



Windland Energieerzeugungs GmbH  
Grimmstraße 9, 10967 Berlin/

Tel: 030/ 65 01 77 01, (030-233 55 6 55),  
0176 979 048 52  
falkenhagen5@meerwind.de  
28.10.2020

## Stellungnahme zum Ministerialentwurf des EAG 2020 vom 16.9.2020

### Hauptaussagen

Die im Gesetzentwurf angegebenen Ausschreibungsmengen sind bei weitem nicht ausreichend, um das Zubauziel von 27 TWh/a Stromerzeugung für 100% Deckung des *heutigen* Strombedarfs durch erneuerbare Energien rechtzeitig zu erreichen. Der Effekt wird stattdessen kaum über ca. 15 TWh/a liegen. Es wird auch kein linearer Zubau erreicht, sondern ein verzögerter Beginn des Zubaus.

Selbst die 27 TWh/a Zubau wären für 100% erneuerbaren Strom unzureichend, weil gleichzeitig eine Dekarbonisierung bis 2040 betrieben wird, die zu einem Anstieg des Stromverbrauchs führt, für E-Autos, Wärmepumpen und dergleichen.

Die Ziele des Regierungsprogramms erfordern daher erhöhte Ausschreibungsmengen, Regelungen zum Nachsteuern bei Zielverfehlungen und bei steigendem Stromverbrauch und ein Sofortprogramm für zusätzlichen Ausbau im Jahr 2021. Es ist wesentlich mehr zu tun, um zu dem im Regierungsprogramm vorgesehenen Ausbaupfad aufzuschließen.

### Kontext

Zu den Grundgedanken der Koalitionsregierung zwischen ÖVP und Grünen gehört es, dass die ÖVP den Vorstellungen der Grünen bei Umwelt- und vor allem Klimaschutzthemen einen Vorrang einräumen wollte, während die Grünen der ÖVP auf verschiedenen anderen Themen Gestaltungsoptionen einräumten.

Der Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung gehört zu den wenigen Werkzeugen des Klimaschutzes, die im Regierungsprogramm recht konkret beschrieben werden. Gleichwohl bleibt der Entwurf für ein EAG hinter diesen Maßstäben deutlich zurück. Das gilt ganz besonders in der laufenden Legislaturperiode 2020-2023, in der die derzeitige Regierungsmehrheit gestalten kann und für die das Regierungsprogramm ja in erster Linie gilt.

### Aufgabenstellung gemäß Regierungsprogramm zu erneuerbaren Energien

Das Regierungsprogramm fordert einen „Zubau von rund 27 TWh“ [jährlicher Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien].

Im Regierungsprogramm heißt es weiter: „*Der Ausbau soll, unter Berücksichtigung von Vorlaufzeiten, einem zehnjährigen linearen Pfad folgen. Bei signifikanten Pfadabweichungen sind entsprechende Maßnahmen zur durchschnittlichen Pfadeinhaltung zu setzen.*“

Auf 10 Jahre umgerechnet hätte das ein Ausbauziel von 2,7 TWh zusätzlich pro Jahr bedeutet. Genaugenommen ist das das jährliche Stromerzeugungspotential der jeweils neuen Anlagen (strenggenommen beträgt die Einheit „TWh/a Zubau je Jahr“, das wird aber im Folgenden verkürzt dargestellt).

Wird vereinfachend die Stromproduktion jeweils erst ab dem Ende des Jahres der Errichtung unterstellt, sollen laut Regierungsprogramm die folgenden Ausbau- und Erzeugungsziele erreicht werden:

<b>Regierungsprogramm, linearer Aufbau</b>			
	Zubau	Erzeugungs- kapazität Jahresanfang (Ausbaupfad)	kumulierte Produktion (volle Jahre)
2020	2,7		
2021	2,7	2,7	2,7
2022	2,7	5,4	8,1
2023	2,7	8,1	16,2
2024	2,7	10,8	27,0
2025	2,7	13,5	40,5
2026	2,7	16,2	56,7
2027	2,7	18,9	75,6
2028	2,7	21,6	97,2
2029	2,7	24,3	121,5
2030		27,0	148,5

Die gesamte, zusätzliche Stromerzeugungskapazität von 27 TWh soll bis 2030 erreicht werden, und es ist das Ziel, „*die Stromversorgung bis 2030 auf 100% (national bilanziell) Ökostrom bzw. Strom aus erneuerbaren Energieträgern umzustellen*“. Daher kann mit einem *zehnjährigen linearen Pfad* offenbar nicht gemeint sein, dass zunächst erst die technologiespezifischen Vorlaufzeiten abgewartet werden, und dann erst ein zehnjähriger linearer Ausbau in jeder Technologie erfolgt (z.B. von 2023 bis 2033 bei drei Jahren Vorlaufzeit). Dann würde nämlich in den Jahren 2030 bis 2032 gerade noch keine Versorgung mit 100% Ökostrom erreicht. Vielmehr muss der Ausbau der 27 TWh Erzeugungskapazität bis zum 31.12.2029 abgeschlossen sein. (Inbetriebnahmen in 2030 könnten allenfalls anteilig wirken, siehe dazu weiter unten).

Dabei sollen laut Regierungsprogramm die Vorlaufzeiten berücksichtigt werden.

Geht man bei der Windenergie von knapp 2 Jahren Vorlaufzeit zwischen der Teilnahme an einer Ausschreibung und der Realisierung aus, müssen die entsprechenden Ausschreibungen bis zum Jahr 2027 abgeschlossen sein. Nachdem das erste Regierungsjahr 2020 nun jedoch weitgehend ergebnislos verstrichen ist, bleibt für die Windenergie nur noch ein siebenjähriger Ausbaupfad in Betracht, um rechtzeitig fertig zu werden. Der Ausbau der Solarenergie kann demgegenüber deutlich schneller mobilisiert werden, und dazu genutzt werden, insgesamt einen linearen Ausbau der erneuerbaren Energien zu erreichen.

### ***Ausbaupotential gemäß Gesetzentwurf unter optimistischen Annahmen***

Der Gesetzentwurf sieht Ausschreibungen für Photovoltaik im Umfang von 700 MW pro Jahr vor, mit einem Jahr Realisierungsfrist. Bei Ausschreibungsbeginn im Jahr 2021 können dann bis einschließlich 2028 acht Ausschreibungsjahrgänge durchgeführt werden, deren Anlagen bis 2029 errichtet würden und somit im (gesamten) Jahr 2030 zur Stromerzeugung zur Verfügung stehen.

Das ergibt im Idealfall eine aus diesem Programm installierte Leistung von 5600 MW und bei 1000 Volllaststunden eine Stromerzeugung von 5,6 TWh im Jahr 2030.

Die „Fördercalls“ für Solarenergie gemäß §55 haben ebenfalls Ausschreibungscharakter, da nur die Anlagen mit dem niedrigsten Förderbedarf pro kW<sub>peak</sub> zum Zuge kommen. Sie haben ebenfalls ein Jahr Zeit bis zur Realisierung, gerechnet ab dem Zeitpunkt des Abschluss des Fördervertrages. Bei 60 Mio. € Zuschussvolumen pro Jahr, Investitionskosten von 800 €/kW und einer geschätzten Förderquote von 25% als Ergebnis der Gebote können jährlich 300 MW gefördert werden. Bei ersten Fördercalls im Jahr 2021 und Realisierung ab 2022 können erneut acht Jahrgänge bis Ende 2029 in Betrieb genommen werden, das ergibt in der Summe 2400 MW und bei 1000 Volllaststunden eine Stromerzeugung von 2,4 TWh im Jahr 2030. Die Summe der nach EAG geförderten Solarstromerzeugung (der voll wirksamen Jahrgänge) beträgt somit **8,0 TWh** im Jahr 2030 (maximal, d.h. bei voller Ausschöpfung der Möglichkeiten und Budgetvorgaben, aber ohne Überschreitung des Ausschreibungsvolumens von 700 MW).

Bei der Windenergie erfolgen Ausschreibungen von (mindestens) 400 MW jährlich. Eingeräumt wird eine Realisierungsfrist von zwei Jahren. Somit können die Anlagen der 7 Ausschreibungsjahrgänge 2021 bis 2027 bis Ende 2029 fertig werden, das ergibt 2800 MW. Bei 2500 Volllaststunden beträgt die Stromerzeugung im Jahr 2030 maximal **7,0 TWh**.

Bei der Wasserkraft sollen jährlich 75 MW mit Ausschreibungen errichtet werden. 30 Mio. € Zuschüsse für kleinere Anlagen ermöglichen bei einer Förderquote von 30% und Investitionskosten von 5000 €/kW eine Leistung von weiteren 20 MW jährlich. Bei einer (ambitionierten) Errichtungszeit binnen zwei Jahren ab Ausschreibung würden in 7 Jahrgängen 665 MW errichtet werden. Erreichen die großen Anlagen in den Ausschreibungen 50000 Volllaststunden und die kleineren 4000 Volllaststunden, beträgt die jährliche Erzeugung der bis Anfang 2030 vorhandenen Anlagen (maximal) **3,185 TWh**.

Bei Biomasse sollen in den beiden Größenklassen zweimal 15 MW jährlich gefördert werden. Bei (hoch angesetzten) 6850 Volllaststunden ergibt das eine Stromerzeugung der bis Anfang 2030 vorhandenen Anlagen von (maximal) **1,439 TWh**.

Biogas und kleine Windkraftanlagen liefern geringe zusätzliche Beiträge, so dass der jährliche Zubau aller Technologien nach hiesiger Berechnung ab 2024 **2,674 GWh** erreichen könnte. Das ist nicht weit von dem mittleren jährlichen Ziel von 2,7 GWh entfernt, der Unterschied beruht möglicherweise auf einer unterschiedlichen Abschätzung der Ergebnisse der Förderprogramme. Bis zu Beginn des Jahres 2030 *könnte* dann eine Erzeugungskapazität von bis ca. 19,7 TWh (jährlicher Stromerzeugung) zur Verfügung stehen (bei voller Ausschöpfung der im Gesetz angegebenen Mengen).

**Die bis 2030 installierte Kapazität bleibt um ca. 27% hinter dem gesetzten Ziel von 27 TWh zurück.** Die Differenz ist größtenteils dadurch zu erklären, dass die Errichtungen erst 2022 (PV) bzw. 2023 (Wind) erfolgen, bzw. erst 2023 die Baumaßnahmen abgeschlossen werden (Wasser, ggf. Biomasse).

Auf der Ebene der Stromerzeugung bis zum Jahreswechsel 2029/2030 ist der Effekt noch ausgeprägter: **Es wird lediglich rund die Hälfte (52%) der angestrebten Stromproduktion aus erneuerbaren Energien erreicht.** Der Rückstand in der laufenden Legislaturperiode 2020-2023 ist noch weitaus ausgeprägter. Bis einschließlich 2030 wird 56% des Erzeugungsziels erreicht.

<b>EAG-Entwurf</b>			
	<i>Zubau</i>	<i>Erzeugungskapazität Jahresanf.</i>	<i>kumulierte Produktion (ganze Jahre)</i>
2020	0		
2021	0	0	0
2022	1,011	0	0
2023	2,674	1,011	1,011
2024	2,674	3,685	4,695
2025	2,674	6,359	11,055
2026	2,674	9,034	20,088
2027	2,674	11,708	31,796
2028	2,674	14,382	46,178
2029	2,674	17,057	63,235
2030		19,731	82,965
Ziel bis Ende 2029		27,000	121,5
Zielerreichung		73,1%	52,0%
Ziel bis Ende 2030			148,500
Zielerreichung			55,9%

Nachdem laut Regierungsprogramm ein linearer Zubau angestrebt wird, aus dem auch ein linearer Rückgang der derzeitigen Stromnutzung aus fossilen Energien auf Null resultieren würde, sollte im Mittel der 10-jährigen Übergangsperiode nur die Hälfte der bisherigen, jährlichen fossilen Stromnutzung stattfinden (entsprechend der Menge von fünf vollen Jahren), die andere Hälfte sollte durch den Ausbau erneuerbarer Energien ersetzt werden. Wenn dieses Erzeugungsziel nur zur Hälfte erreicht wird, bedeutet dies gleichzeitig, dass mit den unzureichenden Förderprogrammen gemäß EAG-Entwurf **die Hälfte mehr Strom aus fossilen Energien zum Einsatz kommt als vorgesehen.**

Bis Ende 2029 liegt nach obigen Zahlen eine um ca. 58 TWh geringere Stromerzeugung vor als bei einem linearen Zubau gemäß Regierungsprogramm.

Wird der Strom in fossilen Kraftwerken mit mittleren Emissionsintensität von 500 Gramm je kWh ersetzt (Mischung aus Kohle und Gaskraftwerken), ergibt das eine um über 29 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> niedrigere Gesamtemission. **Die Zielüberschreitung entspräche 56% der Gesamtemissionen Österreichs im Jahr 2017 von 51,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten**, und ist somit eine sehr bedeutsame Größe, selbst wenn sie sich auf mehrere Jahre verteilt.

Bei Einbeziehung des Jahres 2030, in dem (bilanziell) gar kein fossiler Strom mehr eingesetzt werden sollte, indem das Regierungsprogramm eine vollständige Bedarfsdeckung aus erneuerbaren Energie vorsieht, aber gemäß Entwurfsstand des EAG selbst bei optimistischen Annahmen immer noch keine Vollversorgung aus erneuerbaren Energien erreicht wird, erhöht sich der überschüssige Einsatz fossiler Energien noch weiter (und der zugehörige Prozentsatz erst recht, weil die im Nenner stehenden „fünf vollen Jahre“ ja gleich bleiben), und nimmt bis 2033 weiter zu.

