



Energie. Weiter denken

GUTACHTEN

Ausgestaltungsmöglichkeiten der künftigen Förderung der
Stromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen und
energiewirtschaftliche Bewertung

Aachen, 13.07.2017

Bearbeiter:

Dr. Michael Ritzau
Dr. Ralf Schemm
Stefan Brühl
Lukas Schuffelen

INHALTSVERZEICHNIS

1	Zusammenfassung	6
2	Einführung	8
2.1	Fokus und Rahmen des Gutachtens	8
2.2	Aufbau des Gutachtens	10
3	Anforderungen zur Ausgestaltung der künftigen Förderung von EE	11
3.1	Zielkategorie Versorgungssicherheit	12
3.2	Zielkategorie Nachhaltigkeit.....	13
3.3	Zielkategorie Wirtschaftlichkeit	14
4	Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des Förderregimes für EE	16
4.1	Dimension Ausschreibungsdesign.....	16
4.2	Dimension Vergütungsart	18
4.3	Dimension Räumliche Steuerung	20
4.4	Dimension Systemintegration	21
4.5	Dimension Umlagesystem und Kostenwälzung	22
5	Überblick energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten	24
5.1	Kurzbewertung Ausschreibungsdesign	24
5.2	Kurzbewertung Vergütungsart	25
5.3	Kurzbewertung Räumliche Steuerung	26
5.4	Kurzbewertung Systemintegration	27
5.5	Kurzbewertung Umlagesystem und Kostenwälzung	28
6	Empfehlungen zur Weiterentwicklung der Förderung von EE	30
7	Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten	35
7.1	Dimension Ausschreibungsdesign.....	36
7.1.1	Technologieübergreifende Ausschreibung	37
7.1.2	Ausgeschriebenes Leistungsvolumen an vorgegebenes Finanzvolumen koppeln	39
7.1.3	Preislich absteigende Mehrrunden-Auktion	41
7.2	Dimension Vergütungsart	42
7.2.1	Gleitende Marktprämie auf Base-Preis-Niveau	43
7.2.2	Fixe Marktprämie	44
7.2.3	Prozentualer Zuschlag auf den Spotmarktpreis (Day-Ahead).....	46
7.2.4	Investitionskostenzuschuss	47

7.3	Dimension Räumliche Steuerung	50
7.3.1	Leistungsbilanzierungsmodell.....	51
7.3.2	Einspeisemanagement-Modell	53
7.3.3	G-Komponente.....	54
7.4	Dimension Systemintegration	56
7.4.1	Aussetzen bzw. Absenken der Entschädigungszahlung bei Einspeisemanagementmaßnahmen	57
7.4.2	Aussetzen der Vergütung bei negativen Strompreisen (ab Stunde 1)	59
7.5	Dimension Umlagesystem und Kostenwälzung	61
7.5.1	EEG-Streckungsfonds	62
7.5.2	Dynamisierung EEG-Umlage.....	63
7.5.3	Bonus-Malus-Regelung zur Anreizung von Effizienzsteigerungen	64

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Ausgestaltungsvorschlag zur Weiterentwicklung der Förderung von Erneuerbaren Energien	7
Abbildung 2: Allgemeines Prinzip der Kaskadierung, Quelle: Prof. Moser, IAEW, RWTH Aachen	9
Abbildung 3: Kriterien zur energiewirtschaftlichen Bewertung der Weiterentwicklungsvorschläge	11
Abbildung 4: Ausgestaltungsvorschlag zur Weiterentwicklung der Förderung von Erneuerbaren Energien	30

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Kriterien zur energiewirtschaftlichen Bewertung der Ausgestaltungsvorschläge zur Weiterentwicklung der Förderung von EE-Anlagen.....	12
Tabelle 2: Übersicht ausgewählter Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des EEG	16
Tabelle 3: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns	25
Tabelle 4: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der Vergütungsart	26
Tabelle 5: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der räumlichen Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen	27
Tabelle 6: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der Systemintegration	28
Tabelle 7: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des Umlagesystems	29
Tabelle 8: Kriterien zur energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsvorschläge zur Weiterentwicklung der Förderung von EE-Anlagen.....	35
Tabelle 9: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns	36
Tabelle 10: Energiewirtschaftliche Bewertung der technologieneutralen Ausschreibung.....	37
Tabelle 11: Energiewirtschaftliche Bewertung einer Kopplung des ausgeschriebenen Leistungsvolumens im Rahmen der Auktionen an ein vorgegebenes Finanzvolumen	39
Tabelle 12: Energiewirtschaftliche Bewertung der preislich aufsteigenden Mehrrounden-Auktion	41
Tabelle 14: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der Vergütungsart	42
Tabelle 17: Energiewirtschaftliche Bewertung der gleitenden Marktprämie auf Base-Niveau.....	43
Tabelle 15: Energiewirtschaftliche Bewertung der fixen Marktprämie	44
Tabelle 16: Energiewirtschaftliche Bewertung der Vergütungsart prozentualer Zuschlag auf Spotmarktpreis.....	46
Tabelle 18: Energiewirtschaftliche Bewertung des Investitionskostenzuschusses	47
Tabelle 19: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der räumlichen Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen	50
Tabelle 20: Energiewirtschaftliche Bewertung des Leistungsbilanzierungsmodells	51
Tabelle 21: Energiewirtschaftliche Bewertung des EinsMan-Modells.....	53

Tabelle 22:	Energiewirtschaftliche Bewertung einer G-Komponente.....	54
Tabelle 23:	Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der Systemintegration.....	56
Tabelle 24:	Energiewirtschaftliche Bewertung des Aussetzens der Entschädigungszahlungen bei Einspeisemanagementmaßnahmen.....	57
Tabelle 25:	Energiewirtschaftliche Bewertung des Wegfalls der Vergütung bei negativen Strompreisen.	59
Tabelle 26:	Energiewirtschaftliche Bewertung der der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des Umlagesystems.....	61
Tabelle 27:	Energiewirtschaftliche Bewertung der Einführung eines Energiewendefonds.....	62
Tabelle 28:	Energiewirtschaftliche Bewertung einer Dynamisierung der EEG-Umlage.....	63
Tabelle 29:	Energiewirtschaftliche Bewertung einer Anpassung der EEG-Umlage nach Durchführung von Energieeffizienzsteigerungen.....	64

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
B E T	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DC-Korridore	Gleichspannungs-Korridore
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien
EE-Anlage	Erneuerbare-Energien-Anlage
EinsMan	Einspeisemanagement-Maßnahme
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-Only-Markt
EU	Europäische Union
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
PV	Photovoltaik
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 ZUSAMMENFASSUNG

Die Ausschreibungsergebnisse für die Windenergie auf See, an Land sowie Photovoltaik zeigen, dass sich Erneuerbare Energien (EE) am Markt etabliert haben und im Vergleich zu den Stromgestehungskosten neuer fossiler Kraftwerke wettbewerbsfähig sind. Ein grundsätzliches Problem besteht allerdings darin, dass die Preissignale des aktuellen Großhandelsmarktes für Strom trotz günstiger Stromgestehungskosten der EE keine Refinanzierung der Vollkosten erwarten lassen. Gleiches gilt ebenfalls für neue Speicher- und andere Back-up-Lösungen. Des Weiteren sind Ineffizienzen bei der Integration der EE in den Strommarkt zu beobachten. Beides führt dazu, dass in den nächsten Jahren mit einer weiteren steigenden EEG-Umlage gerechnet werden muss.

Fokus dieses Gutachten ist eine qualitative Analyse, wie die Integration der erneuerbaren Stromerzeugung in das Stromsystem verbessert werden kann, um die Kosteneffizienz weiter zu erhöhen. Hierzu gehören u. a. Überlegungen, die in Folge des EEG umzulegenden Vergütungszahlungen zu begrenzen, die Möglichkeiten zur Teilnahme an weiteren Marktstufen zu erweitern, die räumliche Verteilung des künftigen Zubaus an regenerativen Erzeugungsanlagen zu verbessern. Um die erforderlichen nächsten Schritte in der Umsetzung der Energiewende in Deutschland anzugehen, wurden im vorliegenden Gutachten verschiedene Weiterentwicklungsvorschläge der EE-Förderung aufgezeigt und bewertet. Auf der Grundlage der vorgegebenen Aufgabenstellung werden 4 Bausteine vorgeschlagen. Die Bausteine zielen auf Neuanlagen ab. Für Bestandsanlagen sollte wie bisher der Grundsatz des Bestandsschutzes gelten.

Baustein 1: Umstellung des (gleitenden) Marktprämienmodells auf Investitionskostenzuschüsse

Diese Umstellung bewirkt insbesondere einen stärkeren Anreiz für eine systemdienliche Einspeisung der EE. Der fixe Investitionskostenzuschuss erhöht die Planbarkeit der Refinanzierung, stellt aber auch erhöhte Anforderungen an die Abschätzung der erzielbaren Stromerlöse am Großhandelsmarkt.

Baustein 2: Einspeisemanagement-Modell

Damit wird kurzfristig ein stärkeres Steuerungssignal zur Standortallokation hergestellt, wobei am langfristigen Netzausbau gemäß Netzentwicklungsplan (NEP) und Bundesbedarfsplanungsgesetz festzuhalten ist. Das Instrument soll bewirken, dass insbesondere in den nächsten Jahren Standorte ohne Netzengpassrisiken deutlich stärker angereizt werden als bisher. Dadurch kann ein Beitrag geleistet werden, den weiteren Anstieg von Kosten für Netzeingriffe zu reduzieren, solange der langfristige Netzausbau nicht umgesetzt ist.

Baustein 3 (optional): keine Entschädigung bei Abregelung

Dieser Baustein verfolgt das Ziel, die lokale Systemintegration von EE-Anlagen zu verbessern, indem lokale erzeugungs- und verbraucherseitige Flexibilitätspotenziale am Standort der EE-Anlage mit geplant und/oder einbezogen werden. Der Wegfall der Entschädigung bei Abregelung soll die systemdienliche Auslegung und lokale Vermarktung des erzeugten Stromes stärker anreizen. Um diese lokalen Potenziale zu heben, müssen bestehende regulatorische Hemmnisse (u. a. Abgaben und Umlagen auf sonst abgeregelten Grünstrom) aufgehoben werden. Zudem ist die Kommunikation zwischen Netzbetreiber und EE-Anlagenbetreiber bzw. stellvertretend dem Direktvermarkter zu verbessern, um adäquat die Netz(engpass)situation in der Vermarktungsentscheidung berücksichtigen zu können. Smart Markets könnten die Plattform darstellen, auf denen die Kommunikation zwischen den Akteuren organisiert wird.

Baustein 4 (optional): Einführung eines EEG-Streckungsfonds

Durch die zeitliche Streckung der Finanzierung des EEG-Kontos könnte dieses – nach Abbau bestehender Überkapazitäten – von mittelfristig sich stabilisierenden Strompreisen profitieren.

Abbildung 1 enthält die einzelnen Elemente des ausgearbeiteten Ausgestaltungsvorschlags zur Weiterentwicklung des Ausbaues der EE.

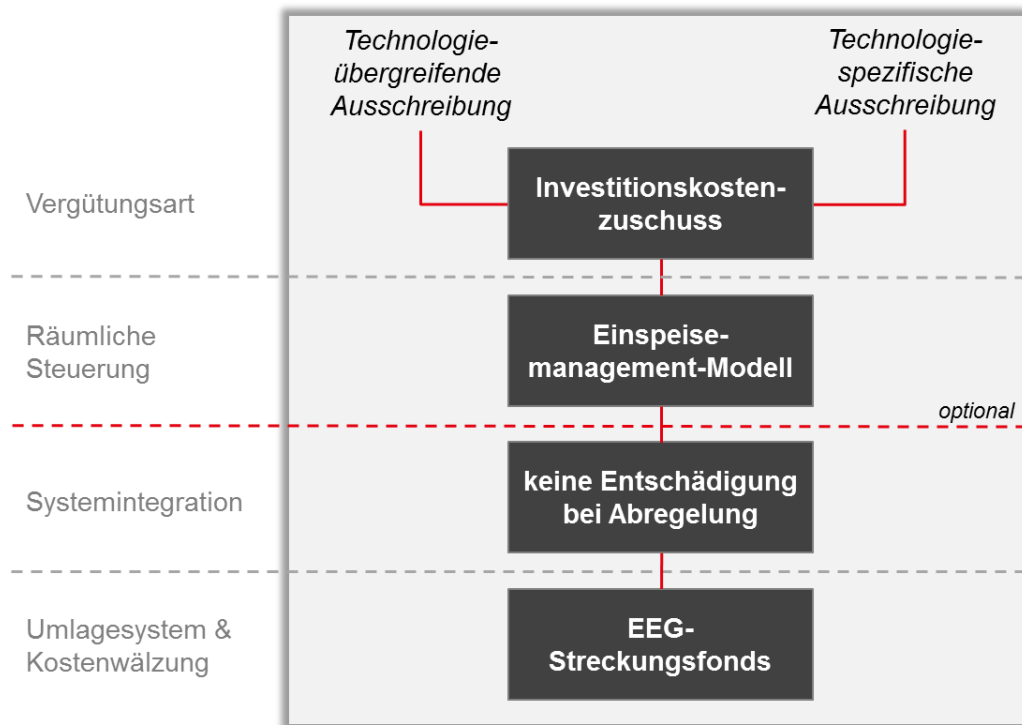


Abbildung 1: Ausgestaltungsvorschlag zur Weiterentwicklung der Förderung von Erneuerbaren Energien

2 EINFÜHRUNG

Erneuerbare Energien (EE) werden künftig die zentrale Rolle in der Stromversorgung Deutschlands übernehmen und weiter sukzessive konventionelle Erzeugungstechnologien ersetzen. Seit der Einführung des Gesetzes für den Ausbau Erneuerbarer Energien (kurz: EEG) stieg der Anteil der EE am Bruttostromverbrauch von etwa 6 % im Jahr 2000 auf etwa 32 % Ende 2016¹. Um künftig den Weg für einen kosteneffizienten, bezahlbaren und (versorgungs-)sichereren Ausbau von EE zu ebnen, bedarf es im gleichen Maße eines Mitwachsens und Anpassens des Energieversorgungssystems, wie auch des Rechtsrahmens zur Förderung des Ausbaus von EE.

Das EEG steht auch nach der Novellierung in 2016 weiterhin in der Kritik. Die zentralen energiewirtschaftlichen Herausforderungen, die mit dem Ausbau von EE und dem Umbau des Energieversorgungssystems bestehen, angefangen von der weiteren Finanzierbarkeit des Ausbaus von EE, der erforderlichen Markt- bzw. Energiesystemintegration von Strom aus erneuerbaren Quellen oder der Gewährleistung der Versorgungssicherheit wurden nicht umfassend in Angriff genommen. Die Diskussionen um eine bislang jährlich (unkalkulierbar) ansteigende EEG-Umlage und damit kontinuierlich steigende Strompreise für Endkunden stellen die grundsätzliche und notwendige Befürwortung und Akzeptanz der Energiewende in der Bevölkerung mehr und mehr in Frage. Daneben sind die unzureichende Synchronisierung mit dem Netzausbau und die damit verbundenen notwendigen Einspeise- und Redispatchmaßnahmen zunehmend kritisch zu sehen. Auch die mangelnde europäische Koordination und Harmonisierung der Förder- und Finanzierungsinstrumente zum Ausbau von EE in den Mitgliedsstaaten hemmt den Ausbau eines europäischen Binnenmarktes. Der zunehmende Export von günstigem EE-Strom mit Grenzkosten nahe Null aus Deutschland in das europäische Ausland, wobei weiterhin die Zahlung der Marktprämie bzw. EEG-Vergütung bei den Stromverbrauchern in Deutschland verbleibt, fördert kaum die Akzeptanz des Großprojekts Energiewende und der Bildung einer Energieunion unter den Mitgliedsstaaten der EU.

Aufsetzend auf dieser Bestandsaufnahme hat das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie ein Gutachten mit der Zielstellung beauftragt, Weiterentwicklungsmöglichkeiten und -notwendigkeiten in der Förderung von Erneuerbaren Energien, die auf dem EEG fußen, zu prüfen und zu bewerten. Darauf aufbauend sind Empfehlung für ein Fördersystem für EE abzuleiten, das für die nächste Phase im Lebenszyklus von Erneuerbaren Energien ausgelegt ist.

2.1 Fokus und Rahmen des Gutachtens

Die Analysen und Empfehlungen im vorliegenden Gutachten fokussieren sich maßgeblich auf Förderaspekte, die im Zusammenhang mit dem EEG stehen. Der Schwerpunkt des Gutachtens bildet die Analyse, Bewertung und (kontinuierliche) Weiterentwicklung der Art und Weise der Förderung von neuen, künftig zu errichtenden Erneuerbare-Energien-Anlagen für die Stromerzeugung. Der abgeleitete Vorschlag zur Weiterentwicklung des Förderregimes für EE soll bewusst keinen abrupten vollständigen Systembruch implizieren. Essenziell für die Interpretation der dargestellten Ergebnisse ist ebenfalls, dass sich die Ausführungen ausschließlich auf neu zu errichtende EE-Anlagen beziehen. Für den Bestand der bereits errichteten EE-Anlagen gilt weiterhin der Bestandsschutz.

Ausgangspunkt der angestellten Überlegungen bildet das EEG 2017. Ausschreibungen für EE sind daher grundlegend gesetzt, da sich die aktuell positive Wirkungsweise eines transparenten wettbewerbsorientierten Marktplatz in der Degression der geforderten Vergütung zeigt. Die Ausarbeitungen können aufgrund ihres bewusst gering gehaltenen Eingriffs bereits in der nächsten Novellierungsrunde des EEG berücksichtigt werden. Es wird kein langfristig abschließendes Zielsystem für die Förderung von EE beschrieben. Ins-

¹ Umweltbundesamt (2017): Erneuerbare Energien in Deutschland – Daten zur Entwicklung im Jahr 2016.

Die oben genannten Aspekte zielen alle darauf ab, Redispatchmaßnahmen und die zwangsweise Abschaltung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu reduzieren bzw. erst gar nicht notwendig zu machen.

2.2 Aufbau des Gutachtens

Die Gliederung des Gutachtens ist derart gewählt, dass der Leser die energiewirtschaftlichen Analysen und Vorüberlegungen der Autoren, die schließlich zur Ableitung des Ausgestaltungsvorschlags für ein weiterentwickeltes Fördersystem für EE führen, sukzessive nachvollziehen kann. Die Kapitel bauen inhaltlich aufeinander auf.

In **Kapitel 3 – Anforderungen zur Ausgestaltung der künftigen Förderung von EE** – werden zunächst die zentralen Anforderungen (später auch Kriterien genannt) an die Weiterentwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus EE definiert. Die Anforderungen bilden die Grundlage für die spätere energiewirtschaftliche Bewertung und stellen damit ebenfalls sicher, dass die gestellten Anforderungen im Zielsystem des Ausgestaltungsvorschlags Berücksichtigung finden. In Kapitel 3 werden zudem die Wirkzusammenhänge der Elemente, die aus den Anforderungen erwachsen, mit Bezug auf das aktuelle Förderregime beschrieben, um Ansätze für mögliche Weiterentwicklungen herausarbeiten zu können.

In **Kapitel 4 – Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des Förderregimes für EE** – werden ausgewählte „Bausteine“ zur Weiterentwicklung des Förderregimes für EE beschrieben. Die ausgewählten Weiterentwicklungsvorschläge können grob den Kategorien Ausschreibungsdesign, Vergütungsart, Systemintegration, räumliche Steuerung und Umlagensystematik bzw. Kostenwälzung zugeordnet werden.

Kapitel 5 – Überblick energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten – enthält eine aggregierte und für den Leser vereinfachte Zusammenfassung der energiewirtschaftlichen Bewertung, wie sie ausführlich in **Kapitel 7 – Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten** – vorgenommen wurde. Zur Steigerung der Lesbarkeit wurden ferner jene Bewertungskriterien aus dem Überblick herausgenommen, die keine Beeinflussung durch die diskutierten Vorschläge erfahren.

Kapitel 6 – Empfehlungen zur Weiterentwicklung der Förderung von Erneuerbaren Energien – stellt eine Vorzugsvariante vor, die sich aus einer sinnvollen Kombination der geeignetsten Vorschläge entsprechend den zuvor definierten Anforderungen zur Weiterentwicklung des Förderregimes ergibt. Die Vorzugsvariante stellt zentrale Eckpunkte für die erforderliche Weiterentwicklung der Förderung von EE dar.

Kapitel 7 – Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten – betrachtet wie oben erwähnt, detailliert die Bewertung der Einzelmaßnahmen.

3 ANFORDERUNGEN ZUR AUSGESTALTUNG DER KÜNFTIGEN FÖRDERUNG VON EE

Die gesamthafte Weiterentwicklung des Energiesystems in Deutschland erfolgt seit Jahren vor dem Hintergrund des Zieldreiecks aus **Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit** und **Wirtschaftlichkeit**. Zunehmend an Bedeutung gewinnen die Themen Akzeptanz und Beteiligung, die bislang lediglich implizit für die Ausgestaltung und Novellierung des Rechtsrahmens des Energiesystems berücksichtigt wurden.

Vor diesem grundsätzlichen Hintergrund sind für die spezifische Fragestellung der Ausgestaltung der künftigen Förderung von EE die aus dem Zieldreieck sowie der Frage der Akzeptanz und Beteiligung erwachsenen Anforderungen zu definieren, an denen sich das auszuarbeitende Zielsystem messen lassen muss.

In einem ersten Schritt wurden hierzu in den einzelnen Zielkategorien des Zieldreiecks Kriterien definiert und operationalisiert. Die herausgearbeiteten Kriterien leiten sich dabei aus den Anforderungen für die künftige Ausgestaltung der Förderung von EE ab. Die zusammengestellten Kriterien wurden wiederum den übergeordneten Zielstellungen zur Umsetzung der Energiewende, wie Erhalt der Versorgungssicherheit, Erhöhung der Nachhaltigkeit und Verbesserung der Wirtschaftlichkeit (bzw. Bezahlbarkeit) zugeordnet.



Abbildung 3: Kriterien zur energiewirtschaftlichen Bewertung der Weiterentwicklungsvorschläge

In Tabelle 1 sind die einzelnen Kriterien zur energiewirtschaftlichen Bewertung der Weiterentwicklungsvorschläge, wie sie übersichtsartig in Abbildung 3 angeführt sind, kurz beschrieben und für die spätere energiewirtschaftliche Bewertung operationalisiert.

