichkeit, die Flexibilität wettbewerblich und vertraglich an einen Aggregator zu veräußern. Auf diese Weise entstehen ein Markt für Flexibilitäten und neue Möglichkeiten zur Bewirtschaftung von Netzengpässen. Dies stärkt die Systemintegration von Erneuerbaren Energien und trägt zur Versorgungssicherheit bei.

Auch Drittbelieferungskonzepte ließen sich mit der expliziten Förderung über die bestehenden Direktvermarktungsmodelle realisieren.

2.3.7. Bewertung der vorgestellten Modelle anhand der definierten Ziele

Angemessenheit der Förderung

Ungeachtet der Frage nach der Erforderlichkeit ist eine Förderung aus Sicht des BDEW dann angemessen, wenn sich die Förderung und die damit einhergehenden Wettbewerbsverzerrungen auf das notwendige Minimum beschränken.

Im Rahmen der impliziten Förderung von Selbstverbrauch wird die Wirtschaftlichkeit maßgeblich durch drei Faktoren bestimmt.

Dies ist im aktuellen System zum einen die Höhe der nicht zu zahlenden Netzentgelte für selbst erzeugten und selbst verbrauchten Strom. Aus Sicht des BDEW ist jedoch nicht ersichtlich, warum Erzeugungsanlagen der gleichen Technologie mit vergleichbaren Investitionskosten eine Förderung in unterschiedlicher Höhe auf Basis unsachgerechter Faktoren (Netzentgelte) erhalten sollen. Hieraus resultiert das Risiko, dass die Förderung von Eigenverbrauch und Mieterstrom in einigen Regionen zu niedrig oder in anderen Regionen zu hoch bemessen ist – unabhängig vom erzielbaren Stromertrag pro Anlage.

Die hier diskutierte weiterentwickelte implizite Förderung sieht vor, dass auch Prosumenten einen Beitrag zur Finanzierung von Energiewendekosten beitragen. Rein rechnerisch ergäbe sich bei einer solchen Kompensation im impliziten Modell für jedes Netzgebiet ein anderer Beitrag. Dies würde jedoch zu einem erhöhten Abwicklungsaufwand führen, der den Nutzen übersteigt. Zur Kompensation von Verteilwirkungen sollen daher geeignete Steuerungselemente eingeführt werden, die sicherstellen, dass auch Prosumenten in der impliziten Förderung einen angemessenen Beitrag zur Refinanzierung der von ihnen genutzten Infrastruktur leisten und zur Aufrechterhaltung des Energieversorgungssystems beitragen. Diese Steuerungselemente können je nach Ausgestaltung des energiewirtschaftlichen Rahmens eine Abgabe sein oder sich auf die künftige Ausgestaltung des § 14 a EnWG, der Netzentgeltsystematik, des EEG etc. beziehen.

Bei einer expliziten Förderung wäre die Förderhöhe unabhängig von Netzentgelten sowie von Vermarktungserlösen der angebotenen Flexibilität und für alle Erzeugungsanlagen gleich.

Der zweite wesentliche Faktor ist der Grad der Eigenversorgung. Während ein Einfamilienhaus mit PV-Anlage ohne Speicher eine Eigenversorgungsquote von durchschnittlich 30 Prozent erreicht, kann ein Supermarkt eine deutlich höhere Quote realisieren. Da der wirtschaftliche Vorteil der Eigenversorgung durch die implizite Förderung höher ist als im Fall einer Stromeinspeisung mit Einspeisevergütung, steigt die Rendite für solche Eigenversorgungskonzepte überproportional stark. Dieser Effekt wird allerdings dadurch reduziert, dass größere Verbraucher tendenziell niedrigere Abnahmetarife zahlen und deshalb die Ersparnis spezifisch kleiner wird.

Supermärkte und andere Gewerbebetriebe können aufgrund ihrer Verbrauchsstruktur jedoch einen deutlich höheren Eigenverbrauchsanteil realisieren und somit die Rendite deutlich erhöhen. Würde es in einem solchen Fall gelingen, das oben beschriebene Verhältnis von Einspeisung und Eigenverbrauch umzudrehen, dann ergäbe sich eine deutlich höhere Gesamrendite.

Im Rahmen der vorgestellten expliziten Förderung würde sich die Förderung auf Basis der erzeugten Strommenge bemessen und damit an der getätigten Investition orientieren. Im Modell der zur Diskussion gestellten expliziten Förderung sind die Unterschiede bei den Netzentgelten, Abgaben, Umlagen und Steuern irrelevant, da die Vergütung pro erzeugter Kilowattstunde erfolgt und jede verbrauchte Kilowattstunde mit allen Strompreisbestandteilen belastet würde.

Die Dauer der Förderung ist ebenso relevant für die Beurteilung der Angemessenheit. Während die explizite Förderung des EEG auf 20 Jahre befristet ist, gibt es für die implizite Förderung gegenwärtig keine zeitliche Befristung. Das bedeutet, dass auch nach Ablauf der EEG-Förderung die implizite Förderung ihre Wirkung entfaltet (und von den anderen Letztverbrauchern über die Strompreisbestandteile bezahlt werden muss). Aus Sicht des BDEW ist dies kritisch, da es der Kosteneffizienz der Förderung entgegensteht und bei den übrigen Letztverbrauchern und Marktakteuren zu unverhältnismäßigen Mehrbelastungen führt.

Transparenz der Förderung

Im Hinblick auf den Prosumer bietet das Modell der impliziten Förderung nur eine geringe Transparenz. Die Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Investition, die auf der impliziten Förderung basiert, setzt voraus, dass langfristige Annahmen über die Entwicklung von Strompreisbestandteilen getroffen werden. Insbesondere für kleinere Akteure (z. B. Privathaushalte) dürfte dies eine erhebliche Herausforderung darstellen.

Hingegen ist der Erlösstrom im Modell der expliziten Förderung auch aus Sicht des Prosumers transparent, da der Erlös pro Kilowattstunde und die Dauer der Förderung vor der Investitionsentscheidung feststehen.

Transparenz über Stromgestehungskosten ist zudem die Grundlage für politische Entscheidungen hinsichtlich der aususchreibenden EE-Kapazitäten. Daraus leitet sich ab, dass der Zubaukorridor aller Technologien maßgeblich von den bekannten (!) Stromgestehungskosten abhängt.