Vorschläge:

- Höhere gesetzlich vorgegebene Volumina, die die Vorlaufzeiten berücksichtigen und eine Zielerreichung bis Anfang 2030 ermöglichen.
- In den ersten Jahren ist ein vervielfachtes Volumen für Photovoltaik vorzusehen, um anschließend zu einem annähernd linearen Zubau der Erzeugungskapazität um ca. 2,7 GWh jährlich zu kommen. Zunächst ist der im Jahr 2020 eingetretene Rückstand alsbald aufzuholen, um sich wieder an den ursprünglich vorgesehenen 10-Jahres-Pfad der Erzeugungskapazität anzulehnen. Ein Ausgleich der in den ersten Jahren (ab 2020) weniger erzeugten Strommenge in Form einer „durchschnittlichen Pfadeinhaltung“ würde eine Überholung des ursprünglichen Ausbaupfades im Zeitraum bis 2030 erfordern.
- Im Jahr 2021 sollte es zusätzliche Fördervolumina geben, insbesondere für Photovoltaik, die auf späteste Fertigstellungstermine im Jahr 2021 ausgelegt sind (möglich zum Teil auf Termine vor dem Jahresende). Dabei ist es sachdienlich, wenn von vorne herein ein großes Ausschreibungsvolumen vorgegeben wird, bei dem bereits zu erwarten ist, dass es zu einer Unterzeichnung kommen wird. Das wird dann zur Folge haben, dass sich die meisten Gebote an der entsprechenden Obergrenze (Gebotshöchstpreis bzw. höchstzulässige Fördersätze pro kW<sub>peak</sub>) orientieren werden. Die Obergrenze kann an den Erfahrungen aus PV-Ausschreibungen in Deutschland mit Fertigstellungstermin im Jahr 2021 orientieren, und wäre entsprechend umzurechnen. Infolgedessen bestünde eine größere Planbarkeit für beide Seiten. Aus dieser Ausschreibung evtl. „überhängende“ Volumina sollten ohne Ausschreibungsteilnahme nutzbar sein (Windhundprinzip).
- Im Jahr 2022 sollte es entsprechend ausgeschriebene Fördervolumina für Photovoltaik geben, die auf späteste Fertigstellungstermine im selben Jahr 2022 ausgelegt sind. Gleichzeitig gäbe es Ausschreibungen für Fertigstellungen im Jahr 2023 (für die niedrigere Gebote zu erwarten wären) und Fertigstellungen aus denjenigen Ausschreibungen des Jahres 2021 mit 12monatiger Realisierungsfrist; die „Kurzläufer“ wären also zusätzlich.

### ***Realistische Erwartungen an die Wirkung der Fördermöglichkeiten***

Auch der vorstehend ermittelte, um ca. 27% zu niedrige Wert der bis 2030 erreichten Stromerzeugungskapazität bzw. ca. 48% zu niedrige Wert der Stromerzeugung bis zum Jahresanfang 2030 wird nur unter engen, unrealistischen Voraussetzungen eingehalten:

- Vollständige Ausschöpfung der Ausschreibungsmengen durch Gebote trotz Höchstpreisen;
- vollständige Realisierung der Gebotsmengen mit Zuschlag
- pünktliche Realisierung derselben, und
- kein Wegfall von „abgerundeten“ Zuschlagsmengen bei mehr als 50% überhängenden Geboten, die das jährliche Vergabevolumen erstmals überschreiten

Dies ist jedoch eher unwahrscheinlich:

In Laufe von ca. zehn Jahren ist wenigstens einmal mit einer Rezession oder mit stärkeren Zinsanstiegen zu rechnen, die die Handlungsfähigkeit von Akteuren einschränkt oder die (Finanzierungs-) Kosten erhöht. Nachdem jeweils Höchstpreise (Gebotsobergrenzen) festgelegt werden sollen, besteht eine große Wahrscheinlichkeit, dass dadurch potentielle Gebote gar nicht erst eingereicht werden.

Es besteht die Gefahr, dass nicht genügend Standorte für bestimmte Technologien zur Verfügung stehen, weil die vorgesehenen Erlöse kein genügendes Interesse der Projektierungsfirmen, der Grundeigentümer und der Gemeinden wecken, bzw. dass (insbesondere bei Windkraft) nicht

genügend Genehmigungen rechtzeitig erteilt werden, um das jeweilige Volumen der Ausschreibungen auszuschöpfen.

Es besteht die Gefahr, dass die festgesetzten anzulegenden Werte (3. Abschnitt, §46) bzw. die Höchstpreise (§18) niedriger festgesetzt werden, als es für die Ausschöpfung des Volumens erforderlich wäre und nicht rechtzeitig nachgesteuert wird. Dann entsteht die zusätzliche Gefahr, dass Projekte zurückgehalten werden, bis eine Erhöhung endlich stattfindet.

Es besteht die Gefahr, dass sich die beteiligten Ministerien nicht rechtzeitig auf die Höchstpreise, auf die Mengen oder andere Aspekte einigen und dadurch Verzögerungen der Vergaben eintreten.

Die Erfahrung anderer Länder zeigt, dass immer ein Teil der Zuschläge in Ausschreibungen für erneuerbare Energien nicht zu tatsächlichen Realisierungen führte. In den letzten Jahren war das vielleicht wegen der ständig sinkenden Zinsen und dem überraschend schnellem Preisverfall bei Photovoltaik nicht so oft der Fall, der Wind kann sich aber wieder drehen.

Zwar ist das „*durch die Auflösung des Vertrages freiwerdende Vergabevolumen [...] dem Vergabevolumen im laufenden Kalenderjahr zuzurechnen*“ (§47 (3) Satz 3 für Wind, §48 (3) Satz 3 für Wasserkraft, §49 (3) Satz 3 für Biogas, §50 (3) Satz 3 für Biomasse), und entsprechend für Ausschreibungsgewinner (§27 (2) in Verbindung mit §27 (1) Nr. 2) aber dadurch entsteht eine in der Regel mehr als 2-jährige Verzögerung, weil die Auflösung grundsätzlich gegen Ende der Realisierungsfrist erfolgt und mit der neuen Vergaben bzw. neuen Ausschreibung eine neue Frist für die Realisierung beginnt. Ungeachtet der späteren Nachholung wird dann das Errichtungsziel für einen bestimmten Zeitpunkt verfehlt. **In diesem Zeitraum entfällt auch die Stromproduktion** und es erfolgt zusätzlicher Stromverbrauch aus fossilen Energien

Als Besonderheit im Fall der bis 2023 zu vergebenden Marktprämien für Windenergie zu festen anzulegenden Werten sieht zwar §45 (4) Satz 1 eine Übertragung auf Folgejahre vor. Dann regelt jedoch §47 (4), dass ab den ersten Wind-Ausschreibungen in 2024 keine „festgelegten“ Marktprämien mehr nach §47 gewährt werden. Eine Übertragung offener Mengen auf die Ausschreibungsmengen ist jedenfalls nicht eindeutig geregelt; es besteht die Gefahr, dass diese Mengen bei der Umstellung „hinten runterfallen“.

Die Gefahr von Nicht-Realisierungen erhöht sich bei Wind und Biomasse gegenüber der PV der PV wegen der im Vergleich zur Investitionssumme **geringeren Sicherheitsleistung** und der längeren Realisierungsfrist, damit größerer Gefahr von zwischenzeitlich eintretenden Zinserhöhungen. Ein Pönale von 45 Euro/kW entspricht bei Investitionskosten von z.B. 1200 Euro einen Anteil von 3,75%. Eine Zinserhöhung von nur 0,5% bewirkt einen stärkeren Anstieg der Kosten und kann bei knapp kalkuliertem Projekt dazu führen, dass lieber die Pönale verwirkt wird, als jahrelang höhere Zinsen zu zahlen. Die Teilnahme an einer Folgeausschreibung, bei der dann die höheren Zinskosten im Gebotsverhalten aller Beteiligten eingepreist sind, bliebe ja möglich.

Bei der PV wird andererseits mit der Erwartung deutlich stärkerer Kostendegressionen in jedem Jahr kalkuliert, die die Gebotspreise bestimmt, und dort kann die endgültige Investitionsentscheidung wegen der kürzeren Errichtungszeit recht später getroffen werden, so dass auch bei PV eine substantielle Gefahr besteht, dass Projekte gestoppt werden, weil sich die Kosten anders entwickeln als in den optimistischen Szenarien der erfolgreichen Gebots Gewinner zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe.

Bei den „festgelegten“ Marktprämien und bei den Investitionszuschüssen gibt es keine mit den Biet-Sicherheitsleistungen vergleichbaren Pönalen. Daher besteht eine größere Gefahr, dass Projekte „auf Vorrat“ angemeldet werden und das Volumen „blockieren“, ohne tatsächlich realisiert zu werden.

Bei den Investitionszuschüssen gibt es darüber hinaus keine Nachholung bzw. Übertragung auf Folgejahre von Förderbeträgen, die nach Bewilligung nicht abgerufen worden sind.

*Im Résumé ist es sehr wahrscheinlich, dass verschiedene Einflüsse zu einer weiteren Unterschreitung des Ausbauziels und des Ausbaupfades führen, als die vorgenannten 27% und 48% Unterschreitung bei vollständiger Ausschöpfung der Vergabemengen.*

Vorschläge:

- Höhere Volumina, die einen gewissen Prozentsatz der erwartbaren Ausfälle bereits berücksichtigen (Beispiel: Wenn im Mittel der Jahr eine hohe Realisierungsquote von 75% erwartet würde, sollte die Ausschreibungs- und Vergabemenge um ein Drittel erhöht werden, um einer Punktlandung bei dem angestrebten Volumen der Fertigstellungen näher zu kommen). Falls unerwartet wenig Ausfälle vorkommen, kann in den Folgejahren eine entsprechende Kürzung erfolgen. Falls viele Ausfälle vorkommen, sollte nicht nur eine Nachholung der Mengen erfolgen, sondern es ist im Lichte der gemachten Erfahrungen auch der Faktor der vorsorglichen Erhöhung nach oben anzupassen.
- Höhere Sicherheitsleitungen, außer bei PV
- Auch bei „festgelegten“ Marktprämien sollten Sicherheitsleistungen gefordert werden;
- Kommt es bei einem Fördercall oder einem Ausschreibungstermin zu einer **Unterzeichnung**, wird also das für einen Gebotstermin zur Verfügung stehende Förder- bzw. Ausschreibungsvolumen nicht ausgeschöpft, sollte das nicht ausgeschöpfte Ausschreibungsvolumen anschließend nach dem **Windhundprinzip** zur Verfügung gestellt werden, also analog zu den Regeln für die festgelegten Marktprämien gemäß §44 ff.. Als Strompreis (anzulegender Wert) kann dafür der nach Leistung bemessene Medianwert (oder der gewichtete Durchschnittspreis) der bezuschlagten Gebote des vorangehenden Ausschreibungstermins herangezogen werden. Dieser mittlere Preis liegt grundsätzlich niedriger als der höchste bezuschlagte Preis und erst recht höher als der gebotene Preis des ersten nicht mehr bezuschlagten Projektes. Der Initiator hat hierzu eine Sicherheitsleistung in gleicher Höhe wie die Auktionsteilnehmer zu stellen. Der Zeitablauf der Realisierungsfrist sollte derselbe sein wie bei den Teilnehmern an der Ausschreibung, d.h. sie sollte sich nicht mit dem späteren Zeitpunkt der Anmeldung des Projektes nach hinten verschieben. Die überschießende Menge sollte der regulären Menge im nächsten Vergabetermin hinzugerechnet werden und ist während der Dauer der Auswertung der Gebote „gesperrt“. Kommt es im nächsten Vergabetermin weiterhin zu einer Unterzeichnung, sollte es Initiatoren möglich sein, die überschießende Menge nach Wahl nach den Bedingungen einer der beiden abgelaufenen Auktionen abzurufen, d.h. mit der jeweiligen Kombination aus Realisierungsfrist und mittlerem Zuschlagspreis. Damit würde insbesondere solchen Projekten, die ihre Genehmigung erst kurz nach einem Auktionstermin erhalten haben, die Wartezeit bis zum nächsten Termin erspart bleiben. Bei Unterzeichnung gibt es nicht den Fall, dass Projekte zunächst „zu wenig aggressiv“ (zu hoch) geboten hatten oder sich aus strategischen Gründen nicht beteiligen, und sich dann nach der Auktion bessere Bedingungen sichern möchten (das wäre sonst ein Argument gegen nachträgliche Berücksichtigung), denn Unterzeichnung bedeutet ja, dass auch alle Gebote an der Gebotsgrenze berücksichtigt wurden; besser kann es dann auch in einer Nachholperiode nicht werden.

### **Optimistischere Annahmen**

Falls die **Investitionskosten** für die kleineren PV-Anlagen (bis 500 kW, mit Investitionszuschuss) auf 750 €/kW fallen, und ein Zuschuß von 20% ausreichend wäre, könnten in diesem Segment jährlich 400 MW statt oben angenommen 300 MW errichtet werden, und es

würde ein Jahreszubau von 1,1 GWh PV erreicht werden. Eventuell liegt diese Annahme dem Mengengerüst des EAG zugrunde. Das würde die Zielerreichung der Stromproduktion auf 54,3% erhöhen, unter der optimistischen Annahme, dass es zu keinen Verzögerungen käme.

Die Volumina sind im Gesetzentwurf jeweils als **Mindestwerte** angegeben. Höhere Werte könnten im Fall der Ausschreibungsmengen durch Überschreitung der angegebenen Mindestwerte im Einvernehmen der von den Grünen nominierten Bundesministerin für *Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie* mit der von der ÖVP nominierten Bundesministerin für *Digitalisierung und Wirtschaftsstandort* (für PV §31 (2) Satz 2 und Wind §40 (2) Satz 2), festgelegt werden, bzw. im Fall der kleineren Ausschreibungen für Biomasse im Einvernehmen mit der Bundesministerin für *Landwirtschaft, Regionen und Tourismus* (§36 Abs 2 Satz 2). Dies gibt jeweils beiden Ministerien einen beträchtlichen Entscheidungsspielraum, aber zugleich jedem ein Vetorecht. Nachdem die angegebenen Mindestwerte zu einer deutlichen Unterschreitung des Ziels führen, müssen die Ministerien diese Mengen „freihändig“ beträchtlich erhöhen, teilweise mehr als verdoppeln, um den Zielen und Vereinbarungen des Regierungsprogramms näher zu kommen. Auch wenn dies im Koalitionskontext eine praktikable Vorgehensweise wäre, ist das unzureichend. Es erhöht auch die Kosten, wenn die Marktteilnehmer sich nicht na Hand des Gesetzestextes auf bestimmte Mengen einstellen können, sondern z.B. jeweils durch Beschluss des Koalitionsausschusses ein Vereinbarungs-treue Mitwirkung der von der ÖVP gestellten Ministerien eingefordert werden müsste. Vielmehr sollten sofort **ausreichende Werte durch den Gesetzgeber festgeschrieben** werden. Das vermeidet auch eine stärkere Übertragung von Kompetenzen des Parlaments auf die Exekutive.

Die anzulegenden Werte für die „festgelegten“ Marktprämien und die Höchstwerte bei den Ausschreibungen werden von der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus festgesetzt. Bei Wind und PV sind damit drei unterschiedliche Ministerien involviert.

**Fertigstellungen** werden nicht immer ganz **am Ende der meist zweijährigen Frist** erfolgen. Andererseits gibt es Möglichkeiten der Verlängerung der Fristen, beispielsweise bei gerichtlicher Anfechtung von Genehmigungen, Problemen mit der Netzanbindung und weiteren Umständen außerhalb des Einflussbereichs des Bieters. Beide Effekte zusammengenommen werden kaum zu einer kürzeren, mittleren Fertigstellungsdauer als zwei Jahren (bzw. einem bei PV) ab Zuschlagserteilung führen.