Versorgungssicherheit

Deutschlandweit verteilter Zubau	<ul style="list-style-type: none">• Gewährleistung eines deutschlandweiten und räumlich verteilten Zubaus von EE-Anlagen
Systemdienliches Verhalten	<ul style="list-style-type: none">• Verminderung von Netzengpässen, Abregelungsbedarf (Einspeisemanagement) und Redispatchmaßnahmen• Anreizung eines optimalen, systemdienlichen Anlageneinsatzes (Fahrweise)

Nachhaltigkeit

Effektivität	<ul style="list-style-type: none">• Beeinflussbarkeit der Zubaumenge und -leistung von neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen• Sicherstellung der Erreichung der Ausbaupfade (hinreichende Marktnachfrage und -liquidität gegeben) und EEG-Ziele
Marktintegration	<ul style="list-style-type: none">• Steigerung des marktlichen Finanzierungsanteils von EE-Anlagen• Steigerung der Teilnahme von EE-Anlagen an weiteren Marktstufen außerhalb des Spotmarktes (insb. Systemdienstleistungsmärkten)
Umsetzbarkeit	<ul style="list-style-type: none">• Vereinfachung der EE-Förderung (Verständlichkeit, Praktikabilität, Rechtssicherheit)
Verteilungseffekte	<ul style="list-style-type: none">• Steuerbarkeit der umzulegenden Förderkosten für EE-Anlagen an Letztverbraucher• Erhalt der deutschlandweiten Beteiligungsmöglichkeit am EE-Ausbau (Möglichkeit zur regionalen Verteilung der Wertschöpfung)

Wirtschaftlichkeit

Anlagenvollkosten	<ul style="list-style-type: none">• Senkung der Kosten für den Neubau von EE-Anlagen (u. a. Risikoprämien, Finanzierungskonditionen, Rentenabschöpfung)
Systemkosten	<ul style="list-style-type: none">• Senkung von Systemkosten, d. h. Gesamtbetrachtung von Förderkosten und Netz- und Integrationskosten (Redispatch, Abregelung)• Vermeidung eines zusätzlichen, die Netzentwicklungsplanung übersteigenden Ausbaus des Übertragungsnetzes
Transaktionskosten	<ul style="list-style-type: none">• Senkung der Transaktions- und Verwaltungskosten für Regulator und Netzbetreiber (insb. des Bürokratie-, Verwaltungs- und Umsetzungsaufwands)
Prognostizierbarkeit EEG-Umlage	<ul style="list-style-type: none">• Verbesserung der Prognostizierbarkeit der EEG-Umlage

Tabelle 1: Kriterien zur energiewirtschaftlichen Bewertung der Ausgestaltungsvorschläge zur Weiterentwicklung der Förderung von EE-Anlagen

3.1 Zielkategorie Versorgungssicherheit

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit müssen EE mittel- bis langfristig einen größer werdenden Beitrag zur Systemdienlichkeit leisten. Ein Kriterium für die Beurteilung der Versorgungssicherheit stellt die **räumliche Verteilung des Zubaus von EE-Anlagen über Deutschland** dar. Diese wird bisher nicht explizit ermöglicht bzw. sichergestellt. Die räumliche Verteilung des Zubaus von EE hat Einfluss auf die Häufigkeit des Auftretens von Netzengpässen. Hier liegt zugleich ein Zielkonflikt zu weiter definierten Anforderungen vor. Bezogen auf die Windenergie an Land liegen die kostengünstigeren Standorte überwiegend in Norddeutschland. Durch einen verzögerten Netzausbau werden jedoch bei Entwicklung dieser ertragreichen und im Vergleich kostengünstigen Standorte (in Bezug auf die Gesteuerungskosten eines Projekts), die Aufwendungen und Kosten für Einspeisemanagementmaßnahmen und Redispatchtätigkeiten bei nicht gleichzeitig stattfindendem Übertragungsnetzausbau in die Höhe getrieben. Durch die bisher fehlende räumliche Steuerung des Zubaus von EE entstehen also zumindest temporäre Zusatzkosten, die nach dem bisherigen Ver-

gütungssystem den Verursachern nicht in Rechnung gestellt werden.² Es gibt unterschiedliche Möglichkeiten, direkt oder indirekt auf die räumliche Steuerung des Zubaus von EE hinzuwirken, welche in den einzelnen Maßnahmen beschrieben werden.

Ein weiteres Kriterium zur Bewertung der Versorgungssicherheit stellt die **Anreizung eines optimalen systemdienlichen Anlageneinsatzes** dar. Als Kriterium zur übergeordneten Beurteilung der Versorgungssicherheit lässt sich das Potential eines Vorschlags zur **Verminderung von Netzengpässen, Abregelungsbedarf (Einspeisemanagement) und Redispatchmaßnahmen** heranziehen. Mit dem EEG ist in diesem Zusammenhang jedoch nur eine von weiter zu adressierenden Stellschrauben gegeben.

Neben der Frage, wie die Anlagenbewirtschaftung auf negative Strompreissignale reagiert, stellt sich die Frage, inwieweit der Einsatz auf den Systemdienstleistungsmärkten von der (heutigen und künftigen) EEG-Vergütung beeinflusst wird. Für die Teilnahme an den Systemdienstleistungsmärkten entstehen für die Betreiber aktuell hohe Opportunitätskosten. Diese liegen darin begründet, dass bei der Teilnahme an den Systemdienstleistungsmärkten maßgeblich die Leistungsbereitstellung und nicht die abgerufene Arbeit vergütet wird. Bei dem aktuellen Modell der gleitenden Marktprämie entstehen bei der Vorhaltung von positiver Leistung für Fluktuierende Erneuerbare Energien (FEE) hohe Opportunitätskosten, die der Höhe der entgangenen Marktprämie und des Markterlöses am EOM entsprechen. Dies führt dazu, dass selbst bei weiterer Vereinfachung der Teilnahmebedingungen und Verkürzung der Vorlaufzeit der Systemdienstleistungsmärkte nicht mit einer deutlichen Erhöhung der Teilnahme von FEE insbesondere in der Bereitstellung positiver Regelleistung zu rechnen ist.

3.2 Zielkategorie Nachhaltigkeit

Die Bundesregierung fördert den Ausbau der EE als Folge des gesellschaftspolitischen Konsenses, dass eine nachhaltige, kohlenstofffreie bzw. -neutrale Energieversorgung sinnvoll und notwendig ist, um der zunehmenden Erderwärmung zu begegnen. Mit dem Übereinkommen der Pariser Klimaschutzkonferenz Ende 2015 (COP21) haben sich 195 Länder geeinigt, global die Anstrengungen zur Emissionsminderung zu erhöhen und dem Klimawandel zu begegnen. Ziel des Nachfolgeabkommens des Kyoto-Protokolls ist es, die Erderwärmung auf unter 2 °C (möglichst 1,5 °C) im Vergleich zum vorindustriellen Niveau zu begrenzen.

Die Förderung von EE ist dabei nur Mittel zum Zweck, um die Investition im Umfang der gewünschten staatlichen EE-Ausbauziele anzureizen. Deutschland hat sich in Europa zu Ausbauzielen verpflichtet, die über die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Richtlinie 2009/28/EG) und daraus resultierenden nationalen Aktionsplänen zum Ausbau von EE hinausgehen.

Die Zielsetzungen des EEG (§ 1 EEG 2017) sind formuliert als relative Ziele, die einen Anteil der EE am Bruttostrom- oder gesamten Bruttoendenergieverbrauch vorsehen. Entsprechend wird versucht den Ausbau von EE so anzureizen, dass in der Zukunft in Summe so viel Strom bzw. Energie aus EE-Anlagen erzeugt wird, dass dies mit den gesetzten Zielen korrespondiert.

Um dies zu erfüllen, ist der richtige Mechanismus zur Mengensteuerung ausschlaggebend. Zu Beginn der EE-Förderung war mit der Einspeisevergütung ein preisbasierter Mechanismus verankert, der eine spezifische Vergütungshöhe gestaffelt nach Anlagentechnologien und -größen vorgegeben hat und sich daraufhin die Zubaumengen frei eingestellt haben. Mit Einführung der Ausschreibung wurde nun ein mengenbasierter Mechanismus etabliert, bei dem der Preis variabel im Wettbewerb ermittelt wird. Damit ist im ersten Schritt

² Im EEG 2017 wurde das Netzausbaugebiet eingeführt, das eine Obergrenze für den Zubau von EE in bestimmten Landkreisen Norddeutschlands vorsieht. Der Mechanismus wird aber erst in einigen Jahren seine Wirksamkeit entfalten, da der Großteil der in 2016 BImSchG genehmigten Windprojekte außerhalb der Auktion zugebaut werden. Als Beispiel hierfür kann unter anderem der Kostenanstieg für Systemdienstlichkeit von 179 Mio. € (2011) auf 1,1 Mrd. € in 2015 angesehen werden (vgl. u. a. Bundesnetzagentur, Festlegung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2017/2018 sowie das Jahr 2018/2019, 28. April 2017).

sichergestellt, dass die Summe der spezifischen Mengen der Einzelinvestoren mit der gesamten Zielmenge der Regulierung übereinstimmen (sofern ein hinreichender Wettbewerb vorausgesetzt wird).

Wie beschrieben sind die EE-Ziele als relative Ziele, gemessen an Strom- bzw. Endenergieverbrauch definiert. Derzeit wird der Ausbau von EE über ausgeschriebene Leistungsmengen gesteuert. Der zukünftig tatsächlich erzeugte Strom mit den geplanten Leistungsmengen ist vom jährlich schwankenden Dargebot abhängig. Das Übereinbringen der Erzeugungsmengen mit den Zielen erfolgt durch Anpassung der künftig ausgeschriebenen Leistungsvolumen. Eine Veränderung des Förderrahmens für EE sollte immer auch die Zielerreichung der gewünschten Erzeugungsmengen berücksichtigen. Es lassen sich für die Weiterentwicklung des EEG zwei wesentliche Kriterien ableiten, die unter dem Stichwort **Effektivität** gefasst werden. Dies sind die Steuerbarkeit der Zubaumenge von EE-Anlagen sowie die Sicherstellung der Erreichung des Zubaupfades.

Als zweite Gruppierung von Kriterien zur Erhöhung der Nachhaltigkeit wird eine bessere Marktintegration der EE adressiert. Wichtige Kriterien hierbei sind zum einen die **Erhöhung des marktlichen Finanzierungsanteils** und zum anderen die Öffnung zusätzlicher Marktstufen für die Vermarktung. Bezüglich des letztgenannten Kriteriums verursacht die aktuelle gleitende Marktprämie eine hohe Fixierung auf die kurzfristigen Marktstufen des Energy-Only-Marktes (EOM). Der Terminmarkt und die Systemdienstleistungsmärkte spielen hierdurch aktuell eine untergeordnete Rolle, welche sich nicht aus der Vermarktungsentscheidung, sondern maßgeblich aus den regulatorischen Vergütungsmechanismen ableitet.

Für die Nachhaltigkeit eines zielführenden, weiterentwickelten Förderregimes ist (mittlerweile) auch eine Rückführung der Komplexität der Förderbedingungen, Ausnahmetatbestände sowie Sonderregelungen für EE erforderlich. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund, um weiterhin die Akteurspluralität und Beteiligung von Bürgern und kleinen Akteuren an der Energiewende und dem Ausbau von EE sicherzustellen. Die Förderregelungen sind daher verständlich, rechtsicher und in ihrem Umfang übersichtlicher als bisher zu definieren. Eine weitere Anforderung an die Weiterentwicklung stellt damit die **Umsetzbarkeit**, d. h. die Vereinfachung der Förderung von EE dar.

Unter dem Kriterium **Verteilungseffekte** werden zwei Aspekte gefasst, die ein weiterentwickeltes Förderregime zu leisten hat. Einerseits wird damit die Möglichkeit zur Steuerbarkeit und Beeinflussbarkeit der umzuliegenden Förderkosten von EE-Anlagen an Letztverbraucher bewertet. Andererseits wird mit Kriterium die Möglichkeit zur deutschlandweiten Beteiligung am EE-Ausbau adressiert. Hierunter ist zu verstehen, dass weiterhin auch eine Partizipation an der Energiewende möglich ist, Investitionen in EE weiterhin deutschlandweit bewerkstelligt werden können, auch um an der Wertschöpfung des Ausbaus zu partizipieren und nicht nur die erforderlichen Kosten durch die EEG-Umlagezahlung zu tragen.

3.3 Zielkategorie Wirtschaftlichkeit

Der Erfolg des EEG im Sinne des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland sowie der Weiterentwicklung der erneuerbaren Technologien ist unbestritten. Unlängst sind EE günstiger als fossile Erzeugungsanlagen, wie die letzten Ausschreibungen für die PV oder Windenergie gezeigt haben. Mit dem Ausbau der EE sind aber auch die Kosten für die Errichtung und den Betrieb der installierten Erzeugungsanlagen kumulativ gestiegen. Aufgrund des sog. EEG-Paradoxons hatte dies auch Folgen auf die Entwicklung der EEG-Umlage, die ebenfalls über die letzten Jahre angestiegen ist.

Ein essenzielles Ziel der Weiterentwicklung des EEG bleibt daher die zukünftige Refinanzierung der EE zu möglichst geringen Kosten zu realisieren. Die geringen Kosten beziehen sich dabei insbesondere auf jenen Anteil, der auf die Letztverbraucher umgelegt wird. Im Zusammenhang mit dem Ausbau von EE können verschiedene Kostenblöcke unterschieden werden, die es gleichsam jeweils zu reduzieren gilt:

- **Anlagenvollkosten**, d. h. die Kosten für den Investor zur Errichtung und Betrieb von neuen, zugebauten EE-Anlagen,
- **Systemkosten aus Sicht des Regulators** sowie
- **Transaktionskosten**, die die bürokratischen, verwaltungstechnischen und umsetzungsbedingten Aufwendungen umfassen.

Neben der Betrachtung der Kostenbasis ist für die Politik als auch die Endabnehmer die **Prognostizierbarkeit** und Planbarkeit der weiteren Entwicklung der **EEG-Umlage** von Bedeutung. Vorschläge, die eine verbesserte Umlageprognose für das Folgejahr ermöglichen und helfen Unsicherheiten in der Bestimmung der EEG-Umlage zu reduzieren, wirken positiv im Sinne des Zielsystem und sollten daher mitgedacht werden. Dies gilt umso mehr, da die Abweichungen zu (unnötigen) Mehrkosten bei Letztverbraucher führen.

4 AUSGESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN ZUR WEITERENTWICKLUNG DES FÖRDERREGIMES FÜR EE

Für die Erarbeitung von Empfehlungen zur Neugestaltung des EEG wurden zunächst unterschiedlichste Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus EE-Anlagen zusammengestellt. Dies basierte zum einen auf einem umfangreichen Literaturstudium und der Ableitung eigener Ideen zur Weiterentwicklung. Diese Vorauswahl wurde anschließend reduziert auf jene Vorschläge, die maßgeblich auf die zuvor definierten einzelnen Anforderungen eine positive Wirkung erzielen. Die verbliebenen Vorschläge sind in Tabelle 2 zusammengestellt und geordnet nach den Dimensionen Ausschreibungsdesign, Vergütungsart, Systemintegration, räumliche Steuerung sowie Umlagesystem und Kostenwälzung.

Die in Tabelle 2 dargestellten Ausgestaltungsmöglichkeiten sind hier lediglich in Summe der jeweils zuzuordnenden Dimension dargestellt. Eine Kombination der verschiedenen Ausgestaltungsmöglichkeiten, wie sie durch ein vertikales Lesen der Tabelle verstanden werden könnte, ist damit noch nicht verbunden.

Dimension

Ausschreibungsdesign	Technologieübergreifende Auktion	Ausgeschriebenes Leistungsvolumen an Finanzvolumen koppeln	Preislich absteigende Mehrrounden-Auktion	
Vergütungsart	Gleitende Marktprämie auf Base-Preis-Niveau	Fixe Marktprämie	Prozentualer Zuschlag auf Strompreis	Investitionskostenzuschuss
Räumliche Steuerung	Leistungsbilanzierungsmodell	Einspeisemanagement-Modell	G-Komponenten (in Form der Verteilnetzkomponente des BMWi)	
Systemintegration	Aussetzen/Reduktion Entschädigung bei Einspeisemanagement	Aussetzen Vergütung bei negativen Strompreisen		
Umlagesystem und Kostenwälzung	EEG-Streckungsfonds	Dynamisierung EEG-Umlage	Bonus-Malus-Regelung für Effizienzsteigerungen	

Tabelle 2: Übersicht ausgewählter Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des EEG

Nachstehend erfolgt eine Kurzbeschreibung der einzelnen Vorschläge, gegliedert nach den definierten Dimensionen.

4.1 Dimension Ausschreibungsdesign

Das Förderinstrument Ausschreibung kann je nach gesetzten Prämissen und Anforderungen unterschiedlich im Detail ausgestaltet sein. Die Frage zur Gestaltung des Ausschreibungsdesigns beginnt allem voran mit der Fragestellung, für welche Technologie(n) das Ausschreibungsdesign entwickelt werden soll, welche Technologien später im Rahmen der Auktion zueinander im Wettbewerb um Zuschlagserteilung stehen. Das

Ausschreibungsdesign definiert ebenfalls den Auktionsablauf und das Zuschlagsverfahren und hat damit maßgeblichen Einfluss auf die (Kosten-)Effizienz der Zuschlagserteilung. Auch die Zugangsvoraussetzungen zur Auktionsteilnahme (sog. Präqualifikationsvoraussetzungen) werden im Rahmen des Ausschreibungsdesigns beschrieben. Dies gilt auch für die Frage, welche Fristen und Pönalen in welcher Form und Höhe wann greifen.

- **Technologieübergreifende Ausschreibung**

Das Ausschreibungssystem wird derart weiterentwickelt, dass die technologieübergreifende Ausschreibung wie im EEG 2017 nicht nur als Pilot angelegt wird, sondern grundsätzlich die wesentliche Grundlage der Förderung erneuerbarer Technologien darstellt. Ausgewählte Technologien, wie Windenergie an Land und Photovoltaik, treten in den Wettbewerb zueinander um Zuschlagserteilung. Das ausgeschriebene Leistungsvolumen wird entsprechend der berücksichtigten Technologien erhöht.

Der Erfolg oder Misserfolg der Ausgestaltungsoption „technologieübergreifende Ausschreibung“ wird stark durch die weiteren in den Unterkapiteln 4.1 bis 4.3 diskutierten Ausgestaltungsmöglichkeiten beeinflusst. Eine energiewirtschaftliche Bewertung kann daher maßgeblich nur im Kontext der Einbeziehung weiterer Optionen erfolgen.

- **Ausgeschriebenes Leistungsvolumen an vorgegebenes Finanzvolumen koppeln**

Mit dieser Ausgestaltungsoption wird das jährlich ausgeschriebene Leistungsvolumen an ein maximales Fördervolumen pro Jahr gekoppelt. Im Rahmen der Auktion wird zur besseren finanziellen Steuerung der EEG-Belastung statt einer feststehenden Ausschreibungsmenge ein feststehendes Finanzvolumen vorgegeben, anhand dessen sich die Zuschlagsmenge dynamisch entsprechend der jeweiligen Gebotspreise ableitet.

Dies bedeutet, dass im Rahmen der Auktion so viel Leistung kontrahiert wird, bis ein definiertes Finanzvolumen ausgeschöpft ist. Bei Beibehaltung eines spezifischen Vergütungsmechanismus im Rahmen des EEG (bspw. gleitende Marktprämie) erfordert dieser Mechanismus aber eine Abschätzung der mit dem Gebot verbundenen Vollbenutzungsdauer. Hierzu könnte entsprechend der Technologie und des Standorts eine einfache Abschätzung des Ertrages vorgenommen werden.

- **Preislich absteigende Mehrunden-Auktion**

Das Förderregime der Ausschreibung, wie es aktuell für die Windenergie an Land oder Photovoltaik implementiert ist, wird derart weiterentwickelt, dass das Auktionsverfahren nicht weiter als Einrunden-Auktion ausgestaltet ist. Vielmehr wird eine dynamische Mehrunden-Auktion mit absteigenden Zuschlagspreisen vorgesehen, innerhalb derer die Akteure ihre Gebote platzieren können. Diese Bietphase wird von einem Auktionator gesteuert, der zunächst einen vergleichsweise hohen Auktions- bzw. prozentualen Aufschlag auf den Marktpreis aufruft. Es wird damit nachgefragt, wie viele Auktionsteilnehmer bereit sind, ihre EE-Anlage einer bestimmten Technologie zu diesen Vergütungskonditionen zu errichten und zu betreiben. Die Vergütungshöhe wird sukzessive, in kleinen Schritten vom Auktionator reduziert, bis das ausgeschriebene Leistungsvolumen vergeben ist und die nachgefragte Menge an Geboten der ausgeschriebenen Menge entspricht. Die Auktion wird offen abgehalten, d. h. die Bieter sind stets über die Gebote der übrigen Auktionsteilnehmer informiert. Die erfolgreich bezuschlagten Bieter erhalten alle den gleichen Vergütungspreis der Stufe, die zu dem Marktausgleich geführt hat. Um Marktmacht und Missbrauchsmöglichkeiten für Multi-Projektanbieter einzuschränken, kann eine sog. Ausubel-Auktion³ gewählt werden. Hierdurch soll vermieden werden, dass Akteure ihre Angebotsmengen künstlich einschränken und zurückhalten, nur um von einer höheren Vergütung zu profitieren. Stattdessen erhalten sie für ein Gebot pro Stufe einen Zuschlag, sofern die ausgeschriebene Menge insgesamt überschrieben ist, die aggregierte Menge der Wettbewerber allerdings noch nicht ausreicht, um die ausgeschriebene Menge zu decken. Die Gebote des

³ Für weitere Informationen siehe bspw. L. M. Ausubel (1997): An Efficient Ascending-Bid Auction For Multiple Objects, abrufbar unter: <http://www.ausubel.com/auction-papers/97wp-efficient-ascending-auction.pdf>

einen Anbieters sind also „kritisch“ für die Erreichung eines Marktgleichgewichts je Stufe. Anschließend wird der Preis in der nächsten Runde weiter reduziert. Sollte die Situation erneut auftreten, dass die ausgeschriebene Menge zwar überschritten ist, die Menge der Gebote eines Anbieters allerdings weiterhin kritisch ist für die Deckung der Nachfrage, erhält dieser Bieter einen (weiteren) Zuschlag für ein Projekt entsprechend des Preises bzw. der Vergütung dieser Runde. Der Preis wird in der Folgerunde erneut weiter reduziert, bis das Marktgleichgewicht (Ausschreibungsmenge entspricht Angebotsmenge) schlussendlich erreicht ist.

4.2 Dimension Vergütungsart

Unter Vergütungsart ist die Art und Weise der Refinanzierung der EE-Anlage aus Sicht des Anlagenbetreibers zu verstehen. Hierbei ergeben sich verschiedene Aspekte, die durch eine Weiterentwicklung des EEG adressiert werden können. Zu nennen sind u. a. die Anpassung der aktuell mengenbasiert ausgestalteten Vergütungszahlungen (d. h. je eingespeister Kilowattstunde Strom), die Einführung einer Kontingentierung der geförderten Stromerzeugungsmengen oder die komplette Umstellung der Vergütung auf eine leistungs-basierte Zahlung an den Anlagenbetreiber.

- **Gleitende Marktprämie auf Base-Spotmarkt Niveau**

Mit dieser Ausgestaltungsoption wird die künftige Refinanzierung der Stromerzeugung von neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen hin zu einer stärkeren Orientierung am Strompreisniveau weiterentwickelt.

Die Vergütung für den erzeugten Strom ergibt sich aus zwei Komponenten. Zunächst erhält der Anlagenbetreiber für ein im Rahmen der Auktion erfolgreich bezuschlagtes Gebot/Projekt nach Inbetriebnahme für jede eingespeiste Kilowattstunde Strom den Direktvermarktungserlös am Markt. Zusätzlich erhält er wie bisher eine gleitende, d. h. monatlich schwankende Marktprämie, die sich allerdings nun aus der Differenz des Gebotspreises (sogenannter „anzulegender Wert“) und dem mittleren monatlichen Base-Strompreis (Day-Ahead-Markt) ergibt. Sofern der mittlere monatliche Base-Strompreis den Gebotspreis übersteigt, wird die Marktprämie wie im heutigen System auf Null gesetzt.

Die Modifikation hat zur Folge, dass eine Technologie mit einem „marktlich höher bewerteten Einspeiseverhalten“ (dies stellt i.d.R. die PV-Einspeisung im Winter dar) eine über dem Base-Strompreis liegende Vergütung am Markt realisiert (Direktvermarktungserlös), indem eine Stromerzeugung zu Zeiten hoher Strompreise erfolgt. Dadurch können derartige Technologien im Rahmen der Auktion niedrigere anzulegende Werte bieten. Die Vergütung wird weiterhin mengenbasiert abgerechnet, d. h. je erzeugter bzw. eingespeister Kilowattstunde Strom.

