

Kurzexpertise

Auswirkungen eines vereinfachten EEG 2.0 auf ausgewählte erneuerbare Energieträger

Für
Greenpeace e.V.

Leonard Krampe
Frank Peter

Berlin, 1. November 2013
23 - 27716

Prognos AG - Das Unternehmen im Überblick

Geschäftsführer

Christian Böllhoff

Präsident des Verwaltungsrates

Gunter Blickle

Handelsregisternummer

Berlin HRB 87447 B

Rechtsform

Aktiengesellschaft nach schweizerischem Recht

Gründungsjahr

1959

Tätigkeit

Prognos berät europaweit Entscheidungsträger in Wirtschaft und Politik. Auf Basis neutraler Analysen und fundierter Prognosen werden praxisnahe Entscheidungsgrundlagen und Zukunftsstrategien für Unternehmen, öffentliche Auftraggeber und internationale Organisationen entwickelt.

Arbeitsprachen

Deutsch, Englisch, Französisch

Hauptsitz

Prognos AG

Henric Petri-Str. 9

CH-4010 Basel

Telefon +41 61 3273-310

Telefax +41 61 3273-300

info@prognos.com

Weitere Standorte

Prognos AG

Goethestr. 85

D-10623 Berlin

Telefon +49 30 52 00 59-210

Telefax +49 30 52 00 59-201

Prognos AG

Science 14 Atrium; Rue de la Science 14b

B-1040 Brüssel

Telefon +32 2808-7209

Telefax +32 2808-8464

Prognos AG

Nymphenburger Str. 14

D-80335 München

Telefon +49 89 954 1586-710

Telefax +49 89 954 1586 288-710

Prognos AG

Wilhelm-Herbst-Str. 5

D-28359 Bremen

Telefon +49 421 51 70 46-510

Telefax +49 421 51 70 46-528

Prognos AG

Schwanenmarkt 21

D-40213 Düsseldorf

Telefon +49 211 91316-110

Telefax +49 211 91316-141

Prognos AG

Friedrichstr. 15

D-70174 Stuttgart

Telefon +49 711 3209-610

Telefax +49 711 3209-609

Internet

www.prognos.com

Inhalt

1	Hintergrund und Aufgabenstellung	1
2	Energieträgerübergreifende Auswirkungen	3
2.1	Inflationseffekt bei nominalen Vergütungssätzen und realen Stromgestehungskosten	3
2.2	Technikspezifischer, zubauabhängiger Degressionssatz für die Vergütung	4
2.3	Eigenstromerzeugung	5
3	Auswirkung eines einheitlichen Vergütungssatzes auf ausgewählte erneuerbare Energieträger	6
3.1	Auswirkungen auf Wind Onshore	6
3.2	Auswirkungen auf Wind Offshore	6
3.3	Auswirkungen auf Freiflächen-Solarkraftwerke	7
3.4	Auswirkungen auf Photovoltaik Aufdachanlagen	7
3.5	Auswirkungen auf Bioenergien	8
4	Fazit	9

Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Mittlere Stromgestehungskosten (LCOE) der erneuerbaren Erzeugungsarten nach Regionen, in Cent ₂₀₁₂ /kWh (20 Betriebsjahre ab 2015)	2
Abbildung 2:	Inflationswirkung auf den Vergütungssatz	3
Tabelle 1:	Anpassung der Stromgestehungskosten auf 2015er Preisbasis, in Cent ₂₀₁₅ /kWh	2

1 Hintergrund und Aufgabenstellung

(1) Die Prognos AG erhielt im Oktober 2013 den Auftrag von Greenpeace e.V. die Auswirkungen einiger Vorschläge aus der Konzeptpapier „Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Markt-design-Prozess“¹ von Agora Energiewende mit den gewonnenen Erkenntnissen aus der ebenfalls im Oktober von Prognos veröffentlichten Studie „Entwicklung von Stromproduktionskosten“² in einer Kurzexpertise zu untersuchen. Besonderes Augenmerk sollte dabei auf den Auswirkungen eines einheitlichen Vergütungssatzes auf einzelne erneuerbare Energieträger liegen.