So ist bei der Festlegung von EE-Kapazitäten durch politische Entscheidungen zu berücksichtigen, dass PV-Freiflächenanlagen heute zu den günstigsten Erzeugungsanlagen gehören, gefolgt von Windenergieanlagen. Demgegenüber weisen kleine PV-Dachanlagen und Biogasanlagen aktuell mehr als doppelt so hohe Stromgestehungskosten auf. Es gibt allerdings gute Gründe, auch die heute noch kostenintensiveren Technologien auszubauen. Dazu zählen zum Beispiel unterschiedliche Akzeptanz für Erzeugungstechnologien, erhöhter Flächenverbrauch oder der Wunsch, breitere Teile der Bevölkerung an der Energiewende zu beteiligen.

Die zur Diskussion gestellten Modelle der „impliziten Förderung“ und der „expliziten Förderung“ haben unterschiedliche Auswirkungen auf die Transparenz der Stromerzeugungskosten: So werden die tatsächlichen Stromerzeugungskosten durch die implizite Förderung in die Strompreisbestandteile der anderen Letztverbraucher verschoben

und mit diesen „verschmiert“. Die explizite Förderung macht Stromerzeugungskosten hingegen transparent.

Aus einer impliziten Förderung kann daher ein massiver Wettbewerbsnachteil für eigentlich günstigere Technologien entstehen, wenn der Gesetzgeber aufgrund nicht transparenter Stromerzeugungskosten die Ausschreibungsmengen festlegt.

Die heute im EEG festgelegten Einspeisevergütungen für Strom aus PV-Dachanlagen spiegeln nicht die wirklichen Stromgestehungskosten wieder. Sie enthalten bereits Annahmen darüber, wie groß der Anteil von selbstverbrauchtem Strom ist und wie groß der daraus resultierende wirtschaftliche Vorteil. Dies führt dazu, dass die im EEG gewährten Vergütungssätze die Kosten von PV-Dachanlagen niedriger erscheinen lassen als sie wirklich sind.

Robustheit der Förderung / Investitionssicherheit

Investitionssicherheit ist ein wichtiger Aspekt, wenn es um die Ausgestaltung von Förderinstrumenten geht. So würde beispielsweise der Entzug einer garantierten Vergütung für Strom nach einer Investitionsentscheidung das Vertrauen der Investoren maßgeblich beschädigen. Es besteht Konsens darin, dass zugesagte Fördermittel nicht wieder entzogen werden dürfen, nachdem die mit der Förderzusage angereizte Investition getätigt worden ist. Das EEG gibt diese Garantien für den eingespeisten Strom entweder in Form der Einspeisevergütung oder der Marktprämie.

Die Förderung des Eigenverbrauchs oder eines Mieterstrommodells besteht jedoch nicht oder in nur sehr begrenztem Umfang (Mieterstrommodell) auf einer positivrechtlichen Formulierung. Da implizite Fördermodelle ganz oder teilweise auf der fehlenden Verpflichtung zur Zahlung von Strompreisbestandteilen basieren, ist deren Refinanzierung nicht gesetzlich garantiert. Eine Änderung der Steuer-, Abgaben- und Umlagensystematik (z. B. Fixpreise in Bezug auf den Netzanschluss / steuerfinanzierter EEG-Umlage-Fonds etc.) könnte den betriebswirtschaftlichen Vorteil von Eigenversorgungskonzepten reduzieren, ohne dass eine Berufung auf Vertrauensschutz juristisch greifen würde.

Erfahrungen aus der Vergangenheit belegen, dass Änderungen am gesetzlichen Rahmen für Bestandsanlagen auch von Seiten der EU-Kommission gefordert werden können. So wurde beispielsweise beim KWKG die Eigenverbrauchsregelung auch für Bestandsanlagen nachverhandelt, da bei der gegenwärtigen Eigenverbrauchsförderung die Rendite maßgeblich von der Eigenverbrauchsquote abhängt.

Dahingegen garantieren explizite Fördersysteme eine feste Vergütung pro Kilowattstunde für einen festgelegten Zeitraum. Eine Änderung der Abgaben- und Umlagensystematik hätte keinen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Das Bedürfnis der Prosumer nach Investitionssicherheit würde bedient. Dies ist auch aus Verbraucherschutzgesichtspunkten sinnvoll, da die meisten Prosumer Einfamilienhausbesitzer und in der Regel nicht mit den Risiken sich ändernder Strompreisbestandteile vertraut sind. Dadurch werden auch sinnvolle Weiterentwicklungen von Abgabensystemen mit Blick auf die Sektorenkopplung erschwert.

Marktintegration der Flexibilitäten von Prosumern

Es liegt wie oben dargestellt im Interesse aller Letztverbraucher, dass die Potentiale von Prosumern in einer effizienten Systematik gehoben werden. Daher ist es wichtig, dass Prosumer als Teil des Gesamtsystems verstanden und marktlich und systemisch in das Energieversorgungssystem integriert werden. Diese Integration ist auch im Interesse der Prosumer selbst, da sie für die Bereitstellung ihrer Flexibilitätpotenziale am Markt eine zusätzliche Rendite erzielen können.

Eine Abkopplung der aktiven Letztverbraucher aus der Gesamtsystematik führt hingegen zu Ineffizienzen und Mehrkosten für alle Verbraucher. Vereinfacht ausgedrückt: Der forcierte Selbstverbrauch von Strom oder dessen Speicherung zum späteren Verbrauch ist aus System Sicht nur dann sinnvoll, wenn im Energieversorgungssystem im entsprechenden Moment ausreichend Strom vorhanden ist. Im Fall von Knappheit sind der zusätzlich angereizte Selbstverbrauch oder die Einspeicherung für den späteren Selbstverbrauch kontraproduktiv und verschärfen die bestehende Knappheit. Daher ist es notwendig, dass Knappheitssignale des Strommarktes oder des Netzes auf den Prosumer wirken und ein systemdienliches Verhalten anreizen.