Im Laufe eines Jahres fertiggestellte Projekte erzeugen natürlich auch bereits **im selben Jahr Strom**, der in der obigen Berechnung nicht berücksichtigt worden ist. Andererseits ist auch bei der davor angegeben Zielvorgabe die unterjährige Stromproduktion nicht berücksichtigt, so dass sich das im Wesentlichen ausgleicht.

**Im Laufe des Jahres 2030 fertiggestellte Projekte** erzeugen entsprechend bereits im Jahr 2030 Strom, aber weniger, als es ihre nominelle Jahrerzeugung ausdrückt. Um 2030 100% Bedarfsdeckung zu erreichen, also von Januar 2030 an, muss die für 27 TWh ausreichende Kapazität zu Jahresbeginn stehen. Verträte man in *großzügiger* Auslegung des Regierungsprogramms eine bilanzielle Sichtweise, bei der eine Unterschreitung im ersten Halbjahr 2030 durch eine Überschreitung im zweiten Halbjahr 2030 ausgeglichen werden dürfe, so müsste berücksichtigt werden, dass ein z.B. zur Jahresmitte fertiggestelltes Projekt in 2030 nur etwa eine halbe Jahrerzeugung bereitstellt, so dass die doppelte Kapazität (in TWh/a) benötigt wird, um ein Defizit aus der ersten Jahreshälfte auszugleichen. Bei linearem Zubau und unter Vernachlässigung der unterschiedlichen Monatserträge müsste dann spätestens in der Jahresmitte 2030 die 27 TWh-Marke überschritten werden, und bis zum Jahresende so weit überschritten werden, wie sie zu Jahresbeginn unterschritten war. Auch hiervon ist der EAG-Entwurf bei vollständiger Ausschöpfung der Mengen weit entfernt.

## **Bedeutung und Darstellung des linearen Ausbaus**

Das Regierungsprogramm gibt zunächst eine Zielstellung für 2030 vor:

- *„Ziel ist es, die Stromversorgung bis 2030 auf 100% (national bilanziell) Ökostrom bzw. Strom aus erneuerbaren Energieträgern umzustellen und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Österreich zu stärken.“*

Es folgt ein Gesamtvolumen und eine Aufteilung auf die unterschiedlichen Energieträger vor, mit dem Schwerpunkt bei den preisgünstigen Energiequellen der Wind- und Sonnenenergie:

- *100% Strom aus Erneuerbaren bedeutet einen Zubau von rund 27 TWh. Zielsetzung ist, bis 2030 eine Photovoltaik-Erzeugungskapazität von 11 TWh zuzubauen, bei Wind beträgt das Ausbauziel 10 TWh, bei Wasserkraft 5 TWh (wobei eine am ökologischen Potential orientierte Aufteilung zwischen Kleinwasserkraft und Großwasserkraft vorzunehmen ist) und bei Biomasse 1 TWh.*

Diese zeitliche Vorgabe sieht also eine Fertigstellung bis 2030 vor, nicht etwa die Durchführung entsprechender Ausschreibungen, die erst ab 2030 oder später zum Erreichen des Gesamtvolumens von 27 TWh führen. Um 2030 zu 100% umgestellt zu sein, müssen die Anlagen Anfang 2030 fertig sein.

Im nächsten Absatz folgt eine weitere zeitliche Vorgabe, die sich somit auf den Gesamtkontext der vorherigen Absätze bezieht:

- *„Der Ausbau soll, unter Berücksichtigung von Vorlaufzeiten, einem zehnjährigen linearen Pfad folgen. Bei signifikanten Pfadabweichungen sind entsprechende Maßnahmen zur durchschnittlichen Pfadeinhaltung zu setzen.“*

Bei Windenergie und Wasserkraft werden längere Vorlaufzeiten benötigt. Ihre Fertigstellung kann also erst später beginnen, es bleiben nur noch rund 7 Jahre für deren Realisierungen (2023 bis 2029; ggf. sind einzelne Anlagen auch bereits 2022 möglich.) Dies ist aber unkritisch, da sich der lineare Ausbaupfad auf das Ziel der Erhöhung der gesamten Stromerzeugungskapazität bezieht. Nur so kann die Regelung gemeint sein.

In der Begründung des Gesetzestextes sind hingegen die beiden Sätze (mit den Zielen der einzelnen Technologien und mit dem linearen Pfad) aus unterschiedlichen Absätzen aus dem Zusammenhang gerissen worden und ohne neuen Absatz bzw. Bullet-Point gereiht worden. Dies könnte den Eindruck erwecken, jede einzelne Technologie solle jeweils für sich einen linearen Ausbaupfad erreichen. **Diese sprachliche Manipulation des Regierungsprogramms ist nicht akzeptabel.** Jedenfalls müssen die korrigierenden Maßnahmen zur durchschnittlichen Pfadeinhaltung auf Technologien mit kürzeren Realisierungsfristen zurückgreifen.

## **Aufschließen zum Zubaupfad des Regierungsprogramms**

Berücksichtigt man die zu erwartenden Vorlaufzeiten, erkennt man, dass die einzige praktikable Maßnahme, um im ersten Drittel der 10-Jahres-Frist auf den Zubaupfad von 2,7 TWh jährlich aufzuschließen, darin besteht, den Erneuerbaren-Ausbau in den Anfangsjahren überwiegend auf die schneller mobilisierbare Solarenergie zu stützen. Solarenergieprojekte können binnen kurzer Zeit verwirklicht werden, soweit kein Netzausbau erforderlich ist. In einem gewissen Umfang können kleine und mittlere Dachanlagen (private und auf gewerblichen Dächern) besonders schnell realisiert werden, soweit keine neuen Stromanschlüsse, keine Genehmigungen usw. benötigt werden.

Nachdem im Jahr 2020 nur geringere Ausbaufortschritte erreicht worden sind (Daten liegen hier nicht vor), ist dies umso dringlicher.

Ist der lineare Pfad des Ausbaus wieder erreicht, kann ihm mit monatlichen Installationen mit im Schnitt 225 GWh jährlichem Erzeugungspotential (=2,7 TWh/12) gefolgt werden. Bezogen auf Solarenergie entspricht das 225 MW monatlichem Zubau. Um zu diesem Pfad aufzuschließen, ist anfangs ein höherer Zubau erforderlich.

- Anfang 2021 ist in besonderem Maße auf *Investitionszuschüsse* für PV-Dachanlagen zu setzen.
- Auf Sicht von 1-2 Jahren können hingegen mit Freiflächenanlagen schneller große Leistungen mobilisiert werden, was ebenfalls mit Inkrafttreten des Gesetzes anlaufen sollte.
- Bei den großen Dachanlagen ist bei entsprechenden Anreizen eine besonders schnelle Ausschöpfung des Potentials möglich.
- Um diese Entwicklung zu beschleunigen und zu entbürokratisieren, solle es Initiatoren erlaubt werden, 2021 (und vorzugsweise auch 2022) auch **ohne Vorlage einer Genehmigung an Ausschreibungen für PV-Marktprämien** mit engen Realisierungsfristen teilzunehmen, und zwar auch ohne Festlegung auf einen bestimmten Standort. Dazu wäre eine Befreiung von den Bedingungen des §20 Nr. 3, 4 und 7 vorzunehmen. Einem Initiator von Freiflächenanlagen wäre es dabei anzuraten, sich nur mit einem Teil der Summe der Leistung aus mehreren Projekten „standortunabhängig“ an derartigen Ausschreibungen zu beteiligen, damit die Gefahr geringer ist, dass nicht genügend Projekte rechtzeitig vor Ablauf der Realisierungsfrist genehmigt werden. Wenn eine Förderung bereits vor Erhalt einer Genehmigung gesichert ist, kann auch früher mit der Bestellung von Material, Finanzierung usw. begonnen werden, und nach Genehmigung eines Standorts kann zügig mit den Maßnahmen begonnen werden. Durch die Bietsicherheiten von 50 Euro/kW wird vermieden, dass sich Initiatoren unverhältnismäßig viele Förderkontingente sichern, ohne ausreichender Realisierungsaussicht oder gar Absicht. Geht man von Materialkosten von ca. 300 bis 400 Euro/kW für Module und Wechselrichter aus (ohne Tragkonstruktion, Netzanschluss und Errichtung), ist das immerhin ein Achtel bis Sechstel dieser Ausgaben, und steht wohl in ähnlichem Verhältnis zum finanziellen Wert der Förderung. Eine Regelung, die verhindert, dass sich einzelne Bieter oder verbundene Gesellschaften einen übermäßigen Anteil der gesamten Förderung sichern, wäre möglich. Derartige **Gebote ohne Standortfestlegung sollten auch für PV-Dachanlagen** möglich sein. An der Ausschreibung könnten sich dann zum einen (a) Dach- oder Flächenbesitzer oder (b) unabhängige Betreiber oder Initiatoren mit bereits gepachteten Dächern oder anderen Flächen beteiligen, es könnten sich aber auch (c) Solarbetreiber als Bieter bewerben, die erst noch Dächer oder andere Flächen zur Pacht akquirieren müssen, sowie auch (d) Solarfirmen, die erst nach der Ausschreibung mit dem Paket aus Förderbewilligung, Solaranlagen und der Installationsdurchführung auf Dachbesitzer zugehen wollen, um sie ihnen zum Kauf anzubieten, häufig zum Ziel der anteiligen Deckung des Eigenbedarfs. Damit würde den einzelnen „Endkunden“ die Notwendigkeit der Beteiligung an der Ausschreibung genommen, und die Endkunden könnten die Anlagen kurzfristig nach Vertragsabschluss installieren lassen. Im Fall (d) kann somit im Verhältnis zwischen den ursprünglichen Bietern und den Endkunden (oder auch mit Dachverpächtern) ein direktes Marketing erfolgen. Es müssen nicht erst Vorvereinbarungen getroffen werden, die dann zu einer Ausschreibungsteilnahme und anschließend zu einer endgültigen Vertriebsbeziehung führen. Soweit die Liste der Firmen veröffentlicht wird, die erfolgreich an der Ausschreibung teilgenommen und die Bietsicherheit geleistet haben, können interessierte Dachbesitzer auch aktiv auf diese zugehen. Damit können Dachbesitzer, die sich zur Errichtung einer Solaranlage entschieden haben, diesen Entschluss unabhängig von den Terminen der Ausschreibungen verwirklichen. Die Ausschreibungsgewinner können das benötigte

Material in größeren Mengen preiswerter kaufen (wenn sie zusätzlich ins Risiko gehen möchten) oder sich als Option sichern, und haben durch den vorherigen Ausschreibungsgewinn eine bevorzugte Marktstellung auf Bezugs- und Absatzmarkt. Es kann den Bietern dabei offen gelassen werden, ob sie die in der Ausschreibung bezuschlagten Mengen ganz oder anteilig für Freiflächenanlagen, für Anlagen ab 500 kW oder (falls dies attraktiv erscheint oder die Menge anders nicht ausgeschöpft werden kann) für kleinere Anlagen verwenden möchten.

Dieses Vorgehen wird besonders für die ersten beiden Jahre 2021 und 2022 empfohlen, in denen bei den Ausschreibungsterminen noch nicht genügend Genehmigungen für Freiflächenanlagen erteilt worden sind, auch noch weniger Verträge mit großen Dachflächenbesitzern vorab geschlossen worden sind, und sich die Preise evtl. noch nicht so eng eingespielt haben. Die Beschränkung auf einen Teil des gesamten Ausschreibungsvolumens (d.h. die Reservierung eines Teils der Ausschreibungsvolumens für Projekte mit vorhandenen Genehmigungen und fest angegebenen Standorten) wäre ebenfalls möglich. In den späteren Jahren Bei der Windenergie ist eine derartige Regelung nicht erforderlich, weil es bis 2023 fest vorgegebene Preise geben soll und die Reihung nach dem Zeitpunkt der Antragstellung gibt, und damit indirekt nach dem Zeitpunkt des Genehmigungserhalts. Es ist anzunehmen, dass unverzüglich nach Genehmigungserhalt ein Antrag gestellt wird. Nachdem der Erhalt einer Bewilligung grundsätzlich gut abschätzbar ist, kann auch vorher mit ersten Baumaßnahmen bzw. der Bauvorbereitung begonnen werden. Bei der Windenergie ist eine derartige Regelung auch wegen der größeren Projektgröße und damit „Körnigkeit“ der errichteten Leistung nicht so gut praktikabel.

➤ Um eine zu große Komplexität zu vermeiden, könnte es im Jahr 2021 somit die folgenden Förderwege für PV geben:

- Ausschreibung mit Standortangabe und Genehmigungsnachweis mit 12 Monaten Realisierungsfrist ab Zuschlag (wie vorgesehen),
- Zusätzliche Ausschreibung ohne Standortangabe und Genehmigungsnachweis zur Realisierung bis 31.12.2021 und
- Investitionszuschüsse, nämlich

entweder

- Investitionszuschüsse gemäß §55 in den dort angegebenen Kategorien A bis C mit Standortangabe und 12 Monaten Realisierungsfrist, ohne Sicherheitsleistung UND
- die o.g. weitere Kategorie der Investitionszuschüsse mit Realisierungsfrist bis 31.12.2021, bei der zur Absicherung der Realisierung eine Bietsicherheit von

ebenfalls 50 Euro/kW zu leisten ist, für beliebige Anlagengrößen bis 500 kW ohne Standortangabe

oder

- Investitionszuschüsse mit Kontingentregelung statt mit Fördercalls.

Im Fall einer Unterdeckung der Ausschreibungen und Investitionszuschüsse „bis Ende 2021“ würden nicht genutzte Mengen auch in der Folgezeit verfügbar sein.

- 2022 sollte es ebenfalls besondere Tranchen für zeitnahe Realisierungen geben.

Vorschlag	Zubau- pfad (Ziel Reg.pr.)	jährlicher Zubau TWh					Summe Zubau im Jahr	Erzeug.kap. zum Jahresanf.	Rück- stand zum Zielpfad	kumu- lierte Produktion (ganze Jahre)
		PV	Wind	Wasser	Bio- masse	Biogas				
2020	0	0,30	0,20				0,50			
2021	2,7	1,50	0,20				1,70	0,5	2,2	0,5
2022	5,4	2,50	0,50				3,00	2,2	3,2	2,7
2023	8,1	2,50	1,30	0,71	0,13	0,015	4,66	5,2	2,9	7,9
2024	10,8	1,50	1,30	0,71	0,13	0,015	3,66	9,9	0,9	17,8
2025	13,5	0,54	1,30	0,71	0,13	0,015	2,70	13,5	0,0	31,3
2026	16,2	0,54	1,30	0,71	0,13	0,015	2,70	16,2	0,0	47,5
2027	18,9	0,54	1,30	0,71	0,13	0,015	2,70	18,9	0,0	66,4
2028	21,6	0,54	1,30	0,71	0,13	0,015	2,70	21,6	0,0	88,0
2029	24,3	0,54	1,30	0,71	0,13	0,015	2,70	24,3	0,0	112,3
2030	27							27,0		139,3
Summe Zubau		11	10	5	0,90	0,105	27,00			
Ziel bis Ende 2029 Zielerreichung		11	10	5	1			27,0 100,0%		121,5 92,4%
Ziel bis Ende 2030 Zielerreichung										148,5 93,8%

Obiges Konzept zum Aufschließen auf den linearen Ausbaupfad des Regierungsprogramms (links) sieht für die Jahre 2021 bis 2023 einen vorgezogenen Ausbauschub bei der Photovoltaik mit 1,5 GW (bzw. TWh) und 2,5 GW Jahresinstallationen vor. Bei allen Werten handelt es sich um die angestrebten Installationen, die Ausschreibungsmengen sind daher noch etwas höher anzusetzen, um „Verluste“ zu kompensieren.