(2) Die Autoren von Agora Energiewende fordern in ihrem Konzept eine „zeitnahe Verabschiedung eines radikal-vereinfachten EEG 2.0 im ersten Halbjahr 2014“ und schlagen unter anderem „eine Vergütungs-Obergrenze für alle neuen Anlagen aus erneuerbaren Energieträger in Höhe von 8,9 Cent/kWh“ vor. Des Weiteren sieht das Konzept u. a. eine zubauabhängige Degression der Vergütungssätze, die Abschaffung des 52-GW-PV-Deckels und der Importzölle für chinesische PV-Module sowie der Flächenrestriktionen für Freiflächen-Solarkraftwerke vor. Gleichzeitig soll das Referenzertragsmodell für Wind Onshore überarbeitet werden. Wind Offshore soll ab dem Jahr 2017 zusätzlich zu dem einheitlichen Vergütungssatz eine Innovationsprämie von maximal 5 Cent/kWh für jährlich 500 MW erhalten. Jährlich 100 MW neu zu bauende steuerbare, erneuerbare Anlagen beispielsweise für Biomasse oder Biogas sollen mit einer Kapazitätsprämie von höchstens 500 EUR/kW unterstützt werden.

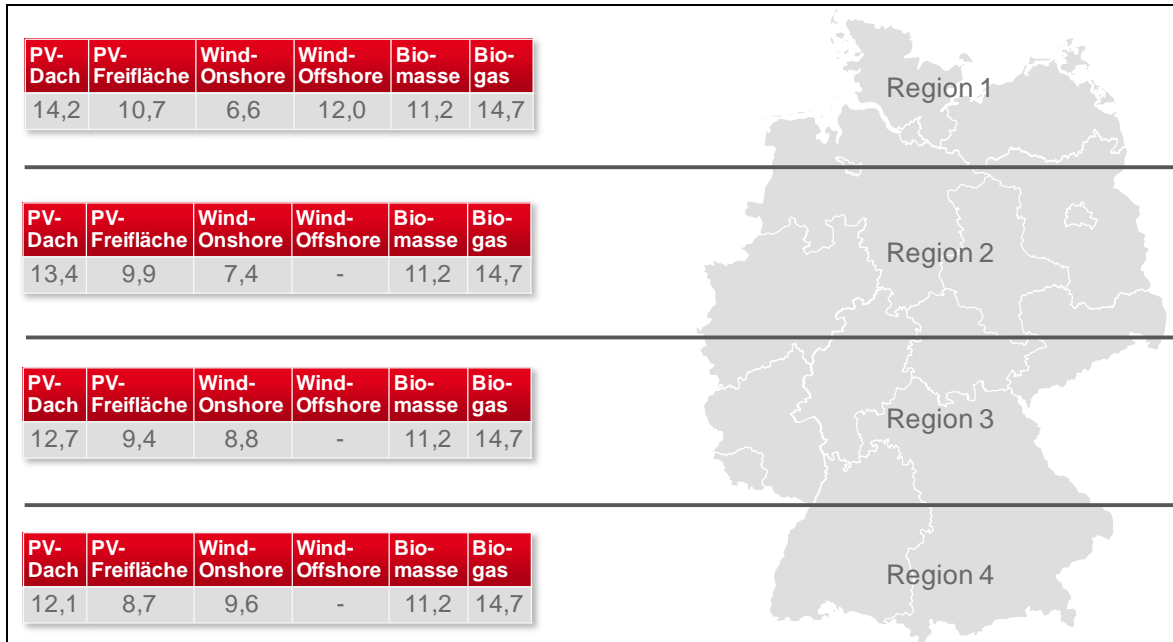
Darüber hinaus drängen die Autoren auf eine verstärkte Heranführung der erneuerbaren Energien an den Markt sowie auf die Beendigung der Entsolidarisierung bei der Finanzierung der Energiewende.

(3) Die Prognos-Studie „Entwicklung der Stromproduktionskosten – Die Rolle der Freiflächen-Solarkraftwerke in der Energiewende“ hat die zukünftigen Stromgestehungskosten (LCOE) von konventionellen und erneuerbaren Energieträgern in unterschiedlichen geografischen Regionen in Deutschland bewertet und miteinander verglichen. Die aus dieser Untersuchung gewonnenen Erkenntnisse bezüglich der LCOE von Anlagen mit einer Inbetriebnahme im Jahr 2015 zeigen, dass diese, je nach erneuerbarem Energieträger und Region, deutlich unter 10 Cent₂₀₁₂/kWh liegen können und eine Bandbreite zwischen 6,6 Cent₂₀₁₂/kWh und 14,7 Cent₂₀₁₂/kWh aufweisen. Dabei gibt es für einige erneuerbare Energieträger regionale Unterschiede. Die durchschnittlichen mittleren Windgeschwindigkeiten sind in Norddeutschland höher als in Süddeutschland. Damit geht auch eine höhere Stromerzeugung aus Wind Onshore im Norden als im Süden einher. Dagegen ist die jährliche solare Einstrahlung in Süddeutschland höher als in Norddeutschland, weswegen PV im Süden eine höhere Stromerzeugung als im Norden aufweist. Die Studie unterstellt für Bioenergien vereinfachend keine regionalen Preisunterschiede. Die regionalen LCOE der einzelnen Energieträger können der Abbildung 1 entnommen werden.