Ziel des BDEW ist daher die Markt- und Systemintegration der Flexibilisierungspotentiale der Prosumer. Dies setzt voraus, dass die Dienstleistungen des Prosumers (Flexibilität und Erzeugung) getrennt betrachtet und entsprechend ihrer Marktwerte vergütet werden. So entstehen ein Nutzen für das Gesamtsystem und damit verbunden auch gerechtfertigte Mehrerlöse für Prosumer.

Heute wird das Marktpreissignal für die Flexibilisierung verzerrt, da der Selbstverbrauch von Strom durch den gegenwärtigen Selbstverbrauchsvorteil bzw. durch das Mieterstrommodell aus Sicht des Prosumers immer wirtschaftlicher ist als die Einspeisung von Strom. Investitionen in Anlagen zur Flexibilisierung werden aus Perspektive des Prosumers wirtschaftlicher im expliziten Modell, da sich durch die Flexibilisierung der Eigenverbrauchsanteil steigern lässt. In der Konsequenz erfolgt eine auf Maximierung des Eigenverbrauchsanteils ausgelegte Erzeugung und Flexibilisierung des Verbrauchs. Die Mehrkosten dieses ineffizienten Dispatchs müssen neben den weiteren bereits angesprochenen Umverteilungseffekten von anderen Stromkunden getragen werden.

Sinnvoller wäre hingegen, die Flexibilisierungspotentiale in Abhängigkeit von Preissignalen einzusetzen und so zur Markt- und Systemintegration des Stroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beizutragen. Aus Sicht des BDEW ist es für die Markt- und Systemintegration von Flexibilitäten der Prosumer erforderlich, dass allein durch den Umstand, dass selbst erzeugter Strom selbst verbraucht wird, kein Vorteil gegenüber der Einspeisung entsteht.

Erst durch die Reaktion auf Marktpreissignale leisten Prosumer einen Beitrag zur Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien. In einem ersten Schritt muss daher die höhere Förderung des Eigenverbrauchs gegenüber der Einspeisung aufgehoben werden. Die besten Ergebnisse zur Markt- und Systemintegration würden sicher durch Direktvermarktungsmodelle erzielt werden. Alternativ kann auf das Instrument der Vergütung pro erzeugter Kilowattstunde zurückgegriffen werden. Hier ist denkbar, dass Aggregatoren die Flexibilitäten von Prosumern „einsammeln“ und auf einem entstehenden Flexibilitätsmarkt

anbieten. Entscheidend ist hier vor allem, dass der im Entstehen befindliche Markt für Flexibilitäten nicht durch eine unterschiedliche Förderhöhe für Selbstverbrauch bzw. Einspeisung verzerrt wird.

Die Synchronität der Anreizwirkung ist also grundlegend für die Frage, ob Prosumer einen Beitrag für die Systemintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien leisten können. Im Hinblick auf die zur Diskussion gestellten Modelle (implizite bzw. explizite Förderung) ist festzustellen, dass mit einer expliziten Förderung des erzeugten Stroms pro Kilowattstunde (unabhängig davon, ob der Strom eingespeist oder selbst verbraucht wird) diese Synchronität gewährleistet wird, da der Selbstverbrauch in diesem Modell keinen Mehrwert für den Prosumer erzeugt.

Im Hinblick auf die implizite Förderung ist es allerdings schwierig, diese Synchronität der Anreizwirkung herzustellen, da die vom Prosumer durch den Eigenverbrauch vermiedenen Strompreisbestandteile zum einen regional variieren (Netzentgelte) und sich zudem im Verlauf der Jahre ändern. Wollte man hier Synchronität herstellen, wäre es erforderlich, die im Rahmen der weiterentwickelten impliziten Förderung enthaltenen Finanzierungsbeiträge zur Refinanzierung der Energieversorgungsinfrastruktur regional und darüber hinaus entsprechend der Entwicklung der Strompreisbestandteile anzupassen.

Befriedigung von Kundenbedürfnissen

Im Hinblick auf die Kundenbedürfnisse sind mehrere Arten von Betroffenheit zu unterscheiden. „Den Kunden“ gibt es in der Form nicht. Auch bei Prosumern sind sehr unterschiedliche Treiber für ihre Investitionsentscheidungen zu erkennen.

Zum einen ist das Streben nach Autarkie (Unabhängigkeit von Energieversorgungsunternehmen) zu nennen. Auch wenn Autarkie angesichts der weiterhin bestehenden faktischen Abhängigkeit vom Backup des Energieversorgungssystems auf absehbare Zeit nur schwierig oder sehr kostenintensiv zu realisieren sein wird, mag eine gefühlte „Teilautarkie“ jedoch wahrgenommen werden, wenn ein Teil des verbrauchten Stroms aus der eigenen Erzeugungsanlage stammt. Beide diskutierten Fördermodelle können diesem Wunsch nach gefühlter Autarkie entsprechen, wobei in der Wahrnehmung des Prosumers die Autarkie durch die alleinige Belastung des Strombezugs aus dem Netz mit Strompreisbestandteilen im impliziten Modell „gefühlter“ größer sein dürfte, da im Rahmen der expliziten Förderung der Stromverbrauch bilanziell so behandelt wird, als käme der Strom aus dem Netz.

Daneben spielt auch der Wunsch, selbst einen Beitrag zur Energiewende zu leisten, eine Rolle. Dieses Bedürfnis können beide Modelle bedienen, da sowohl die implizite als auch die explizite Förderung den Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen anreizen.

Neben den vorgenannten Beweggründen sind, vor allem für größere Akteure oder solche mit einem verhältnismäßig hohen Stromverbrauch (z. B. Besitzer elektrischer Wärmepumpen), meist wirtschaftliche Kriterien relevant.

Sofern es sich um gewerbliche Prosumer (z. B. Supermärkte, Industrie etc.) handelt, kann

auch von einem Marketingnutzen ausgegangen werden. So ist an dieser Stelle der Image-Gewinn zu nennen, den eine Marke erfährt, wenn das Unternehmen damit werben kann, den verbrauchten Strom selbst aus Erneuerbare-Energien-Anlagen erzeugt zu haben. Hier wird in der Außenwirkung gegenüber den eigenen Kunden auf die „grüne Eigenschaft“ der selbst erzeugten Kilowattstunde hingewiesen. Getrieben wird dieser Wunsch von dem Gedanken, dass die selbst erzeugte Kilowattstunde „besser“ sei als die über das Netz der öffentlichen Versorgung bezogene Kilowattstunde Grünstrom.