- **Fixe Marktprämie**

In dieser Ausgestaltungsmöglichkeit wird die künftige Refinanzierung von neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen weiterentwickelt, vom bestehenden Marktprämiensystem mit gleitender Marktprämie (in Verbindung mit der bestehenden Direktvermarktungspflicht) hin zu einer fixen Marktprämie. Auktionsteilnehmer bieten im Rahmen der Auktion auf die erforderliche fixe Marktprämie, die sie neben dem erwarteten Direktvermarktungserlös für einen wirtschaftlichen Betrieb ihrer EE-Anlage benötigen. Im Rahmen der Auktion wird somit kein „anzulegender Wert“, sondern eine fixe spezifische Marktprämie geboten, welche für jede eingespeiste kWh vergütet wird. Die Höhe der Marktprämie bleibt mit dieser Ausgestaltungsmöglichkeit fix über die Laufzeit des Vergütungsanspruchs und ist unabhängig vom jeweiligen Strompreisniveau. Es erfolgt damit kein monatlicher Ausgleich auf den sogenannten „anzulegenden Wert“ der aktuell gültigen gleitenden Marktprämie. Die Erlösmöglichkeiten von EE-Anlagen werden damit stärker den (Preis-)Signalen der Strombörse ausgesetzt, da mit dieser Option keine finanzielle Absicherung und „Auffüllung“ des Vergütungsanspruchs bis zu einer zuvor festgesetzten Höhe erfolgt.

- **Prämie als prozentualer Zuschlag auf Strompreis (Day-Ahead-Markt)**

In dieser Ausgestaltungsvariante wird die künftige Förderung von neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen dahin gehend marktorientiert weiterentwickelt, dass die Vergütung als prozentualer Zuschlag auf den Strombörsenpreis (Day-Ahead-Preis) umgestellt wird. Der prozentuale Aufschlag wird in der Auktion geboten. Marktdienliches Einspeiseverhalten – entsprechend den Signalen der Strombörse – wird in dieser Ausgestaltungsoption in den Vordergrund gestellt. Die Vergütung wird weiterhin mengenbasiert abgerechnet, d. h. je erzeugter bzw. eingespeister Kilowattstunde Strom.

Mit dieser Option geht einher, dass die Bieter sich nun ein eigenes Bild über die künftige Strombörsenpreis-Entwicklung und der Wertigkeit der Stromerzeugung entsprechend des Erzeugungsprofils der in die Auktion eingebrachten EE-Anlage machen müssen. Risiken, die aus marktlichen Preisschwankungen resultieren, werden mit dieser Ausgestaltung nicht mehr über eine gleitende Prämie, die bis zu einem zuvor gebotenen „anzulegenden Wert“ greift, ausgeglichen und vergütet. Das erhöhte Preis- und Erlörisiko (aber auch darin liegende Chancen) liegt in dieser Ausgestaltung beim Bieter bzw. Anlageninhaber.

In der weiteren Umsetzung und praktischen Anwendung dieser Ausgestaltungsoption böte es sich an, dass bei (a) negativen Strompreisen (am Day-Ahead-Markt) generell bzw. (b) bei negativen Strompreisen unterhalb eines zuvor festgelegten Niveaus, der prozentuale Zuschlag für die Vergütungszahlung für diese Stunden auf Null gesetzt wird (als Analogie zu § 51 EEG 2017). Durch die Festlegung einer Preisschwelle ließe sich einerseits beeinflussen, inwieweit Anlagenbetreiber bei Missachtung der Marktsignale bei negativen Strompreisen unmittelbar an den (volkswirtschaftlichen) Verlusten beteiligt werden. Andererseits müssen sich für jene Stunde nicht zwangsläufig auch am Intraday-Markt negative Preise zeigen, sodass eine entsprechende Stromerzeugung aus EE weiterhin volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

- **Investitionskostenzuschuss**

Es wird die künftige Förderung von neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen von der heutigen mengenbasierten Vergütung je erzeugter Kilowattstunde auf eine leistungsorientierte Vergütung je installiertem Kilowatt Nennleistung (Kapazität) umgestellt.⁴ Es erfolgt eine über die Nutzungszeit zeitlich gestaffelte Auszahlung des sog. Investitionskostenzuschusses als Beitrag zur Refinanzierung der Errichtung und des Betriebs der EE-Anlage. Die Auszahlung kann sich für das Folgejahr am Maximum der Einspeisung des Vorjahres orientieren, um Degradationseffekte zu berücksichtigen. Zur Senkung der Finanzierungskosten kann die initiale Auszahlung (im ersten Betriebsjahr) entsprechend höher dimensioniert werden.

Auch bei dieser Variante besteht eine deutlich höhere Abhängigkeit vom schwankenden Erlös aus der Direktvermarktung, die vom Strompreisniveau und den Marktwerten der EE-Anlagen abhängt. Für eine Verringerung der Erlörisiken aus der Direktvermarktung bei einem weiteren Strompreisverfall oder einer Vermeidung einer Überförderung bei Preisanstiegen kann die Höhe des jährlichen Investitionskostenzuschusses bspw. an dem Jahresbasepreisniveau bemessen werden. Der Jahresbasepreis stellt den mittleren jährlichen Preis für eine Stromlieferung über 24 Stunden an jedem Tag des Jahres am Day-Ahead-Markt (Spotmarkt) dar. Der ursprünglich bezuschlagte Investitionskostenzuschuss des Jahres x wird fortgeschrieben und jährlich auf- oder abgewertet mit einem Faktor, der sich aus dem Quotienten des aktuellen Jahresbasepreises und dem Jahresbasepreis des Jahres der Inbetriebnahme der EE-Anlage ergibt. Hierdurch sollen Produzentenrenten bei deutlichen Preisanstiegen (beispielsweise durch eine deutliche Erholung des CO₂-Preises) und Erlörisiken bei einem deutlichen Preisverfall auf Jahresbasis ausgeglichen werden. Die Indexierung hat dabei keinen Einfluss auf den täglichen Einsatz von zugebauten EE-Anlagen, die sich weiterhin auf Basis der aktuellen Strombörsenpreise und Vermarktungserlöse des Nutzungsjahres ergibt. Die Indexierung

⁴ Hierbei ist sicherzustellen, dass die Erreichung der Nennleistung im Betrieb auch nachgewiesen wird. Dies kann durch jährlichen Nachweis mit Hilfe der Erzeugungsdaten nachvollzogen werden.

dient alleinig der Erlösabsicherung des Investors bei über die Nutzungszeit einbrechenden Strombörsenpreisen und umgekehrt der Vermeidung einer Abschöpfung von zusätzlichen Produzentenrenten, die aus (unerwarteten) Marktpreissteigerungen resultieren.

4.3 Dimension Räumliche Steuerung

Über die nachstehend vorgestellten Mechanismen soll eine separate Komponente im EEG implementiert werden, die eine stärkere räumliche Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen ermöglichen soll. Eine solche Steuerungskomponente soll insbesondere einer Verschärfung der Netzengpassproblematik entgegenwirken. Regionen innerhalb Deutschlands, die (temporär) von erhöhten Einspeisemanagementmaßnahmen für EE-Anlagen betroffen sind, sollen nicht durch einen weiteren (temporär) hohen Zubau an EE-Anlagen in dieser Region belastet werden. Daher soll mit einer solchen Komponente ein räumlich über Deutschland verteilter Zubau von EE-Anlagen sichergestellt werden. Die Verteilung kann sich dabei bspw. an den Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber zum Ausbau des Stromtransportnetzes gemäß den genehmigten Netzentwicklungsplänen orientieren.

- **Leistungsbilanzierungsmodell**

Das Leistungsbilanzierungsmodell beschreibt eine räumliche Steuerungskomponente, die in den Jahren greift, in denen die im Vorjahr zugebaute Leistung an EE-Anlagen in Süddeutschland einen bestimmten Grenzwert gegenüber dem Zubau an EE-Anlagen in Deutschland insgesamt unterschreitet. In diesem Fall wird ein Korrekturfaktor zwischen Null und Eins bestimmt, der im Rahmen der Auktionsdurchführung auf alle in Süddeutschland eingebrachten Projekte/Gebote Anwendung findet. Das Gebot wird mit dem Korrekturfaktor multipliziert, um diesem im Rahmen der Zuschlagserteilung eine höhere Zuschlagswahrscheinlichkeit einzuräumen (Gebote/Projekte rutschen entlang der Gebots-Merit-Order nach links). Dadurch sollen mehr EE-Projekte im Süden einen Zuschlag erhalten und so das Leistungsdefizit aus dem Vorjahr ausgeglichen werden. Bei der Höhe der Vergütungszahlung findet der Korrekturfaktor keine Anwendung. Eine Festsetzung der Regionsgrenzen für „Süddeutschland“ sowie des Grenzwertes für die Leistungsbilanzierung der zugebauten EE-Anlagen kann nach den aktuellen Gegebenheiten und Erfordernissen erfolgen. Mit dem Modell ist weiterhin eine bundeseinheitliche Ausschreibung garantiert.

- **Einspeisemanagement-Modell**

Das „EinsMan-Modell“ bilanziert im Gegensatz zum Leistungsbilanzierungsmodell nicht die Verteilung der zugebauten Leistung von EE, sondern die Anteile an abgeregelter erneuerbarer Stromerzeugung an der Stromerzeugung aus EE-Anlagen für verschiedene Regionen. Die Bilanzierung der Abregelungsanteile aus EE-Anlagen könnte bspw. für jede der 20 Netzgruppen in Deutschland erfolgen, die eine Grundlage der Lastflussanalysen der Übertragungsnetzbetreiber zur Netzentwicklungsplanung darstellen.

Das Modell greift dann, wenn ein zuvor festgelegter Grenzwert an Abregelung von EE-Anlagen innerhalb einer Region (Netzgruppe) überschritten wird. Der Grenzwert kann sich bspw. an der insgesamt in Deutschland abgeregelten Erzeugungsmenge von EE-Anlagen im Verhältnis zur gesamten Stromproduktion aus EE-Anlagen orientieren.

Wird nun dieser Grenzwert überschritten, greift für Gebote/Projekte dieser Region (Netzgruppe) ein Korrekturfaktor, der zu einer „virtuellen“ Erhöhung der Gebote in dieser Region führt und eine Verschiebung der Gebote entlang der Gebots-Merit-Order nach rechts zur Folge hat. Die Wahrscheinlichkeit der Zuschlagserteilung wird für die betroffenen Gebote/Projekte reduziert. Je höher der Korrekturfaktor festgesetzt wird, desto größer ist die Wahrscheinlichkeit der Beeinflussung der Gebotsreihenfolge im Sinne der räumlichen Steuerung nach Netzengpässen. Die gleichwohl bezuschlagten Gebote/Projekte würden weiterhin ihren gebotenen Preis als Vergütung erhalten. Mit dem Modell ist weiterhin eine bundeseinheitliche Ausschreibung garantiert. Der Aufschlag kann sich beispielsweise

aus dem Quotienten des finanziellen Abregelungsvolumens dividiert durch das Einspeisevolumen aller EE je Zone errechnen.

- **G-Komponente (in Form der Verteilnetzkomponente des BMWi)**

Mit der G-Komponente („G“ steht für „generation“) besteht eine Ausgestaltungsmöglichkeit, neu zu gebauten EE-Anlagen entsprechend der Region, in der sie verortet sind, ein spezifisches Netzananschlussentgelt aufzuerlegen. Die Höhe dieses Entgelts bemisst sich in Abhängigkeit des gewählten Netzananschlusspunkts, des Bedarfes an Netzausbaumaßnahmen in dieser Region durch den weiteren Zubau von EE-Anlagen und ggf. auch in Abhängigkeit der Einspeisecharakteristik der EE-Anlage.

Die Entgelte sind vor der Auktion (technologieübergreifend oder -spezifisch) festzulegen, sodass diese zusätzlichen Kosten in das Gebot eines Auktionsteilnehmers eingepreist werden können. Diese Minder- oder Mehrkosten sollen zu einer Veränderung der Gebots-Merit-Order führen und damit eine räumliche Steuerungswirkung erzielen. Inwieweit die für die jeweiligen Standorte festgelegten Entgelte in dem betriebswirtschaftlichen Gebotskalkül eines Projekts berücksichtigt werden oder nicht, obliegt dem Anlagenbetreiber bzw. Auktionsteilnehmer selbst.

Die konkrete Ausgestaltung dieser G-Komponente orientiert sich an der Verteilernetzkomponente, wie sie das BMWi im Entwurf der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen vorsieht⁵. Die Komponente wird derart umgesetzt, dass Gebote einen zusätzlichen Aufschlag auf den Gebotspreis erhalten, wenn das Projekt innerhalb eines Landkreises errichtet wird, in denen dieser Zubau einen (weiteren) Ausbau des Verteilnetzes zur Folge hat. Ein zusätzlicher Verteilnetzausbau ergibt sich demnach dann, wenn die maximale Rückspeisung aller im Landkreis installierten EE-Anlagen die maximale Höchstlast des Landkreises übersteigt. Die Festlegung der Höhe des Aufschlags und der hiervon betroffenen Regionen wird durch die BNetzA übernommen und im Vorfeld der Auktionen gültig für jeweils ein Jahr bekannt gegeben. Die Gebote erhalten also einen „virtuellen“ Aufschlag, der sie in der Gebots-Merit-Order nach rechts verschiebt und damit eine geringe Zuschlagswahrscheinlichkeit dieser Gebote ergibt. Im Sinne der Vergütung des Anlagenbetreibers ist diese Komponente wiederum nicht wirksam.

4.4 Dimension Systemintegration

Neben den grundsätzlichen Festlegungen im Rahmen des Ausschreibungsdesigns sind weitere Aspekte hinsichtlich des Umfangs der Vergütungszahlungen für Anlagenbetreiber bei bestimmten markt- oder netzseitigen Ereignissen festzulegen. Bislang werden EE-Anlagenbetreiber bei solchen Ereignissen nicht einbezogen, d. h. Anlagenbetreiber bleiben von solchen Risiken größtenteils verschont. In einem energetischen System, in dem künftig die EE den Großteil der Stromerzeugung stellen sollen, ist auch ein höherer Beitrag der EE-Anlagen zum Erhalt der Versorgungssicherheit und der Marktfunktion erforderlich.

- **Aussetzen/Reduzierung der Entschädigungszahlung bei Einspeisemanagementmaßnahmen**
Die Ausgestaltungsmöglichkeit beinhaltet, dass Abregelungen von EE-Anlagen, die aus einer Überlastung des Verteil- und/oder Übertragungsnetzes und damit einer Bedrohung der Versorgungssicherheit, resultieren, die Entschädigungszahlung für neu zugebaute EE-Anlagen ausgesetzt bzw. reduziert wird. Hierfür wird auf die Definition von Einspeisemanagementmaßnahmen des § 14 EEG 2017 zurückgegriffen und die Härtefallregelung des § 15 EEG 2017 ausgeweitet.
- **Aussetzen der Vergütungszahlung bei negativen Strompreisen**

⁵ Siehe Verordnung der Bundesregierung zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen, abrufbar unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/referentenentwurf-einfuehrung-einer-ausschreibung-fuer-kwk-anlagen.html>

Diese Option sieht vor, dass bereits ab der ersten Stunde mit negativen Strompreisen (am Day-Ahead-Markt) die Vergütung für jede Stunde mit negativen Preisen ausgesetzt wird. Es kommt damit zu einer Ausweitung des heutigen § 51 EEG 2017, der ein Aussetzen der Vergütung erst nach mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Strompreisen vorsieht.

4.5 Dimension Umlagesystem und Kostenwälzung

Unter dieser Kategorie werden Ausgestaltungsmöglichkeiten für die künftige Weiterentwicklung der Stromerzeugung aus EE vorgestellt, die sich insbesondere mit Fragen der Umlegung und Verteilung der nicht durch den Strommarkt refinanzierten Vergütungsbedarfe befassen. Im Gegensatz zu den zuvor vorgestellten Vorschlägen der übrigen Dimensionen wird mit den nachstehenden Vorschlägen maßgeblich auf den Bestand an EE-Anlagen abgestellt, die den Treiber für die Entwicklung der EEG-Umlage darstellen. Die Vorschläge sollen zum Zweck haben, einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage und damit einem bedeutenden Teil des Strombezugspreises für Letztverbraucher zu begegnen.

- **EEG-Streckungsfonds**

Um die Möglichkeit der Steigerung der EEG-Umlage für die Zukunft zu begrenzen, ist mit dieser Ausgestaltungsoption die Einrichtung eines Streckungsfonds vorgesehen. Dieser Fonds dient der Zwischenfinanzierung sämtlicher Förderkosten, die für den weiteren Ausbau und Betrieb von EE-Anlagen in Deutschland entstehen und nicht mehr durch die Einnahme einer nun mittelfristig auf einen Höchstwert gedeckelten EEG-Umlage gedeckt werden können. Bei Erreichung des festgelegten Deckelungsbetrages für die EEG-Umlage erfolgt eine Absenkung der Kosten für die gegenwärtigen EEG-Umlagezahler, verbunden mit einer Anhebung der Kosten in der Zukunft. Bei Sinken der EEG-Konto-Belastung in der Zukunft durch geringere Vergütungszahlungen bliebe die EEG-Umlage dann länger auf dem höheren Niveau des Deckelungsbetrages, um die entstandene, durch Kreditaufnahme vorfinanzierte Finanzierungslücke auszugleichen. Bspw. ist in dieser Form eine Rückführung und Begrenzung der EEG-Umlage auf maximal 6,50 ct/kWh denkbar. Durch diese Refinanzierungsoption wird der Zahlungsstrom, der aus dem Vergütungsbedarf von EE-Anlagen resultiert, entsprechend weiter in die Zukunft verlängert. Die Kreditanstalt für Wiederaufbau könnte bspw. für die Zwischenfinanzierung von überlaufenden Kosten aufkommen. Es kommt folglich zu einer Verlagerung der Vergütungszahlungen durch Letztverbraucher in die Zukunft, die dazu führt, dass bei einem Sinken der EEG-Umlage unter den festgelegten Deckelungswert die geleistete Zwischenfinanzierung (einschließlich zu leistender Zinszahlungen) zunächst bedient werden muss, bevor die EEG-Umlage effektiv auch für Folgejahre nach unten angepasst werden kann.

- **Dynamisierung EEG-Umlage**

Um eine höhere Refinanzierung der umgelegten Förderkosten des EEG am Strommarkt durch höhere Strombörsenpreise zu ermöglichen, ist in dieser Ausgestaltungsmöglichkeit vorgesehen, die EEG-Umlage zu dynamisieren (Heilung des EEG-Paradoxons). Diese Dynamisierung soll bewirken, dass in Zeiten niedriger Strombörsenpreise (als Marktsignal für einen Erzeugungsüberschuss oder Nachfragedefizit), die zu zahlende EEG-Umlage reduziert wird und dadurch die Stromnachfrage erhöht und der Strompreis stabilisiert wird. Umgekehrt kann (optional) zu Zeiten hoher Strombörsenpreise (als Marktsignal für eine Stromknappheit oder Nachfragehoch) die EEG-Umlage erhöht werden, um die Stromnachfrage zusätzlich zu reduzieren. Die Steuerungswirkung des Strombörsenpreises soll damit insgesamt stärker beim Letztverbraucher wirken.

In Summe resultiert somit in der einfachsten Umsetzung eine Stufenfunktion der EEG Umlage:

- a. bei einem Strompreis kleiner X €/MWh wird die EEG-Umlage verringert
- b. bei einem Strompreis größer Y €/MWh wird die EEG-Umlage erhöht
- c. bei einem Strompreis zwischen X und Y €/MWh erfolgt keine Änderung der EEG-Umlage

- **Bonus-Malus-regelung zur Anreizung von Energieeffizienzsteigerungen**

Mit dieser Ausgestaltungsmöglichkeit wird die spezifische Höhe der Umlage der EEG-Kosten auf Letztverbraucher entsprechend dem Nachweis von Energieeffizienzsteigerungen angepasst. Dies könnte bspw. derart ausgestaltet sein, dass Unternehmen eine höhere EEG-Umlage droht, wenn sie keine Energieeffizienzsteigerungen nachweisen und bei privaten Haushalten sich die EEG-Umlage dann reduziert, wenn sie Energieeffizienzsteigerungen vornehmen (sog. Bonus-/Malus-System). Die Energieeffizienzsteigerungen sind in geeigneter, handhabbarer Form dem Ordnungsgeber (BNetzA oder BAFA) nachzuweisen.

Hintergrund dieser Änderung ist, dass die Ausbauziele des EEG als relative Zielsetzungen in Abhängigkeit des Bruttostromverbrauchs definiert sind. Reduziert sich nun durch Energieeffizienzsteigerungen der Bruttostromverbrauch, reduziert sich ebenfalls die zusätzlich erforderliche Zubau- menge an EE-Anlagen, was sich wiederum senkend auf die insgesamt erforderlichen zusätzlichen Förderkosten für den weiteren Ausbau an EE-Anlagen auswirkt.

5 ÜBERBLICK ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DER AUSGESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN

Um die Wirkweise eines Vorschlages zur Weiterentwicklung des Förderregimes für EE auf die ausgearbeiteten Bewertungskriterien nachvollziehen zu können, sind in diesem Überblickskapitel die energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zusammenfassend und einfach nachvollziehbar dargestellt. Mit einem + wird dabei ein positiver Wirkungszusammenhang auf das jeweilige Kriterium dargestellt, mit einem – ein negativer. D. h., dass im ersten Fall hinsichtlich der definierten Anforderungen mit dem Vorschlag eine zielführende Wirkung erzielt werden kann, im letzteren eine nachteilige Wirkung verursacht und die hinter der Anforderung stehende energiewirtschaftliche Herausforderung ggf. noch weiter verstärkt wird. Eine solche Bewertung muss aber nicht zwangsläufig den Ausschluss eines Vorschlags zur Folge haben. Mit o sind in den nachfolgenden Tabellen jene Felder eines Vorschlags gekennzeichnet, die keine direkte energiewirtschaftliche Wirkung auf das entsprechende Kriterium aufweisen.

Um die Lesbarkeit der Tabellen zu vereinfachen, wurden aus der Kurzbewertung jene Kriterien herausgenommen, für die keine Wirkung bei den bewerteten Vorschlägen festgestellt werden konnte. Eine ausführliche Dokumentation der hier verkürzt dargestellten energiewirtschaftlichen Bewertung findet sich in Kapitel 7.

5.1 Kurzbewertung Ausschreibungsdesign

Mit der Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns sollen in erster Linie die Kosten für neu zu errichtende EE-Anlagen und die Möglichkeiten für strategisches Bieten im Rahmen der Auktionsdurchführung reduziert werden. Damit werden vor allem die Kriterien unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit adressiert. Die Wirkung der diskutierten Maßnahmen lässt sich jedoch nicht nur auf diese Zielkriterien beschränken. Mit den Vorschlägen steigt vielfach die Komplexität zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren und damit der EEG-Förderung insgesamt. Eine Wirkung auf die Versorgungssicherheit kann mit den Vorschlägen nicht erzielt werden, abgesehen von der Umstellung der technologiespezifischen Ausschreibung auf eine technologieübergreifende. Hierdurch kann die Bildung von regionalen Erzeugungsschwerpunkten von EE-Anlagen (Wind im Norden, PV im Süden) verstärkt werden, was weitere Herausforderung im Hinblick auf die Systemintegration des EE-Stromes nach sich ziehen würde.

Hinsichtlich der Ableitung eines Vorzugsvorschlages ergeben sich in dieser Dimension keine klaren Empfehlungen, da sich bei jedem der bewerteten Vorschläge Mehrwerte und gegenläufige Wirkungen bei den definierten Anforderungskriterien die Waage halten.

		Technologie- übergreifende Ausschreibung	Leistungsvolu- men an Finanzvo- koppeln	Mehrrunden- Auktion, preislich absteigend	Erhöhung Pönale bei Nicht- Realisierung	
Versorgungssicherheit	deutschlandweit verteilter Zubau	-	o	o	o	
	systemdienliches Verhalten	Verminderung Netzengpässe und Abrege- lungsbedarf	-	o	o	o
		systemdienlicher Anlageneinsatz	-	o	o	o
Nachhaltigkeit	Effektivität	Steuerbarkeit Zubaumenge	o	-	o	+
		Erreichung Ausbaupfade	-	-	o	o
	Umsetzbarkeit	+	-	-	o	
	Verteilungseffekte	o	+	o	o	
Wirtschaft- lichkeit	Anlagenvollkosten	+	o	+	-	
	Transaktionskosten	+	-	o	o	
	Prognostizierbarkeit EEG-Umlage	-	+	o	o	

Tabelle 3: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns

5.2 Kurzbewertung Vergütungsart

Vorschläge zur Weiterentwicklung der Vergütungsart beeinflussen in erster Linie die Kriterien Systemdienlichkeit, Umsetzbarkeit, Anlagenvollkosten und Prognostizierbarkeit. Die Ziele deutschlandweit verteilter Zubau, Effektivität, Verteilungseffekte und Systemkosten werden nicht direkt beeinflusst.