¹ Link zur Studie von Agora Energiewende (2013): <http://www.agora-energiewende.de/service/publikationen/publikation/pub-action/show/pub-title/ein-radikal-vereinfachtes-ee-20-und-ein-umfassender-markt-design-prozess-konzept-fuer-ein-zweistufig/>

² Link zur Studie von Prognos (2013): http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/131010_Studie_Belectic_Freiflaechen_Solarkraftwerke.pdf

Abbildung 1: Mittlere Stromgestehungskosten (LCOE) der erneuerbaren Erzeugungsarten nach Regionen, in Cent₂₀₁₂/kWh (20 Betriebsjahre ab 2015)



Quelle: Prognos 2013

(4) Bei der Kostendarstellung in Abbildung 1 ist zu beachten, dass die von Prognos berechneten Stromgestehungskosten die reale Preisbasis des Jahres 2012 besitzen. Für einen Vergleich mit dem von Agora Energiewende genannten einheitlichen Vergütungssatz ab dem Jahr 2015 müssen die dargestellten Werte auf das inflationsbedingte Preisniveau des Jahres 2015 angehoben werden. Unterstellt man eine durchschnittliche, jährliche Inflationsrate von 2 %, erhöhen sich die oben genannten Werte jeweils um rund 6,1 % (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Anpassung der Stromgestehungskosten auf 2015er Preisbasis, in Cent₂₀₁₅/kWh

	PV-Dach	PV-Freifläche	Wind Onshore	Wind Offshore	Biomasse	Biogas
Region 1	15,0	11,3	7,0	12,7	11,9	15,6
Region 2	14,2	10,5	7,9	-	11,9	15,6
Region 3	13,5	10,0	9,3	-	11,9	15,6
Region 4	12,8	9,3	10,2	-	11,9	15,6

Quelle: Prognos 2013

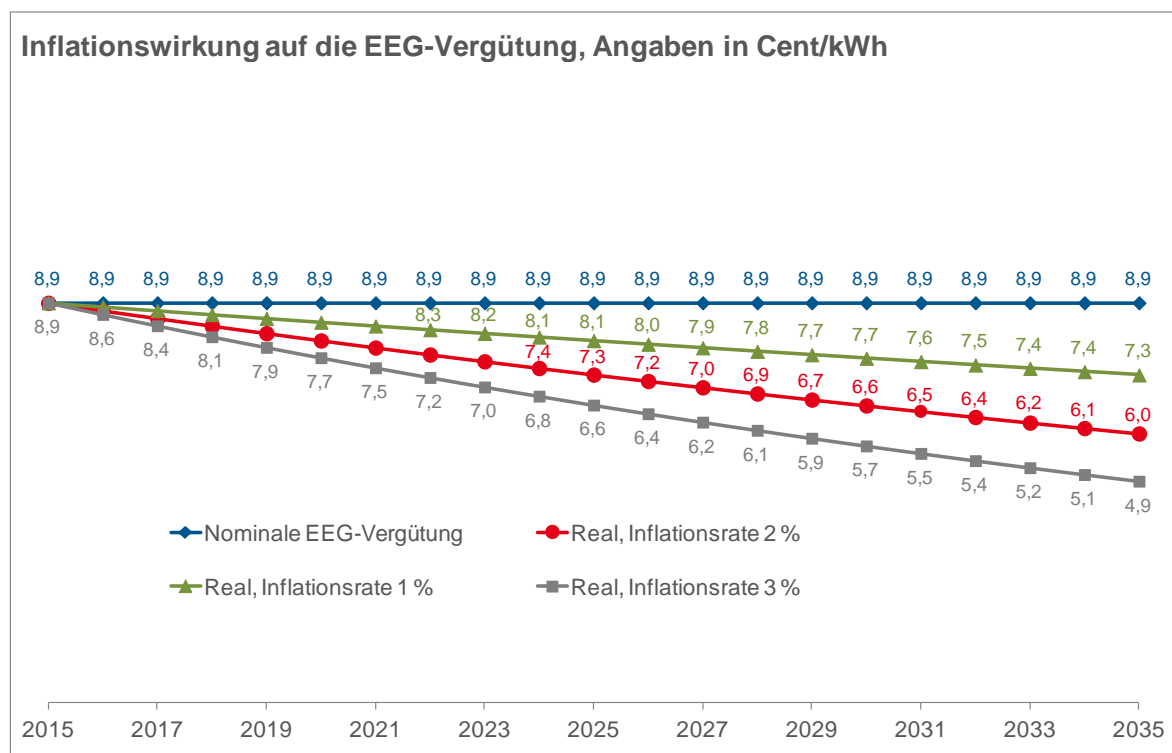
(5) Anhand dieser für das Jahr 2015 angepassten Stromgestehungskosten werden in Kapitel 3 die Auswirkungen eines einheitlichen Vergütungssatzes auf die erneuerbaren Energieträger diskutiert. Zuvor wird in Kapitel 2 zu weiteren energieträgerübergreifenden Punkten des Agora Konzeptes Stellung bezogen.