Als Platzhalter ist für 2020 ein Schätzwert von 0,5 GWh Zubau eingesetzt worden, die bereits durch frühere Programme zustande kommen. Ein kleinerer Teil der Windzubaues aus

Ausschreibungen in 2021 wird bereits 2022 realisiert. Ab 2025 haben alle Technologien einen gleichbleibenden Zubau.

Für 2021 wird ein Zubau von 1,5 TWh (bzw. GW) Solar vorgeschlagen. Insgesamt erfolgen 2021 Vergaben für 2,5 TWh PV, davon 1 TWh mit 12-monatiger Realisierungsfrist. Wegen der kurzen Realisierungsfrist in diesem Jahr sollte keine Erhöhung des zugehörigen Ausschreibungsvolumens bei PV zum Ausgleich für etwa nicht ausgeführte Projekte erfolgen. Bei den anderen Energien sollten die Ausschreibungen im Jahr 2021 aber größere Mengen umfassen, als für 2023 als Realisierungsziele angegeben sind. Ein „Vorhalt“ bzw. Aufschlag von 25% würde ausreichen, um 20% scheiternde Projekte auszugleichen und erscheint angemessen. Dieser wird nur in den ersten beiden Jahren zusätzlich zu den Werten der Tabelle benötigt, da in den Folgejahren die „Rückläufer“ den entsprechenden Puffer ergeben.

Das Realisierungsziel bei PV für 2022 könnte z.B. zu 1,5 GW mit einer Vergabesumme aus Investitionsförderung und Ausschreibungen im Jahr 2022 und 1,0 GW aus dem Jahr 2021 unterlegt werden. Etwaige „Rückläufer“ aus 2021 würden hinzugerechnet. Im selben Jahr würden außerdem 2,0 GW für 2023 vergeben werden, so dass die in der Tabelle nicht angegebene Vergabesumme in 2022 für PV 3,5 GW beträgt.

In 2023 würde eine Vergabe für weitere 1,0 GW in 2023 erfolgen, so dass mit 3,0 GW für 2023 erstmals mehr PV ausgeschrieben wäre, als tatsächlich angestrebt wird, und erstmals ein Puffer entstünde. Die 1,5 GW mit Errichtungsfristen in 2024 werden vollständig 2023 ausgeschrieben, so dass generell etwas mehr Ruhe in das Geschehen kommt. Bis Ende 2024 würde dann endlich der Rückstand gegenüber dem linearen Ausbaupfad ausgeglichen sein, so dass für die folgenden 5 Jahre gleichbleibende Zuwächse von 2,7 GWh zu Buche stehen, die auch bei jeder Technologie gleichbleiben.

Für PV stehen ab 2025 jährlich 540 MW Zubau jährlich zu Buche. Damit kann das Dachflächenpotential in den kleineren bis mittleren Kategorien, das sich mehr allmählich durch Wünsche der Hausbesitzer einstellt, auf jeden Fall gut abgedeckt werden. Bei größeren Anlagen können die Anreize zur bevorzugten Dachnutzung verstärkt werden, wenn der Zubau insgesamt langsamer ist. Wäre aber erkennbar, dass das Mengengerüst wegen zunehmendem Strombedarf erweitert werden muss, könnte der Zubau der PV mehr verstetigt werden.

Dies ist natürlich nur ein Beispiel von vielen Möglichkeiten für einen Zubau, der die 27 GWh Produktionskapazität erreicht und alsbald auf den angestrebten Zubaupfad einschwenkt. Es müsste v.a. bei PV und Biomasse noch in Ausschreibungen und Zuschüsse unterteilt werden, und die Zuschussbeträge wären davon abzuleiten.

### ***Abgeleitetes Ziel für die Photovoltaik und dessen Aufteilung***

Bei den kleineren Dachanlagen muss häufig die Investitionsbereitschaft der Hauseigentümer und eine passende Gelegenheit „abgepasst“ werde (z.B. Hauskauf, Übergang durch Erbschaft auf junge Generation oder neue Dachbedeckung, gerade freie Liquidität auf dem Konto und Muße für Planungen). Sinnvoll ist daher ein relativ gleichmäßiger Ausbau der kleineren Dachanlagen über den 10-Jahres-Verlauf. Anfangs kann noch ein gewisser Rückstau von Antragswilligen aus der bisherigen Förderung genutzt werden. Viel leichter kann ein beschleunigter Aufbau der Großanlagen erreicht werden, weil es sich hier um professionelle Flächennutzer bzw. Projektentwickler handelt, die zügiger auf finanzielle Anreize reagieren als einzelne Hausbesitzer. Nachdem die Großanlagen den Solarstrom auch wesentlich kostengünstiger

produzieren, ist eine zeitliche Priorisierung der größeren Anlagen auch aus Kostengründen von Vorteil.

Wird es (erwartungsgemäß) in einigen Jahren immer deutlicher, dass ein Ausbau eher um 35 TWh statt lediglich 27 TWh benötigt wird, um die 100% zu erreichen, sollten die Ausbauziele aufgestockt werden. Würde nur die Hälfte davon auf Solarenergie entfallen, ergäbe das ein Zusatzvolumen von 4 TWh bzw. ca. 4 GW Erzeugungsleistung (peak). Würde diese Erkenntnis bereits rechtzeitig Jahren reifen, um das Zusatzvolumen auf die fünf Jahre 2025 bis 2029 zu verteilen, ergäbe das 800 MW mehr jährlich. Zusammen mit den in den 27 TWh enthalten 540 MW gemäß Tabelle ergäbe das einen Zubau von 1.340 MW jährlich ab 2025. Diese Zahl bekräftigt zusätzlich, dass es auch dann noch Raum für einen stetigen Zubau der PV-Leistung auf Dachflächen gibt, wenn die Solarenergie zur Berücksichtigung der Vorlaufzeiten und der Pfadaufholung anfangs überproportional aus dem (zu niedrigen) Ziel von 2,7 TWh jährlich bedient würde.

Eine Fertigstellung von großen Anlagen binnen Jahresfrist (bis Ende 2021) ist ambitioniert, aber machbar, wenn

- zügig Klarheit über die Programmgestaltung und Eckdaten der Förderhöhe hergestellt wird, so dass die Unternehmen Planungen beginnen können,
- die Ausschreibungen gegen Ende des zweiten Halbjahrs stattfinden, so dass im ersten Halbjahr die Planungsvorbereitungen, im zweiten Halbjahr die Ausfinanzierung und Errichtung stattfinden kann, und
- in den Ausschreibungen nicht vergebene Kapazitäten anschließend bis zur Ausschöpfung des Kontingentes (d.h. nach dem Windhund-Verfahren) frei nutzbar sind;
- Standorte mit vorhandener Elektroerschließung gewählt werden (können), und
- genehmigungsrechtliche Anforderungen abgebaut werden bzw. für bestimmte Flächenkategorien (z.B. Parkplätze, Freiflächen in Nähe von günstigen Stromeinspeisungsmöglichkeiten) allgemeine, mengenmäßig begrenzte und zeitlich befristete Freistellungen erteilt werden, so dass für Flächen ohne besonderen Schutzstatus ein zustimmender Gemeinderatsbeschluss im Wesentlichen ausreicht.
- Ausschreibungen ohne Standortbezug erleichtern den Projektierern die Zuordnung von bewilligten Kapazitäten auf sukzessive akquirierte Standorte.

### *Keine Randstreifen*

Eine vorrangige Nutzung von Randstreifen entlang Autobahnen oder Bahnlinien, wie in Deutschland, leuchtet nicht ein, es sei denn, man wollte erreichen, dass besonders viele Menschen die Solarparks sehen können. Zudem führt das zu deutlich höheren Netzanbindungskosten. Jede Flächeneinschränkung führt zu höherer Knappheit und erhöhten Pachtzahlungen. In Deutschland wurden daher mehrere Verordnungen zur Öffnung zusätzlicher Freiflächen für die Solarnutzung beschlossen. Es ist zu begrüßen, dass Österreich diesen falschen Weg nicht einschlägt.

Eine Nutzung von meist extensiv begrünten, im Grunde naturnahen Flächen auf Altdeponien ist ebenfalls nicht naturschonender als anderswo. Die Bevorzugung für derartige „bauliche Anlagen“ ist daher zu überdenken.

### *Situation in Deutschland*

In Deutschland plant die derzeitige Regierungskoalition einen weiterhin zurückhaltenden Ausbau der erneuerbaren Energien. Nach den Neuwahlen 2021 könnte eine Berliner Bundesregierung mit grüner Beteiligung einen schnelleren Ausbaupfad einschlagen. Es ist dann von Vorteil, wenn Österreich sich vor diese Welle positioniert, um zum einen günstigere Angebote vor allfälligen Kapazitätsengpässen ab 2022 zu sichern (u.a. bei Installationen und Finanzierungen), und damit zum anderen österreichische Firmen bessere Chance haben, auf der Grundlage der gemachten Erfahrungen und des Vorsprungs am deutschen Markt teilzuhaben.

### ***Erhöhtes Ausbauziel wegen Steigerung des Stromverbrauchs***

Der *Dachverband Erneuerbare Energie Österreich (EEO)* hält einen etwas größeren Zubau von 35 TWh für erforderlich, um bis 2030 100% erneuerbare Energien im Stromsektor zu erreichen, weil in Folge der Sektorkopplung von einem Wachstum der Stromnachfrage ausgegangen wird. Das entspricht einem mittleren Zubau von 292 GWh/a monatlich im Zeitraum 2020 bis 2029.

Das Regierungsprogramm 2020-2023 ist insoweit widersprüchlich, als es sowohl eine 100%-ige Versorgung in 2030 wie auch einen bestimmten Ausbaupfad vorgibt. Es ist offenbar der Wille der Regierungsparteien, zunächst nur von einem Zubaubedarf von 27 TWh bzw. einem Ausbaupfad mit 2,7 GWh Jahreszubau auszugehen.

- Das EAG sollte daher eine verbindliche Regelung erhalten, wonach bei tatsächlicher Erhöhung des Stromverbrauchs auch eine Erhöhung der Zubauziele erfolgt. Hierzu sollte jedes Jahr jeweils eine Projektion (z.B. Extrapolation) des bis zu diesem Zeitpunkt eingetretenen Wachstums des Stromverbrauchs bis 2030 erfolgen, und von diesem Zeitpunkt an entsprechend ein neuer Zubaupfad definiert werden, von dem sich neue Zubaumengen ableiten. Die Neudefinition eines linearen Zubaupfads ab 2020 bis dem neuen Projektionswert für 2030, zu dem dann zügig aufzuschließen wäre, wäre zu ambitioniert. Ein neuer Zubaupfad auf Basis des Stromverbrauchs des jeweiligen Jahres, der dann auch für 2030 angenommen würde, würde umgekehrt die Ausbaulast zu sehr nach hinten schieben und eine ständige Anpassung des Zubaupfads nach oben mit entsprechendem Nachholbedarf bedeuten. Nachdem in 2021, 2022 und ggf. 2023 ohnehin ein gewisser Nachholbedarf zum Anschluss an den Ausbaupfad abgedeckt werden muss, und für diese Jahre ohnehin schon erhöhte PV-Mengen vorgeschlagen werden, wäre es ausreichend, wenn das Gesetz eine Überprüfung des Bedarfs erstmalig zum Ende des Jahres 2022 regelt, die Anpassung dann für Ausschreibungsmengen im Jahr 2023 erfolgt und zu einer Anpassung des Realisierungstempos an den etwa höheren Wachstumspfad ab 2024 führt.

### ***Hohes Ausschreibungs- und Fördervolumen für Biomasse***

Wenn ich es richtig verstehe, soll es für Biomasse Ausschreibungen für 15 MW gemäß §§35 bis 38 (500 kW bis 5000 kW) und festgelegte Marktprämien für weitere 15 MW (unter 500 kW) gemäß §50 geben. Bei 6.850 Volllaststunden p.a. führt das zu einer Stromerzeugung je Zubaujahr von 205,5 GWh. Zusammen mit den 10,5 GWh Zubau bei Biogas sind es 216 GWh je Zubaujahr.

Das Gesamtziel von 1 TWh (1000 GWh) zugebauter Kapazität könnte damit bereits nach 5 Jahren Zubau erreicht werden. Bei den eingeräumten zwei Jahren Vorlaufzeit könnte bis Anfang 2030 eine Erzeugungskapazität von 1,438 TWh Biomasse (ohne Biogas) zur Verfügung stehen.

Abzüglich der üblichen Abzüge für unausgeschöpfte Ausschreibungsmengen und Nicht-Realisierungen könnte das in etwa auf eine Punktlandung hinauslaufen.

Es könnte aber auch sein, dass hier versehentlich das doppelte der eigentlich vorgesehenen Ausschreibungsmenge vorgesehen worden ist, oder dass ich diesen Teil des Gesetzes nicht richtig verstehe.

- Im Fall einer Reduzierung der Mengen sollte jedoch nicht die geförderte Kapazität in MW reduziert werden. Vielmehr sollte die Strommenge jeder Erzeugungskapazität begrenzt werden, ausgedrückt durch eine Obergrenze der Zahl der Volllaststunden. Ein Betrieb mit 6850 Volllaststunden (vgl. §4 Abs. 7 Nr. 1), also im Großteil des Jahres, führt dazu, dass die Biomasse auch dann zur Stromerzeugung eingesetzt wird, wenn andere erneuerbare Energien reichlich zur Verfügung stehen. Stattdessen sollte der Vorteil der Speicherfähigkeit der Biomassen genutzt werden, um auf einen Betrieb vorrangig zu Zeiten mit geringerem Stromangebot bzw. höherem Bedarf hinzuwirken („Dunkelflaute“). Die Förderung sollte daher auf eine Höchstgrenze von z.B. 3500 Volllaststunden p.a. reduziert werden. Damit könnte das Ziel von 1 TWh in etwa erreicht werden, wenn wie bei den anderen Energieformen Maßnahmen zur Sicherung der offenbar angestrebten Mengen erfolgen (je 150 MW große Biomasse über Ausschreibungen und kleine Biomasse über Marktprämien bis 2030). Die optimale Einsatzplanung der Anlagen in Anlehnung an die Verhältnisse am Strommarkt bzw. Strompreise, aber ggf. auch an das landwirtschaftliche Jahr, kann dann den Betreibern überlassen werden. Ein Teil der geförderten Erzeugungsmöglichkeiten eines Jahres (z.B. 15%) sollte auf das Folgejahr übertragen werden können.