Wie Tabelle 4 zu entnehmen ist, ist der Investitionskostenzuschuss den anderen vorgeschlagenen Vergütungsarten vor dem Hintergrund der gesetzten Bewertungskriterien vorzuziehen. Er kann insbesondere das systemdienliche Verhalten und eine bessere Marktintegration als die alternativen Varianten gewährleisten, da die Allokationssignale durch dieses Instrument nicht verzerrt werden. Die Ausgestaltung der Vergütung als prozentualen Aufschlag auf den Spotmarktpreis kann im Sinne der dynamischen Anreizwirkung eine Verbesserung der Fahrweise der Anlage und damit des systemdienlichen Verhaltens bewirken. In diesem Zusammenhang ist aber eine Parametrierung schwierig, wenn man eine nicht sachgerechte, überhöhte Anreizung der Bereitstellung von Flexibilität vermeiden möchte.⁶ Die fixe Marktprämie sowie die gleitende Prämie auf Base-Niveau führen weiterhin zu hohen Opportunitätskosten und damit Zugangshürden, was die Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten einschränkt.

⁶ Durch die Verzerrung des Marktpreissignals könnte eine größere Flexibilisierung als volkswirtschaftlich notwendig angereizt werden.

			Investitions- kosten- zuschuss	Fixe Markt- prämie	Prozentualer Zuschlag auf den Spotmarktpreis (Day-Ahead)	Gleitende Marktprämie auf Base- Spotmarkt- Niveau
Versorgungs- sicherheit	systemdienliches Verhalten	Verminderung Netzengpässe und Abrege- lungsbedarf	+	0	0	0
		systemdienlicher Anlageneinsatz	+	-	+	-
Nachhaltigkeit	Marktintegration	Erhöhung des marktlichen Refi- nanzierungs- anteils	+	0	+	0
		Öffnung weiterer Marktstufen für EE-Anlagen	+	0	0	0
	Umsetzbarkeit		+	+	-	0
Wirtschaftlichkeit	Anlagenvollkosten		+	-	-	0
	Systemkosten		+	0	+	0
	Transaktionskosten		+	0	0	0
	Prognostizierbarkeit EEG-Umlage		+	+	-	0

Tabelle 4: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der Vergütungsart

5.3 Kurzbewertung Räumliche Steuerung

Die Vorschläge zur räumlichen Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen wirken maßgeblich in den Bereichen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Während die Bewertungen hinsichtlich der Verringerung des Abregelungsbedarfs und deutschlandweiten Ausbaumöglichkeit positiv ausfallen, zeigt sich bei der Bewertung der Kosten ein gemischtes Bild. Die reinen Gestehungs- bzw. Förderkosten erhöhen sich in allen Vorschlägen. Diesen Mehrkosten stehen jedoch Einsparungen aus reduzierten Einspeisemanagement, Redispatch und Netzausbauerfordernissen gegenüber. Durch die Einführung einer räumlichen Steuerungskomponente lässt sich ein Anstieg der Komplexität des EEG nicht vermeiden, obgleich alle drei Modelle weiterhin die Durchführung einer deutschlandweiten (statt regionalen) Auktion vorsehen.

Für die abschließende Empfehlung eines Verzugsvorschlages wird das Einspeisemanagement-Modell gegenüber dem Leistungsbilanzierungsmodell vorgezogen. Zwar ist der Verwaltungs- und Bilanzierungsaufwand im Einspeisemanagement-Modell aufgrund der kleinteiligeren regionalen Aufteilung höher. Umgekehrt ist jedoch eine bessere Steuerungswirkung mit einer garantierten Eingriffsmöglichkeit auf die regionale Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen gegeben. Die Erhöhung der Förderkosten sollte in dem Ausgestaltungsvorschlag mit dem Einspeisemanagement-Modell auch geringer ausfallen, als im Leistungsbilanzierungsmodell, was sich wiederum günstiger auf die Bilanzierung der Systemkosten auswirkt.

		Leistungsbilanzierungsmodell	Einspeisemanagement-Modell	G-Komponente
Versorgungssicherheit	deutschlandweit verteilter Zubau	+	+	+
	Systemdienliches Verhalten Verminderung Netzengpässe und Abregelungsbedarf	+	+	+
	systemdienlicher Anlageneinsatz	o	o	o
Nachhaltigkeit	Marktintegration	+	+	o
	Umsetzbarkeit	-	-	-
	Verteilungseffekte	+	+	+
Wirtschaftlichkeit	Anlagenvollkosten	-	-	o
	Systemkosten	+	+	+ / o
	Transaktionskosten	-	-	-

Tabelle 5: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der räumlichen Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen

5.4 Kurzbewertung Systemintegration

Sowohl die Reduktion bzw. das Aussetzen der Entschädigungszahlung bei Einspeisemanagementmaßnahmen, wie das Aussetzen der Vergütung bei negativen Strompreisen wirken auf eine Verbesserung des systemdienlichen Verhaltens von zu errichtenden EE-Anlagen hin. Hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit ist durch die Einführung beider Vorschläge eher eine Erhöhung der Anlagenvollkosten von EE-Projekten zu erwarten. Auch die Prognosemöglichkeit der EEG-Umlage wird durch beide Mechanismen an Komplexität zunehmen. Im Sinne der hier definierten Nachhaltigkeit wirken beide Vorschläge zielführend. Hervorzuheben ist, dass beide Zusatzkomponenten additiv eingesetzt werden können. Ein Zusatznutzen des Vorschlags zum Aussetzen bzw. zur Reduktion der Entschädigung bei Einspeisemanagementmaßnahmen stellt die indirekte regionale Steuerungswirkung für den EE-Anlagenzubau dar.

		Aussetzen / Reduktion der Entschädigung bei Einspeisemanagement	Aussetzen Vergütung bei negativen Strompreisen	
Versorgungssicherheit	deutschlandweit verteilter Zubau	-	0	
	Systemdienliches Verhalten	Verminderung Netzengpässe und Abregelungsbedarf	+	+
		systemdienlicher Anlageneinsatz	+	+
Nachhaltigkeit	Marktintegration	+	0	
	Umsetzbarkeit	+	+	
Wirtschaftlichkeit	Anlagenvollkosten	-	-	
	Systemkosten	+	+	
	Transaktionskosten	+	0	
	Prognostizierbarkeit EEG-Umlage	-	-	

Tabelle 6: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der Systemintegration

5.5 Kurzbewertung Umlagesystem und Kostenwälzung

Die zur Weiterentwicklung des Umlagesystems als optional dargestellten Vorschläge dienen vor allem der Begrenzung der künftigen Entwicklung der EEG-Umlage für Letztverbraucher. Ziel ist es, die gesamtgesellschaftliche Akzeptanz zur Umsetzung der Energiewende weiter zu erhalten und nicht durch (temporär) zu hohe (Umlage-)Kosten zu unterlaufen. Während der EEG-Streckungsfonds direkt und unmittelbar zielführend wirkt, ist der Wirkmechanismus der beiden anderen Vorschläge lediglich indirekt gegeben. Sie sollten eine Steigerung der EEG-Umlage vermeiden, indem die marktliche Refinanzierungsbasis für EE-Anlagen erhöht wird oder der erforderliche Leistungszubau durch Endenergieeinsparungen reduziert wird.

Auch bei den Ausgestaltungsvorschlägen dieser Dimension zeigt sich, dass der Wirkungsbereich der Vorschläge nicht nur auf ein Kriterium beschränkt bleibt, sondern weitere auch negative Aspekte nach sich ziehen. Insbesondere werden durch die diskutierten Ausgestaltungsmöglichkeiten die Bestimmung der EEG-Umlage für das Folgejahr teilweise erschwert, die Transaktionskosten auf Seiten des Regulators erhöht und die EEG-Förderung insgesamt verkompliziert. Insgesamt zeigt der Vorschlag zur Einführung eines EEG-Streckungsfonds die positivste Wirkung hinsichtlich der definierten Anforderungen, weshalb dieser auch in die schlussendliche Vorzugsvariante zur Ausgestaltung der künftigen Förderung von EE aufgenommen wird.

		EEG-Streckungsfonds	Dynamisierung EEG-Umlage	Bonus-Malus-Regelung für Effizienzsteigerungen	
Nachhaltigkeit	Effektivität	Steuerbarkeit	0	0	
		Zubaumenge	0	0	
	Umsetzbarkeit	Erreichung Ausbaupfade	0	0	+
		Verteilungseffekte	+ / -	-	-
Wirtschaftlichkeit	Systemkosten	Systemkosten	+	0	0
		Transaktionskosten	-	0	+
	Prognostizierbarkeit EEG-Umlage	Transaktionskosten	+ / -	-	-
		Prognostizierbarkeit EEG-Umlage	+	-	-

Tabelle 7: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des Umlagesystems

6 EMPFEHLUNGEN ZUR WEITERENTWICKLUNG DER FÖRDERUNG VON EE

Aufbauend auf den energiewirtschaftlichen Ausgestaltungsmöglichkeiten wird ein konsolidierter Ausgestaltungsvorschlag für die Weiterentwicklung der Förderung von EE abgeleitet, der sich wie in Abbildung 4 dargestellt, zusammensetzt. Für die finale Auswahl der jeweiligen Ausgestaltungsvorschläge je Dimension wurde maßgeblich auf eine zielführende Wirkweise in Bezug auf die definierten Anforderungen abgestellt.

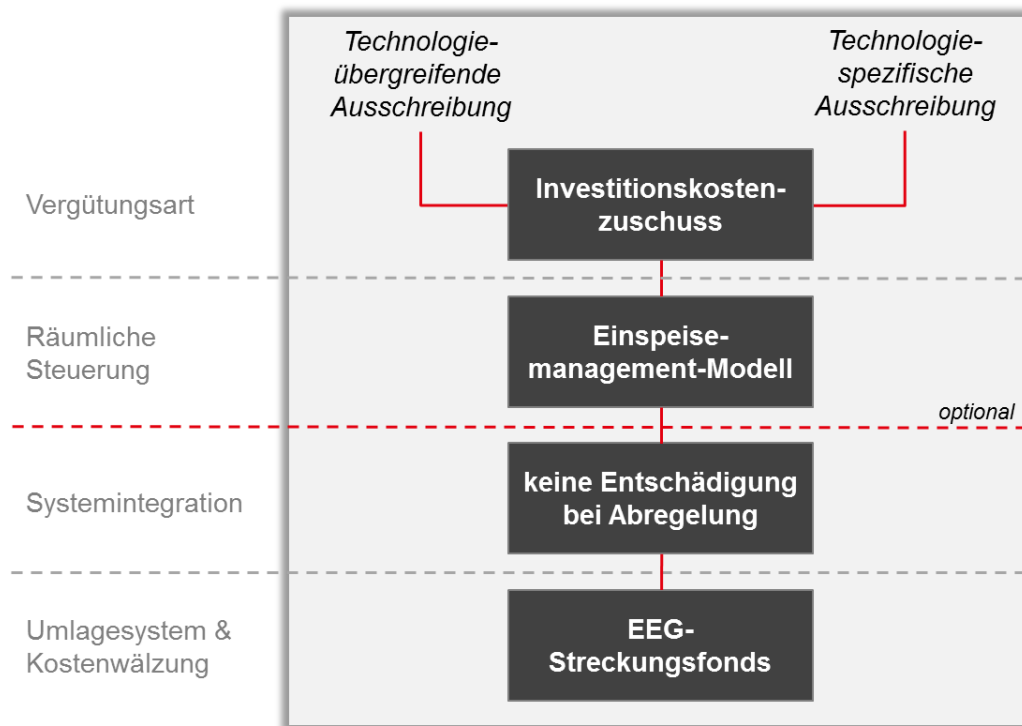


Abbildung 4: Ausgestaltungsvorschlag zur Weiterentwicklung der Förderung von Erneuerbaren Energien

Der Vorschlag lässt sich sowohl bei weiterhin technologiespezifischen wie technologieübergreifenden Ausschreibungen (Windenergie an Land und Photovoltaik) anwenden. Grundmotivation dieses Vorschlages ist es, eine bessere Marktintegration durch die Erhöhung des marktlichen Refinanzierungsanteils und der Öffnung zusätzlicher Marktstufen für die EE-Anlagen, eine optimierte systemdienliche Anlagenauslegung und einen optimierten systemdienlichen Anlagenbetrieb zu ermöglichen. Das Marktpreissignal wird durch diese Vergütungsart zur maßgeblichen Steuerungsgröße für den Anlageneinsatz. Seitens des Anlagenbetreibers bzw. Direktvermarkters bedarf es eines höheren Know-hows hinsichtlich der Markt(preis)entwicklung und den zu bedienenden attraktivsten Marktstufen.

Durch die Umstellung der Vergütungsart wird die nächste Stufe im Lebenszyklus der EE-Förderung betreten, in dem die mit der Investition verbundenen Marktchancen und Marktrisiken der Stromvermarktung nun stärker vom Anlagenbetreiber gesteuert und verantwortet werden müssen. Hierdurch kann zusätzlich auf Regelungen verzichtet werden, die bspw. den Umgang mit negativen Strompreisen definierten, oder die Bereitstellung von Flexibilität. Hierdurch wird der gesamte Regelungssachverhalt vereinfacht.

Für mögliche Investoren in EE-Anlagen bedeutet diese Umstellung zunächst ein gesteigertes Erlösrisiko. Während heute auch im System der Ausschreibungen mit nahezu garantierten Vergütungszahlungen⁷ gerechnet werden kann, sind diese künftig stärker der Marktentwicklung unterworfen. Das kann einzelne Akteursgruppen dazu bewegen, aufgrund eines geänderten Chancen-Risiko-Profiles nicht weiter in EE-Anlagen zu investieren. Unsicherheit besteht zudem darin, welche Wirkung diese Art der Vergütung auf die wettbewerblich zu ermittelnde Vergütungshöhe im Mittel hat. Je nachdem, wie die Einschätzung und/oder Fähigkeiten der Vermarktung bestehen, können auch hohe Gebote zu Investitionskostenzuschüssen die Folge sein. Durch zu definierende Maximalgebote sind seitens des Regulierers den Vergütungsforderungen der Ausschreibungsteilnehmer preisliche Obergrenzen zu setzen.

Vergütungsart: Investitionskostenzuschuss

Die Vergütungsart für neue EE-Anlagen wird in unserem Vorschlag auf Investitionskostenzuschüsse, also auf Zuschüsse für die bereitzustellende Leistung, umgestellt. Die über die Nutzungszeit verteilte Auszahlung des Zuschusses an den Anlagenbetreiber hat zur Folge, dass die Leistungsbereitstellung und Funktionstüchtigkeit der Anlage über einen möglichst langen Zeitraum von 15 bis 25 Jahren garantiert werden soll.⁸ Für eine Senkung der Finanzierungskosten kann der initiale Zuschuss (im ersten Betriebsjahr) entsprechend höher dimensioniert werden. Im Extremfall wäre auch denkbar, den gesamten Investitionskostenzuschuss schon bei Netzanschluss auszuzahlen. In diesem Fall müssten aber gesonderte Vorkehrungen gegen einen Missbrauch, welche die Verfügbarkeit der Anlage zu den gebotenen Konditionen in den Folgejahren gewährleisten, definiert werden. Ein kompletter Ausschluss des Missbrauchsrisikos wird aber sehr schwer operationalisierbar sein. Der Zuschuss wird weiterhin und analog zum heutigen System aus der Erhebung der EEG-Umlage gespeist.

Mit Hilfe der Investitionskostenzuschüsse wird eine bessere Marktintegration gegenüber dem Status quo sowohl im Rahmen der Investitionsentscheidung als auch in der späteren Vermarktungsentscheidung im Betrieb erreicht. Mit der Auszahlung der Vergütung auf Jahresbasis obliegt die Entscheidung über den sinnvollen und ertragreichsten Anlageneinsatz innerhalb eines Jahres dem Anlagenbetreiber auf Basis der erwarteten Markterlöse. Durch dieses Entscheidungskalkül kann der Anlagenbetreiber bereits bei der Anlagenauslegung prüfen, inwieweit eine Veränderung der Anlagenauslegung (bspw. zur Beeinflussung der Vollbenutzungsdauer) das Verhältnis aus Veränderung der erwarteten Markterlöse zur Veränderung der Gestehungskosten positiv oder negativ beeinflusst. Hierdurch wird eine effizientere Anlagenauslegung angereizt. Daneben wird bei flexiblen Anlagen eine Erhöhung des Fokus auf Flexibilitätsbereitstellung und nicht wie aktuell maßgeblich auf Arbeitsbereitstellung gelegt, wodurch eine systemdienlichere Anlagenauslegung angereizt wird.⁹

Durch den jährlichen Zuschuss obliegt es alleinig dem Betreiber, die optimale Vermarktung der Anlagen auf den zur Verfügung stehenden Marktstufen zu erreichen. Zum einen gewinnt hierdurch der Terminmarkt an Bedeutung für die Preisabsicherung. Zum anderen verringern sich durch den Wegfall der hohen Opportunitätskosten (gleitende Marktprämie) die ökonomischen Barrieren zur Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten.

Auch hinsichtlich der Stromerzeugung bei negativen Strombörsenpreisen, also einem Marktsignal für Situationen, in denen die Stromerzeugung die Stromnachfrage übersteigt, bedarf es bei der hier vorgeschlagenen

⁷ Auch heute unterliegt eine EE-Anlage bereits den Erzeugungs- bzw. Erlösschwankungen, die aus dem Dargebot resultieren. Seit 2016 werden zudem die Risiken aus negativen Strompreisen an die Anlagenbetreiber weitergereicht, sodass auch im bisherigen System keine vollständige garantierte, d. h. gesicherte Vergütungszahlung über den Nutzungszeitraum der EE-Anlage bestand.

⁸ Eine alleinige einmalige Auszahlung des Investitionskostenzuschusses würde zu kurz greifen, da eine Missbrauchsmöglichkeit hierdurch bestünde. Diese kann sich darin äußern, dass sich lediglich EE-Anlagen mit den geringsten Investitionskosten und ggf. schlechtesten technischen Eigenschaften, Wirkungsgraden oder einer geringen Nutzungszeit im Ausschreibungsprozess durchsetzen. Der Investitionskostenzuschuss sollte daher über die Nutzungszeit der Anlage zeitlich gestreckt ausgeschüttet werden. Optional kann die Prämie an die Leistungsspitze der Einspeisung des jeweiligen Jahres gekoppelt werden, um zusätzlich die Leistungsdegradation der EE-Anlage zu berücksichtigen.

⁹ Eine Maximierung der Stromerzeugung führt hierbei nicht mehr zwangsläufig zu einer Maximierung des Deckungsbeitrages.

Vergütungsart keiner weiteren regulatorischen Eingriffe oder Ausnahmemöglichkeiten. Die Entscheidung liegt in den Händen des Anlagenbetreibers, in dieser Zeit weiter Strom zu erzeugen oder diesen für solche Zeiten gegebenenfalls zwischenzuspeichern, um einen höheren Erlös aus der Erzeugung zu generieren. Gleichzeitig sinken durch diese Maßnahme als Resultat die Opportunitätskosten für den Einsatz des Stroms in Sektorenkopplungsanwendungen (Power-to-X-Anwendungen).

Um eine Rentenabschöpfung aufgrund eines über Deutschland unterschiedlich verteilten Dargebots an Wind und Sonneneinstrahlung zu verringern, sind auch bei Investitionskostenzuschüssen Mechanismen vorzusehen, die ähnlich dem Referenzertragsmodell bei der Windenergie an Land zu einer Angleichung der Gebote im Rahmen einer Auktion durch Korrekturfaktoren führen. Die Umstellung der Vergütung auf Investitionskostenzuschüsse schließt Referenzertragssysteme, die für die Vergleichbarkeit von Geboten zu berücksichtigen sind, nicht aus.

Räumliche Steuerung: Einspeisemanagement-Modell

Für die räumliche Steuerung des Ausbaus von EE-Anlagen wird das sog. Einspeisemanagement-Modell empfohlen. Der Mechanismus garantiert weiterhin die Durchführung einer einheitlichen Auktion für EE (technologieübergreifend oder technologiespezifisch). Außerdem wird das Modell erst dann wirksam, wenn es in Regionen Deutschlands zu Abregelungen in der Stromerzeugung von EE-Anlagen kommt, die den deutschlandweiten Abregelungsanteil übersteigen. Es wird somit eine situationsangepasste und verursachungsgerechte regionale Steuerung eingeführt. Die zukünftig zu erwartenden Netzengpässe und Einspeisemanagementmaßnahmen können reduziert werden. Aufgrund der modellinhärenten regionalen Betrachtung auf Basis von Netzgruppen wird zudem eine vergleichsweise neutrale aber sachlogische Größe zur Abgrenzung der Regionen herangezogen. Die 20 Netzgruppen in Deutschland ermöglichen grundsätzlich einen deutschlandweiten Zubau, auch wenn (temporär) der Zubau für einzelne Netzgruppen umverteilt wird. Der Wettbewerb unter den dann verbleibenden Netzgruppen kann weiterhin als hoch angesehen werden. Es erfolgt zudem keine Bevor- oder Benachteiligung einzelner Bundesländer durch diese Art der räumlichen Steuerung.

Durch die gewählte Vergütungsart des Investitionskostenzuschusses in Verbindung mit dem Entfall der Entschädigungszahlung bei Abregelung werden zudem Anreize gesetzt, die Situation im Verteilnetz bereits bei der Standortwahl und Auslegung der EE-Anlage mit zu berücksichtigen. Mit der Wahl eines räumlichen Steuerungsmodell auf Basis einer G-Komponente käme es dann zu einer weiteren Redundanz in den Steuerungsmechanismus, auch auf Kosten einer erforderlichen Steuerung des Ausbaus von EE entsprechend der Verstärkung und dem Ausbau des Übertragungsnetzes.

Systemintegration (optional): keine Entschädigung bei Abregelung

In der bisherigen Systematik erfolgt eine Entschädigung des Anlagenbetreibers bei Abregelung gemäß § 15 EEG 2017 in Bezug auf mindestens 95 Prozent der entgangenen Einnahmen. Im Falle der Einführung von Investitionskostenzuschüssen wären die zu entschädigenden Einnahmen auf die Direktvermarktungserlöse beschränkt, wodurch sich der finanzielle Verlust gegenüber dem Status quo bspw. für eine Windkraftanlage um 50-70 % mindern würde.¹⁰

Im Rahmen des Gesamtvorschlags soll zukünftig als Option auf eine Entschädigung vollständig verzichtet werden, auch weil bei Umstellung der Vergütung auf Investitionskostenzuschüsse die Vermarktungsentscheidung alleinig in den Händen des Anlagenbetreibers (bzw. stellvertretend in denen des Direktvermarkters) liegt. Aus systemischer Sicht sind Entschädigungszahlungen für eingespeisten Strom, der dann keiner festen Vergütung unterliegt, wenig mit der Logik von Investitionskostenzuschüssen vereinbar. Für den Abschluss von Handelsgeschäften wird heute von der jeweiligen Netzsituation abstrahiert und Stromverkäufer erhalten das verhandelten Entgelt, auch wenn die Erzeugungsanlage aufgrund von Netzengpässen durch den Netzbetreiber gedrosselt oder abgeregelt werden muss. Ebenfalls wird der Verkäufer in einem solchen

¹⁰ Einnahmen im aktuellen Vergütungssystem in Höhe von ca. 6,0-8,5 ct/kWh (anzulegender Wert) stünden im Fall des Investitionskostenzuschusses derzeitige Markterlöse in Höhe von durchschnittlich ca. 2,5 – 3,0 ct/kWh gegenüber. Damit wird ersichtlich, dass das mit der Abregelung verbundene finanzielle Risiko im System der Investitionskostenzuschüsse für den Investor deutlich geringer ist.