2 Energieträgerübergreifende Auswirkungen

2.1 Inflationseffekt bei nominalen Vergütungssätzen und realen Stromgestehungskosten

(1) Die Vergütungssätze des EEG sind bislang nominal festgelegt. Die Anlagenbetreiber erhalten über die gesamte Vergütungsdauer den vorab festgelegten Betrag je eingespeister Kilowattstunde. Der Vergütungssatz unterliegt jedoch der jährlichen Inflation und ist demnach am Ende des Vergütungszeitraums aus heutiger Sicht deutlich weniger wert als am Anfang. Abbildung 2 stellt den Wertverlust unterschiedlicher jährlicher Inflationsraten auf einen nominalen Vergütungssatz von 8,9 Cent/kWh ab dem Jahr 2015 über 20 Jahre dar.

Abbildung 2: Inflationwirkung auf den Vergütungssatz



Quelle: Prognos 2013

Je nach Höhe der jährlichen Inflationsrate sinken die realen Vergütungssätze, die Auskunft über die Kaufkraft der Vergütung im betreffenden Jahr geben, über die Zeit mehr oder weniger stark. Bei einer durchschnittlichen Inflationsrate von einem Prozentpunkt entsprechen die dann weiterhin gezahlten 8,9 Cent/kWh rund 7,3 Cent₂₀₁₅/kWh im Jahr 2035. Dies entspricht einem inflationsinduziertem Wertverlust von fast 20 %. Bei einer jährlichen Inflationsrate von zwei Prozentpunkten reduziert sich der reale Erlös um mehr als 30 % auf 6 Cent₂₀₁₅/kWh, bei einer Inflationsrate von jährlich drei Prozentpunkten sinkt der Gegenwartswert der gezahlten Vergütung sogar um 45 % auf 4,9 Cent₂₀₁₅/kWh.

(2) Stromgestehungskosten werden im Gegensatz zu Vergütungssätzen in der Regel in realen Preisen angegeben. Deshalb ist ein direkter Vergleich beider Größen für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht sinnvoll. Auch wenn die realen Stromgestehungskosten einer erneuerbaren Anlage unterhalb des Vergütungssatzes liegen und auf den ersten Blick eine Wirtschaftlichkeit aufgrund der vermeintlichen „Überschüsse“ zwischen höherem Vergütungssatz und niedrigeren LCOE scheinbar gegeben ist, muss die entsprechende Anlage nicht zwangsläufig wirtschaftlich sein. Der inflationsbereinigte Vergütungssatz kann die Stromgestehungskosten nach einigen Jahren unterschreiten und somit zu einer Unwirtschaftlichkeit der Investition führen. Erst wenn sich die anfänglichen „Überschüsse“ und die späteren „Defizite“ ausgleichen, reicht der nominale Vergütungssatz zur Deckung der realen Stromgestehungskosten für die Wirtschaftlichkeit einer Anlage über den gesamten Betriebszeitraum aus. Zwar kennt der Betreiber zum Zeitpunkt der Investition die Höhe seiner Kapitalkosten, die Betriebskosten verändern sich jedoch mit der Höhe der Inflationsrate. Weil die Investitionskosten bei erneuerbaren Techniken, insbesondere bei Wind Onshore und der Photovoltaik bei der Berechnung der Stromgestehungskosten an Bedeutung verlieren und die Betriebskosten, beispielsweise für Wartung und Pacht an Bedeutung gewinnen, spielt dieser Effekt in der Zukunft eine bedeutendere Rolle.