### **Endtermin**

Wenn das Ziel 100% erneuerbarer Energien im Strommix erreicht ist, werden neue Anlagen nur noch für Ersatz von Abgängen und für den Zuwachs des Stromverbrauchs benötigt. Es sollte eine Regelung aufgenommen werden wonach die zuständige Ministerin dem Parlament rechtzeitig vorher einen Vorschlag für eine Anschlussregelung vorlegt. Eventuell wird dann auf ganz andere Arten der Förderung oder Regulierung umgestellt.

## **Vorschläge zu einzelnen Regelungen**

### ***Obergrenze von 1 Milliarde € p.a. (§4 Abs. 5, §7 Abs. 1), degressive Förderung je Anlage (§11)***

Das Unterstützungsvolumen soll laut Regierungsprogramm und §4 Abs. 5, § 7 Abs. 1 Satz 1 im 3-jährigen Mittel ein Jahres-Maximum von 1 Milliarde Euro nicht überschreiten. Bezogen auf die gesamten 27 TWh entspricht das einem Subventionsbetrag von 3,7 Cent/kWh im Mittel, der nicht überschritten werden dürfte, wenn es stets einen konstanten Förderbedarf während einer Förderdauer eines Projektes gäbe. Für Investitionszuschüsse sind im Gesetzentwurf 91 Mio. Euro/Jahr vorgesehen, mit denen auch etwa ein Zehntel des gesamten Zubaus in TWh realisiert werden soll, so dass dies an der Schwelle von 3,7 Cent/kWh nicht viel ändert. Hier sind allerdings nur die eigentlichen Stromerzeugungsanlagen berücksichtigt. Nachdem aus der Milliarde Euro auch Speicher und vielleicht auch Bestandsanlagen vergütet werden müssen, ist der Spielraum etwas geringer.

Würde eine erste Jahrest tranche von 2,7 TWh im Jahr 2021 tatsächlich erreicht werden (mit dem vorliegenden Entwurf nicht möglich), davon 2,0 GWh über Marktprämien mit einem mittleren Zuschussbedarf von z.B. 2 Cent/kWh, würde das nur 40 Mio. € Zuschussbedarf im ersten vollen Betriebsjahr 2022 dieser Anlagen ergeben. Die Investitionszuschüsse für 700 MW (entsprechend 0,7 TWh Jahreserzeugung) im ersten Jahr würden bei einem mittleren Fördersatz von 230

Euro/kW 161 Mio. Euro kosten. Beides zusammen würde also in den ersten Jahren kaum ein Fünftel des zulässigen Gesamtbudgets beanspruchen.

Es besteht aber die Gefahr, dass in den Jahren näher an 2030 das Budget überschritten würde.

Eine einzelne Anlage erzielt entsprechend dem anlegbaren Wert, der im Zuge der Ausschreibung festgelegt worden ist, in jedem Jahr den annähernd gleichen Betrag, schwankend nur durch Wittereinflüsse und den Aufwand für die Direktvermarktung. Es ist aber davon auszugehen, dass die Kosten für neue Windkraft- und v.a. Solaranlagen im Laufe der Zeit zurückgehen. Außerdem ändert die zunehmende, installierte Leistung die Marktverhältnisse. Es ist daher gut möglich, dass der Marktwert für den erzeugten Wind- bzw. Solarstrom im Laufe der Zeit abnimmt. Der Förderbedarf jeder Anlage in Form der Marktprämie nimmt also zu.

Der zweite Effekt, der zu zunehmendem Förderbedarf führt, ist die zunehmende installierte Leistung, die ja mindestens bis 2040 vollständig gefördert werden muss.

Es kann auch sein, dass sich das Preisniveau (Preisindex der Lebenshaltung) und die Inflationsraten insgesamt erhöhen und dass dadurch in der Zukunft in den Ausschreibungen höhere anlegbare Werte zustande kommen, sowohl durch höhere Anlagenpreise wie durch höhere Zinsen und damit Kapitalkosten. Der reale Wert der einen Milliarde Euro also nimmt ab.

Als vierter Effekt muss bei einer Zunahme des Stromverbrauchs mehr Strom erzeugt werden, sollen die 100% Deckungsziel beibehalten werden. Wird ein Zubau von 40 TWh benötigt, reicht dann die eine Milliarde nur noch für einen mittleren Zuschuß von 2,5 Cent/kWh.

Im April 2020 sanken die mittleren Marktwerte für onshore-Windstrom in Deutschland auf 0,94 Cent/kWh und für Solarstrom auf 0,89 Cent/kWh, beides deutlich unter dem ebenfalls niedrigen Marktwert für Grundlaststrom von 1,709 Cent/kWh, laut

<https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte> . Dies war Pandemie-bedingt, aber derart niedrige Marktwerte können bei zunehmenden Marktanteilen und entsprechenden merit-Order-Effekten in Zukunft öfter vorkommen. Addiert man die o.g. 3,7 Cent/kWh mittleres Subventionspotential bei 27 GWh, liegt das Ergebnis unter den derzeitigen Gebotswerten für Anlagen.

Die durchschnittliche gewichtete Vergütung für neu in Betrieb genommene PV-Anlagen lag z.B. in Deutschland im Juli 2020 bei 7,36 Cent/kWh, nach deutlichem Rückgang im Vorjahr. Zieht man 3,7 Cent/kWh oder nur 2,5 Cent/kWh ab, müsste der Marktwert 3,66 Cent/kWh bzw. 4,86 Cent/kWh betragen, um im Budget zu bleiben. Das ist höchst unwahrscheinlich.

Um die budgetierte Grenze von 1 Mrd. € p.a. auch am Ende des Jahrzehnts noch einzuhalten, liegt es somit nahe,

- **anfangs in stärkerem Maße auf Investitionszuschüsse** für einen Teil der Anlagen zu setzen, die dann in den Folgejahren ohne laufende Förderung auskommen. Mit sukzessiver Inbetriebnahme von Anlagen, die ihre Unterstützung während der Betriebsdauer erhalten, beanspruchen diese zunehmende Teil des Fördervolumens und dann bliebe ggf. weniger Geld für Investitionszuschüsse.
- Bei den mit Marktprämien geförderten Anlagen statt dem im EAG-Entwurf angelegten Anstieg der Marktprämie bestimmter Anlagen mit der Zeit eine **sukzessive Reduzierung** anzustreben (bezogen auf jeweils dieselbe Anlage eines bestimmten Baujahres).

Eine schrittweise Reduzierung des Förderbetrags von Anlagen könnte z.B. mit einer Formulierung in §11 wie folgt erreicht werden:

*„Der anzulegende Wert [Vergütung] für die Stromerzeugung des jeweiligen Jahres sinkt mit Ende der Jahre 2022 bis 2027 jeweils um 1 Cent/kWh, ausgehend von dem in der Ausschreibung ermittelten bzw. dem nach §46 (1) festgelegten Wert. Jahreswechsel vor dem jeweiligen Ausschreibungstermin werden nicht berücksichtigt.“* Alternativ zu §11 an anderer Stelle bei den jeweiligen Preisbestimmungen.

Für eine Anlage, die im Jahr 2021 einen Zuschlag in Höhe von 10 Cent/kWh erzielt hätte, würde das bedeuten, dass ihre Stromerzeugung im Jahr 2021 und 2022 eine Vergütung von 10 Cent/kWh enthält, im Jahr 2023 eine Vergütung von 9 Cent/kWh, gefolgt von 8 Cent/kWh in 2024, 7 Cent/kWh in 2025, 6 Cent/kWh in 2026, 5 Cent/kWh in 2027 und schließlich eine Vergütung von 4 Cent/kWh für ihre Stromerzeugung ab 2028. Auf diese Weise würden die späteren Jahre deutlich entlastet und die Gefahr vermindert, dass die Förderobergrenze von 1 Mrd. € überschritten wird. Außerdem ergibt sich ein zusätzlicher Anreiz zur frühzeitigen Fertigstellung und Inbetriebnahme. Bieter würden die stufenweise Absenkung natürlich in ihrer Kalkulation berücksichtigen und es ergäbe sich in den Anfangsjahren ein höherer Erlös und im hinteren Teil der Betriebsdauer ein niedrigerer. Nachdem die Förderung jeweils die Differenz zwischen anlegbarem Wert und Marktwert ist, würde sich die in die eine Milliarde einzurechnende Förderlast noch mehr nach vorne verschieben.

Ich möchte damit auch deutlich machen, dass es möglich ist, unter Einhaltung der 1 Mrd. €-Grenze auch höhere Förderbeträge als im Mittel 3,7 Cent/kWh zu erreichen. Bei linearem Aufbau der Anlagen mit linearem Anstieg der Förderung von 2021 bis 2030 und linearem Rückgang der Förderung 20 Jahre später, von 2041 bis 2050 und konstanter Förderung je kWh stünden insgesamt 20 Mrd. € Fördervolumen zur Verfügung, davon 5 Mrd. € in den ersten 10 Jahren, 10 Mrd. im zweiten 10-Jahres-Zeitraum und 5 Mrd.€ im dritten. Würde der 1 Mrd. €-Rahmen im ersten Jahrzehnt voll ausgeschöpft, könnten also 5 Mrd. zusätzlich für einmalige Zuschüsse mobilisiert werden. Auf diese Weise könnte das Fördervolumen (über die ersten 20 Jahre des Betriebs jeder Anlage gerechnet) im Schnitt 4,625 Cent/kWh (statt 3,7 Cent/kWh) erreichen. Dann gäbe es weniger Gefahr, diese Marke wegen der Marktpreientwicklung zu reißen. Zudem fiel es leichter, einen Teil an teureren Energien zu fördern, wo diese besonders förderungswürdig erscheinen.

Mehr Einmalbeträge (Investitionszuschüsse) in den ersten Jahren sind aber schon deshalb sinnvoll, weil der Aufbau von Solar-Dachanlagen schneller und beginnend im Lauf des Jahres 2021 mobilisiert werden kann als die Ausschreibungsprojekte mit Marktprämie.

### *Hauptausschuss des Nationalrates, §6 Abs. 5*

§6 Abs. 5 besagt: „Der Hauptausschuss des Nationalrates hat daraufhin zu entscheiden, ob die Kürzungen gemäß Abs. 1 vorgenommen werden oder ob davon abgesehen wird; in letzterem Fall sind keine Kürzungen vorzunehmen.“ Dies bedeutet vermutlich, dass Kürzungen auch dann vorzunehmen sind, wenn kein Beschluss des Hauptausschusses zustande kommt. Hier sollte eine Umkehr erfolgen, so dass es nur bei einem Beschluss des Hauptausschusses zu den Kürzungen kommt.

### *Rückvergütung gemäß §11 Abs. 6*

Hier ist unklar, ob sich die Rückvergütung nach Satz 1 auf eine quartalsweise Überschreitung des Referenzmarktwertes bezieht (das wäre eigentlich sinnvoller) oder auf stundenweise höhere Marktpreise. Bei quartalsweiser Betrachtung gäbe es aber gar keine Förderung und entsprechend auch nichts, wovon laut Satz 2 abgezogen werden könnte.

Eine Schlechterstellung für Windparks ab 20 MW ist unglücklich, da bei größeren Windparks weniger Beeinträchtigung des Landschaftsbilds im Verhältnis zur Stromerzeugung möglich ist. Die Rückvergütung sollte für alle kommerziellen WEA bis 1 MW gleichermaßen gelten. Nachteile gemäß §11 Abs. 6 sollten auch nur für den Teil der Leistung gelten, der die entsprechende Leistungsgrenze überschreitet.

### *Anreize für bereits versiegelte Flächen wie Parkplätze*

Es sollten Anreize geschaffen werden, Solaranlagen auf bereits versiegelten, künftig doppelgenutzten Flächen zu installieren, (wie z.B. Parkplätze). Wenn diese grundsätzlich als bauliche Anlagen gemäß §10 (1) Nr. 3 lit. a gewertet werden, ist dem bereits Genüge getan.

### *Quartalsweise Auszahlung der Marktprämie, §14 Abs. 1*

Bei kleinen PV-Anlagen, deren Betreiber sich aus bestimmten Gründen für eine Marktprämie statt für Investitionszuschüsse entschieden haben, sollte auf eine monatliche Akontierung nach §14 (1) und dann quartalsweise Berichtigung nach §14 (3) Satz 2 verzichtet werden, und nur die Zahlung in der „richtigen Höhe“ erfolgen (z.B. bis 100 kW).

### *Höchstpreise §18, Nr. 1, Erfahrungen aus Deutschland*

Im Jahre 2020 werden in Deutschland v.a. diejenigen Freiflächen-Solaranlagen errichtet, deren Auktion 2018 stattfand. In diesem Jahr lagen die durchschnittlichen Vergütungen in den fünf Freiflächen-Ausschreibungen bei 4,33 bis 5,27 Cent/kWh, dreimal zwischen 4,59 und 4,69 Cent/kWh. Die höchsten Gebotswerte mit Zuschlag lagen bei 5,18 bis 6,4 Cent/kWh.

Die jüngeren Ausschreibungen ergaben auch keine niedrigeren Ergebnisse: Für Solaranlagen bzw. Kombiausreibungen gab es folgende Ergebnisse (in Cent/kWh); die Gebotsübergrenze betrug seit Juni 2019 7,50 Cent/kWh:

<b>Monat Ausschreibung</b>	<b>Durchschnittswert</b>	<b>höchster Zuschlagswert</b>	<b>Fertigstellung bis</b>
2.2019	4,80	5,18	2.2021
3.2019 <del>x</del>	<b>6,59</b>	<b>8,40</b>	3.2021
6.2019	5,47	5,58	6.2021
10.2019	4,90	5,20	10.2021
11.2019*	5,40	5,74	11.2021
12.2019 <del>x</del>	<b>5,68</b>	<b>6,20</b>	12.2021
2.2020	5,01	5,21	2.2022
3.2020*	5,18	5,48	3.2022
4.2020	5,33	5,61	4.2022
6.2020	5,27	5,40	6.2022
7.2020	5,18	5,36	7.2022
9.2020	5,22	5,39	9.2022
10.2020	5,23	5,36	10.2022

*Tabelle 2: Solar- und technologieoffene Ausschreibungen in Deutschland 2019-2020 x 500 MW Volumen \* Ausschreibung für Wind und Solar*

Dass die Projektentwickler je nach Termin und Gebotsgeschick mal beträchtliche Zusatzerlöse erzielen (v.a. im Jahr 2019), mal sehr knapp abgespeist werden und damit die Realisierung gefährdet wird (v.a. im Jahr 2018), ist aber nicht im öffentlichen Interesse.