Fall von resultierenden Folgeaufgaben aufgrund der Fahrplanabweichung, wie die Beschaffung von Ausgleichsenergie, befreit. Würde diese Logik weitergeführt, würde es die ökologisch sinnvolle lokale Integration von erneuerbar erzeugtem Strom verhindern. Es bestünde seitens des Anlagenbetreibers oder Direktvermarkters kein Interesse, auch nach lokalen Vermarktungsmöglichkeiten des Stromes zu suchen. Insofern sollten die Entschädigungszahlungen künftig konsequenterweise vollständig im Sinne einer Förderung der lokalen Stromintegration entfallen. Gleiches sollte folgerichtig auch für künftig errichtete konventionelle Erzeugungsanlagen gelten, die aufgrund von Netzengpässen heruntergefahren werden müssen. Es bleibt dabei aber weiterhin der Einspeisevorrang von EE-Anlagen zu beachten. Um die lokale Stromintegration zu fördern, bedarf es darüber hinaus jedoch weiterer Anpassungen.

Um eine erhöhte Marktintegration zukünftig sicherzustellen, sind neben der unmittelbaren Berücksichtigung der Marktpreise und der Marktentwicklung auch die lokale bzw. regionale Netzsituation für den Betrieb der EE-Anlage von Belangen und in das Vermarktungskalkül des regenerativ erzeugten Stromes zu berücksichtigen. Daher sollte seitens des Anlagenbetreibers bzw. Direktvermarkters ebenfalls die Belastung des Netzes für die Einsatz- und Vermarktungsentscheidung der Anlage berücksichtigt werden. Wird der Strom bei Engpässen im vorgelagerten Stromnetz dann besser für lokale Anwendungen (Power-to-X) vermarktet, ggf. zwischengespeichert oder gar der Einsatz der EE-Anlage dem Netzbetreiber für die Erbringung von Systemdienstleistungen angeboten? Im Sinne der weiteren Systemintegration von EE-Anlagen sind diese Überlegungen im Betrieb einer EE-Anlage künftig zu integrieren. Im heutigen System kennen Anlagenbetreiber nicht die Be- bzw. Auslastung im angeschlossenen bzw. vorgelagerten Stromnetz. Es erfolgt keine Kommunikation mit dem Netzbetreiber, was die Einsatzentscheidung der EE-Anlage betrifft. Aktuell hat der Netzbetreiber durch die erforderliche Fernsteuerbarkeit der EE-Anlage die Zugriffs- und Durchgriffsmöglichkeit die Leistung der Anlage bei kritischen Netzsituationen zu drosseln. Die Nutzung von regionalen Smart Markets kann eine Lösung für die heute noch fehlende Kommunikationsmöglichkeit darstellen.

Im gleichen Maße sind die heute bestehenden Hürden abzubauen, die eine wirtschaftliche Nutzung des lokal erneuerbar erzeugten Stromes bei Netzengpässen im vorgelagerten Netz ermöglichen. Anwendungen, wie die Sektorkopplung durch Power-to-X-Anwendungen, sind aufgrund der Zahlung der EEG-Umlage sowie sonstiger Abgaben und Umlagen selbst bei kostenfreier Weitergabe des EE-Stroms kaum wettbewerbsfähig zu bestehenden Anwendungen meist auf fossiler Basis. Hier sollten im Sinne einer sinnvollen und nachhaltigen Nutzung des ansonsten abgeregelten EE-Stromes regulatorische Nachbesserungen getroffen werden. Die erforderlichen regulatorischen Nachbesserungen sollten auch den Fall umfassen, sofern das Netz der allgemeinen Versorgung zur Weiternutzung des Stromes genutzt wird und nicht nur die Zahlung der EEG-Umlage oder Stromsteuer betreffen.¹¹

Erschwert wird die Umsetzung des Vorschlags durch die praktisch schwierige Zuordnung von drohenden Netzüberlastungen zu konkreten (bestehenden oder neu errichteten) Erzeugungsanlagen. Eine exakte Zuweisung von Einspeisemanagementmaßnahmen zu Erzeugungsanlagen, die für potentielle Netzengpässe physikalisch verantwortlich sind, ist heute kaum möglich. Vielmehr behelfen sich die ÜNB, in dem sie Erzeugungsanlagen drosseln, von denen sie wissen, dass sie besonders gut zur Entlastung der Netzsituation beitragen. Eine verursachungsgerechte Handhabung ist damit im Moment noch nicht gefunden, wäre aber eine Voraussetzung für die Umsetzung des Vorschlags.

Insgesamt kann durch das Aussetzen der Entschädigungszahlung bei Abregelung zum einen die tatsächliche Kostenbelastung reduziert sowie die Planbarkeit der Kosten- und Umlageentwicklung des Ausbaus von EE erhöht werden. Zudem verringert sich der Verwaltungsaufwand für Netzbetreiber hinsichtlich der Vergütungsabrechnung mit dem Anlagenbetreiber, was zusätzlich die Systemkosten absenken lässt. Es braucht keine gerichtsfesten Regelungen, wie mit der Ausfallvergütung bei Einspeisemanagementmaßnahmen aufgrund von Netzengpässen umgegangen werden muss. Daneben muss nicht kompliziert festgestellt werden, welcher Direktvermarktungserlös entschädigt werden muss, was im Rahmen eines gesamten Handelsportfo-

¹¹ Bei Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung sind neben EEG-Umlage (ggf. anteilig) und Stromsteuer die Netzentgelte und netzentgeltbezogene Stromkostenbestandteile wie die KWKG-Umlage, die Offshore-Haftungsumlage, § 19 StromNEV-Umlage, die Umlage für abschaltbare Lasten und die Konzessionsabgabe zusätzlich zu entrichten.

lios einer einzelnen Anlage gar nicht offensichtlich zuordenbar ist. Die Förderung von EE-Anlagen kann damit grundsätzlich vereinfacht werden. Umgekehrt steigt die Verantwortung des Anlagenbetreibers.

Durch den Verzicht auf den Entschädigungsanspruch wird analog zum Marktsignal negativer Strompreise die Systemdienlichkeit erhöht und auch die lokale Verwendung des Stroms in Form von direkten Sektorenkopplungsanwendungen oder der lokalen Zwischenspeicherung stärker angereizt (eine Anpassung der Abgabe- und Umlagesystematik auf sonst abgeregelten regenerativ erzeugten Strom vorausgesetzt).

Gleichzeitig kann hierdurch eine Erhöhung der Harmonisierung des Zubaus von EE-Anlagen mit der Netzentwicklungsplanung erwartet werden, da Investoren die Auswirkungen der entschädigungslosen Abregelung bei der Standortwahl und Gebotserstellung stärker zu berücksichtigen haben. Im Resultat wird durch diese Maßnahme zielgerichtet ein Allokationssignal ausgesendet. Die effiziente Entfaltung dieses Allokationssignals hängt insbesondere von der Prognosemöglichkeit der Marktteilnehmer hinsichtlich der zukünftig zu erwartenden Abregelungsbedarfe und Netzausbaumaßnahmen ab.

Die ökonomischen Härten des Wegfalls der Vergütung bzw. Entschädigung bei negativen Strompreisen und bei Einspeisemanagementmaßnahmen werden durch die Kombination mit Investitionskostenzuschüssen merklich abgemildert, da gegenüber dem Status quo nicht mehr die Marktprämie, sondern nur der Markterlös (aktuell ca. 30-50 % des Gesamterlös für Windenergie an Land) entfällt.

Kostenwälzung und Umlagesystem (optional): EEG-Streckungsfonds

Zusätzlich wird optional die Einführung eines EEG-Streckungsfonds vorgeschlagen. Der Streckungsfonds adressiert unmittelbar die Verbesserung der Prognostizierbarkeit der EEG-Umlage. Dem Konzept liegt zu Grunde, dass sich die mittel- bis langfristig erwartete Stabilisierung des Strommarktes zur Refinanzierung des bisherigen und künftigen Ausbaus von EE zu Nutze gemacht wird. Bei einem Einfrieren der EEG-Umlage auf etwa dem heutigen Niveau wird die zeitliche Ausweitung der Rückzahlungsverpflichtung auf wenige Jahre begrenzt. Aufgrund der zuletzt erzielten, deutlichen Rückgänge der Vergütungsansprüche für EE-Anlagen (hier wird auf die Ausschreibungsergebnisse aus der Windenergie auf See und letzten Ausschreibungen für die PV und Windenergie verwiesen), wird zugleich der Refinanzierungsbedarf neuer EE-Anlagen deutlich geringer ausfallen. Der Streckungsfonds erleichtert somit den weiteren kontinuierlichen Ausbau von EE, mit dem weiteres technologisches Lernen und Kostendegressionen erzielt sowie wirtschaftsstrukturelle Einbrüche betroffener Industriezweige vermieden werden können. Vorzeitigen Standort- bzw. Investitionsverlagerungen von Anlagenherstellern oder der Zulieferindustrie in das Ausland kann begegnet werden.

7 ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE BEWERTUNG DER AUSGESTALTUNGSMÖGLICHKEITEN

Um aus den vorgestellten Vorschlägen zur Weiterentwicklung des EEG die in ihrer Kombination zielführendsten und sinnvollsten Instrumente auszuwählen, erfolgte zunächst eine energiewirtschaftliche Bewertung jedes einzelnen Vorschlags. Diese Bewertungen werden im Folgenden, um die erzielten Ergebnisse besser nachvollziehbar zu machen, einzelnen dargestellt.

Die energiewirtschaftliche Bewertung unterstellt dabei als Rahmen die Regelungen des EEG 2017 und bewertet darin die Wirkungen, die sich durch die Einführung und Umsetzung eines jeden der herausgearbeiteten Weiterentwicklungsvorschläge ergäben.

Versorgungssicherheit

- | | |
|----------------------------------|---|
| Deutschlandweit verteilter Zubau | <ul style="list-style-type: none"> • Gewährleistung eines deutschlandweiten und räumlich verteilten Zubaus von EE-Anlagen |
| Systemdienliches Verhalten | <ul style="list-style-type: none"> • Verminderung von Netzengpässen, Abregelungsbedarf (Einspeisemanagement) und Redispatchmaßnahmen • Anreizung eines optimalen, systemdienlichen Anlageneinsatzes (Fahrweise) |

Nachhaltigkeit

- | | |
|--------------------|---|
| Effektivität | <ul style="list-style-type: none"> • Beeinflussbarkeit der Zubaumenge und -leistung von neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen • Sicherstellung der Erreichung der Ausbaupfade (hinreichende Marktnachfrage und -liquidität gegeben) und EEG-Ziele |
| Marktintegration | <ul style="list-style-type: none"> • Steigerung des marktlichen Finanzierungsanteils von EE-Anlagen • Steigerung der Teilnahme von EE-Anlagen an weiteren Marktstufen außerhalb des Spotmarktes (insb. Systemdienstleistungsmärkten) |
| Umsetzbarkeit | <ul style="list-style-type: none"> • Vereinfachung der EE-Förderung (Verständlichkeit, Praktikabilität, Rechtssicherheit) |
| Verteilungseffekte | <ul style="list-style-type: none"> • Steuerbarkeit der umzulegenden Förderkosten für EE-Anlagen an Letztverbraucher • Erhalt der deutschlandweiten Beteiligungsmöglichkeit am EE-Ausbau (Möglichkeit zur regionalen Verteilung der Wertschöpfung) |

Wirtschaftlichkeit

- | | |
|---------------------------------|--|
| Anlagenvollkosten | <ul style="list-style-type: none"> • Senkung der Kosten für den Neubau von EE-Anlagen (u. a. Risikoprämien, Finanzierungsbedingungen, Rentenabschöpfung) |
| Systemkosten | <ul style="list-style-type: none"> • Senkung von Systemkosten, d. h. Gesamtbetrachtung von Förderkosten und Netz- und Integrationskosten (Redispatch, Abregelung) • Vermeidung eines zusätzlichen, die Netzentwicklungsplanung übersteigenden Ausbaus des Übertragungsnetzes |
| Transaktionskosten | <ul style="list-style-type: none"> • Senkung der Transaktions- und Verwaltungskosten für Regulator und Netzbetreiber (insb. des Bürokratie-, Verwaltungs- und Umsetzungsaufwands) |
| Prognostizierbarkeit EEG-Umlage | <ul style="list-style-type: none"> • Verbesserung der Prognostizierbarkeit der EEG-Umlage |

Tabelle 8: Kriterien zur energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsvorschläge zur Weiterentwicklung der Förderung von EE-Anlagen

7.1 Dimension Ausschreibungsdesign

Im Folgenden werden die Vorschläge zur Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns energiewirtschaftlich hinsichtlich der jeweiligen Zielerreichung qualitativ bewertet und eingeordnet.

		Technologie- übergreifende Ausschreibung	Leistungsvolu- men an Finanz- volumen koppeln	Mehrrunden- Auktion, preis- lich absteigend	Erhöhung Pönale bei Nicht- Realisierung	
Versorgungssicherheit	deutschlandweit verteilter Zubau	-	o	o	o	
	Systemdienliches Verhalten	Verminderung Netzengpässe und Abregelungs- bedarf	-	o	o	o
		systemdienlicher Anlageneinsatz	-	o	o	o
Nachhaltigkeit	Effektivität	Steuerbarkeit Zubaumenge	o	-	o	+
		Erreichung Ausbaupfade	-	-	o	o
	Marktintegration	Erhöhung des marktlichen Refinanzierungs- anteils	o	o	o	o
		Öffnung weiterer Marktstufen für EE-Anlagen	o	o	o	o
	Umsetzbarkeit	+	-	-	o	
	Verteilungseffekte	Beeinflussbarkeit der umzulegenden Förderkosten	o	+	o	o
Erhalt deutsch- landweiter Beteili- gungsmöglichkeit am EE-Ausbau		o	o	o	o	
Wirtschaftlichkeit	Anlagenvollkosten	+	o	+	-	
	Systemkosten	o	o	o	o	
	Transaktionskosten	+	-	o	o	
	Prognostizierbarkeit EEG-Umlage	-	+	o	o	

Tabelle 9: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des Ausschreibungsdesigns

7.1.1 Technologieübergreifende Ausschreibung

Die Sinnhaftigkeit von technologieübergreifenden Ausschreibungen ist zentral von den Anforderungen an das Zielsystem, den weiteren Ausgestaltungsparametern des Ausschreibungsdesigns sowie den darüber hinaus gehenden Regelungen der übrigen Dimensionen aus Kapitel 3.3 abhängig.

Vorteil	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - Steigerung des grundlegenden Marktpotentials zur Entwicklung günstiger EE-Projekte - Erhöhung der Wettbewerbsintensität und Liquidität um Zuschlagserteilung - Senkung der Förderkosten für Neuanlagen möglich, aber nicht garantiert - Tendenzielle Vereinfachung des Förderregimes 	<ul style="list-style-type: none"> - Anspruchsvollere Prognostizierbarkeit der Entwicklung der an Letztverbraucher umzulegenden Förderkosten für Folgejahr - Ausbau nur einer (kostengünstigen) Technologie möglich, Erreichung technologiespezifischer Ausbaupfade aufgegeben, Gefahr eines technologischen Lock-ins¹² - Punktgenaue Erreichung der relativ formulierten EEG-Ziele erschwert - Bei Ausbau nur einer (kostengünstigsten) Technologie kann ein höherer Aufwand für die Systemintegration (geringere Portfolio- und Durchmischungseffekte) resultieren. - Mehr Netzengpässe / Redispatch bei Konzentration auf eine Technologie (z. B. nur Wind an Land und Wind auf See in Norddeutschland) oder Verteilnetzausbau (Konzentration einer Technologie (insbesondere in ländlichen Verteilnetzen))

Tabelle 10: Energiewirtschaftliche Bewertung der technologieneutralen Ausschreibung

Beurteilung Versorgungssicherheit:

- **Deutschlandweit verteilter Zubau**

Im Rahmen einer technologieübergreifenden Ausschreibung kann eine Konzentration der Bezuschlagung zu Gunsten einer (günstigeren) Technologie entstehen. Im Fall der Windenergie an Land könnte sich dadurch eine Konzentration des Zubaus in Norddeutschland ergeben, welche nicht wie im Fall der technologiespezifischen Ausschreibung durch einen PV-Zubau in den übrigen Teilen Deutschlands ausgeglichen wird.

- **Systemdienliches Verhalten**

Die technologieübergreifende Ausschreibung kann einen höheren Ausbaubedarf im Verteilnetz verursachen, wenn sich nur eine Technologie mit gleichartigem Dargebotsverhalten in einer Netzregion durchsetzt (z. B. massive PV-Spitze). Hierdurch können zusätzliche Netzbelastungen ausgelöst werden, die erhöhte Redispatchmaßnahmen und / oder Abregelungsbedarfe zur Folge haben.

¹² Der technologische Lock-in wird in diesem Kontext darin verstanden, dass die Lernkurve einer Technologie mit aktuell höheren Kosten nicht durchschritten wird, da diese im Rahmen der Ausschreibung fortwährend nicht bezuschlagt wird.

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Effektivität**

Während über das auszuschreibende Leistungsvolumen weiterhin die Zubauleistung aktiv beeinflusst werden kann, besteht systemimmanent Unsicherheit vor jeder Ausschreibungsrunde über die potentiell resultierende Stromerzeugungsmenge der bezuschlagten Anlagen, da nunmehr zwei Technologien im Wettbewerb zueinander stehen. Die Ungewissheit nimmt zu, je mehr erneuerbare Technologien mit deutlich voneinander abweichenden Vollbenutzungsstunden im Rahmen der Auktion im Wettbewerb zueinander stehen.

Da die Zielsetzungen zum Ausbau der EE in Deutschland als relative Ziele, gemessen als Anteil am Bruttostromverbrauch bzw. Bruttoendenergieverbrauch definiert sind (§ 1 EEG 2017), kann eine technologieübergreifende Ausschreibung, sofern reine Leistungsvolumina ohne festgelegte Stromerzeugungsmengen definiert sind, keine zielgenaue Erreichung sicherstellen. Allerdings kann durch die Veränderung der ausgeschriebenen Leistungsvolumina pro Jahr bzw. je Ausschreibungstermin die Erreichung der Ziele gut nachgesteuert werden. Dies kann umgekehrt aber negative Rückwirkung auf die Entwicklung von in die Auktion einzubringenden Projekten und die Liquidität des Marktes hinsichtlich der Bereitstellung einer ausreichenden Zahl von Geboten/Projekten führen.

- **Umsetzbarkeit**

Die Einführung von technologieübergreifenden Ausschreibungen führt, sofern mit der Umstellung nicht diverse Sonderregelungen einhergehen, zu einer Vereinfachung des Förderregimes. Bspw. ließe sich die Anzahl an Ausschreibungsterminen je Jahr verringern oder technologiespezifische Regelungen deutlich zurückführen, um Zugangsbarrieren für Akteure, die zuvor an zwei Ausschreibungen für unterschiedliche Technologien teilgenommen haben, weiter abzubauen.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Anlagenvollkosten**

Durch technologieübergreifende Ausschreibungen können grundsätzlich Kosten gesenkt werden. Im Wettbewerb der erneuerbaren Technologien, die übergreifend in einer Auktion ausgeschrieben werden, setzen sich die günstigsten im Wettbewerb durch. Insbesondere bei mengenspezifischer Vergütung und damit auch Gebotslegung ist eine kostengünstige Zielerreichung möglich, da der Wettbewerb um Zuschlagserteilung gesteigert und das Potential für die Entwicklung kostengünstiger EE-Projekte ausgeweitet wird. Daneben wird die Liquidität durch Zusammenfassung der Ausschreibungen und damit die Wettbewerbsintensität erhöht.

Eine technologieübergreifende Ausschreibung bietet aber per se keine Garantie, die EEG-Ziele am kosteneffizientesten zu erreichen. Zum einen bestimmen die weiteren Ausgestaltungsoptionen, wie bspw. räumliche Steuerungsmechanismen zum EE-Anlagenzubau, sowie weitere Instrumente zur Systemintegration die konkrete Kosteneffizienz des Gesamtsystems. Zum anderen ist ebenfalls sicherzustellen, dass diese Art der Förderung (langfristig) nicht zu einem technologischen lock in führt, in der sich ausschließlich die kostengünstigste Technologie durchsetzt, die allerdings gesamtsystemisch ab einer bestimmten Ausbaumenge nur noch wenig Mehrwert liefert.

- **Systemkosten**

Mit einer technologieübergreifenden Ausschreibung kann es systemimmanent zu Abweichungen im Leistungszubau der einzelnen, allerdings übergreifend ausgeschriebenen erneuerbaren Technologien gegenüber dem Szenariorahmen der Netzentwicklungsplanung kommen. Zwar würde sehr wahrscheinlich die gleiche Gesamtleistung aus PV- und Windenergieanlagen über einen bestimmten Zeitraum mit dem Instrument bezuschlagt und auch zugebaut werden können. Allerdings würde die Verteilung der bezuschlagten und zugebauten Leistungen auf die beiden erneuerbaren Technologien anders ausfallen, als wenn beide Technologien einzeln, in eigenen Auktionen ausgeschrieben wären. Bei einer Konzentration auf nur eine Technologie mit der Folge fehlender Portfoliodiversifizie-

zung und geringerer Durchmischungseffekte sind erhöhte Aufwände für den Netzausbau und die Versorgungssicherheit zu erwarten

- **Transaktionskosten**

Mit dem Vorschlag besteht die Möglichkeit, die Anzahl der Ausschreibungstermine zu reduzieren und den Umfang an technologiespezifischen Regelungen zu beschränken, mit der Wirkung, auch den bürokratischen Aufwand, der mit der Umsetzung der Ausschreibungen verbunden ist, zu reduzieren.

- **Prognostizierbarkeit**

Die Prognostizierbarkeit wird bei Einführung technologieübergreifender Ausschreibungen tendenziell anspruchsvoller, da nunmehr ungewiss bleibt, welche Technologie mit welchem Leistungsvolumen einen Zuschlag erhält und welcher Vergütungsanspruch daraus für das Folgejahr insgesamt resultiert. Aufgrund von stark einander angeglichenen Vergütungszuschlägen aus den letzten Auktionen für die Windenergie an Land (Mai 2017) und Photovoltaik (Februar 2017), also jenen Technologien, die hier für eine technologieübergreifende Ausschreibung vorgesehen sind, sind die Unterschiede in den Vergütungszahlungen aktuell (Stand 2017) weniger groß. Allerdings unterscheiden sich weiterhin in Teilen die Refinanzierungsmöglichkeiten am Markt für beide Technologien.

Zusätzlich vorsehbare Ausgestaltungselemente im Ausschreibungsdesign, wie bspw. vorgegebene Erzeugungsmengen je Gebot, können hinsichtlich einer besseren Prognostizierbarkeit der künftigen Entwicklung der Förderkosten wirken, aber nicht das grundsätzliche Problem der Ungewissheit, welche Technologie in welchem Umfang einen Zuschlag erhält, lösen. Auch würde dadurch ein Teil der Vorteile, die man sich durch die Einführung technologieübergreifender Ausschreibungen verspricht, verspielt werden.

7.1.2 Ausgeschriebenes Leistungsvolumen an vorgegebenes Finanzvolumen koppeln

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - Leichte Erhöhung der Prognostizierbarkeit der EEG-Umlage - Leichte Verbesserung der Steuerungsmöglichkeiten für die umzulegenden Förderkosten 	<ul style="list-style-type: none"> - Beschränkung der Steuerungsmöglichkeiten für die Zubaumengen und -leistungen - Gefahr der Verfehlung der Ausbaupfade für EE und der EEG-Ziele insgesamt (Über- oder Untererfüllung) - Ungewissheit über Entwicklung der ausgeschriebenen Leistungsvolumina innerhalb eines Jahres bzw. einer Ausschreibungsrunde - Erhöhung des Verwaltungsaufwands und damit der Transaktionskosten

Tabelle 11: Energiewirtschaftliche Bewertung einer Kopplung des ausgeschriebenen Leistungsvolumens im Rahmen der Auktionen an ein vorgegebenes Finanzvolumen

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Effektivität**

Die Steuerungsmöglichkeit der Zubaumengen und des ausgeschriebenen Leistungsvolumina für Erneuerbare Energien wird mit diesem Instrument beschränkt. Durch die Begrenzung des Finanzvolumens für neu zu errichtende EE-Anlagen kann es zu einer Reduzierung des auszuschreibenden Leistungsvolumens kommen. Entsprechend ist eine Sicherstellung der Erreichung der Ausbaupfade für einzelne erneuerbare Technologien nicht gewährleistet.