(3) Bei der Einführung einer einheitlichen Vergütungs-Obergrenze sollte dieser Gesichtspunkt stets beachtet werden. Beschließt man anhand von Stromgestehungskosten zukünftige Vergütungssätze, darf die Inflationswirkung auf den Wert der Vergütung nicht außer Acht gelassen werden, da ansonsten die Vergütung über die Vergütungsdauer der Anlage nicht ausreicht und es möglicherweise zu einem Einbruch des Ausbaus erneuerbarer Energien kommen kann. Diesen Effekt sehen wir bei der Berechnung der Stromgestehungskosten und der Festlegung des maximalen Vergütungssatzes nicht ausreichend gewürdigt.

2.2 Technikspezifischer, zubauabhängiger Degressionssatz für die Vergütung

(1) Eine einheitliche Vergütungs-Obergrenze würde durchaus zu einer starken Vereinfachung des EEG führen. Allerdings sollte der einheitliche Vergütungssatz nicht durch eine technikspezifische Degression, die vom gesamten Zubau der erneuerbaren Energien abhängt, reduziert werden. Vielmehr sollten die einzelnen Techniken jeweils mit einem eigenen zubauabhängigen Degressionssatz versehen werden, der den Entwicklungsstand berücksichtigt. Ansonsten werden Techniken, die noch am Anfang ihrer Entwicklung stehen, oder die nur einen kleinen Anteil am gesamten Zubau der erneuerbaren Energien ausmachen, durch den Zubau von weit verbreiteten Techniken mit weit fortgeschrittenen Lernkurven benachteiligt. Zudem ist zu erwarten, dass die zukünftige Kostenentwicklung der einzelnen Techniken, die von den jeweiligen Produktionsprozessen und Industrialisierungspotenzialen geprägt ist, uneinheitlich verlaufen wird.

Folgt man den gängigen Lernkurvenmodellen, sinken die Kosten der einzelnen Stromerzeugungstechniken lediglich durch den verstärkten Ausbau der eigenen Technik und nicht durch den Ausbau anderer Technologien. Wenn der Degressionssatz anhand des gesamten erneuerbaren Zubaus bestimmt wird und für alle erneuerbaren Energien gleichermaßen gilt, kann der Vergütungssatz beispielsweise für Biogas aufgrund eines besonders

starken Zubaus von Wind Onshore und PV-Aufdachanlagen sinken. Gleiches gilt auch für vermeintlich ähnliche Techniken. Die Kostenentwicklung für Freiflächen-Solarkraftwerke hängt nur in einem sehr geringen Maße von der Zubauentwicklung von PV-Aufdachanlagen ab.

Ein technikspezifischer Degressionssatz würde im Endeffekt erneut zu unterschiedlichen Vergütungssätzen zwischen den einzelnen Technologien führen und somit den charmannten Gedanken einer einheitlichen Vergütungs-Obergrenze verhindern. Allerdings sollte die Vergütung der einzelnen Technologien stets anhand deren aktuellen Kostensituation bestimmt werden.

(3) Ein weiterer Nachteil der technikspezifischen Degression ergibt sich für sämtliche Techniken, die sich noch in der absoluten Anfangsphase befinden, wie beispielsweise die Geothermie oder die Kleinwasserkraft. Bei der absehbaren Entwicklung eines einheitlichen Vergütungssatzes, kombiniert mit einem technikübergreifenden Degressionssatz, wäre ein spürbarer Ausbau solcher Technologien faktisch ausgeschlossen.

2.3 Eigenstromerzeugung

(1) Die Einführung einer stufenweisen Einbeziehung von Eigenstromerzeugung in die EEG-Umlagepflicht ab einer Anlagengröße von 10 kW kann unter Umständen dazu führen, dass ein großer Anteil der Anlagen, vor allem im gewerblichen Bereich und in der Industrie, weniger wirtschaftlich werden. Sie wird vornehmlich die solaren Strahlungsenergien und in wenigen Ausnahmen auch die Windenergie Onshore betreffen. Daher sollte bei der Gestaltung der Stufen darauf geachtet werden, dass stets die Balance zwischen der Wirtschaftlichkeit der Anlage und der Belastung der Gemeinkosten (durch die Vermeidung von EEG-Umlagezahlungen etc.) gehalten wird. Gleichzeitig muss verhindert werden, dass sich ein immer größerer Anteil von gewerblichen und industriellen Stromverbrauchern der Beteiligung an der Finanzierung der Energiewende durch die Eigenstromerzeugung entzieht. Dieses gilt neben den erneuerbaren Energien auch für die konventionelle Eigenstromerzeugung. Die Schwelle von 10 kW sollte ausreichen, um für private Haushalte weiterhin eine Wirtschaftlichkeit im PV-Segment zu gewährleisten. Generell sollten diese Stufen regelmäßig an das Kosten- und Preisniveau von erneuerbaren Anlagen und an die Höhe der EEG-Umlage angepasst werden.