An diesen Erfahrungen können die vorzugegebenen Höchstpreise ausgerichtet werden. Es ist aber zu berücksichtigen, dass die Vergütungen der 2021 zu errichtenden Anlagen in Deutschland in den Auktionen im Jahr 2019 bestimmt wurden, und in den beiden größeren Auktionen

Durchschnittswerte von 5,40 Cent/kWh bzw. 6,59 Cent/kWh festgesetzt wurden, bei zur Mengenabdeckung benötigten Zuschlagswerten von bis zu 8,40 Cent/kWh. Höchstgebote für Errichtungen **in 2021** sollten sich daher **nach Berücksichtigung des Abschlags für Freiflächenanlagen** in der Spanne von etwa 5,68 bis 6,59 Cent/kWh bewegen, um Anreize zu schaffen, aber kein übermäßigen.

- Die Höchstpreise der ersten PV- und Wind-Ausschreibungen im Jahr 2021 sollten gesetzlich festgelegt werden, um weitere Verzögerungen für Gutachten und dergleichen zu vermeiden; die zusätzliche Wartezeit von zwei Monaten gemäß §19 bis zum Ausschreibungstermin entfällt dann ebenfalls.

Bei den Ausschreibungen für Windenergie hat die Bundesnetzagentur im Prinzip in 2019 und 2020 (Realisierung bis 2021/2022) einen Festpreis in Höhe von 6,20 Cent/kWh vorgegeben, zu dem Gebote eingingen, aber die ausgeschriebene Menge wurde nie auch nur annähernd erreicht. Einige Gebote lagen geringfügig darunter.

Bei Biomasse liegen die Werte rund doppelt so hoch. Neue Kleinwasserkraft hat in Deutschland wenig Bedeutung.

Die Wind- und Sonnenverhältnisse in Österreich unterscheiden sich standortspezifisch; insgesamt aber nicht erheblich von denen in Deutschland, Küstenstandorte einmal ausgenommen.

- In Anbetracht der vorstehenden Zahlen hielte ich es für nicht verkehrt, einen Höchstpreis von ca. 6,2 Cent/kWh für eine technologieübergreifende Ausschreibung in Österreich über mindestens 2,2 GW zur Errichtung möglichst im Jahr 2021 vorzugeben, mit einem vorgegebenem Abzugsbetrag von z.B. 0,5 Cent/kWh für Freiflächen-Solaranlagen i.e.S.. Der „Regel-Höchstpreis“ von ca. 6,2 Cent/kWh würde dann u.a. für Windenergie und für Solaranlagen auf Dächern und auf bereits versiegelten, künftig doppelgenutzten Flächen (wie z.B. Parkplätze) gelten. Würden die Bewerbungen (Gebote) in der Ausschreibung das Ausschreibungsvolumen überschreiten, würden die Zuschlagsgrenzen in den beiden Kategorien jeweils mit dem entsprechenden Abstand von 0,5 Cent festgelegt werden.
- Diese Zahlen und Erfahrungen aus Deutschland können aber nur übernommen werden, wenn in dieser ersten Ausschreibung auf die besonderen Nachteile des §11 Abs. 6 verzichtet wird.
- Wenn (spätestens bei der nächsten Ausschreibung) eine degressive Festsetzung der anlegbaren Werte je Betriebsjahr stattfindet, sind natürlich höhere Höchstgebote erforderlich.

Soweit das Ausschreibungsvolumen nicht ausgeschöpft würde, sollte der Restmenge, wie oben beschrieben, zu diesen Konditionen nach dem Windhund-Verfahren vergeben werden, die insoweit zu quasi-Festpreisen würden (also z.B. 5,7 Cent/kWh Solar-Freifläche, 6,2 Cent/kWh Wind und Solar auf versiegelten Flächen und Solar-Dachanlagen). Im Vergleich mit früheren, festen Einspeisevergütungen in Deutschland und Tschechien ist der Aufwand dadurch kalkulierbar, dass die Preise heute deutlich niedriger sind und die Preise nur für ein bestimmtes Ausbauvolumen gelten würden, nicht mengenmäßig unbegrenzt für eine vorher festgelegte Zeitdauer.

Es gibt keine Preise bzw. Höchstpreise oder Abstände zwischen Technologien, die genau richtig oder genau falsch wären. Das liegt schon an den unterschiedlichen Kosten je einzeltem Projekt und den ungewissen Höhe der Pachten, die es benötigt, um Grundbesitzer zu überzeugen und dem unterschiedlichen Engagement von Seiten der Kommunen bei der Stadtortgenehmigung. Bei höheren Preisen werden mehr Projekte wirtschaftlich und es werden mehr Anreize gegeben, diese auch schnell zu verwirklichen. Nach unten hin besteht allerdings die Gefahr, dass gar keine Entwicklung in Gang kommt, weil auf bessere Konditionen in der Folgeregelung gewartet wird.

Der Wert von 5,18 Cent/kWh ist in Deutschland nie als höchster Zuschlagswert unterschritten worden. Dieser Wert (oder höhere Preise in den anderen Gebotsterminen) war also erforderlich,

die von der Bonner Bundesnetzagentur nachgefragte Menge auch tatsächlich zu erreichen (als Gebote, gebaut sind die Anlagen bislang nur teilweise). Diese Anlagen müssen aber erst bis 2022 errichtet werden. Für die Vergütungen der Fertigstellung in 2021 sind die 2019er Ausschreibungen maßgeblich, mit höchstem Zuschlagswert von 5,2 bis 8,4 Cent/kWh. Wären die Gebote in Deutschland stattdessen bei einem Preis in Nähe der Durchschnittswerte gekappt worden, hätte es nur rund halb so viele Zuschlüsse gegeben, zudem wären die Projektentwickler entmutigt worden und in Zukunft weniger aktiv.

Von daher halte ich es für sachgerecht, mit einem Höchstpreis (bei Unterzeichnung wäre es anschließend ein Festpreis der Kontingentsregelung) von nicht unter 5,7 Cent/kWh für PV-Freiflächenanlagen ins Gesetzgebungsverfahren zu gehen, und höher bei Anwendung von §11 Abs. 6. Falls das noch geringfügig gesenkt würde, oder es Sonderregelungen für sonnigere Landesteile im Süden der Alpen geben würde, würde das die Entwicklung nicht gänzlich abwürgen, allerdings die Chance auf Zielerreichung deutlich senken.

### ***Sicherheitsleistungen, Pönalen und Erlöschen von Zuschlüssen §22, §27, §28***

Die Sicherheiten und Pönalen dienen dazu, Anträge ohne große Realisierungsabsicht zu vermeiden und die Umsetzung bezuschlagter Gebote wahrscheinlicher zu machen. Unnötige Nachteile für die Betreiber sind zu vermeiden:

- In §27 Abs. 1 ist zu regeln, dass bei einer teilweisen Inbetriebnahme bzw. Inbetriebnahme mit reduzierter Leistung ein anteiliges Erlöschen des Zuschlags erfolgt, und dann auch nur eine anteilige Pönale in §28 Abs. 1 Nr. 2 folgt: Formulierung sinngemäß: Pönale *„entsprechend der Summe aus Erst- und Zweitsicherheit je kW, multipliziert mit der Unterschreitung der Zuschlagsmenge, wenn der Zuschlag ganz oder teilweise gemäß § 27 Abs. 1 Z 2 bis 4 erlischt.“*

Bei Überschreitung der bezuschlagten Leistung ist klarzustellen, dass für die überschießende Menge ein getrennter Antrag gestellt werden kann. Bei kleineren Anlagen sollte dann möglichst eine Zusammenfassung der beiden Anlagen zu einer mit einheitlicher Vergütung und einheitlichem Endtermin erfolgen.

Für Bürgerenergiegemeinschaften und kleine Projektentwickler stellen bereits die bis zur Genehmigung benötigten Finanzmittel und die Erstsicherheit eine beträchtliche Liquiditätsbelastung dar. Muss die Zweitsicherheit in 10 Werktagen ab Zuschlag geleistet werden, muss sie im Prinzip bereits vor der Teilnahme verfügbar sein, auch wenn der Erfolg in der Ausschreibung noch ungewiss ist. Außerdem besteht die Gefahr, dass ein Termin verpasst wird.

- Für die Leistung der Zweitsicherheit sollte bei Anlagen mit genehmigtem Standort und 24-monatiger Realisierungsfrist eine Frist von etwa 2 bis 3 Monaten eingeräumt werden. Dies ermöglicht es auch weniger finanzkräftigen Mitwirkenden, mit Projekten an Ausschreibungen teilzuhaben und sich dann in der Folgezeit die Finanzierung zu sichern, insbesondere eine Erhöhung des Eigenkapitals. Eine wesentlich höhere Gefahr des „Ausscheidens“ ist damit nicht verbunden, und im Zweifel ist ein frühzeitiges Erlöschen von Zuschlüssen sogar besser, als wenn die Zweitsicherheit gezahlt würde und dann doch keine Realisierung folgt. Die Zweitsicherheiten betragen das 8-fache bis 11-fache der Erstsicherheiten. Wenn also die Erstsicherheit einen Zuschlag für 2 oder 3 Monate sichern würde und die Zweitsicherheit für eine 8-fach bzw. 12-fach so lange Zeitdauer ab Zuschlag (24 Monate), stehen Zeitdauern und Betrag der Sicherheit auch in einem guten Verhältnis zu einander.
- Bei fortgeschrittenen Baumaßnahmen, die eine Realisierung sehr wahrscheinlich machen, sollte es möglich sein, die Bietsicherheiten wieder aufzulösen oder zurückzufordern, um damit verbliebene Bau-Leistungen finanzieren zu können. Eine Nicht-Realisierung ist

dann höchst unwahrscheinlich. Bei Windkraftanlagen könnte das z.B. spätestens mit der Errichtung der Gondel auf dem Turm (ggf. auch ohne Rotorblätter) erfolgen. Bei Solaranlagen mit der Installation der Solarmodule auf der Unterkonstruktion (auch ohne Netzanschluss).

### **Überhängende Gebotsgröße (§23 Abs. 3)**

§23 Abs. 3: Bei „Aufrundung“ des Zuschlagsvolumens durch Berücksichtigung eines nach der Gebotsmenge bis 50% „überhängenden“ Gebotes erfolgt Abzug in der nächsten Ausschreibung. Auf diesen Abzug nehmen auch die Mengenangaben in §31 (1), §36 (1) und 40 (1) Bezug. Das ist insoweit auch folgerichtig.

Bei „Abrundung“ durch Nicht-Berücksichtigung eines zu mehr 50% „überhängenden“ Gebotes ist die Nachholung in der nächsten Ausschreibung jeweils in den Einzelregelungen des §31 (3), §36 (3) und 40 (3) geregelt. Das ist materiell sinnvoll geregelt, aber die unterschiedliche Behandlung mal bei den einzelnen Energien, mal bei den übergreifenden Regelungen ist verwirrend.

- Es wäre nun aber möglich, dass ein Bieter, dessen Gebot zu über 50% überhängen würde, dieses stattdessen lieber anteilig bewilligt bekäme, statt dass es ganz abgelehnt wird. Bieter sollten die Möglichkeit bekommen, zu erklären, ab welcher bezuschlagten Leistung sie auch mit einer teilweisen Berücksichtigung ihres Gebotes einverstanden wären, bzw. die hierfür in Betracht kommenden (niedrigeren) Leistungsstufen anzugeben. Besonders bei PV-Anlagen ist eine Leistungsreduzierung meist unproblematisch möglich. Planer von Windparks könnten mit dem Zuschlag für einen Teil der Anlagen zufrieden sein, zumal sie ja mit den weiteren Anlagen an den nächsten Ausschreibungen teilnehmen könnten.
- Bei einem zu mehr als 50% überhängenden „letzten“ Gebot ist die Formulierung nicht ganz eindeutig, ob statt des zu großen, weil zu mehr als 50% überhängenden Gebotes, das nicht mehr zum Zuge kommt, stattdessen ein kleineres mit höherem Gebotswert zum Zuge kommen kann. Besonders bei nur geringen Gebotsunterschieden wäre es höchst unbefriedigend, wenn ein ohnehin nicht mehr zu berücksichtigendes großes Gebot dazu führt, dass nur deswegen das Zuschlagsvolumen reduziert wird und andere Gebote ausgeschlossen werden – die möglicherweise nur wegen ihrer geringeren Größe ein etwas höheres Gebot zur Deckung ihrer Kosten benötigen. Wenigstens die nicht überhängenden Gebote sollten noch nach ihrer Reihung vollständig berücksichtigt werden. Diese wären bedingungsgemäß in der Summe maximal halb so groß wie das zu sehr überhängende Gebot.

### **Nicht ausgeschöpfte Ausschreibungen (§31 u.a.)**

Erst, wenn „das Ausschreibungsvolumen in drei aufeinander folgenden Jahren nicht ausgeschöpft,“ wird, *kann* das entsprechende Volumen durch Verordnung zu anderen Technologien und Förderarten zugeschlagen werden (§31 (3) Satz 2 für PV, §36 (3) Satz 2 für Biomasse, §40 (3) Satz 2 für Wind, §45 (4) Satz 2 allgemein, in §45 wird aber ein anderes Ministerium benannt als in §40). In diesem Fall entsteht also eine beträchtliche Verzögerung des tatsächlichen Ausbaus. Ungenutztes Volumen bei Ausschreibungen der Jahre 2026 bis 2028 würde somit nicht mehr zu Realisierungen vor 2030 führen.

In Betracht kommt in erster Linie eine derartige Übertragung zu Gunsten einer Zuschlagung bei der Solarenergie, die die geringsten Standortengpässe aufweist. Bei Übertragung desselben Volumens in kW von der Windenergie zur Solarenergie geht aber wegen der geringeren

Volllaststunden rund 60% des Erzeugungspotenzials (in GWh) verloren, bei Wasserkraft eher um die 80%.

### *Forderungen zur Übertragung bei unvollständiger Gebotsausschöpfung (§31 a u.a.)*

Bei unvollständiger Gebotsausschöpfung ist erst nach drei Jahren eine Übertragung zwischen Technologien vorgesehen (für Ausschreibungen auf Marktprämien §31 Abs. 3 Satz 2, §36 Abs. 3 Satz 2, §40 Abs. 3 Satz 2, für festgelegte Marktprämien §45 Abs. 4 Satz 2; für Investitionszuschüsse §55 Abs. 8 Satz 5, §56 Abs. 7 Satz 4, §57 Abs. 7 Satz 3).

Bei Übertragung von Vergabevolumina für Marktprämien zwischen Technologien ist eine Umrechnung im Verhältnis der typischen Volllaststunden vorzunehmen, wobei ein Verhältnis von 1 (PV) : 2,5 (Wind) : 5 (Wasser und Biomasse) in Betracht kommt.