In diesem Zusammenhang stellt sich im Hinblick auf den gegenwärtigen Eigenverbrauchsvorteil aus Sicht des BDEW die Frage, wieso die „grüne Eigenschaft“ trotz der durch die Letztverbraucher bezahlten Förderung (egal, ob implizit oder explizit) beim Prosumer verbleiben soll, während im Rahmen der expliziten Förderung die „grüne Eigenschaft“ auf die Gemeinschaft übertragen wird. Es ist dabei zu berücksichtigen, dass die Weitergabe der „grünen Eigenschaft“ bei gefördertem Strom der vollständigen Marktintegration von Strom aus Erneuerbaren Energien ohne Förderung (Säule 1) entgegenwirkt, denn im Rahmen der ungeforderten Stromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen (Säule 1) wird gerade die „grüne Eigenschaft“ des ungeforderten Stroms als Mehrwert gehandelt.

Ein weiterer wirtschaftlicher Anreiz, den Eigenverbrauchsvorteil in Anspruch zu nehmen, besteht unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen darin, die Stromkosten von steigenden Strompreisbestandteilen zu entkoppeln. Insbesondere Gewerbe, die ihren Stromverbrauch flexibilisieren können, sind heute in der Lage, ihren Eigenverbrauch und damit ihren wirtschaftlichen Vorteil zu maximieren. Dieser Anreiz bleibt in Modellen mit impliziter Förderung so lange bestehen, wie der Selbstverbrauch von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen wirtschaftlicher ist als die Einspeisung und Vermarktung des Stroms. Im Modell der diskutierten expliziten Förderung existiert dieser Anreiz nicht, da der Anreiz zur Eigenverbrauchsmaximierung nivelliert wird. Stattdessen kann aber die vom Prosumer angebotene Flexibilität einen Mehrwert generieren und einen Systemnutzen entfalten.

Prosumer haben (wie alle Investoren) darüber hinaus ein Interesse an einer angemessenen Refinanzierung ihres Investments.

Neben den vorgenannten Interessen der Prosumer ist auch das Interesse der übrigen Letztverbraucher an niedrigen Stromkosten zu berücksichtigen.

So führen zum einen Umverteilungseffekte dazu, dass die Fixkosten des Energieversorgungssystems im Modell der impliziten Förderung auf immer weniger aus dem Stromnetz bezogene Kilowattstunden umgelegt werden müssen.

Zum anderen kommt es im Fall der impliziten Förderung aufgrund der Asynchronität zwischen betriebswirtschaftlichem Anreiz zur Maximierung des Eigenverbrauchsanteils auf der einen Seite und Strompreissignalen auf der anderen Seite zu einem ineffizienten Dispatch - und damit zu Mehrkosten für die Letztverbraucher. Es liegt daher im Interesse aller Letztverbraucher, dass das Förderinstrument für Prosumer sowohl in Hinblick auf die Förderhöhe als auch in Hinblick auf die Fördersystematik effizient ausgestaltet ist.

2.3.8. Rechtliche Einordnung (Art. 21 RED II)

Die EEG-Umlagepflicht von eigen- und drittverbrauchten Strommengen steht perspektivisch auf dem Prüfstand. Art. 21 der zukünftigen Erneuerbare-Energien-Richtlinie sieht umfangreiche Rechte für Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität vor und geht von der grundsätzlichen Befreiung der selbsterzeugten Strommengen von Abgaben, Umlagen oder Gebühren aus, wenn diese „an Ort und Stelle verbleiben“.

Art. 21 Abs. 3 gibt den Mitgliedstaaten allerdings die Möglichkeit, auch diese Strommengen mit Abgaben, Umlagen oder Gebühren zu belegen, wenn die eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität u.a. effektiv gefördert oder in Anlagen über 30 kW erzeugt wird.

2.3.9. Handlungsempfehlung

Die folgenden Handlungsempfehlungen dienen dem Schutz der Verbraucher, sollen Wettbewerbsverzerrungen vermeiden und machen Stromgestehungskosten transparent:

1. Erzeugungsanlagen sollten - insbesondere von Akteuren mit gewerblichem Interesse - ausschließlich im Wege einer expliziten Förderung unterstützt werden. Diese explizite Förderung orientiert sich an den Investitionskosten und erlaubt über die Laufzeit der Anlage hinweg eine auskömmliche Rendite.

Den Betreibern von größeren Erzeugungsanlagen ist aufgrund ihres gewerblichen Charakters zuzumuten, sich mit dem Investitionsumfeld auseinanderzusetzen. In dieser „expliziten Förderung“ erhält der Prosumer für jede erzeugte Kilowattstunde eine für die Refinanzierung ausreichende Vergütung, muss aber im Gegenzug für jede verbrauchte Kilowattstunde alle staatlich induzierten Strompreisbestandteile tragen wie andere Verbraucher auch. Netz- und/oder systemdienliches Verhalten würde durch marktliche Mechanismen vergütet. Auf diese Weise entstehen neue wettbewerbliche Möglichkeiten zur Bewirtschaftung von Netzengpässen. Dies stärkt die Systemintegration von Erneuerbaren Energien und trägt zur Versorgungssicherheit bei.