3 Auswirkung eines einheitlichen Vergütungssatzes auf ausgewählte erneuerbare Energieträger

Im folgenden Kapitel werden die Auswirkungen einer einheitlichen Vergütungs-Obergrenze von 8,9 Cent/kWh auf einzelne erneuerbare Energien und deren Wirtschaftlichkeit untersucht. Die dargestellten Stromgestehungskosten entstammen, wie bereits erwähnt, der im Oktober 2013 von Prognos veröffentlichten Studie „Entwicklung der Stromproduktionskosten – Die Rolle der Freiflächen-Solkraftwerke in der Energiewende“.

3.1 Auswirkungen auf Wind Onshore

(1) Die Stromgestehungskosten für Wind Onshore aus der Prognos-Studie liegen mit 7,0 bis 10,2 Cent₂₀₁₅/kWh über den LCOE des Agora Papiers (6,0 bis 8,9 Cent₂₀₁₅/kWh). Die Differenz resultiert vor allem aus unterschiedlichen Einschätzungen zu der Höhe der Investitionskosten, des Stromertrages sowie der jährlichen Betriebskosten. Die einheitliche Vergütungs-Obergrenze von maximal 8,9 Cent/kWh im Jahr 2015 reicht in Verbindung mit dem vorgeschlagenen Referenzertragsmodell in den meisten Fällen für einen wirtschaftlichen Betrieb nicht aus. Bei Stromgestehungskosten von durchschnittlich 7,0 Cent₂₀₁₅/kWh in Norddeutschland (Region 1) und einer aufgrund ihres guten Standortes reduzierten Vergütung von nur 6 Cent/kWh, wird die Wirtschaftlichkeit der Anlagen mit Ausnahme von besonders ertragreichen Windstandorten in Frage gestellt. Zudem zeigt sich derzeit im Bereich der Pachtverträge der Trend, dass an besonders guten Windstandorten oftmals überdurchschnittliche Pachtgebühren zu zahlen sind. Dies führt dazu, dass sich die jährlichen Betriebskosten erhöhen und somit die Stromgestehungskosten steigen. Dieses Phänomen sollte bei der Neugestaltung eines Referenzertragsmodells beachtet werden. In den Regionen 2 bis 4 mit mäßigeren Windstandorten liegen die LCOE zwischen 8,0 und 10,0 Cent₂₀₁₅/kWh. Dementsprechend werden höhere Vergütungssätze für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig, wenn auch mittelmäßige Windstandorte wirtschaftlich darstellbar sein sollen.

3.2 Auswirkungen auf Wind Offshore

(1) Der Vorschlag einer jährlichen Ausschreibung und Zahlung einer Innovationsprämie für 500 MW für Wind Offshore kann dazu beitragen, die Technik in Zukunft weiterhin in einem sinnvollen Maße zu unterstützen. Allerdings sollten die Fristen zum Erhalt des Vertrauensschutzes um mindestens ein Jahr verlängert werden. Derzeit sind bereits Windparks mit rund 3.000 MW installierter Leistung genehmigt, deren Realisierung im Jahr 2015 starten soll. Diese werden jedoch mit großer Wahrscheinlichkeit nicht im Jahr 2017 fertiggestellt, weswegen ein nachträgliches Ausschreibeverfahren für diese Windparks schwer umzusetzen ist.

(2) Die anschließend vorgesehene Innovationsprämie für jährlich 500 MW reicht aus, um Wind Offshore mit LCOE ab dem Jahr 2015 von weniger als 13 Cent₂₀₁₅/kWh zu fördern. Zukünftig ist mit einem weiteren Rückgang der Stromgestehungskosten zu rechnen, weswegen diese Prämie mit der Zeit gesenkt werden kann. Diese sollte anhand der dann aktuellen Kostenentwicklung bestimmt werden. Eine frühzeitige Präzisierung der Ausschreibungsmodalitäten mindestens 5 Jahre vor Inkrafttreten der Regelung ist aufgrund der langen Planungszeiträume für die Branche zwingend notwendig.