Wird das Ausschreibungsvolumen bei einer Technologie verfehlt, ist dort in der Regel von Einschränkungen auszugehen, die auch in der folgenden Ausschreibung anhalten werden (z.B. fehlende Genehmigungen). Es droht eine mindestens drei Jahre lang anhaltende Unterschreitung des Ziels für den gesamten Ausbaupfad. Verfehlt Mengen sollten daher **unverzüglich beim nächsten Ausschreibungstermin bei anderen Technologien zusätzlich** ausgeschrieben werden (mit vorstehendem Umrechnungsfaktor). Wenigstens gilt das, sofern bei der ursprünglichen Technologie keine Anhebung der Höchstpreise (Gebotsobergrenze) in der folgenden Ausschreibung erfolgt (war lediglich der zu niedrige Preis der Grund für zu wenige Zuschläge, bestehen bessere Aussichten auf eine baldige „Heilung“ in der ursprünglichen Technologie; anders als bei fehlenden Genehmigungen). Erfolgt eine Anhebung des Höchstpreises der ursprünglichen Technologie und wird ein zweites Mal die angestrebte Menge nicht erreicht, erfolgt spätestens dann eine Hinzufügung bei einer anderen Technologie.

Die „verfehlt“ Menge soll aber weiterhin auch bei der ursprünglichen Technologie zur Ausschreibung kommen, um dort ein alsbaldiges Nachholen des Defizits zu ermöglichen, sobald dort wieder genügend Projekte an den Ausschreibungen teilnehmen. In der Regel wird dann bei der ersten Ausschreibung nach der Unterschreitung die entsprechende Menge bei beiden Technologien der nächstfolgenden Ausschreibungsmenge ausgeschrieben werden, aber es wird nur bei der geänderten Technologie zu einem entsprechenden Zuschlag kommen. Damit wäre dann die Lücke in der Summe des Zubaus in TWh ausgeglichen.

Die bei der ursprünglichen Technologie fehlende Menge sollte dann aber weiterhin dort ausgeschrieben werden. Sollte es dort schließlich doch noch zu einem Zuschlag kommen, kann in der nächsten Runde wieder ein Abzug bei der Technologie erfolgen, auf die vorübergehend ausgewichen wurden. Dieser Abzug kann im Verhältnis zur regulären Ausschreibungsmenge prozentual begrenzt werden, so dass durch solche „Kreuzanrechnungen“ nicht mehr als z.B. 30% des ursprünglich vorgesehenen Volumens wieder weggenommen werden.

Nachdem dann keine dauerhafte Beeinträchtigung der Chancen eines der Wirtschaftszweige droht, kann diese Übertragung auch ohne Zustimmung der Ministerien erfolgen; sie sollte vielmehr explizit im Gesetz vorgesehen werden. Ob nach mehr als drei Jahren anhaltender Unterschreitung der Ausschreibungsziele in der ursprünglichen Technologie dann eine endgültige Streichung des Überhangs erfolgt, und ggf. mit wessen Zustimmung, wäre davon unabhängig zu regeln.

### *Förderdifferenz zwischen Freiflächenanlagen und Dachanlagen (§33)*

§33 regelt einen Abschlag auf den anzulegenden Wert von 30% für Freiflächenanlagen, entsprechend eines Aufschlages von gut 42% für Dachanlagen. Mit Marktprämien werden aber vorrangig Dachanlagen mit über 500 kW<sub>peak</sub> gefördert.

Nimmt man als Rechenbeispiel der Einfachheit halber an, dass die Gesamtvergütung für große Dachanlagen (anzulegender Wert) das doppelte des Marktwertes beträgt, würde eine Kürzung der Gesamtvergütung bei Freiflächenanlagen um 30% eine um 60% reduzierte Förderung zur Folge haben. Liegt der Marktwert bei 70% der Gesamtvergütung für Dachanlagen, gäbe es für Freiflächenanlagen gar keine Förderung mehr.

Diese Differenz ist bei weitem zu hoch. Bei Dachanlagen mit über 500 kW kommen bereits signifikante Skalenvorteile zum Tragen. PV-Module sind auf Dächern häufig kostengünstiger zu installieren als im Freiland, wo entsprechende Untergestelle benötigt werden und Land angepachtet werden muss. Auch die Netzanbindung ist bei vielen Dachanlagen einfacher.

Zum Vergleich: In Deutschland beträgt der anzulegende Wert für Aufdachanlagen zwischen 100 und 750 kW mit Errichtung im Oktober 2019 6,99 Cent/kWh und sinkt bis Februar 2021 voraussichtlich auf 6,89 Cent/kWh.

Ein großer Anteil der in diesem Zeitraum fertiggestellten Freiflächenanlagen geht auf die große Ausschreibung im März 2019 zurück, die einen Durchschnittswert von 6,59 Cent/kWh und einen höchsten Zuschlagswert von 8,40 Cent/kWh ergeben hatte. In Deutschland gibt es also derzeit **weniger als 0,5 Cent/kWh Erlösdifferenz zwischen den derzeit fertiggestellten Ausschreibungsanlagen (in der Regel Freiflächenanlagen) und der größeren Kategorie der Dachanlagen** (die zudem bei 100 kW beginnt, nicht bei 500 kW).

- Der Abschlag für Freiflächenanlagen sollte sich auf die Marktprämie (=Förderung) beziehen, nicht auf den anzulegenden Wert ( $\approx$ Gesamterlös als Summe aus Marktprämie und Marktwert). Das ergäbe dann auch eine bessere Übereinstimmung mit der Regelung für Investitionszuschüsse (§55 Abs. 7 Satz 1), wo „bei der Auszahlung für Freiflächenanlagen gemäß Abs. 1 Z 3 ein Abschlag [von der Höhe der Zuschüsse] von 30% gilt“, während daneben die volle Wert des Stroms nutzbar ist. Nachdem durch §55 maximal 30% der Investitionskosten als Zuschuss gewährt werden, beträgt der Abschlag für diese Freiflächenanlagen also maximal 9% der Investitionssumme. Diese Differenz müssen sie durch ein etwa ein Zehntel besseres Verhältnis zwischen Investitionskosten und Erlösen wieder ausgleichen. Es ist nicht sinnvoll, bei den großen Dachanlagen einen deutlich größeren Vorteil gegenüber Freiflächenanlagen zu gewähren.
- Ein Abschlag für Freiflächenanlagen von ca. 15% bis 20% auf der Ebene der Marktprämie ist sachgerecht und bewahrt trotzdem die Anreize für Dachflächenanlagen.
- In der ersten Zeit ab Inkrafttreten wird es gar nicht genügend genehmigte Standorte für Freiflächenanlagen geben, so dass **aus den ersten Ausschreibungen ohnehin vorrangig Aufdachanlagen realisiert** werden. Das gilt besonders dann, wenn eine besondere Ausschreibungsrunde für beschleunigte Realisierungen im Jahr 2021 durchgeführt wird (zum Vorschlag für standortunabhängige Ausschreibungen siehe weiter oben).

Bei einem Abschlag von der Marktprämie wären Freiflächenanlagen in etwas verstärktem Maße Marktpreisrisiken ausgesetzt. Das sind sie allerdings in jedem Fall insoweit, als sie laut §11 Abs. 6 bei höheren Marktpreisen „66% des übersteigenden Teils der EAG-Förderabwicklungsstelle rückzuvergüten“ haben. Dieser Nachteil bei Anlagen ab 2 MW – das betrifft praktisch ausschließlich Freiflächenanlagen – rechtfertigt an sich einen **erhöhten anzulegenden Wert** für Freiflächenanlagen, bzw. ist ein dringlicher Grund für geringere Differenzen zu Dachanlagen.

- Bei auf Gewässern schwimmenden Freiflächenanlagen sollte auf die Abschläge für Freiflächenanlagen verzichtet werden.

### ***Bezeichnung 3. Abschnitt statt „Antrag auf Förderung durch Marktprämie“***

Nachdem die Förderung in Folge von Ausschreibungen gemäß 2. Abschnitt ebenfalls zu Marktprämien führt, wäre eine Überschrift „Förderung [durch Marktprämien] auf Basis vorgegebener anzulegender Werte“ zielführender.

### ***Antragsvoraussetzung für Marktprämien ohne Ausschreibung (§44, §45)***

Voraussetzung für die Teilnahme an Ausschreibungen ist gemäß §20 Nr. 7 für die Anträge des 2. Abschnitts und §44 Nr. 5 für die Anträge des 3. Abschnitts regelmäßig eine Genehmigung.

Aus §20 Nr. 7 geht klar hervor, dass sich dies auf die Teilnahme an Ausschreibungen mit Geboten bezieht.

- Da auch die Ausschreibungen zu Marktprämien führen, sollte in §44 deutlicher gemacht werden, dass dies für die Anlagen gilt, die ohne Ausschreibung einen Marktprämie erhalten z.B. die Formulierung

*„Anträge auf Förderung durch Marktprämie ohne Teilnahme an einer Ausschreibung gemäß §§ 44 bis 52 müssen die folgenden Angaben enthalten:“* oder *„Anträge auf Förderung durch Marktprämie nach diesem Abschnitt müssen die folgenden Angaben enthalten“*

Ähnlich in §45.

### ***Zinsänderungen antizipieren (§46)***

Die Regierung soll in die Lage versetzt werden, schneller auf Kostenänderungen wie insbesondere Zinsschwankungen zu reagieren.

- Im Wortlaut ergänzen:  
*„Das Gutachten gemäß §46 Abs. 2 soll die Sensitivität der Kosten in Abhängigkeit von wesentlichen Einflußgrößen wie den Marktzinssätzen und den Erzeugerpreisen für wesentliche Anlagenkomponenten darstellen. Bei wesentlichen Änderungen dieser Kostenbestandteile ist der anzulegende Wert entsprechend anzupassen und der geänderte Wert gilt dann für die Projekte, für die nach dieser Änderung einen Antrag gestellt wurde.“*

### ***Kopplung der Fördercalls für PV-Anlagen (§55)***

An sich ist offenbar die Intention, dass kleinere Anlagen in den Ausschreibungen etwas höhere Zuschüsse je kW erzielen können, die ihre höheren Kosten reflektieren.

Es kann dann aber auch zu unerwünschten Effekten kommen, wenn in einer „kleineren“ Anlagenkategorie viele Gebote eingehen und in einer „größeren“ vergleichsweise wenige. Bei den Fördercalls würde es dann bei vorgegebenen Mengen für die Kategorien A, B und C dazu kommen, dass sich in Kategorie A (bis 20 kW) niedrigere Fördersätze ergeben als in Kategorie B, und entsprechend in Kategorie B niedrigere als in Kategorie C. Insbesondere können dadurch in Kategorie A Projekte die Ausschreibung „verlieren“, deren geforderte Fördersätze niedriger sind als die von erfolgreichen Projekten der Kategorie B oder C. Auch der Umstand, dass es in Kategorie A voraussichtlich höhere „höchstzulässige Fördersätze pro kW<sub>peak</sub>“ (§55 (4) Satz 1) geben wird als in Kategorie B, und die in Kategorie C noch niedriger sind, ändert nichts daran, jedenfalls bei Ausschöpfung der Fördermittel einer Kategorie.

- Sollte es bei vorläufiger, getrennter Zuweisung innerhalb der drei Kategorien zu einer derartigen „falschen“ Reihung kommen, sind die betreffenden Kategorien zu einer

zusammenzufassen, so dass dann für die Antragsteller der zusammengefassten Kategorien derselbe „cut-off-Preis“ gilt.

- Bei Zusammenfassung könnte den kleinen Anlagen ein gewisser Mindest-Vorsprung eingeräumt werden, und/oder sie könnten durch „uniform pricing“ begünstigt werden.
- Verwiesen wird auch auf den Vorschlag zu einer Kontingentregelung

### ***Uniform-pricing-Regel (§5 Abs. 1 Nr. 45 in Verbindung mit §§18 bis 43, sowie §55 Abs. 7 Satz 1)***

In den Ausschreibungen und Fördercalls erhalten alle Teilnehmer jeweils unterschiedliche Preise bzw. Fördersätze zugesprochen, nämlich gemäß der Höhe des eigenen Gebotes (**pay-as-bid**) für den anzulegenden Wert. Die optimale Gebotsstrategie erfordert damit **strategische Überlegungen** und eine möglichst gute Abschätzung des Fördersatzes bzw. Preises, bei dem sich ein Ausgleich von Geboten und Ausschreibungssenge ergibt (Cut-Off-Preis), und damit auch Überlegungen, ob es zu einer Ausschöpfung des Ausschreibungsvolumens kommt oder ob auch Gebote zum vorgegebenen Höchstsatz vollständig berücksichtigt werden. Daneben steht die Überlegung zur Teilnahme bei dem günstigsten Auktionstermin, die ohnehin nicht zu verhindern ist. Ein weiterer Nachteil des pay-as-bid-Verfahrens ist es, dass **bei den niedrigsten Bietern die Chance, dass sie ihr Projekt in der gegebenen Zeit verwirklichen, deutlich beeinträchtigt wird** – entweder, weil sie einfach zu aggressiv vorgegangen waren und die Marktentwicklung bei Anlagenpreisen und Zinsen nicht ihren Hoffnungen gerecht wird, oder auch nur deshalb, weil sie in der Folgezeit erkennen, dass sie besser fahren, wenn sie ihren niedrigen Zuschlag verfallen lassen und sich mit demselben Projekt erneut an einer Ausschreibung bewerben.

Eine alternative Vorgehensweise bei Auktionen in das **uniform-pricing**-Verfahren, bei dem alle Bieter mit demselben Cut-Off-Preis berücksichtigt werden. Diese führt zu weniger Anreizen zu strategischem Verhalten und infolgedessen aggressiverem Bietverhalten in Anlehnung an die eigene Kostensituation, weil sich das ja im Grundsatz nicht nachteilig auswirkt.