- **Umsetzbarkeit**

Für EE-Anlagenentwickler würden mit der Umsetzung des Vorschlags weitere Unsicherheiten über die Entwicklung des ausgeschriebenen Leistungsvolumens einzelner erneuerbarer Technologien innerhalb eines Jahres resultieren. Die Unsicherheit ergibt sich aus der Fragestellung, in welcher Höhe noch finanzielle Mittel für die verbleibenden Ausschreibungen der einzelnen Erneuerbaren Energien zur Verfügung stehen werden.

Sofern feste Finanzmittel je Ausschreibungsrunde und Technologie festgesetzt würden, ließe sich die Ungewissheit über die Entwicklung der ausgeschriebenen Leistungsvolumina eines Jahres reduzieren. Allerdings bleibe dann aus Projekt-Entwicklersicht die verbleibende Ungewissheit über das tatsächlich ausgeschriebene Leistungsvolumen.

- **Verteilungseffekte**

Eine geringfügige Steuerungsmöglichkeit der umzulegenden Förderkosten ergibt sich durch die Begrenzung des Finanzvolumens, das überhaupt jährlich für den Zubau von EE-Anlagen zur Verfügung steht. Diese Kostenobergrenze ist jedoch nur als grobe Orientierung der resultierenden Vergütungszahlungen zu verstehen, da sowohl das Wetterjahr und die Verteilung von Windenergieanlagen über Deutschland durch das Referenzertragsmodell sowie weitere Regelungen (wie bspw. negative Strompreise) bei mengenspezifischer Vergütung je eingespeister Kilowattstunde Strom über die schlussendlich umzulegenden Förderkosten nach Inbetriebnahme der EE-Anlage entscheiden.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Systemkosten**

Durch die Kontingentierung der ausgeschriebenen Leistungsvolumina an ein vorgegebenes Finanzvolumen werden die Förderkosten lediglich auf ein maximales Volumen begrenzt. Eine Kostensenkung kann durch Absenkung des Finanzierungsvolumens direkt herbeigeführt werden. Dies wird sich aber negativ auf die Mengenziele auswirken und kann im heutigen System auch indirekt durch eine Absenkung des Ausschreibungsvolumens erreicht werden.

- **Transaktionskosten**

Mit der Umsetzung des Vorschlags ließen sich Transaktionskosten nicht reduzieren. Im Gegenteil sind aufgrund der hierdurch zusätzlich anfallenden Aufwendungen für die Festlegung, rollierende Prüfung und Sicherstellung der Einhaltung des Finanzvolumens neue Transaktionskosten in der Verwaltung geschaffen.

- **Prognostizierbarkeit**

Unter sonst gleichen Bedingungen ließe sich mit diesem Vorschlag die Prognostizierbarkeit der EEG-Umlage leicht erhöhen. Weiterhin haben andere Stellgrößen (Entwicklung Strompreise, Erzeugungsmengen aufgrund der jährlichen Schwankungen im Dargebot oder Entwicklung der Letztverbrauchsmengen) einen größeren Einfluss auf die Entwicklung der jährlichen Vergütungsansprüche der Anlagenbetreiber und damit der umzulegenden Kosten des EEG.

7.1.3 Preislich absteigende Mehrrouden-Auktion

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">- Reduktion der Möglichkeiten des strategischen Bietens	<ul style="list-style-type: none">- Komplexität und Anforderungen an Akteure zur Auktionsteilnahme wird erhöht- Ausgestaltungsoption bevorteilt grundsätzlich größere Bieter/Unternehmen, die mit dem Umgang solcher Auktionsabläufe vertrauter sind (bspw. aus dem Stromhandelsgeschäft)

Tabelle 12: Energiewirtschaftliche Bewertung der preislich aufsteigenden Mehrrouden-Auktion

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Umsetzbarkeit**

Die Zugangsbarrieren und Anforderungen zur Teilnahme an der Ausschreibung werden mit der Einführung von Mehrrouden-Auktionen erhöht. Zum einen hat die Umsetzung zur Folge, dass die Auktion nunmehr an einem Stichtag zu erfolgen hat, an dem sich alle Teilnehmer auf einer Onlineplattform zur Gebotslegung einfinden müssen. Dazu bedarf es auf Seiten der Auktionsteilnehmer einer entsprechenden Infrastruktur zur Auktionsteilnahme sowie die Verfügbarkeit von Personal zur Teilnahme an der Live-Auktion. Dadurch bevorteilt dieses Auktionsdesign grundsätzlich größere Bieter bzw. Unternehmen, die überdies mit dem Umgang solcher Auktionsabläufe aus anderen Geschäftsbereichen vertrauter sind (bspw. aus dem Stromhandelsgeschäft). Insgesamt nimmt die Komplexität für die Ausschreibungsteilnahme aus Akteurssicht zu.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Anlagenvollkosten**

Durch diese Art des Auktionsdesigns soll insbesondere das strategische Bieten von Akteuren und die Abschöpfung von Produzentenrente, d. h. ungerechtfertigten Zusatzerlösen, bei vergleichsweise geringer Auktionsteilnahme vermindert werden. Die Abschöpfung von Produzentenrente meint den Erhalt einer Vergütungszahlung, die über der eigentlich erforderlichen Vergütung für den Betrieb der EE-Anlage liegt.

- **Transaktionskosten**

Aufgrund der Automatisierbarkeit solcher Mehrrouden-Auktionen sind auf Seiten des Auktionators die zusätzlichen Verwaltungsaufwendungen als gering einzuschätzen.

7.2 Dimension Vergütungsart

Im Folgenden werden die Vorschläge zur Weiterentwicklung der Vergütungsart energiewirtschaftlich hinsichtlich der jeweiligen Zielerreichung qualitativ bewertet und eingeordnet.

		Investitionskostenzuschuss	Fixe Marktprämie	Prozentualer Zuschlag auf den Spotmarkt (Day-Ahead)	Gleitende Marktprämie auf Base-Spotmarkt-Niveau
Versorgungssicherheit	deutschlandweit verteilter Zubau	0	0	0	0
	systemdienliches Verhalten Verminderung Netzengpässe und Abregelungsbedarf	+	0	0	0
	systemdienlicher Anlageneinsatz	+	-	+	-
Nachhaltigkeit	Effektivität Steuerbarkeit Zubaumenge	0	0	0	0
	Erreichung Ausbaupfade	0	0	0	0
	Marktintegration Erhöhung des marktlichen Refinanzierungsanteils	+	0	+	0
	Öffnung weiterer Marktstufen für EE-Anlagen	+	0	0	0
	Umsetzbarkeit	+	+	-	0
	Verteilungseffekte Beeinflussbarkeit der umzulegenden Förderkosten	0	0	0	0
Wirtschaftlichkeit	Erhalt deutschlandweiter Beteiligungsmöglichkeit am EE-Ausbau	0	0	0	0
	Anlagenvollkosten	+	-	-	0
	Systemkosten	+	0	+	0
	Transaktionskosten	+	0	0	0
	Prognostizierbarkeit EEG-Umlage	+	+	-	0

Tabelle 13: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der Vergütungsart

7.2.1 Gleitende Marktprämie auf Base-Preis-Niveau

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">- Geringe Änderung zum aktuellen System und somit geringer Änderungsaufwand- Risiko des Strompreisverfalls wird aus Investorensicht weitestgehend vermieden und damit ist keine hohe Risikoprämie in der Kalkulation zu erwarten- Komparative Wirkung bei technologieübergreifender Ausschreibung zwischen den Technologien- Einfache Bestimmung der Förderhöhe- Komplette Autonomie der Vermarktung	<ul style="list-style-type: none">- Hohes Know-how bzgl. der Abschätzung zukünftiger Marktpreisentwicklung notwendig- Systemdienliches Verhalten wird durch diese Maßnahme insb. bei negativen Preisen nicht angereizt

Tabelle 14: Energiewirtschaftliche Bewertung der gleitenden Marktprämie auf Base-Niveau

Beurteilung Versorgungssicherheit:

- **Systemdienliches Verhalten**

Analog zum aktuellen System resultieren aus der gleitenden Marktprämie auf Base-Preis-Niveau hohe Opportunitätskosten zur Teilnahme an den Systemdienstleistungsmärkten, welche im Wesentlichen die Vorhaltung von Leistung vergüten. Auch fördert die Umstellung des Vergütungsmechanismus auf eine Marktprämie auf Base-Preis-Niveau kein systemdienliches Verhalten bei negativen Strompreisen.

Die gleitende Marktprämie auf Base-Preis-Niveau reizt gegenüber dem Status quo keine stärkere lokale Integration des EE-Stromes durch Nutzung von Speichern an, sofern im Fall der Einspeicherung der Strom seine EEG-Eigenschaft verliert. Dadurch resultieren hohe Opportunitätskosten (Entgehen der Einspeisevergütung bzw. Marktprämie), die einer Ausweitung der Nutzung von lokaler Flexibilität im Wege stehen.

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Marktintegration**

Investitionsphase: Im Rahmen der Indizierung an das Base-Niveau erfolgt im Falle einer technologieübergreifenden Ausschreibung eine stärkere Auseinandersetzung mit der Marktwertentwicklung im Rahmen der Investitionsphase. Dies bevorteilt gegenüber dem Status quo diejenige Technologie im Rahmen der Auktion, welche einen höheren Marktwert besitzt. Hierdurch kann somit das Marktpreissignal ein Stück weit die Wettbewerbspositionierung der Technologien im Rahmen der Ausschreibung beeinflussen.

Betriebsphase: Durch die Kopplung der Refinanzierung an das Base-Niveau erfolgt weiterhin eine hohe Präjudizierung des Vermarktungsweges, falls Investoren die Risiken der Vermarktungstätigkeit gering halten wollen. Weiterhin wird hierbei die Wahl der Vermarktung am Kurzfristmarkt (Spotmarkt) dominieren. Die Erschließung insb. des Terminmarktes mit Hilfe innovativer Produkte kann bei dieser Variante weiterhin als unwahrscheinlich angesehen werden.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Systemkosten**

Im Falle einer Kopplung mit der technologieutralen Ausschreibung könnte eine leichte Senkung der Förderkosten resultieren, da die Marktwertdifferenz der Technologien sich direkt wettbewerblich im Rahmen der Ausschreibung auswirken würde. Technologien mit einem höheren erwarteten Marktwert könnten ein geringeres Gebot als Technologien mit einem geringeren erwarteten Marktwert abgeben. Das Marktpreissignal könnte in diesem Fall kosteneffizient das Knappheitssignal für den Gebotsprozess ableiten.

- **Prognostizierbarkeit**

Wie im jetzigen System sind die zukünftigen Kosten nur unzureichend planbar, da sie erst innerhalb der jeweiligen Lieferperiode feststehen. Zum Zeitpunkt des Auktionsabschlusses lässt sich die Kostenauswirkung nur unter Annahme eines unterstellten Base-Niveaus ableiten.

7.2.2 Fixe Marktprämie

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">- Kosten der Refinanzierung für Neuanlagen lassen sich besser abschätzen, was die Prognostizierbarkeit der EEG-Umlage unterstützt und verbessert- Einfachere Abrechnung der Vergütungszahlungen aus Sicht von Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none">- Marktpreissignal wird nicht vollständig unverzerrt an Anlagenbetreiber weitergegeben- Übertragene Vermarktungsrisiken des Anlagenbetreibers führen zu erhöhten Geboten

Tabelle 15: Energiewirtschaftliche Bewertung der fixen Marktprämie

Beurteilung Versorgungssicherheit:

- **Systemdienliches Verhalten**

Analog zum aktuellen System resultieren aus der fixen Marktprämie hohe Opportunitätskosten zur Teilnahme an den Systemdienstleistungsmärkten, welche im Wesentlichen die Vorhaltung von Leistung vergüten.

Die Wirkungsweise auf die Konformität zum Marktpreissignal hängt insbesondere von der Kombination dieser Maßnahme mit dem Vorschlag zum Aussetzen der Vergütung bei negativen Strompreisen ab. Im Fall der Wahl eines Förderausfalls ab der ersten Stunde negativer Strompreise ist die Konformität gegeben. Falls diese Kombination nicht gewählt wird, erfolgt durch die Umstellung des Vergütungsmechanismus auf eine fixe Marktprämie keine gegenüber dem aktuellen Zustand gestiegene Konformität.

Die fixe Marktprämie reizt jedenfalls dann gegenüber dem Status quo keine stärkere lokale Integration von Speichern an, falls im Fall der Einspeicherung der Strom auch künftig seine EEG-Eigenschaft verliert, da in diesem Fall hohe Opportunitätskosten für die der Aufnahme des Stroms im Speicher bestehen.

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Marktintegration**

Im Falle von fixen Marktprämien verschieben sich gegenüber dem heutigen System die Vermarktungsentscheidung und die damit verbundene Risikoallokation auf den Betreiber der EE-Anlage. Ihm obliegt es entsprechend seiner individuellen Risikopräferenz, die Vermarktung auf den einzelnen Marktstufen vom Termin- bis Intraday-Markt durchzuführen, da hierdurch höhere Erlösmöglichkeiten erzielt werden können. Die Integration an dem Systemdienstleistungsmarkt ist analog zum heutigen System durch die hohen Opportunitätskosten gehemmt.

- **Umsetzbarkeit**

Aus Sicht der Netzbetreiber wird die Bestimmung der Marktprämie vereinfacht, da diese fix ist. Die Ermittlung eines energieträgerspezifischen Monatsmittelwertes würde damit entfallen. Aus Sicht von Projektentwicklern und Ausschreibungsteilnehmern erhöht sich der Aufwand zur Bestimmung der erforderlichen Gebotshöhe (Vergütungszahlung). Die Strommarkt- und sonstigen Vermarktungserlöse sind nunmehr von den Ausschreibungsteilnehmern im Vorfeld der Ausschreibungsteilnahme fundiert abzuschätzen.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Anlagenvollkosten**

Gegenüber dem aktuellen System ist mit einer höheren Risikoprämie zu rechnen. Die höhere Risikoprämie resultiert aus den Unsicherheiten, die nun durch die eigenen Abschätzungen der Ausschreibungsteilnehmer über die zu realisierenden Vermarktungserlöse über die Nutzungszeit der EE-Anlagen resultieren. Bislang tragen die Letztverbraucher dieses Erlösrisiko.

- **Transaktionskosten**

Der Aufwand zur Bestimmung eines energieträgerspezifischen Monatsmittelwertes würde für die Berechnung der Vergütungszahlung entfallen. Der Verwaltungsaufwand, der mit der Bestimmung der gleitenden Marktprämie einhergeht, heute jedoch maßgeblich durch Softwarelösungen automatisiert bestimmt wird, fällt weg.

- **Prognostizierbarkeit**

Die Prognostizierbarkeit der EEG-Umlage lässt sich vereinfachen, da nunmehr eine bereits ex ante feststehende fixe Marktprämie umgelegt werden muss. Die Umlageprognose wird also um die Abschätzung der Strombörsenpreise und Monatsmarktwertentwicklung je Energieträger für das Folgejahr für neu in Betrieb genommene EE-Anlagen reduziert. Die Mengenunsicherheit der Einspeisung verbleibt weiterhin.

7.2.3 Prozentualer Zuschlag auf den Spotmarktpreis (Day-Ahead)

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - Verstärkter Anreiz für systemdienliche Einspeisung Anreiz für Technologien zur Verlagerung der Stromerzeugung zu Knappheitszeiten (hohe Strompreise), z. B. lokale Speicher 	<ul style="list-style-type: none"> - Marktpreissignal wird verzerrt - Komplexität des Gebotsverhaltens (Abgabe bedingter Gebote am Spotmarkt und am Intraday-Markt steigt) - Märkte sind kommunizierende Röhren (insb. Spot und Intraday-Markt), so dass eine Indizierung nur an eine Marktstufe nicht ausreicht. Die Indizierung an beide Marktstufen erhöht wiederum die Unsicherheit und Komplexität im Rahmen der Vermarktungsentscheidung

Tabelle 16: Energiewirtschaftliche Bewertung der Vergütungsart prozentualer Zuschlag auf Spotmarktpreis

Beurteilung Versorgungssicherheit:

- **Systemdienliches Verhalten**

Analog zum aktuellen System resultieren aus dem Aufschlag in Abhängigkeit des jeweiligen Spotmarktpreises hohe Opportunitätskosten zur Teilnahme an den Systemdienstleistungsmärkten, welche im Wesentlichen die Vorhaltung von Leistung vergüten. Dies wirkt weiterhin negativ auf den systemdienlichen Einsatz.

Die Wirkungsweise negativer Preise erfolgt verzerrungsfrei auf den Anlageneinsatz, so dass in Zeiten negativer Preise ein systemdienliches Abschalten der Anlage erwartet werden kann.

Flexible Anlagen werden durch den zum Strompreis proportionalen Zuschlag gegenüber dem Status quo verstärkt angereizt, insb. in den Stunden mit hohen Strompreisen zu produzieren, wodurch die Systemdienlichkeit verbessert wird.

Der prozentuale Zuschlag reizt jedenfalls dann gegenüber dem Status quo keine stärkere lokale Integration von Speichern an, falls im Fall der Einspeicherung der Strom auch künftig seine EEG-Eigenschaft verliert, da in diesem Fall hohe Opportunitätskosten für die der Aufnahme des Stroms im Speicher bestehen.

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Marktintegration**

Das Instrument unterstützt eine weitere Marktintegration und Strommarkt-orientierte Fahrweise von EE-Anlagen. Durch das Instrument wird die Einspeisung bei hohen Strommarktpreisen deutlich attraktiver (bzw. auch erforderlicher für eine Refinanzierung der Investition) als bislang. Zumindest zu Zeiten mit Stromknappheit oder einer stärkeren Stromnachfrage wird der Anreiz zu Stromproduktion bzw. -vermarktung aus flexiblen EE-Anlagen erhöht.

Umgekehrt lässt sich jedoch mit dem Instrument nicht gänzlich vermeiden, dass auch weiterhin in Stunden mit geringen Strompreisen (aufgrund eines bereits hohen Stromaufkommens oder einer geringen Stromnachfrage) durch EE-Anlagen weiterhin Strom eingespeist und vermarktet wird. Dies ist der Fall, solange der Strompreis inklusive Zuschlag höher als die variablen Kosten des Betriebs der Anlage ausfällt. Bei niedrigen Marktpreisen ist demnach die Marktsignal- und Steuerungswirkung tendenziell weniger gegeben, als bei hohen Marktpreisen.

Analog zum jetzigen System wird das Signal einer spezifischen Marktstufe (hier Strom-Spotmarkt) gegenüber den Preissignalen der anderen Marktstufen (Terminmarkt und Intraday-Markt) für die Refinanzierung hervorgehoben. Hierdurch kann analog zum jetzigen System eine suboptimale Vermarktungstätigkeit erwartet werden.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Anlagenvollkosten**

Gegenüber dem aktuellen System ist aufgrund der höheren Risikoprämie, die mit der Umstellung auf den prozentualen Aufschlag zunächst verbunden ist, mit einer Erhöhung der Risikoprämie zu rechnen. Die höheren Risikoprämien resultieren aus den Unsicherheiten, die nun durch die eigenen Abschätzungen der Ausschreibungsteilnehmer über die zu realisierenden Vermarktungserlöse über die Nutzungszeit der EE-Anlagen resultieren. Bislang tragen die Letztverbraucher dieses Erlösrisiko. Dies wird durch Kostensenkungen durch das erhöhte systemdienliche Verhalten überkompensiert.

- **Prognostizierbarkeit**

Die Unsicherheit der Marktpreisänderung wirkt sich analog zum jetzigen System auf die Prognostizierbarkeit der EEG-Umlage aus, so dass sich durch die Umstellung auf diese Maßnahme kein positiver Effekt ergibt. Umgekehrt wird durch die Indizierung sogar eine Erhöhung der Unsicherheit durch eine höhere Abhängigkeit von dem schwankenden Marktpreisniveau erreicht.

7.2.4 Investitionskostenzuschuss

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - Komplette Autonomie der Vermarktungsverantwortung - Angeglichenes Vermarktungskalkül zu EEG-Anlagen, die aus ihrer 20-jährigen Förderung laufen (post 2020er Jahre) - Verzerrungsfreies Strommarktpreissignal gewährleistet volkswirtschaftlich optimalen Dispatch und kann dadurch auch einen gewissen Beitrag zur Reduzierung von Redispatch leisten - Für flexible Anlagen wird die Leistungsbereitstellung vergütet und verringert deren Opportunitätskosten zur Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten - Für Investoren kann bessere Synchronisierung mit Ausgabenbelastung zu Beginn der Investitionsphase erreicht werden 	<ul style="list-style-type: none"> - Hohes Know-how bzgl. der Abschätzung zukünftiger Marktpreisentwicklung notwendig - Eingang höherer Marktpreisrisiken als im aktuellen System der gleitenden Marktpremie - Deckungsbeitrag aus Marktpreisen könnte seitens der Marktteilnehmer als sehr niedrig abgeschätzt werden mit der Folge steigender Förderkosten bzw. von Mitnahmeeffekten bei steigenden Großhandelspreisen - Gefahr eines geringeren Anreizes der Sicherstellung einer hohen technischen Anlagenverfügbarkeit

Tabelle 17: Energiewirtschaftliche Bewertung des Investitionskostenzuschusses

Beurteilung Versorgungssicherheit:

- **Systemdienliches Verhalten**

Die Umstellung der Vergütungsart auf einen Investitionskostenzuschuss hat zum Ziel, dass das Marktpreissignal unverzerrt zur maßgeblichen Steuerungsgröße für den Anlageneinsatz einer EE-

Anlage wird. Hierdurch ist eine Zunahme der abgeschalteten oder gedrosselten Energieerzeugung aus EE-Anlagen bei negativen Strompreisen gegenüber dem Status quo zu erwarten.

Die Teilnahme am Systemdienstleistungsmarkt wird durch den Wegfall einer an die Erzeugung gekoppelten Vergütung deutlich gestärkt, da die Opportunitätskosten der Vorhaltung von Leistung durch den Wegfall der Marktprämie deutlich sinken. Auch gewinnt die Zwischenspeicherung des erzeugten Stromes bei negativen Strompreisen, um die Vermarktungserlöse zu erhöhen, an Bedeutung.

Der daraus resultierende Anreiz kann auch den Bedarf an Redispatch tendenziell reduzieren (bzw. Netzengpässe tendenziell abmildern).

Der Anreiz für eine Gewährleistung einer hohen technischen Anlagenverfügbarkeit sinkt seitens des Anlagenbetreibers (da die Erlöse bei aktuellem Marktpreisniveau überwiegend aus dem Investitionskostenzuschuss abgesichert sind). In Folge könnten Betreiber bestrebt sein, Wartungskosten zu reduzieren mit der Folge einer geringeren Anlagenverfügbarkeit.

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Marktintegration**

Im Falle von Investitionskostenzuschüssen verbleiben die Vermarktungsentscheidung und die damit verbundene Risikoallokation vollständig beim Betreiber der EE-Anlage. Ihm obliegt es entsprechend seiner individuellen Risikopräferenz, die Vermarktung auf den einzelnen Marktstufen vom Termin- bis zum Intraday-Markt durchzuführen.

Im Rahmen einer Analyse¹³ im Jahr 2014 hat BET einen durchschnittlich höheren Ertrag bei Umstellung der Vermarktung auf den kurzfristigen Terminmarkt als am Spotmarkt für den Betrachtungszeitraum nachgewiesen. Es ist somit wahrscheinlich, dass bei vollständiger unverzerrter eigenverantwortlicher Vermarktungsentscheidung gegenüber der aktuellen am Spot- und Intraday-Markt indizierten Vergütung, ein höherer marktlicher Refinanzierungsanteil entstehen kann. Hierzu beitragen kann auch die weitere Öffnung der Systemdienstleistungsmärkte für fEE, wie aktuell für die Sekundärregelung und Minutenreserve geschehen. Durch die Verkürzung der Produktzeiten und der Umstellung auf eine kalendertägliche Ausschreibung sind die Eintrittsbarrieren von fEE reduziert und damit Möglichkeiten geschaffen worden, insbesondere bei Umstellung des Vergütungsregimes auch verstärkt auf diesen Marktstufen aktiv zu werden.