Eine solche Form der expliziten Förderung würde

1. die Transparenz der Förderkosten verbessern,
 2. die Investitionssicherheit stärken,
 3. die Markt- und Systemintegration der Flexibilitäten von Prosumern fördern und
 4. eine angemessene Refinanzierung ermöglichen (unabhängig von regional unterschiedlichen Strompreisbestandteilen).
2. Für Akteure mit Kleinanlagen (siehe dazu auch Punkt 2.3.8, Seite 43) kann dagegen eine implizite Förderung in Verbindung mit einem Finanzierungsbeitrag zur Refinanzierung der Energieversorgungsinfrastruktur sinnvoll sein. Erfahrungsgemäß stehen bei Kleinanlagenbetreibern neben wirtschaftlichen Motiven auch der Wunsch nach Teilhabe an der Energiewende im Vordergrund. Für diese Akteursgruppe wird

daher ein Wahlrecht zwischen a) einer weiterentwickelten impliziten Förderung oder b) der oben beschriebenen expliziten Förderung vorgeschlagen. Im Rahmen der impliziten Förderung würden diese Akteure wie bisher auch eine Einspeisevergütung im Fall der Einspeisung des Stroms erhalten. Zudem würde der von ihnen selbst verbrauchte Strom nicht mit Abgaben, Steuern und Umlagen belastet. Zur Kompensation von Verteilwirkungen (siehe 2.3.4) sollen geeignete Steuerungselemente eingeführt werden, die sicherstellen, dass auch Prosumenten in der impliziten Förderung einen angemessenen Beitrag zur Refinanzierung der von ihnen genutzten Infrastruktur leisten und zur Aufrechterhaltung des Energieversorgungssystems beitragen. Diese Steuerungselemente können je nach Ausgestaltung des energiewirtschaftlichen Rahmens eine Abgabe sein oder sich auf die künftige Ausgestaltung des § 14 a EnWG, der Netzentgeltsystematik, des EEG etc. beziehen.

Zwar könnte eine explizite Förderung die Investitionssicherheit für diese Akteure erhöhen; die Gleichbehandlung jeder verbrauchten Kilowattstunde im Hinblick auf die Zahlungsverpflichtung von Abgaben, Steuern und Umlagen – unabhängig davon, ob sie aus dem Netz bezogen oder selbst erzeugt worden ist – würde bei dieser Akteursgruppe jedoch möglicherweise auf Unverständnis stoßen. Die vorgeschlagene Wahlmöglichkeit könnte die unterschiedlichen Kundenbedürfnisse besonders gut adressieren.

3. Zur Vermeidung von Brüchen beim Aufbau von dezentralen Erzeugungsanlagen der Prosumer sollten aus Sicht des BDEW die vorgeschlagenen Regelungen zeitlich so umgesetzt werden, dass bestehende Geschäftsmodelle nicht kurzfristig unrentabel und Brüche vermieden werden. Dazu ist ein angemessener Vorlauf bei der Neuordnung des Rechtsrahmens notwendig. Für bereits installierte Anlagen gelten die heutigen Regelungen im Sinne des Bestandsschutzes weiter. Zudem sollte der Weg für lokale Flexibilitätsmärkte geebnet werden. Die dann dem Markt zugänglichen Flexibilitätspotentiale von Prosumern tragen so zur Systemintegration der Erneuerbaren Energien bei und stärken damit die Versorgungssicherheit. Sie eröffnen den Prosumern und den sie unterstützenden Energiedienstleistern ein verändertes Geschäftsmodell, mit dem ohne wettbewerbsverzerrende Privilegien eine Refinanzierung der Investitionen ermöglicht wird.

2.4. Übergreifende Fragen

2.4.1. Wechselwirkungen zwischen den Säulen

Von zentraler Bedeutung sind die Wechselwirkungen zwischen den skizzierten Säulen. In dem Umfang, in dem weitere Kostensenkungen und steigende Marktpreise eine zunehmende Realisierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen ohne Förderung erlauben, lassen sich Ausschreibungsvolumina reduzieren beziehungsweise verbleiben nur als „Fall-Back-Option“. Um diese Entwicklung abzubilden und die erforderlichen Ausschreibungsmengen (zu installierende Leistung) zu ermitteln, um den Zielkorridor für den Ausbau Erneuerbarer Energien einzuhalten, wird die Erarbeitung eines Szenariorahmens vorgeschlagen.

Der Szenariorahmen – Bindeglied zwischen den Säulen

Die Ausbauziele für Erneuerbare Energien orientieren sich am Bruttostromverbrauch und sind damit in ganz erheblichem Maße abhängig sowohl vom Erreichen der Effizienzziele, als auch vom Grad der Elektrifizierung des Verkehrs- und des Wärmesektors. Hinzu kommen heute noch nicht absehbare technische Weiterentwicklungen. Ein „Durchplanen“ der Zubaukorridore bis 2050 auf Basis des heutigen Kenntnisstandes erscheint vor diesem Hintergrund nicht zielführend.

Der BDEW regt daher die Erarbeitung und fortlaufende Weiterentwicklung eines Szenariorahmens an, in dem mit einem im Hinblick auf die Planungssicherheit angemessenen Vorlauf und auf der Basis des jeweiligen Standes der Technik die Ausschreibungsmengen unter Berücksichtigung des Ausbaus außerhalb der Ausschreibungen dynamisch festgelegt werden. Die langfristigen politischen Ausbauziele für Erneuerbare Energien dienen dabei als Orientierungsmarken. Mit diesem Vorgehen könnte den Akteuren hinreichende Planungssicherheit gegeben und gleichzeitig neue Entwicklungen/Aspekte abgebildet werden.

Zu berücksichtigen für die Erstellung der Szenarien sind unter anderem Erkenntnisse über

- technologische Weiterentwicklungen,
- Kostenentwicklungen und Kosteneffizienz bei den zur Verfügung stehenden Technologien,
- Entwicklungen des Bruttostromverbrauchs,
- Fortschreiten der Sektorkopplung,
- außerhalb des Marktes zugebaute Erneuerbare-Energien-Anlagen,
- Bestand von Erzeugungsanlagen und daraus resultierender Erzeugungsmix,
- bereits in vorangegangenen Ausschreibungen bezuschlagte Projekte,
- bereits in vorangegangenen Ausschreibungen bezuschlagte, aber nicht realisierte Projekte,
- Abschätzungen zur Entwicklung des eigenerzeugten Selbstverbrauchs sowie
- Entwicklung des Netzausbaus (ggf. Synchronisation mit NEP).

Einflussfaktoren auf den Zubau in den Säulen

Der Zubau in den jeweiligen Säulen hängt wie oben dargestellt maßgeblich von den erwarteten Strommarkterlösen ab. Allerdings spielen daneben weitere Faktoren eine Rolle, die sich u.a. aus unterschiedlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in den Säulen 1 und 2 ergeben:

1. Laufzeiten

Während das EEG auf eine Finanzierungsdauer von 20 Jahren abzielt, ist dies bei einer Finanzierung in Säule 1 nicht zwingend der Fall. Theoretisch ist dort auch eine längere Finanzierungs- bzw. Vertragsdauer möglich. In der Praxis werden jedoch kürzere Verträge mit Stromabnehmern geschlossen. Es ist zu erwarten, dass sich auch Finanzprodukte den neuen Rahmenbedingungen für die Refinanzierung anpassen.