3.3 Auswirkungen auf Freiflächen-Solarkraftwerke

(1) Prognos ermittelte für Freiflächen-Solarkraftwerke Stromgestehungskosten von 9,3 Cent₂₀₁₅/kWh in Süddeutschland bis 11,3 Cent₂₀₁₅/kWh in Norddeutschland. Diese liegen über den LCOE von Agora (8,1 bis 8,9 Cent₂₀₁₅/kWh). Die hohen Prognos-Werte begründen sich durch leicht höhere Investitionskosten, abweichende jährliche Volllaststunden und vor allem durch unterschiedliche Annahmen bezüglich der Lebensdauer der Anlagen. Prognos berechnet die Stromgestehungskosten über einen Zeitraum von 20 Jahren, Agora nimmt eine Lebensdauer von 30 Jahren an. Ein Vergütungssatz von 8,9 Cent/kWh für eine Dauer von 20 Jahren reicht demnach nicht aus, um den wirtschaftlichen Betrieb von Freiflächen-Solarkraftwerken zu garantieren. Lediglich unter der Annahme von signifikanten Vermarktungserlösen ab dem 21. Betriebsjahr lässt sich annähernd eine Wirtschaftlichkeit im Mittel darstellen. Auch hier gilt der Hinweis, dass der nominale Vergütungssatz über den realen Stromgestehungskosten liegen muss. Demnach würden für Anlagen mit einem optimalen Standort in Süddeutschland ein nominaler Vergütungssatz von mehr als 9,3 Cent/kWh über 20 Jahre notwendig. Für Anlagen in den nördlicheren Regionen würde sich der erforderliche Vergütungssatz folglich ebenfalls erhöhen. Lediglich an einigen wenigen Standorten in Süddeutschland mit sehr hohen Strahlungserträgen ließen sich nach jetzigem Kenntnisstand über die Kosten noch Projekte wirtschaftlich über die ersten 20 Betriebsjahre darstellen.

(2) Die geforderte Beseitigung sämtlicher Restriktionen, wie die Abschaffung des 52-GW-Deckels, der Maximalgröße von 10 MW, der Importzölle für chinesische PV-Module sowie der Flächenrestriktionen wirkt sich uneingeschränkt positiv auf die Perspektive im PV-Segment aus. Es wäre nicht sinnvoll, den Zubau einer der im Jahr 2015 kosteneffizientesten erneuerbaren Techniken durch solche Hürden zu beeinträchtigen.

3.4 Auswirkungen auf Photovoltaik Aufdachanlagen

(1) Auch für PV-Aufdachanlagen liegen die realen Stromgestehungskosten von Prognos mit rund 13 Cent₂₀₁₅/kWh in Süddeutschland bis 15 Cent₂₀₁₅/kWh in Norddeutschland über den LCOE von Agora mit 9,8 bis 12,2 Cent₂₀₁₅/kWh. Der Unterschied resultiert erneut aus höheren Investitions- und Betriebskosten, niedrigeren jährlichen Volllaststunden und dem um 10 Jahre kürzeren Betrachtungszeitraum. Insbesondere die Investitionskosten unterliegen im Moment bei der PV-Technik eher einem leichten Aufwärtstrend, weil weltweit der Markt für PV-Anlagen sich deutlich belebt und somit der Preisdruck auf die Module im Großhandel zurück geht.

(2) Die Annahme, dass sich die Anlagen trotz eines niedrigeren Vergütungssatzes im Vergleich zu den Stromgestehungskosten über den Eigenverbrauch refinanzieren können, ist zutreffend. Ein Anteil von rund 30 % selbst verbrauchtem Strom, bei dem keine Strombezugskosten anfallen, kann helfen, den niedrigen Vergütungssatz im Privatkunden-segment zu kompensieren. Allerdings bleibt es fraglich, ob das auch bei einem Vergütungssatz von 8,9 Cent/kWh im deutschen Durchschnitt der Fall ist weil die Eigennutzungspotenziale im Haushaltsbereich 30 % kaum überschreiten können. Ein wirtschaftlicher Betrieb von Aufdachanlagen wäre vor diesem Hintergrund wahrscheinlich nur an guten bis sehr guten Standorten vor allem in Süddeutschland möglich. Je geringer die jährlichen Volllaststunden sind, desto schwieriger wird es, bei dieser Höhe des Vergütungssatzes einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage bei begrenzter Eigenstromnutzung zu sichern. Ein höherer Eigenverbrauchsanteil erscheint bei privaten Haushalten in der Regel, ohne zusätzliche Investitionen in ein Speichersystem, schwer zu realisieren.