Mit der Umstellung der Förderung von EE auf leistungsorientierte Investitionskostenzuschüsse gleichen sich die Vermarktungskalküle von Neuanlagen und Altanlagen, deren 20-jährige EEG-Förderung ausläuft, weiter an. Aufgrund des Wegfalls der Marktprämie ist die Einsatzentscheidung nach dem Strompreissignal zwischen beiden Anlagen vergleichbar.

- **Umsetzbarkeit**

Aus Sicht des Auktionators und Regulators führt die Umstellung auf Investitionskostenzuschüsse zu wenigen Änderungen. Für Projektentwickler und Auktionsteilnehmer verändert sich jedoch grundsätzlich die Förderlogik. Die Akteure haben sich deutlich intensiver als bisher mit dem Strommarkt und dessen Entwicklung zu beschäftigen, um mittel- bis langfristige Vermarktungserlöse abzuschätzen. Die Komplexität in der Erlösabschätzung und Gebotslegung wird damit für Marktteilnehmer zunächst erhöht.

Die Komplexität für den Direktvermarkter in der Vermarktungsentscheidung steigt, da dieser bisher nahezu ausschließlich eine risikoarme Vermarktung am Day-Ahead und Intraday-Markt vornimmt.

¹³ B E T, Ecofys, BBH (2014): Fortentwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus.

Die Datenübermittlung zur Berechnung der Marktprämie und die damit verbundenen Zahlungsflüsse können zukünftig entfallen.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Anlagenvollkosten**

Bei Beurteilung des Senkungspotentials der jährlichen Förderkosten müssen drei Sachverhalte beurteilt werden, die jeweils unterschiedlich wirken.

Gegenüber dem bisherigen System ergeben sich Kostensenkungspotentiale dadurch, dass im Rahmen einer dynamischen Investitionsrechnung die Marktprämie bei 20-jähriger Laufzeit insb. in den letzten 5 Jahren im Barwert deutlich abgestuft wird. Bei einer Ausgestaltung des Investitionskostenzuschusses als direkte Auszahlung bei Errichtung und Inbetriebnahme der EE-Anlage verbessert sich die Kongruenz zwischen Auszahlungen und Einzahlungen. Daneben dürften sich durch die Erhöhung der Kongruenz der erforderliche Zwischenfinanzierungsbedarf und die damit verbundenen Fremdkapitalkosten sowohl im Niveau als auch spezifisch im Zinssatz (durch geringeres Risiko des Fremdkapitalgebers) verringern.

Dem zu erwartenden, leicht höheren marktlichen Refinanzierungsanteil zur Senkung der Förderkosten und dem besseren Refinanzierungskonditionen steht bei Umstellung des Systems eine höhere zu erwartende Risikoprämie zum Ausgleich der Marktpreisrisiken im Rahmen des Gebotsprozesses entgegen. Die Höhe der Risikoprämie kann ex ante nicht beziffert werden und hängt von der weiteren Entwicklung der Liquidität des langfristigen Terminmarktes (als Instrument der Absicherung von Marktpreisrisiken) und von der Wettbewerbsintensität im Rahmen der weiteren Marktentwicklung ab.

Durch die komplette Vermarktungsautonomie und Teilnahme an Systemdienstleistungsmärkten kann mit einer erhöhten marktlichen Refinanzierung gegenüber dem Status quo gerechnet werden.

- **Transaktionskosten**

Die Transaktionskosten sollten leicht sinken, da die Abrechnungsprozesse und der Datenaustausch zur Formulierung der Marktprämie nicht mehr notwendig sind. Daneben kann die Regelung zum Umgang mit der Vergütung bei negativen Preisen entfallen.

- **Prognostizierbarkeit**

Die Prognostizierbarkeit der zukünftigen Kosten zum Zeitpunkt der Auktionsrückaufteilung ist vollständig gegeben, da Marktpreisänderungen auf den Förderungsbedarf keinen weiteren Einfluss haben. Die Planbarkeit des Förderbedarfs noch nicht durchgeführter Auktionen ist äquivalent zu den anderen Vergütungsarten beschränkt, da die individuelle Prognose der zukünftigen Erträge am Markt seitens der einzelnen Marktteilnehmer das geforderte Gebot bestimmt.

Bei der optionalen Indizierung an das jährliche Base-Niveau ist die Prognostizierbarkeit auf die damit verbundenen Grenzen beschränkt, innerhalb derer der Investitionskostenzuschuss angepasst wird.¹⁴ In diesem Zusammenhang existiert somit weiterhin eine Rückwirkung der für die Zukunft nicht exakt prognostizierbaren Strompreisänderungen am Markt auf die Förderkosten.

¹⁴ Im Falle eines Anstiegs des Base-Preises würde sich der jährliche Investitionskostenzuschuss verringern. Bei einem Abfall würde er sich erhöhen. Dieser Mechanismus würde aber nur innerhalb einer vorab festgelegten und kommunizierten Bandbreite des Base-Preises vorgenommen werden. Hierbei wäre beispielsweise eine Bandbreite von 20 -50 €/MWh denkbar.

7.3 Dimension Räumliche Steuerung

Im Folgenden werden die Vorschläge zur räumlichen Steuerung des Zubaus von neu zu errichtenden EE-Anlagen energiewirtschaftlich hinsichtlich der jeweiligen Zielerreichung qualitativ bewertet und eingeordnet.

		Leistungs- bilanzierungs- modell	EinsMan-Modell	G-Komponente	
Versorgungs- sicherheit	deutschlandweit verteilter Zubau	+	+	+	
	Systemdien- liches Verhalten	Verminderung Netzengpässe und Abregelungsbedarf	+	+	+
		systemdienlicher Anlageneinsatz	o	o	o
Nachhaltigkeit	Effektivität	Steuerbarkeit Zubaumenge	o	o	
		Erreichung Ausbaupfade	o	o	
	Marktintegration	Erhöhung des marktlichen Refinanzierungs- anteils	+	+	o
		Öffnung weiterer Marktstufen für EE-Anlagen	o	o	o
	Umsetzbarkeit	-	-	-	
	Verteilungs- effekte	Beeinflussbarkeit der umzulegenden Förderkosten	o	o	o
Erhalt deutschland- weiter Beteili- gungsmöglichkeit am EE-Ausbau		+	+	+	
Wirtschaftlichkeit	Anlagenvollkosten	-	-	o	
	Systemkosten	+	+	+ / o	
	Transaktionskosten	-	-	-	
	Prognostizierbarkeit EEG-Umlage	o	o	o	

Tabelle 18: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der räumlichen Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen

7.3.1 Leistungsbilanzierungsmodell

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - Harmonisierung EE-Zubau und Netzentwicklungsplanung - Ermöglichung eines deutschlandweiten EE-Zubaus - Absenkung der Abregelungs- und Redispatchmaßnahmen für neu zugebaute EE-Anlagen durch den Steuerungsmechanismus 	<ul style="list-style-type: none"> - Bei Kombination mit technologieübergreifender Ausschreibung schwer zu parametrieren - Tendenzielle Erhöhung der Förderkosten, insbesondere bei technologieübergreifender Ausschreibung - Transaktionskosten für Durchführung der Ausschreibungen steigen

Tabelle 19: Energiewirtschaftliche Bewertung des Leistungsbilanzierungsmodells

Beurteilung Versorgungssicherheit:

- **Deutschlandweit verteilter Zubau**

Ein deutschlandweit zu erfolgender Zubau von EE-Anlagen ist mit dem Leistungsbilanzierungsmodell zu erreichen. Der Zubau muss dabei jedoch nicht zwangsläufig für jede erneuerbare Technologie verteilt über Deutschland garantiert sein, sofern das Instrument in Kombination mit einer technologieübergreifenden Ausschreibung kombiniert wird. Das Modell ließe sich aber auch technologie-spezifisch, d. h. für jede erneuerbare Technologie einzeln anwenden.

- **Systemdienliches Verhalten**

Die Einführung des Leistungsbilanzierungsmodells verringert den Bedarf an Einspeisemanagementmaßnahmen und den Umfang von Redispatchmaßnahmen, der von bzw. durch neu zugebaute EE-Anlagen durch (temporär) kritische räumliche Verteilung ausgelöst würde. Das Modell verbessert damit die Systemdienlichkeit von Neuanlagen.

Zu unterscheiden sind die lokalen und die überregionalen Wirkungen. Durch die bessere überregionale Standortallokation können vermehrte Netzengpässe und Redispatchaufwände aufgrund zur Netzentwicklungsplanung asymmetrischer Zubauten vermindert werden. Lokale Netzausbaubedarfe in Verteilnetzen werden durch dieses Instrument nicht berührt. Insoweit ist das Leistungsbilanzierungsmodell im Vergleich zu den beiden anderen Ausgestaltungsoptionen etwas schlechter zu beurteilen.

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Umsetzbarkeit**

Die Umsetzbarkeit ist vergleichsweise einfach, auch wenn zusätzliche Aufwendungen für die nachträgliche Auswertung der Aktionen resultieren. Weiterhin ist lediglich nur eine Ausschreibung vorzunehmen. Schwieriger stellt sich die Parametrierung des Korrekturfaktors in dem Modell dar, insbesondere wenn technologieübergreifend ausgeschrieben werden sollte.

- **Verteilungseffekte**

Mit dem Leistungsbilanzierungsmodell wird die deutschlandweite Beteiligungsmöglichkeit am EE-Zubau erhöht. Regionen, die heute weniger zum EE-Zubau beitragen, werden grundsätzlich wieder gestärkt.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Anlagenvollkosten**

Durch den möglichen Eingriff und die Umsortierung der Gebots-Merit-Order mit einem oder mehreren Korrekturfaktoren (je nachdem ob weiterhin technologiespezifisch oder technologieübergreifend ausgeschrieben wird) erhalten teurere Gebote im Sinne einer wirksamen Umsetzung des Instruments gegenüber günstigeren einen Zuschlag. Dies wirkt dem Ziel der Förderkostensenkung entgegen. Die Höhe der Mehrkosten, die aus der Einführung des Leistungsbilanzierungsmodells resultieren können, ist von weiteren Ausgestaltungsparametern eines ganzheitlichen Ausschreibungsverfahrens abhängig und kaum für sich alleinstehend bewertbar.

Zur Operationalisierung des Modells ist beim Zuschnitt der Regionen zu beachten, dass eine hinreichende Marktliquidität sichergestellt ist, also ausreichend Gebote für eine wettbewerbliche Preisfindung vorliegen. Da in diesem Modell eine Unterteilung Deutschlands lediglich in zwei bis drei Regionen vorgesehen ist, sollte Marktliquidität im Normalfall vorliegen. Eine ausreichende Marktliquidität stellt sicher, dass die Möglichkeiten zur Abschöpfung von Produzentenrenten (überhöhte Gebotsforderung durch Wettbewerbsverzerrungen) für Auktionsteilnehmer reduziert werden.

- **Systemkosten**

Die Bilanzierung der Mengen des Leistungszubaus für Regionen erfolgt zunächst technologieübergreifend. Insofern können sich technologiespezifisch betrachtet durchaus Abweichungen gegenüber der Netzentwicklungsplanung ergeben, so dass die Notwendigkeit eines weiteren, zusätzlichen Ausbaus an Stromtransportnetzen nicht ausgeschlossen werden kann. Eine technologiespezifische Anwendung des Leistungsbilanzierungsmodells ist darüber hinaus ebenfalls möglich, was die zuvor beschriebene Problematik entschärfen würde.

Die Ausgestaltungsoption reduziert im Ergebnis jedoch den potentiell zusätzlichen, über die Netzentwicklungsplanungen hinausgehenden Ausbaubedarf des Übertragungsnetzes. Eine Berücksichtigung zusätzlicher Infrastrukturkosten (bspw. auf Verteilnetzebene) in der Vergütungszahlung an den Anlagenbetreiber erfolgt mit dem Instrument jedoch nicht.

Höheren Förderkosten stünden Einsparungen gegenüber, die aus geringeren Einspeisemanagement- und Redispatchmaßnahmen resultieren, da EE-Anlagen in Regionen installiert werden, in welchen sie tendenziell keine zusätzlichen, insbesondere überregionale, Netzengpässe zur Folge haben.

- **Transaktionskosten**

Der Verwaltungsaufwand zur Abwicklung einer Ausschreibung wird durch die Modelleinführung erhöht. Sowohl die Festlegung des Korrekturfaktors, als auch die nachträgliche Umsortierung der Gebots-Merit-Order entsprechend dem Wirkmechanismus des Modells führen zu zusätzlichen Arbeitsschritten und Kosten.

- **Prognostizierbarkeit**

Sofern das aktuelle Umlageregime zur Bestimmung der Höhe der EEG-Umlage herangezogen wird, ergibt sich trotz Modelleinführung gegenüber dem Status quo keine Änderung. Die Höhe der finalen Vergütungsprämien für neu in Betrieb zu nehmende EE-Anlagen fallen erst nach Zuschlagserteilung an, also zeitlich verzögert. Bei Inbetriebnahmefristen von einem bis zweieinhalb Jahren für die unterschiedlichen erneuerbaren Technologien ließen sich die aus einer angepassten Gebots-Merit-Order zusätzlich resultierenden Vergütungsbedarfe in der Bestimmung der EEG-Umlage mindestens für das Folgejahr berücksichtigen.

7.3.2 Einspeisemanagement-Modell

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">- Grundsätzliche Reduzierung der Redispatch- und Abregelungsmaßnahmen für neu zugebaute EE-Anlagen durch den Steuerungsmechanismus- Ermöglichung eines deutschlandweiten EE-Zubaus	<ul style="list-style-type: none">- Tendenzielle Erhöhung der Förderkosten- Höherer Umsetzungsaufwand aufgrund Kleinteiligkeit des Steuerungsmechanismus

Tabelle 20: Energiewirtschaftliche Bewertung des EinsMan-Modells

Beurteilung Versorgungssicherheit:

- **Deutschlandweit verteilter Zubau**
Ein über Deutschland verteilter Zubau ist mit dem Modell nicht zwangsläufig gewährleistet. Der Steuerungsmechanismus greift erst, wenn ein kritischer Abregelungsanteil an EE-Strom für eine regionale Netzgruppe überschritten wird. Um mit diesem Instrument eine ausgewogene Verteilung des Zubaus über ganz Deutschland anzureizen, käme es darauf an, Zu- oder Abschläge sorgfältig gegenüber den Mehrkosten z. B. süddeutscher Waldstandorte von Windenergieanlagen vorzunehmen.
- **Systemdienliches Verhalten**
Die Notwendigkeit zur Durchführung von Einspeisemanagementmaßnahmen und hieraus folgenden Redispatchmaßnahmen wird mit dem Modell aktiv reduziert. Durch den Eingriff in die Standortwahl von geplanten neuen EE-Anlagen wird der erwartete Bedarf dahingehend reduziert, dass im Übertragungsnetz zumindest einer Verschärfung der Netzengpassproblematik durch falsch verortete, neu hinzukommende EE-Anlagen entgegengewirkt wird. Allerdings werden durch überregionale Lastflüsse verursachte Netzengpässe und Redispatchkosten nicht gemindert. In Verteilnetzen wird durch dieses Instrument der Netzausbaubedarf gemindert.

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Umsetzbarkeit**
Aufgrund des kleinteiligeren Steuerungsmechanismus in diesem Modell, das auf regionalen Netzgruppen beruht, erhöht sich der Aufwand für die Umsetzung. Für Ausschreibungsteilnehmer steigt die Komplexität bereits in der Projektentwicklung, da die Wirkung des Modells zu antizipieren ist, um ggf. auf andere Standorte und Regionen auszuweichen.
- **Verteilungseffekte**
Mit dem Modell wird der regional verteilte Zubau grundsätzlich erhöht, allerdings auch nicht garantiert. Es steigen aber die Zuschlagschancen für Projekte in Regionen, die vorher weniger zum EE-Zubau beigetragen haben.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Anlagenvollkosten**
Um eine geänderte räumliche Verteilung der bezuschlagten Gebote/Projekte zu erreichen, kommt es gegebenenfalls zu einer Anpassung der Gebots-Merit-Order. Mit dem potentiellen Eingriff in die Gebots-Merit-Order und einer Bezuschlagung von teureren Geboten/Projekten geht auch ein Anstieg der gesamten Vergütungsbedarfe einher. Diese reduzieren sich ein Stück weit bzw. werden relativiert durch geringere Einspeisemanagement- bzw. Redispatchmaßnahmen.

Auch für dieses Modell fällt eine Quantifizierung der Mehrbelastungen schwer, ohne weitere Festlegungen zur Ausgestaltung des Förderregimes insgesamt zu setzen.

- **Systemkosten**
Höheren Vergütungszahlungen für Anlagen an zweitbesten Standorten stehen geringere Einspeisemanagement- bzw. Redispatchmaßnahmen gegenüber. Durch den räumlichen Steuerungsmechanismus wird einer Verschärfung von Netzengpässen und dem daraus resultierenden zusätzlichen Netzausbaubedarf gegengewirkt.
- **Transaktionskosten**
Für den Auktionator ergeben sich Erfordernisse zur Umordnung der Gebote gemäß den zuvor zu definierenden Gebotsaufschlägen. Der Verwaltungsaufwand zur Abwicklung der Auktionen steigt. Der Mehraufwand sollte insoweit überschaubar sein, da grundsätzlich die erforderlichen Auswertungen bereits vorliegen sollten. Diese stellen die Grundlage zum Bedarf der räumlichen Steuerung und der Notwendigkeiten zum Eingriff in die Auktion dar.
- **Prognostizierbarkeit**
Sofern das aktuelle Umlageregime zur Bestimmung der Höhe der EEG-Umlage herangezogen wird, ergibt sich gegenüber dem Status quo keine größere Änderung. Die Vergütungsbedarfe fallen nach Zuschlagserteilung, also zeitlich verzögert an. Bei Inbetriebnahmefristen von einem bis zweieinhalb Jahren für die unterschiedlichen erneuerbaren Technologien ließen sich die aus einer angepassten Gebots-Merit-Order zusätzlich resultierenden Vergütungsbedarfe in der Bestimmung der EEG-Umlage mindestens für das Folgejahr berücksichtigen.

7.3.3 G-Komponente

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - Senkung der Abregelungs- und Redispatchbedarfe 	<ul style="list-style-type: none"> - Tendenzielle Erhöhung der Förderkosten - Netz(engpass)situation im Übertragungsnetz bleibt unberücksichtigt - Sehr kleinteilige Steuerungskomponente mit hohem Parametrierungsaufwand

Tabelle 21: Energiewirtschaftliche Bewertung einer G-Komponente

Beurteilung Versorgungssicherheit:

- **Deutschlandweit verteilter Zubau**
Die Möglichkeit eines weiterhin deutschlandweit erfolgenden Zubaus von EE-Anlagen ist mit dem Instrument ermöglicht, allerdings nicht garantiert. Auch hier hängt die Steuerungswirkung von der sorgfältigen Parametrierung ab. Der räumliche Steuerungseingriff erfolgt im Vergleich zu den übrigen Modellen sehr kleinteilig, auf Ebene von Landkreisen. Eine Zuweisung von Mindestkontingenten für Regionen oder Landkreise ist in dem Vorschlag nicht vorgesehen. Im Extremfall kann bspw. eine Zuschlagserteilung von Windenergie-Projekten schwerpunktmäßig im Norden und/oder von PV-Projekten im Süden Deutschlands erfolgen.
- **Systemdienliches Verhalten**
Das Instrument würde aufgrund der Berücksichtigung der Lastsituation im Verteilnetz zu einem reduzierten Abregelungs- und Redispatchbedarf führen. Auf Übertragungsnetzebene, also dem vorge-

lagerten Netz, können jedoch weiterhin Netzengpässe bestehen bleiben. Der beschriebene Steuerungsmechanismus fokussiert auf die Netzsituation im Verteilnetz.

Auf den Einsatz und die Fahrweise von einmal errichteten EE-Anlagen hat dieser Mechanismus keinen Einfluss.

Mit einer Ausgestaltung der G-Komponente wie z. B. in Großbritannien als (näherungsweise) aufkommensneutrales Bonus-Malus-Modell (übersetzt auf deutsche Verhältnisse: positiver Netz-Leistungspreis im Norden als Malus, negativer Leistungspreis im Süden als Bonus) wäre auch eine überregionale Steuerung und Entlastung des Übertragungsnetzes möglich.

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Umsetzbarkeit**

Die Komplexität in der Förderung von Neuanlagen würde durch die erforderlichen Auswertungen zur Bestimmung „kritischer“ Landkreise deutlich erhöht werden. Das Modell steuert auf Ebene der Landkreise und ist damit noch kleinteiliger als das Einspeisemanagement-Modell.

- **Verteilungseffekte**

Auch mit diesem Regionalisierungsansatz wird die Beteiligungsmöglichkeit am deutschlandweiten EE-Zubau erhöht, allerdings auch nicht garantiert. Es steigen aber die Zuschlagschancen für Projekte in Regionen, die vorher weniger am EE-Zubau beigetragen haben.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Anlagenvollkosten**

Aus der Umverteilung der Gebote aufgrund des Verteilnetzzuschlags resultieren zwangsläufig höhere Förderkosten nach EEG, da nunmehr die zweitbesten Projekte einen Zuschlag erhalten. Dem stehen eingesparte Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement gegenüber.

- **Systemkosten**

Erhöhte Förderkosten werden in dem Modell relativiert durch geringe Kosten für Netzentgelte oder geringe Einspeisemanagementmaßnahmen. Das Saldo aus kostensteigernden (höhere Förderkosten) und -senkenden Effekten hängt von der Parametrisierung ab und bedarf weiterer quantitativer Analysen.

Eine Harmonisierung der Standortallokation von EE-Anlagen mit der Netzentwicklungsplanung ist je nach konkreter Ausgestaltung zur Bestimmung des Aufschlags möglich. Im vorliegenden Vorschlag wird jedoch maßgeblich auf die Netzlast und Ausbaubedarfe im Verteilnetz abgestellt, sodass die Harmonisierung mit der Netzentwicklungsplanung nicht im Fokus des Vorschlags steht.

- **Transaktionskosten**

Der Verwaltungsaufwand wird sich für den Regulator zur Umsetzung des Modells erhöhen. Für den Auktionator ergibt sich der Aufwand für die nachträgliche Umordnung der Gebote.

- **Prognostizierbarkeit**

Es besteht keine direkte Beeinflussung. Aufgrund der zeitversetzten Inbetriebnahme von bezuschlagten Geboten ergeben sich für die EEG-Umlagebestimmung des Folgejahres keine Änderungen.

7.4 Dimension Systemintegration

Im Folgenden werden die beiden Vorschläge zur Weiterentwicklung der Systemintegration von Erneuerbaren Energien energiewirtschaftlich hinsichtlich der jeweiligen Kriterien qualitativ bewertet und eingeordnet.