2. Risikoallokation (Abnehmerstruktur)

Zentraler Unterschied zwischen Säule 1 und Säule 2 ist die Allokation des langfristigen Strompreisrisikos und des Ausfallrisikos des Vertragspartners. Während in Säule 2 sichergestellt wird, dass die Gemeinschaft der Letztverbraucher den Strom abnimmt und in einer verlässlichen Größenordnung vergütet, besteht diese Sicherheit für Investoren in Säule 1 nicht in gleichem Umfang – da selbst bei einem mehr oder weniger langen PPA das Ausfallrisiko des Stromabnehmers bestehen bleibt. Grundsätzlich ist dieses Risiko allerdings richtig allokiert, da diesem höheren Risiko in Säule 1 auch höhere Erlösaussichten gegenüberstehen. Jedenfalls ist zu erwarten, dass diese unterschiedliche Risikoallokation das Verhältnis von Eigen- und Fremdkapitalanteil von Projekten beeinflussen und in der Folge unterschiedliche Akteursgruppen ansprechen wird.

3. Einschränkungen der Flächenkulisse

Während im Rahmen des EEG eine Refinanzierung von PV-Freiflächenanlagen nur auf den im EEG definierten Flächenkategorien möglich ist, besteht bei einer Investition außerhalb des EEG keine pauschale Einschränkung. Es gelten dann allein die planungs- und genehmigungsrechtlichen Vorgaben. Auch PV-Anlagen auf Ackerflächen sind dann zulässig. Dies kann zur Kostensenkung beitragen und die Finanzierung erleichtern.

4. Anlagengröße

Ebenso sieht das EEG Beschränkungen der Anlagengröße vor, etwa bei PV-Freiflächenanlagen. Hier können nur Projekte mit einer installierten Leistung von maximal 10 MW bezuschlagt werden, während diese pauschale Beschränkung für Investitionen außerhalb des EEG nicht gilt, die Anlagengröße ist im Rahmen des Planungs- und Genehmigungsrechtes zu klären. Auch dies kann die Finanzierung von PV-Freiflächenanlagen erleichtern, da durch die Nutzung von Skaleneffekten weitere Kostensenkungen ermöglicht werden.

5. Regionale Beschränkungen

Auch die Regelung zum Netzengpassgebiet entfaltet nur im EEG ihre Wirkung. Investitionen außerhalb des EEG-Regimes (Säule 1) fallen nicht unter diese Regelung.

6. Referenzertragsmodell

Das Referenzertragsmodell für Windenergieanlagen an Land schöpft Renditen der Betreiber an ertragreichen Standorten ab und soll auf diese Weise die Wettbewerbsfähigkeit von windschwächeren Standorten gewährleisten. Eine solche Abschöpfung von Renditen erfolgt hingegen nicht in Säule 1, sodass das Kriterium „Standortqualität“ vollumfänglich auf die Investitionsentscheidung wirkt. Es ist daher zu erwarten, dass zunächst vor allem Projekte an ertragreichen Standorten den marktlichen Anforderungen in Säule 1 gewachsen sein werden, während Anlagen an ertragschwächeren Standorten länger auf die Absicherung des EEG angewiesen bleiben.

Aus diesem Umstand kann ggf. ein stärkerer Netzausbaubedarf entstehen, wenn es aufgrund der Wirtschaftlichkeit zu einem verstärkten (rein marktlichen) Ausbau an windstarken Standorten im Norden kommt.

7. Strompreiszononen

Im Fall einer Strompreiszonenteilung ist zu erwarten, dass die Strommarkterlöse von Anlagen nördlich des Engpasses aufgrund der geringeren Nachfrage geringer ausfallen als wenn die einheitliche Strompreiszone erhalten bleibt. Dieses Problem stellt sich hingegen nicht für Investoren in Säule 2, da diesen mit dem anzulegenden Wert eine Sicherheit über die zu erwartenden Erlöse gegeben wird.

Bestimmung von Ausschreibungsmengen

Eine wichtige Wechselwirkung besteht zwischen Säule 1 und Säule 2 insofern, als dass die Ausschreibungsmengen in Säule 2 vom Zubau in Säule 1 und 3 abhängen. Wenn ein starker Zubau in Säule 1 und Säule 3 erfolgt, wird in Säule 2 weniger Leistung ausgeschrieben. Dies ist nicht nur logisch mit Blick auf die Zielerreichung, sondern auch von zentraler Bedeutung für die Kosteneffizienz in Säule 2. Dabei müssen allerdings Projektvorlaufzeiten berücksichtigt werden, sodass letztlich zwischen einem Anstieg des Zubaus in Säule 1 und einer Minderung der Ausschreibungsmenge in Säule 2 zwei bis drei Jahre liegen sollten, damit bereits weit entwickelte Projekte mit bereits getroffenen Investitionsentscheidungen realisiert werden können. Andererseits muss es bei einer Minderung des Zubaus in Säule 1 zu einer schnellen Erhöhung der Ausschreibungsmengen in Säule 2 kommen, um einen Fadenriss beim Zubau zu verhindern.