(3) Aufdachanlagen im Bereich GHD (z. B. bei Supermärkten, Hotels, Bürogebäuden oder produzierendem Gewerbe) können zwar durch ihr Verbrauchsprofil deutlich höhere Eigenverbrauchsanteile erreichen, allerdings würde es nach dem Vorschlag von Agora zu einer stufenweisen Beteiligung an der EEG-Umlage kommen. Bei geringeren einzusparenden Strombezugskosten (gewerbliche Tarife liegen unter denen von privaten Haushalten) und einer anteiligen EEG-Umlage wird ein wirtschaftlicher Betrieb trotz der höheren Eigenverbrauchsanteile ebenfalls nur an den besten Standorten möglich sein. Das Marktvolumen im Bereich der Dachanlagen würde sehr wahrscheinlich gegenüber 2013 weiter zurück gehen.

3.5 Auswirkungen auf Bioenergien

(1) Die von Prognos berechneten Stromgestehungskosten für Bioenergien liegen bei rund 12 Cent₂₀₁₅/kWh für Biomasse und 15,6 Cent₂₀₁₅/kWh für Biogas. Insbesondere die steigenden Kosten für Brennstoffe aufgrund der angespannten Versorgungslagen und der sinkenden Verfügbarkeit von preisgünstigen Ackerflächen sorgen im Moment bei den Bioenergien für weitere Kostensteigerungen. Ein wirtschaftlicher Betrieb solcher Anlagen ist bei einem einheitlichen Vergütungssatz von 8,9 Cent/kWh nicht gegeben. Der Vorschlag für eine Ausschreibung einer Kapazitätsprämie von 500 EUR/kW für 100 MW jährlich installierter Leistung würde zwar die Stromgestehungskosten aufgrund der dann geringeren Investitionskosten reduzieren. Allerdings reicht diese Prämie nicht aus, um die LCOE in Bereiche zu senken, bei denen ein Vergütungssatz von 8,9 Cent/kWh einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlage sichert. Bioenergieanlagen würden demzufolge kaum mehr wirtschaftlich realisiert werden können.

4 Fazit

Die Forderung der Agora-Energiewende, das EEG stark zu vereinfachen, erscheint auf den ersten Blick attraktiv. Die Auswirkungen eines neuen Gesetzes auf die zukünftige Wirtschaftlichkeit der erneuerbaren Energien sind jedoch genau zu untersuchen. Der Vorschlag der Agora-Energiewende hat im Einzelnen folgende Auswirkungen:

- Die Einführung einer **einheitlichen Vergütung** würde zu einer deutlichen **Vereinfachung** der bislang gültigen Regularien führen.
- Ein **einheitlicher maximaler Vergütungssatz** von 8,9 Cent/kWh ab dem Jahr 2015 **reicht** für die meisten erneuerbaren Energien auf der Grundlage der von Prognos berechneten Stromgestehungskosten **nicht aus**, diese flächendeckend in Deutschland wirtschaftlich betreiben zu können. Dies gilt auch für eine geringfügig höhere Vergütungs-Obergrenze.
- Der **Unterschied zwischen realen Stromgestehungskosten und einer nominalen Vergütung** muss bei der Ausgestaltung eines solchen Vorschlags beachtet werden.
- Der vorliegende Vorschlag mit der Maximalvergütung von 8,9 Cent/kWh verstärkt die **Konzentration auf Wind Onshore und Solartechniken** an optimalen Standorten.
- Ein einheitlicher Vergütungssatz spiegelt nicht die **standortabhängig** sehr **unterschiedlichen Kosten** der erneuerbaren Energien wider. Die Überförderung einzelner kostengünstiger Technologien ist hier ein ebenfalls mögliches Szenario.
- **Technologien**, die am Anfang ihrer Entwicklung stehen, würden gänzlich aus dem Anlagenportfolio **verschwinden**.
- Dies würde den auch von Agora erwünschten Aufbau einer **dezentralen Versorgungsstruktur** behindern.
- Das **Wachstum** der **erneuerbaren Energien** würde nach der Umsetzung des Vorschlags mit hoher Wahrscheinlichkeit vorerst **merklich gebremst** werden.
- Bei der Einführung einer Vergütungs-Obergrenze muss darauf geachtet werden, dass die einzelnen **Technologien sehr sensitiv** auf die Höhe des Vergütungssatzes reagieren. Bereits geringfügige Absenkungen der Vergütungen können zu einem Wegfall ganzer Anlagensegmente führen.
- Ein **energieträgerspezifischer Vergütungssatz** mit einer **energieträgerspezifischen Degression** bietet den **Vorteil**, individuell auf die Kostenentwicklung der jeweiligen Technik reagieren zu können.