		Aussetzen / Reduktion der Entschädigung bei Einspeisemanagement	Aussetzen Vergütung bei negativen Strompreisen
Versorgungssicherheit	deutschlandweit verteilter Zubau	-+	0
	systemdienliches Verhalten Verminderung Netzengpässe und Abregelungsbedarf	+	+
	systemdienlicher Anlageneinsatz	+	+
Nachhaltigkeit	Effektivität Steuerbarkeit Zubaumenge	0	0
	Erreichung Ausbaupfade	0	0
	Marktintegration Erhöhung des marktlichen Refinanzierungsanteils	+	0
	Öffnung weiterer Marktstufen für EE-Anlagen	0	0
	Umsetzbarkeit	+	+
	Verteilungseffekte Beeinflussbarkeit der umzulegenden Förderkosten Erhalt deutschlandweiter Beteiligungsmöglichkeit am EE-Ausbau	0	0
Wirtschaftlichkeit	Anlagenvollkosten	-	-
	Systemkosten	+	+
	Transaktionskosten	+	0
	Prognostizierbarkeit EEG-Umlage	-	-

Tabelle 22: Energiewirtschaftliche Bewertung der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung der Systemintegration

7.4.1 Aussetzen bzw. Absenken der Entschädigungszahlung bei Einspeisemanagementmaßnahmen

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - Indirektes räumliches Steuerungsinstrument des Zubaus von EE-Anlagen gemäß Netzbelastung - Abschaffung von Vergütungszahlungen für Strom, der dem Stromsystem nicht zur Verfügung steht - Förderung lokaler Stromnutzungen oder Zwischenspeicherungen für ansonsten abgeregelten Strom aus EE-Anlagen - Vereinfachung des Verwaltungsaufwands für Netzbetreiber durch Wegfall der Abrechnungserfordernisse - Netzentgelte werden entastet 	<ul style="list-style-type: none"> - Mangelnde Verursachungsgerechtigkeit in Zuordnung von potentieller Netzüberlast und physikalischer Verantwortung der Erzeugungsanlage - Risiken des Erlösausfalls führen zu höheren Risikoprämien im Gebotsprozess und damit zu höheren Geboten - EE-Anlagenbetreiber tragen Risiken, die sie nicht vollumfänglich selbst beeinflussen können, Verursachungsgerechtigkeit ist nicht vollständig gegeben

Tabelle 23: Energiewirtschaftliche Bewertung des Aussetzens der Entschädigungszahlungen bei Einspeisemanagementmaßnahmen

Beurteilung Versorgungssicherheit:

- **Deutschlandweit verteilter Zubau**

Das Instrument gewährleistet grundsätzlich weiterhin einen deutschlandweiten Zubau von EE-Anlagen. Allerdings wird ein Zubau in Regionen, in denen es heute oder perspektivisch zu hohen Einspeisemanagementmaßnahmen und Abregelungen von EE-Anlagen kommt, unattraktiver gestaltet und damit ein implizites räumliches Allokationssignal hinsichtlich der Standortwahl einer neu zu errichtenden EE-Anlage geschaffen. Es obliegt dem Projektentwickler bzw. Anlagenbetreiber diesem Signal zu folgen oder nicht und damit ggf. auf künftige Vermarktungserlöse aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen zu verzichten. Die effiziente Entfaltung dieses Allokationssignals hängt jedoch von der Prognosemöglichkeit der Marktteilnehmer und des zukünftig zu erwartenden Abregelungsbedarfes für Regionen ab. Neben dem Ausbau der Stromnetze entscheiden auch lokale Maßnahmen (z. B. Einbau regelbare Ortsnetztransformatoren bzw. die Etablierung von regionalen Flexibilitätsmärkten zur Steuerung der Netzbelastung) über die Höhe des Anfalls von Einspeisemanagementmaßnahmen in einzelnen Regionen.

- **Systemdienliches Verhalten**

Durch den Wegfall/die Reduzierung der Entschädigungszahlung werden die Opportunitätskosten alternativer Stromverwendungsmöglichkeiten, die mit Vermarktungserlösen verbunden sind, auf die Grenzkosten der Stromerzeugung der EE-Anlage gesenkt und somit deutlich attraktiver gegenüber dem Status quo gestellt. Die Risiken für Erlösausfälle aufgrund von Abregelungsmaßnahmen können durch EE-Anlagenbetreiber abgemildert werden, indem sie bspw. lokale Stromanwendungen wie Power-to-Heat-Anlagen ausbauen oder den Strom zwischenspeichern.

Der stärkere Anreiz, überlastete Netze zu meiden oder aber lokale Speicher vorzusehen, kann tendenziell Netzengpässe und daraus resultierenden Redispatch vermindern. Strukturelle Nord-Süd-Lastflüsse z. B. durch den Ausbau von Offshore-Wind mit hohen Vollbenutzungsstunden können dadurch nicht grundsätzlich beseitigt werden, sondern nur durch den Ausbau der DC-Korridore gewährleistet werden. Umgekehrt könnte durch das Instrument der ökonomische Druck auf die ÜNB zum bedarfsgerechten Netzausbau nach EnWG geringer werden.

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Effektivität**

Bei verzögertem Netzausbau können für Projektentwickler und Anlagenbetreiber erhöhte Risiken entstehen. Hierdurch könnte die Akteursvielfalt leiden, da nur größere Marktteilnehmer in der Lage sind, die damit verbundenen Risiken und Erlösausfälle zu tragen, was grundsätzlich die Marktliquidität und den Ausschreibungswettbewerb einschränken könnte.

- **Marktintegration**

Die Marktintegration wird für jenen Teil der Stromerzeugung verbessert, für den eine Abregelung erfolgen würde und für den der EE-Anlagenbetreiber somit durch den Vorschlag angereizt wird, nach alternativen Nutzungs- und Vermarktungsmöglichkeiten zu suchen, bspw. in Form der lokalen Sektorenkopplung (Power-to-Heat, Power-to-Gas) oder Stromzwischenlagerung.

- **Umsetzbarkeit**

Die Risiken für den Anfall von Einspeisemanagementmaßnahmen und damit Vergütungsausfällen über die Nutzungszeit der EE-Anlage werden auf den Projektentwickler und potentiellen EE-Anlagenbetreiber übertragen. Er hat die Risiken von Einspeisemanagementmaßnahmen im Vorfeld der Investitionsentscheidung zu bewerten und in der Standortwahl der EE-Anlage zu berücksichtigen. Für Projektentwickler steigen damit die Anforderungen an die Projektentwicklung und Standortwahl von EE-Anlagen.

Für Netzbetreiber ergeben sich mit dieser Regelung Vereinfachungen gegenüber dem Status quo. Heute haben zunächst Berechnungen über die potentiell erfolgte Stromerzeugung im Abregelungszeitraum zu erfolgen, die anschließend grob zu 95 % erstattet werden, sofern die daraus entgangenen Einnahmen nicht einen Prozent der Jahreseinnahmen übersteigen.¹⁵

Eingeschränkt wird die Umsetzbarkeit des Weiterentwicklungsvorschlags dadurch, dass ein Netzengpass je nach Netzstruktur vielfach nicht konkreten Erzeugungsanlagen zugeordnet werden kann. Eine Verursachungsgerechtigkeit lässt sich kaum herstellen, wenn nicht eindeutig bestimmt werden kann, welche Erzeugungsanlage für eine (drohende) Netzüberlastung verantwortlich ist.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Anlagenvollkosten**

Zu erwarten ist, dass potentielle Einschnitte in den Vermarktungserlösen von Anlagenbetreibern aufgrund der Kappung der Entschädigungszahlung zu höheren Vergütungsforderungen führen und entsprechende Erlösrisiken im Gebot eingepreist werden. Eine Senkung der Vergütungszahlungen ist damit zunächst nicht zu erwarten.

- **Systemkosten**

Der Vorschlag führt zu einer Reduktion des Abregelungsbedarfs für Neuanlagen, da nun das daraus resultierende Erlösrisiko in die Standortwahl eines zu entwickelnden EE-Projekts einfließt. Sofern allerdings die Erlösrisiken geringer sind als das Erlösdelta zur Entwicklung des Projekts an einem zweitbesten Standort mit geringeren Notwendigkeiten zur Durchführung von Einspeisemanagementmaßnahmen, wird sich an der Situation wenig verändern.

Grundsätzlich ist jedoch schon davon auszugehen, dass sich der Abregelungsbedarf für Neuanlagen hierdurch reduzieren lässt. Der erzeugte erneuerbare Strom steht dem System effektiv zur Verfügung. Die abgeschafften Entschädigungszahlungen erhöhen nicht mehr die Netzentgelte.

¹⁵ Übersteigen die entgangenen Einnahmen in einem Jahr 1 Prozent der Einnahmen dieses Jahres, sind die von der Regelung betroffenen Betreiber ab diesem Zeitpunkt zu 100 Prozent zu entschädigen.

- **Transaktionskosten**

Da mit der Umsetzung des Vorschlags die Erfordernisse zur Abrechnung der entgangenen Vermarktungserlöse (und den zu Grunde liegenden Stromerzeugungsmengen) entfallen, reduzieren sich die Verwaltungsaufwendungen für Netzbetreiber.

- **Prognostizierbarkeit**

Die Prognostizierbarkeit wird erschwert, da nunmehr für Neuanlagen zur Bestimmung der EEG-Umlage des Folgejahres die Nichtvergütungen für EE-Anlagen im Rahmen von Einspeisemanagementmaßnahmen (nach dem EEG) bestimmt und in Abzug gebracht werden müssen. Dies erhöht die Komplexität der Umlagebestimmung.

7.4.2 Aussetzen der Vergütung bei negativen Strompreisen (ab Stunde 1)

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> - Unverzerrtes Steuerungssignal des Strommarktes wird an EE-Anlagenbetreiber weitergegeben - Anreiz zur Anlagenflexibilisierung bzw. zur Suche nach alternativen (lokalen) Vermarktungsmöglichkeiten (Speicherung, Sektorenkopplung) des Stroms - Vermeidung eines zusätzlichen Anstiegs der Netzentgelte 	<ul style="list-style-type: none"> - Verringerte Anzahl negativer Preise verringert den Druck auf konventionelle Erzeugungssysteme, Flexibilisierungsmaßnahmen durchzuführen - Erhöhung der Gebotsforderungen/Vergütungszahlungen zur Kompensation entgangener Erlöse zum Status quo

Tabelle 24: Energiewirtschaftliche Bewertung des Wegfalls der Vergütung bei negativen Strompreisen

Beurteilung Versorgungssicherheit:

- **Systemdienliches Verhalten**

Negative Strompreise sind in der Regel ein Zeichen für eine die Stromnachfrage übersteigende Stromerzeugung. Insbesondere bei Wetterbedingungen, die zu einer hohen Auslastung der installierten Wind- und PV-Leistung führen, kommt es zu solchen Situationen. Diese gehen aufgrund der hohen Erzeugungsmengen auch mit Netzengpässen und daraus resultierenden Einspeisemanagementbedarfen für EE-Anlagen einher. Würde nun die Vergütung für Stunden mit negativen Strompreisen ausgesetzt, würde ein Steuerungssignal bestehen, die Erzeugung zu reduzieren. Damit würden auch Netzengpässe und Einspeisemanagementmaßnahmen verringert. EE-Anlagenbetreiber wären zudem angereizt, lokale Stromanwendungen (bspw. lokale Energiespeicher, Power-to-Heat oder Power-to-Gas-Anwendungen) zu nutzen und somit ihren „marktlichen“ Refinanzierungsanteil in Stunden mit negativen Strompreisen zu erhöhen.

Bei der Einführung einer solchen Regelung ist zu bedenken, dass hierdurch eine Reduzierung der CO₂-freien Einspeisung erfolgt. Die Reduzierung negativer Strompreise durch die Abregelung von EE-Anlagen wird dann durch eine höhere fossile Stromerzeugung kompensiert. Dem ökonomischen Vorteil steht somit ein entsprechender ökologischer Nachteil entgegen.

Netzengpässe und Redispatch in Zeiten negativer Strompreise können durch dieses Instrument tendenziell reduziert werden. Redispatchbedarf und Netzengpässe treten aber auch bei positiven Strompreisen auf. Daher ist die Wirkung des Instrumentes etwas geringer ausgeprägt im Vergleich zum Aussetzen der Entschädigung bei EinsMan. Das strukturelle Problem der steigenden Nord-Süd-Lastflüsse wird durch dieses Instrument nicht verbessert.

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Marktintegration**

In Stunden mit negativen Strompreisen würden für EE-Anlagenbetreiber die Opportunitätskosten für die Vermarktung des Stroms aufgrund des Wegfalls bzw. des Absinkens der Vergütung sinken und lokale Stromanwendungen (Energiespeicher oder Sektorenkopplung) oder die Erbringung von Systemdienstleistungen an Bedeutung gewinnen. Der Anteil des marktlichen Refinanzierungsanteils ließe sich hierdurch erhöhen.

Für eine weitere Marktintegration von Erneuerbaren Energien bräuchte es bei negativen Strompreisen jedoch auch flankierende Maßnahmen z. B. zur weiteren Flexibilisierung der wärmebedingten Erzeugung (siehe auch Anmerkung bei der Systemdienlichkeit).

- **Umsetzbarkeit**

Die gesetzliche Regelung zur Vergütung bei negativen Strompreisen wird mit dem Vorschlag vereinfacht. Aus Sicht von Projektentwicklern und künftigen Anlagenbetreibern steigen jedoch die Komplexität und Anforderungen in der Abschätzung der Vermarktungserlöse über den Nutzungszeitraum.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Anlagenvollkosten**

Es ist davon auszugehen, dass Ausschreibungsteilnehmer die Risiken der Erlösausfälle bei negativen Strompreisen in das Gebot einpreisen und die Gebotsforderungen sich damit erhöhen.

- **Systemkosten**

Es wird von einer Reduktion der Abregelungsbedarfe und Netzengpässe ausgegangen, da die Attraktivität zur überregionalen Stromvermarktung aus Sicht des Anlagenbetreibers zurückgeht. Lokale Verwendungsmöglichkeiten oder die Zwischenspeicherung des Stroms gewinnen an Bedeutung. Beides führt zu einer Netzentlastung. Die Kosten für Einspeisemanagementmaßnahmen, die über die Netzentgelte umgelegt werden, ließen sich bei Umsetzung des Vorschlags für Neuanlagen reduzieren.

- **Transaktionskosten**

Es ist davon auszugehen, dass der Umfang an Stunden für neu in Betrieb zu nehmende EE-Anlagen, die keine Vergütung erhalten, zunimmt. Ein daraus resultierender Anstieg der Verwaltungsaufwendungen für Netzbetreiber zur Vergütungsermittlung wird nicht gesehen.

- **Prognostizierbarkeit**

Die Prognose der EEG-Umlage ist nunmehr um die wegfallenden Vergütungsansprüche bei negativen Strompreisen für neu in Betrieb zu nehmende EE-Anlagen zu reduzieren. Hierdurch entstehen weitere Unsicherheiten für die Prognose der EEG-Umlage, insbesondere über den Umfang des Auftretens von negativen Strompreisen für das Folgejahr. Die Prognostizierbarkeit wird somit erschwert.

7.5 Dimension Umlagesystem und Kostenwälzung

Im Folgenden werden die Vorschläge zur Umlagesystematik und Kostenwälzung energiewirtschaftlich hinsichtlich der jeweiligen Zielerreichung qualitativ bewertet und eingeordnet.

		EEG- Streckungsfonds	Dynamisierung EEG-Umlage	Bonus-Malus- Regelung für Effizienz- steigerungen	
Versorgungs- sicherheit	deutschlandweit verteilter Zubau	o	o	o	
	systemdien- liches Verhalten	Verminderung Netzengpässe und Abregelungsbedarf	o	o	o
		systemdienlicher Anlageneinsatz	o	o	o
Nachhaltigkeit	Effektivität	Steuerbarkeit Zubaumenge	o	o	
		Erreichung Ausbaupfade	o	+	
	Marktintegration	Erhöhung des marktlichen Refinanzierungs- anteils	o	o	o
		Öffnung weiterer Marktstufen für EE- Anlagen	o	o	o
	Umsetzbarkeit	+ /-	-	-	
	Verteilungs- effekte	Beeinflussbarkeit an umzulegender Förderkosten	+	o	o
Erhalt deutschland- weiter Beteili- gungsmöglichkeit am EE-Ausbau		o	o	o	
Wirtschaftlichkeit	Anlagenvollkosten	o	o	o	
	Systemkosten	-	o	+	
	Transaktionskosten	+ /-	-	-	
	Prognostizierbarkeit EEG- Umlage	+	-	-	

Tabelle 25: Energiewirtschaftliche Bewertung der der Ausgestaltungsmöglichkeiten zur Weiterentwicklung des Umlagesystems

7.5.1 EEG-Streckungsfonds

Vorteile	Nachteile
- Begrenzt die EEG-Umlage auf Obergrenze und führt zu Planungssicherheit	- Kann bei steigenden Zinsen zu unerwarteten Mehrbelastungen durch Refinanzierungskosten führen

Tabelle 26: Energiewirtschaftliche Bewertung der Einführung eines Energiewendefonds

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Umsetzbarkeit**

Aus Vertriebs- und Endkundensicht erfolgt eine Vereinfachung, da mit der Deckelung ein zu erwartender Höchstbetrag in die eigene Planung eingestellt werden kann.

Aus Sicht des Regulators erhöht sich der dahinterliegende Verwaltungsaufwand für die Zwischenfinanzierung.

- **Verteilungseffekte**

Mit Hilfe des Streckungsfonds und der damit verbundenen Deckelung der EEG-Umlage können die Verteilungseffekte in zeitlicher Dimension (Fälligkeit) gesteuert werden. Der Streckungsfonds adressiert nicht die Verteilung zwischen den jeweiligen Endkundensegmenten (privilegiert und nicht privilegiert).

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Systemkosten**

Die Glättung der EEG-Umlage führt in Summe zu denselben Kosten (von Zinseffekten abgesehen), begrenzt aber eventuell auftretende jährliche Förderspitzen. Zusätzlich entstehen durch die Kreditaufnahme, die notwendig ist für die Verschiebung, Zinskosten, die zu refinanzieren sind. Die Zinskosten dürften bei der aktuellen Marktlage und Zinskonditionen einer KfW gegenüber der zu erwartenden Inflationsrate nur geringfügig den Barwert der Systemkosten beeinflussen.

- **Transaktionskosten**

Im Rahmen der Transaktionskosten und des Verwaltungsaufwands kann für die betroffenen Vertriebseinheiten und Endkunden von einer Abnahme der Transaktionskosten ausgegangen werden, wenn der Deckelungsbetrag so gewählt wird, dass die EEG-Umlage über einen möglichst langen Zeitraum bereits feststeht und somit in den Vertragswerken und Abrechnungen keine jährlichen Anpassungen zu erfolgen haben. Durch die Schaffung der Instanz, welche den Streckungsfond operativ verantwortet, werden naturgemäß neue Transaktions- und Verwaltungskosten geschaffen.

- **Prognostizierbarkeit**

Das mit diesem Modell verbundene Einfrieren der EEG-Umlage auf ein vorab definiertes Niveau gewährleistet Planungssicherheit für Stromvertriebe und Endkunden. Durch das Begrenzen der EEG-Umlage auf einen Kostendeckel steigt deren Prognostizierbarkeit und Planbarkeit, zumindest solange der Deckelungsbetrag niedriger ausfällt als bei Festsetzung entsprechend der aktuellen EEG-Umlage-Systematik. Die später zu refinanzierenden Kosten können berechnet und in die Planungen der weiteren Entwicklung der EEG-Umlage einbezogen werden. Bei kurzfristiger Zinsbindung können sich aber Unsicherheiten durch steigende Zinskonditionen ergeben.

7.5.2 Dynamisierung EEG-Umlage

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">- Verstärkt die Preissignale des Stromgroßhandelsmarktes auf Endkundenebene- Anreiz zur nachfrageseitigen Reaktion auf Strompreise steigt (z. B. Demand Site Management)- Stärkerer Anreiz von Flexibilitätsoptionen zum Ausgleich der volatilen EE-Einspeisung	<ul style="list-style-type: none">- Wirkt nicht auf Industriebetriebe und vermutlich nur in geringem Umfang auf Privathaushalte, solange nicht flächendeckend Smart Meter und Steuerungssysteme eingebaut und entsprechende „smarte“ Haushaltsgeräte angeschafft sind

Tabelle 27: Energiewirtschaftliche Bewertung einer Dynamisierung der EEG-Umlage

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Umsetzbarkeit**
Die EEG-Systematik gewinnt durch die Einführung einer dynamischen EEG-Umlage an Komplexität, da neue Datenaustauschprozesse und Abrechnungssystematiken eingeführt werden müssen.
- **Verteilungseffekte**
Mit der Einführung der dynamischen EEG-Umlage sind Verteilungseffekte zu erwarten. Insbesondere private Haushalte, die ihren Stromverbrauch nur schwer steuern können, werden benachteiligt. Die Verteilungseffekte resultieren zum einen aus der gewünschten Verbrauchsänderung als Reaktion auf preisliche Änderungen. Daneben treten aber auch Verteilungseffekte ohne Verbrauchsveränderungen auf, da abweichende Nachfragecharakteristika zu abweichenden Umlagebelastungen gegenüber dem Status quo führen. Aus diesem Grunde ist zu empfehlen, dass sich die Dynamisierung ggf. nur auf Bereiche niedriger Strompreise auswirken sollte, so dass sich hier durch Lastverlagerung Chancen zur Kostenreduktion der Endkunden ergeben. Aufkommensneutralität würde in diesem Zusammenhang dadurch gewährleistet werden, indem der in diesem Zusammenhang resultierende Aufkommensverlust in die EEG-Umlage der nächsten Abrechnungsperiode gewälzt wird.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Transaktionskosten**
Durch die Einführung des Systems müssen neue Datenaustauschprozesse und Abrechnungsprozeduren eingeführt werden, wodurch die Transaktionskosten steigen werden.
- **Prognostizierbarkeit**
Durch die Kopplung der EEG-Umlage an den Großhandelspreis werden die Einnahmen des EEG-Kontos ungewisser als bisher. Die Unsicherheit über die künftige Entwicklung der Großhandelspreise würde sich auf die EEG-Umlage erweitern. Daher wäre die Planbarkeit der künftigen Förderkosten auch größeren Schwankungen unterworfen, wenn der Dynamisierungsbereich einen großen Anteil der Preise betrifft. Umgekehrt verringert sich der Effekt, wenn nur wenige Stunden im Jahr die Dynamisierung auf Basis der Marktpreise eintritt.

7.5.3 Bonus-Malus-Regelung zur Anreizung von Effizienzsteigerungen

Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none">- Anreiz zur Effizienzsteigerung- Verringerung des notwendigen EE-Ausbaus	<ul style="list-style-type: none">- Direkter Zusammenhang zwischen EEG-Umlage und Effizienz kausal nicht gegeben- Ggf. Auftreten von Mitnahmeeffekten

Tabelle 28: Energiewirtschaftliche Bewertung einer Anpassung der EEG-Umlage nach Durchführung von Energieeffizienzsteigerungen

Beurteilung Nachhaltigkeit:

- **Effektivität**
Steigende Effizienz führt grundsätzlich zu niedrigerem Verbrauch. Aus niedrigerem Verbrauch folgt ein geringerer Ausbaubedarf an EE, um die relativen Ausbau-Quoten-Ziele zu erreichen. Daher ist eine leichte, indirekte Beeinflussung der Zubaumengen möglich.

Beurteilung Wirtschaftlichkeit:

- **Systemkosten**
Wenn sich auf Basis der Bonus-Malus-Regelung ein hoher Anreiz zur Effizienzsteigerung ergibt, kann dies zur Verringerung des Stromverbrauchs führen. Eine Verringerung des Stromverbrauchs hat wiederum eine Erhöhung der relativen Zielerreichung ohne zusätzliche Förderkosten zur Folge. Die Systemkosten sinken durch diesen Effekt.
- **Transaktionskosten**
Mit Einführung der Maßnahme müssten Zertifizierungen und Überwachungen der Effizienzsteigerung eingeführt werden und neue Datenaustauschprozesse organisiert werden. Hierdurch ist mit einer Transaktionskostensteigerung zu rechnen. Im Bereich der Haushalte könnte vereinfacht auf den durchschnittlichen Verbrauch der letzten Jahre zurückgegriffen werden. Der Verbrauch eines Haushalts müsste bereinigt werden um die deutschlandweite Entwicklung, um Effekte wie beispielsweise Witterungsverhältnisse zu exkludieren.
- **Prognostizierbarkeit**
Durch die ungewissere Einnahmenbasis würde sich die Prognostizierbarkeit der EEG-Umlage verschlechtern. Die zusätzliche Komponente der Entscheidung der Nachfrager, ob sie sich effizient verhalten oder nicht, führt zu einer weiteren notwendigen Prognose. Dies erhöht insgesamt die Ungewissheit der Prognose der Einnahmenseite des EEG-Kontos.