Ein grundsätzliches Problem entsteht im Fall einer niedrigen Wettbewerbsintensität in Säule 2. Dieses Problem stellt sich bereits in der heutigen Ausschreibungssystematik, kann jedoch verschärft werden, wenn zunehmend Projekte in Säule 1 zugebaut werden und die Ausschreibungsmenge in Säule 2 nicht hinreichend schnell angepasst wird. Die Lösung für

dieses Problem liegt prioritär in flankierenden Maßnahmen, welche die Flächenkulisse erweitern oder die Anzahl der Projekte auf andere Art und Weise erhöhen und gegebenenfalls in der Festlegung eines ambitionierten Höchstpreises in Säule 2, der bei mangelndem Wettbewerb in Säule 2 Mitnahmeeffekte verhindern kann. Bei der politischen Festlegung des Höchstpreises kann ein zu ambitioniertes Niveau jedoch dazu führen, dass sich nur unzureichend Projekte realisieren lassen, sodass ein „trade-off“ zwischen hohen Renditen und den Zielmengen der Ausschreibung besteht. Hohe Preise in den Ausschreibungen von Säule 2 sind jedoch auch nicht nur als Überrenditen zu verstehen, sondern genauso als Anreiz, neue Projekte zu entwickeln. Kapital würde bei höheren Preisen aus anderen Sektoren der Volkswirtschaft verstärkt in den Ausbau der Erneuerbaren Energien fließen. Hohe Preise haben nicht nur eine Kosten- sondern auch eine Allokationswirkung, welche signalisiert, dass mehr Engagement im Bereich der Erneuerbaren notwendig wird. Hier muss allerdings ein Preisniveau zugelassen werden, welches Kapital anzieht, ohne dass es zu exzessiven Überrenditen kommt.

Wichtig in diesem Zusammenhang ist die Beibehaltung eines Instruments zur Angleichung von Standortunterschieden in Säule 2, da andernfalls – in Kombination mit einem ambitionierten Höchstpreis – nur die wirtschaftlichsten Standorte in Säule 2 zum Zuge kommen könnten, diese aber zugleich am ehesten die Anlagen sind, die in Säule 1 errichtet werden können. Werden - wie beim Referenzertragsmodell - Standortunterschiede ausgeglichen, kommen – wie politisch gewollt – auch ertragsschwächere Standorte in Säule 2 zum Zuge.

Wechselwirkungen zwischen Säule 1 und 3

Vor dem Hintergrund, dass die Eigenverbrauchsbegünstigung in Säule 3 auch in Säule 1 in Anspruch genommen werden kann, entstehen weitere Wechselwirkungen. Wenn die Fördersystematik in Säule 3 nicht angepasst wird, verzerrt dies den Wettbewerb in Säule 1. Vor diesem Hintergrund ist zu empfehlen, die wettbewerbsverzerrende Wirkung der Eigenverbrauchsbegünstigung in Säule 3 soweit wie möglich zu reduzieren. Zudem muss der Zubau innerhalb von Säule 3 bei den Ausschreibungsmengen in Säule 2 ebenfalls berücksichtigt werden, da andernfalls zu erwarten ist, dass das Wettbewerbsniveau in Säule 2 abnehmen wird.

2.4.2. Wechselmöglichkeiten zwischen den Säulen

Innerhalb der Untersuchungen und Diskussionen zum „3-Säulen-Modell“ ist der BDEW auch der Frage nachgegangen, inwiefern eine Wechselmöglichkeit zwischen den Säulen des „3-Säulen-Modells“ gewährt werden sollte. Dabei wurden zunächst die zu erwartenden Effekte analysiert. Im Folgenden werden die Effekte von Wechselmöglichkeiten bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen beschrieben:

Grundsätzliche Ermöglichung, zwischen den Säulen 1 und 2 zu wechseln

Aus Sicht des BDEW wäre eine grundsätzliche Wechselmöglichkeit mit erheblichen Nachteilen behaftet, da auf diese Weise ein Ungleichgewicht von Chance und Risiko entsteht.

Dies kann an Hand zweier Beispiele verdeutlicht werden:

1. In einer Phase mit hohen Strompreisen entscheidet sich ein Investor zum Bau einer Erneuerbare-Energien-Anlage ohne Inanspruchnahme des EEG. Seine Investition erfolgt also im Rahmen der Säule 1, um zu verhindern, dass Teile seiner Erlöse abgeschöpft und auf das EEG-Konto eingezahlt werden. Wenn dann die erwartete Strompreisentwicklung nicht eintritt und die Erlöse zurückgehen, würde sich der Betreiber für einen Wechsel in Säule 2 entscheiden. In diesem Fall wären die Mehrerlöse aus der Anfangszeit privatisiert und die Förderkosten aus der Phase in Säule 2 sozialisiert.
2. Auch der umgekehrte Fall ist denkbar. So könnte ein Betreiber einer Erneuerbare-Energien-Anlage in Säule 2 (symmetrische Marktprämie) in Zeiten mit niedrigen Strompreisen die Absicherung des EEG beanspruchen. Kommt es dann zu einem späteren Zeitpunkt zu steigenden Preisen, entstünde der Anreiz, in Säule 1 zu wechseln. In diesem Fall würde der Anlagenbetreiber die Mehrerlöse für sich behalten, statt sie an das EEG-Konto abzugeben.

Im Ergebnis würde die Wirkung der symmetrischen Marktprämie vollständig aufgehoben.

Einmaliger Wechsel von Säule 1 zu Säule 2

Das oben beschriebene Ungleichgewicht von Chance und Risiko besteht auch in diesem Fall, wird durch die Begrenzung auf einen einmaligen Wechsel kaum gemildert. Ein Investor könnte am freien Markt investieren und im Fall, dass die von ihm erwarteten Strompreise nicht eintreten, die Förderung des EEG beanspruchen und so seine Finanzierung absichern. Allerdings stellt sich in diesem Kontext die Frage, wie hoch der Förderanspruch sein soll, zumal die Förderhöhe ja nicht im Wege der Ausschreibung festgelegt worden ist. So müsste bei einem Wechsel von Säule 1 zu Säule 2 die Frage beantwortet werden, welcher anzulegende Wert für die Berechnung der symmetrischen Marktprämie herangezogen werden soll. Dies wäre zumindest dann problematisch, wenn die Erzeugungsanlage zunächst ohne Teilnahme an der Ausschreibung errichtet worden ist.

Zudem gelten zahlreiche Regelungen des EEG nicht für EE-Anlagen, die außerhalb des EEG errichtet worden sind. So stellt sich zum Beispiel auch die Frage, wie eine PV-Freiflächenanlage mit einer installierten Leistung größer 10 MW in den Vergütungsrahmen des EEG passt. Hier müssten für solche Fälle zahlreiche Regelungen vorgesehen werden. Andernfalls entstünde bei einer Wechselmöglichkeit von Säule 1 zu Säule 2 das Problem, dass dieser Weg genutzt werden könnte, um die Flächenrestriktionen und Größenbegrenzungen des EEG zu umgehen.

Einmaliger Wechsel von Säule 2 zu Säule 1

Von einigen Akteuren wird vorgeschlagen, einen einmaligen Wechsel von Säule 2 in Säule 1 zu ermöglichen. Dies könnte dazu beitragen, dass Erzeugungsanlagen, die ursprünglich unter Inanspruchnahme des EEG errichtet wurden, bereits vor Ende ihres gesetzlichen Förderanspruchs aus dem EEG ausscheiden. Aus Sicht des Betreibers ist ein solcher Wechsel aus der Säule 2 (symmetrische Marktprämie) zu Säule 1 (Markt) allerdings nur dann ökonomisch sinnvoll, wenn er andernfalls aufgrund der steigenden Marktpreise den Teil der Erlöse, der den anzulegenden Wert übersteigt, auf das EEG-Konto einzahlen müsste.

Aus einer politischen Perspektive mag es attraktiv erscheinen, wenn Erzeugungsanlagen den Ausstieg aus dem EEG wählen. Hier ist aber aus Sicht des BDEW zu berücksichtigen, dass dies für den Investor Anreize setzt, zunächst (bei noch nicht hinreichend hohen Marktpreisen) die Förderung des EEG in Anspruch zu nehmen und bei steigendem Strompreisniveau auszustiegen, um eine Abschöpfung der Mehrerlöse zu vermeiden. Auch in diesem Szenario tragen die Letztverbraucher das Risiko, dass die Markterlöse nicht ausreichen, um die Erzeugungsanlage zu refinanzieren, während die Chancen auf Mehrerlöse bei den Investoren liegen. Chance und Risiko geraten in ein Ungleichgewicht.

Eine frühzeitige subventionsfreie Investition in Erneuerbare-Energien-Anlagen würde durch eine Wechselmöglichkeit von Säule 2 zu Säule 1 verhindert, da es für Akteure dann ökonomischer wäre, zunächst unter der Absicherung von Säule 2 zu investieren und bei steigenden Strompreisen die neuen Chancen des Marktes zu nutzen.

Der oben beschriebene Mitnahmeeffekt würde etwas gemindert werden durch eine Rückzahlungsverpflichtung aller Fördermittel, die diese Erzeugungsanlage bis dahin erhalten hat.

Dennoch würde eine Wechselmöglichkeit von Säule 2 zu Säule 1 den Anreiz setzen, zunächst im Rahmen des EEG zu investieren, und darüber hinaus das Gebotsverhalten im Zuge der Ausschreibung zu beeinflussen. Ein wesentlicher Grund für die Ablehnung einer Wechselmöglichkeit in den Strommarkt liegt in der Mechanik des Ausschreibungsdesigns begründet. Bei intensivem Wettbewerb und der Erwartung steigender Preise über das Floorpreis-Niveau hinaus werden Bieter anfangen, die zusätzlichen Erlöse im Markt in ihre Gebote einzupreisen und ihre Floorpreis-Gebote unter das Niveau der Vollkosten ihrer Projekte zu senken. Es wird spekuliert, dass langfristige Übergewinne kurzfristige Mindererlöse überkompensieren werden. Die niedrigeren Gebote erhöhen dann die Zuschlagswahrscheinlichkeit, was den Hauptanreiz für diese Gebotsstrategie erklärt. Es gewinnt derjenige, welcher die höchsten Strompreise und Erlöse prognostiziert. Dies führt zum so genannten „winners curse“, da sich die Bieter systematisch verschätzen und insbesondere die Optimisten einen Zuschlag erhalten. Da man nach einem Zuschlag einige Zeit hat, die Projekte fertig zu entwickeln und zu bauen, kann eine nachfolgende realistischere Abschätzung des Strompreisniveaus dazu führen, dass Projekte nicht gebaut werden oder dass sich „stranded investments“ materialisieren. Über das Verhindern des Wechsels in Säule 1 lassen sich solche „winners-curse-Risiken“ einer Ausschreibung vollständig ausschalten. Insgesamt ist daher auch von einer einmaligen Wechselmöglichkeit abzuraten.

Weitere Auswirkungen von Wechselmöglichkeiten zwischen den Säulen

Eine weitere Konsequenz wäre, dass die EEG-Umlage durch eine Wechselmöglichkeit zwischen den Säulen für den Markt schwieriger kalkulierbar würde. Dies ist insofern von Bedeutung, da viele Aktivitäten unterschiedlicher Wertschöpfungsstufen abhängig von der Höhe der Umlage sind. Dabei wäre die EEG-Umlage auch ohne eine Wechselmöglichkeit zwischen Säule 2 und Säule 1 abhängig vom Strompreisniveau und den Finanzierungszusagen gegenüber den EEG-Anlagenbetreibern. Mit einer Wechselmöglichkeit käme aber hinzu, dass abgeschätzt werden müsste, ab wann Anlagenbetreiber zwischen den Säulen wechseln.

2.4.3. Handlungsempfehlung

Der BDEW plädiert dafür, dass Akteure, die die Absicherung des EEG in Anspruch nehmen, auftretende Mehrerlöse auf Grundlage eines allgemein steigenden Strompreisniveaus an das EEG-Konto abführen müssen. Dies ist sachgerecht, da die Absicherung der Refinanzierung von EEG-Anlagen durch die Letztverbraucher getragen wird. Dementsprechend sind Mehrerlöse an das EEG-Konto abzuführen und damit die Letztverbraucher zu entlasten. Chancen auf Mehrerlöse durch ein steigendes Strompreisniveau sollten hingegen dann genutzt werden können, wenn die Investoren auf der anderen Seite auch die Risiken des Marktes tragen.

Sofern der Gesetzgeber entgegen der Empfehlung des BDEW und trotz der vorgetragenen Argumente aus der Wissenschaft dennoch eine Wechselmöglichkeit vorsehen will, sollte diese zur Reduzierung der schädlichen Auswirkungen auf einen einmaligen Wechsel von Säule 2 in Säule 1 in einem sehr engen Zeitraum nach Zuschlagserteilung begrenzt werden und nur unter der Maßgabe einer vollständigen Rückzahlung aller bis dahin erhaltenen Zahlungen aus dem EEG gewährt werden.