- Grundsätzlich wäre bei allen Ausschreibungen und Fördercalls die Anwendung der uniform-pricing-Verfahrens gegenüber pay-as-bid zu bevorzugen.
- Besonders wichtig ist das aber bei den Fördercalls der Kategorie A und B für Solaranlagen bis 100 kW. In dieser Größenordnung kann keine besondere Expertise der Teilnehmer vorausgesetzt werden. Es wird auch grundsätzlich mehr „über den Daumen“ kalkuliert.
- Im Fall einer Kopplung der Fördercalls der Kategorien A bzw. B mit C und einem gemeinsamen Cut-Off-Preis könnte das dann zur Folge haben, dass die größeren Anlagen gemäß ihrem Gebotspreis berücksichtigt werden (der teilweise niedrige liegt als der Cut-Off), die kleinen Anlagen hingegen gemäß uniform-pricing einheitlich den Cut-Off-Preis. Damit wäre dann wenigstens eine gewisse Bevorzugung in Anlehnung an die höheren Kosten kleinerer Anlagen gegeben.
- Am sinnvollsten wäre in **Mittelweg zwischen beiden Verfahren**, der Anreize der Bieter zu möglichst niedrigen Geboten wahrt und strategisches Bieterverhalten weniger belohnt, aber trotzdem nicht allen Beteiligten den höchsten (cut-off-) Preis zuweist. Das kann dadurch erreicht werden, dass den niedrigeren Bietern jeweils ein einheitlicher Preis zugewiesen wird, gleichsam ein Mindestwert, während den höheren Bietern das pay-as-bis-Prinzip zur Anwendung kommt. Einfach zu erklären wäre es, z.B. bei der unteren Hälfte der erfolgreichen Gebote (leistungsbezogen) den Medianwert als Preis zuzuweisen. Nach besser wäre es, nicht den Preis eines einzigen Gebots zur Grundlage zu machen. Vorgeschlagen wird daher, die Gebote in üblicher Weise nach ihren Gebotspreisen zu reihen und dann **den Durchschnittswert der Gebotspreise der**

**„oberen“ Hälfte der Gebote (jeweils leistungsgewichtet) zum einheitlichen Mindestpreis bzw. Mindest-Fördersatz der Bewilligungen zu machen;** wer höher geboten hat, bekäme dagegen sein eigenes Gebot als Preis bzw. Fördersatz zugesprochen. Dies sollte bei Ausschöpfung des Ausschreibungsvolumens gelten.

- Die Gebotswerte entsprechend der unteren Hälfte der Gebote blieben damit unberücksichtigt. Bei einer Unterzeichnung des Ausschreibungsvolumens sollten indes Gebote entsprechend der Hälfte des Ausschreibungsvolumens bei der Bestimmung des Mindestpreises unberücksichtigt bleiben. Würden weniger Gebote eingehen, als die Hälfte des Ausschreibungsvolumens, sollte automatisch der Höchstwert der Ausschreibung zugeteilt werden. In so einer Situation, wie sie bei den Windenergie-Ausschreibungen in Deutschland seit einiger Zeit gegeben und vorhersehbar ist, werden professionelle Bieter ohnehin den Höchstwert bieten oder, wenn mehr Sicherheit einer Zuweisung erwünscht ist, einen Preis minimal unterhalb des Höchstwertes.
- Alternativ dazu wäre es auch überlegenswert, dass Bieter die Möglichkeit eingeräumt bekommen, zwischen dem pay-as-bid-Prinzip oder einer Zuweisung in Höhe des Durchschnitt aller erfolgreichen Gebote zu wählen, wobei dann strenggenommen nur die pay-as-bid-Gebote in die Durchschnittsbildung eingehen würden. Die Gebote würden dabei für die Zuschlagserteilung unverändert nach dem Gebotswert gereiht werden.
- Eine gesetzliche Regelung gibt es im Entwurf zum einen für die Ausschreibungen auf Marktprämien, wo es in §5 Abs. 1 Nr. 45 heißt, dass der Zuschlagswert dem Gebotswert entspricht, „sofern nicht anders bestimmt“ ist. Ob eine andere Bestimmung im Rahmen der Ausschreibungsdurchführung oder in zugehörigen Verordnungen getroffen werden darf, ist nicht angegeben. Nachdem aber das Gesetz meines Wissens an keiner Stelle etwas anderes bestimmt, kann sich der Zusatz „sofern nichts anders bestimmt“ offenbar nur auf außergesetzliche Festlegungen beziehen.
- Bei den als „Fördercall“ bezeichneten Ausschreibungen für kleine Photovoltaik gilt, laut §55 (7) Satz 1 „Die Höhe des Investitionszuschusses bestimmt sich für Photovoltaikanlagen aus dem angegebenen Förderbedarf pro kW<sub>peak</sub>“, entsprechend in §57 (5). Hier gäbe es also keinen gesetzlichen Spielraum für uniform pricing oder andere Vereinfachungsregeln im Interesse der Betreiber und an günstigen Geboten, obwohl das bei den Kleinanlagen ja besonders wichtig wäre.
- ✓ Falls das hier nicht deutlich genug beschrieben und begründet worden ist, stehe ich gern zur näheren Erläuterung zur Verfügung, wie auch für die übrigen Vorschläge.

### ***Nicht realisierte Anlagen mit Zuwendungsbescheid für Investitionszuschüsse***

Für Ausschreibungen ist in §27 Abs. 2 geregelt: „Das mit dem Erlöschen freiwerdende Ausschreibungsvolumen ist dem jeweiligen Ausschreibungsvolumen des nächstfolgenden Kalenderjahres zuzuschlagen“, insbesondere, wenn „die Anlage nicht innerhalb der jeweils geltenden Frist in Betrieb genommen wurde“(§2 Abs. 1 Nr. 2).

Für die festgelegten Marktprämien gilt die ähnliche Regelung „Das durch die Auflösung des Vertrages freiwerdende Vergabevolumen ist dem Vergabevolumen im laufenden Kalenderjahr zuzurechnen“ in den weitgehend gleichlautenden §47 Abs. 3, §48 Abs. 3 Satz 3 und §49 Abs. 3 Satz 3. Die Übertragung auf das Folgejahr ergibt sich dann ggf. §45 Abs. 4 Satz 1 und ist somit konsequent geregelt.

- In §45 Abs. 4 und §47 Abs. 3 fehlt eine Klarstellung, dass die Übertragung auch zu den Ausschreibungen für Windenergie nach §§39 ff. erfolgen soll, soweit Ende 2023 offene Mengen bestehen.

- Bei den Investitionszuschüssen ist lediglich bestimmt, dass durch die Fördercalls „Nicht ausgeschöpfte Mittel am Ende eines Kalenderjahres den Fördermitteln des Folgejahres entsprechend zuzuschlagen [sind]“ (§55 (8), §56 (7), §57 (7)). Es sollte dort klargestellt werden, dass das entsprechend auch dann gilt, wenn Fördermittel zugewiesen wurden, aber nicht abgerufen worden sind.

### ***Begriff des „Förderbedarfs“ (§55, §57)***

Bei den Fördercalls können Antragsteller im Prinzip einen Betrag innerhalb der Höchstgrenze bestimmen und als „Förderbedarf“ dem Antrag zu Grund legen. Eine Prüfung, ob tatsächlich ein Bedarf in dem Sinne vorliegt, dass dieser gesamte Betrag benötigt wird, um Wirtschaftlichkeit zu erreichen, muss nicht nachgewiesen werden. Bei Freiflächenanlagen sind Antragsteller sogar gezwungen, einen „Förderbedarf“ anzugeben, der im Verhältnis 1/0,7 (um ca. 43% erhöht) über dem wirtschaftlichen Zuschußbedarf liegt, weil ja bei der Auszahlung „ein Abschlag von 30%“ gilt“.

- Der Begriff „Förderbedarf“ könnte durch einen nicht wertenden Begriff wie „beantragte Förderhöhe“, „Antragswert“, „Gebotswert“ oder „Förderwert“ (in Euro pro kW) ersetzt werden.
- Bei Freiflächenanlagen könnte die Benachteiligung dadurch vorgenommen werden, dass der Förderbedarf (bzw. die neue Bezeichnung) um 43% erhöht in die Reihung der Gebote eingeht (mit der Folge, dass um 30% niedrigere Gebote eingereicht werden müssen, um wettbewerbsfähig zu sein), und dann die volle Gebotshöhe ausgezahlt wird. Materiell hätte das dasselbe Ergebnis. Es sollte jedenfalls vermieden werden, dass ein Betrag als „Förderbedarfs“ genannt werden muss, wenn schon klar ist, dass der eigentliche Bedarf niedriger ist.
- Das beste wäre wohl, auch hier eine sprachliche Differenzierung in „Gebotswert“ und „Zuschlagswert“ vorzunehmen, wobei dann bei Freiflächenanlagen der Zuschlagswert um 30% abgesenkt wäre, und des Weiteren möglichst eine Abweichung vom pay-as-bid - Prinzip erfolgt.

### ***Vorschlag: Kontingentregelung für kleine PV-Anlagen statt der Fördercalls gemäß §55***

Eine sinnvolle Alternative zu den als Fördercall bezeichneten Ausschreibungen wäre es, generell mit Mengen-Kontingenten zu arbeiten, wobei die Höhe der Förderung je kW jeweils in bestimmten Kontingenten vorgegeben wäre.

Vorteil dieses Vorgehens ist es, dass auf eine erhöhte Nachfrage (bzw. reduzierte Förderanforderungen) von Seiten der Investitionswilligen stärker flexibel reagiert würde:

Derzeit ist das Volumen der Zuschüsse vorgegeben, bei erhöhter Nachfrage von Investitionswilligen sinkt die Förderung je kW und damit wird die erhöhte Nachfrage tendenziell wieder zurückgedrängt. Bei den Marktprämien sinkt sogar bei erhöhter Nachfrage (mehr Geboten) das Fördervolumen insgesamt und je Projekt sinkt es noch mehr.

Bei einer Kontingentregelung wie hier vorgeschlagen würde hingegen eine erhöhte Nachfrage von einer erhöhten Mittelbereitstellung begleitet werden, allerdings ohne unbegrenztes „Davonlaufen“ der Förderungen, wie es bei am Fertigstellungszeitpunkt orientierte Festpreisvergütungen passieren kann.

Eine Kontingentregelung für das Jahr 2021 könnte z.B. wie folgt aussehen:

<b>Kumulierte Leistung</b>	<b>Förderwert</b>
0 bis 100 MW	240 €/kW
Zweite 100 MW	230 €/kW
Dritte 100 MW	220 €/kW
Vierte 100 MW	210 €/kW
Fünfte 100 MW	200 €/kW
Sechste 100 MW	190 €/kW
Siebte 100 MW	180 €/kW
usw. bis zu dem mehr theoretischen Wert	
24ste 100 MW	10 €/kW

Für die kleineren Anlagen (Kategorie B bis 20 kW) und die größeren (Kategorie C 100 bis 500 kW) könnte es bestimmte Zu- und Abschläge geben, z.B. je 20% mehr für die ersten 20 kW und 20% weniger Förderung für die 100 kW übersteigenden Leistungsanteile einer Anlage.

Den (ab Januar 2021 bzw. ab Inkrafttreten des Gesetzes) zuerst fertig errichteten Anlagen würden jeweils die Kontingente mit dem höchsten Förderwert zugeordnet; mit den obigen Beispielszahlen also den ersten 100 MW 240 €/kW. Ab 101 MW kumulierter Errichtungen gilt dann die nächstniedrige Förderstufe, ab 201 MW die dritte. Aus Vertrauensschutzgründen könnte die jeweils vorherige Kontingentstaffel auch noch für alle Fertigstellungen in dem entsprechenden Monat der Überschreitung greifen, oder sogar auch noch bis Ende des Folgemonats; die Stufen sind ja nicht extrem hoch.

Im Zeitverlauf würden kontinuierlich neue Kontingente mit einem Förderwert nahe am aktuell zuletzt „abgerufenen“ Förderwert so eingestellt werden, dass sich eine gewisse Verstetigung der jeweils verfügbaren Förderwerte ergibt, bzw. erst über die Jahre ein allmählicher Rückgang. Bei einem Förderziel von 60 Mio. € p.a. könnten jedes Vierteljahr neue Kontingente eingestellt werden, die einen Förderbedarf von 15 Mio. auslösen. Wurde beispielweise durch bisherige Abrufe die Förderstufe mit 200 €/kW Förderwert erreicht, könnten dann zum Quartalsanfang weitere Kontingente zu diesem Förderwert in Höhe von ca. 75 MW eingestellt werden. Es könnte auch eine gewisse Verteilung auf die Stufen 200, 190 und 180 €/kW erfolgen, wenn ein deutlicher Abwärtstrend vorliegt. Eine monatliche Einstellung von je 5 Mio. € wäre ebenfalls möglich; bei monatlicher Einstellung sollte diese zum jeweils aktuellen Förderwert erfolgen. Bei größerem Interesse der Investitionswilligen würden aber weitere Volumina aus den verfügbaren, „niedrigen“ Kontinenten „abgerufen“ werden, die dann einen geringeren Förderbedarf je kW hätten (aber den gesamten Förderbedarf vorübergehend etwas erhöhen würden).

Wegen dem Nachholbedarf wäre ein 60 Mio. € p.a. übersteigender Wert der im Laufe des Jahres jeweils neu einzustellenden Zuschusssummen wünschenswert. Es ist aber auch anzumerken, dass das Vorhalten bestimmter Kontingente natürlich entsprechende Fördersummen impliziert, die zum Abruf bereitstehen. Die ersten sieben 100 MW-Stufen gemäß obiger Tabelle erlauben einen Abruf von 123 Mio. € Fördermitteln (=24 +23 +22 + 21 + 20 +19 +18 Mio.) für die Installation der ersten 700 MW – im Extremfall in kurzer Zeit, falls sie alle alsbald abgerufen würden. Zu denen kommen dann noch die turnusmäßig im Jahresfortlauf ergänzten Kontingente hinzu. Alle 24 vorgehaltenen Stufen implizieren einen gesamten Förderwert von 276 Mio. € (genaugenommen jeweils etwas mehr oder weniger je nach Anteil der Leistungen unter 20 kW bzw. über 200 kW). Es kann aber als ausgeschlossen gelten, dass es zu einem starken Run mit Ausschöpfung dieses Werts durch 2300 MW Kleinanlagen in kurzer Zeit käme. Wäre das jedoch der Fall, hieße es zugleich, dass am Ende dieser Zeit Anlagen ohne Förderung behaupten können und wäre ebenfalls ein gutes Ergebnis.

Die Kontingentregelung kann vor allem bei Projekttypen mit stetigem Zubau kleiner bis mittelgroßer Projekte mit kurzer Realisierungszeit funktionieren. Entsprechend kann bei größeren Anlagen mit den Preisen bzw. anzulegenden Werten der Marktprämien vorgegangen werden; dort ist die Dringlichkeit aber nicht so ausgeprägt.

Die Kontingentregelung würde bürokratischen Aufwand für Ausschreibungen und damit einhergehende Verzögerungen vermeiden, an deren Stelle würde die Anmeldung der Leistung treten. In wirtschaftlicher Sicht handelt es sich aber um ein Wettbewerbsverfahren, denn der Förderwert wird durch den Wettbewerb der Betreiber bestimmt, der sich in der Reihenfolge der Installation ausdrückt und ein möglichst frühes Erreichen von für niedrige Förderung benötigten Kostensenkungen voraussetzt.

### ***Programmstart beschleunigen, §59 ff.***

Es wäre unglücklich, wenn erst aufwändige Vorgänge wie zur Konzessionierung der EAG-Förderabwicklungsstelle abgewartet werden müssten, bis Projektsicherheit besteht und Investitionen erfolgen. Daher sollte in einer Übergangszeit das Ministerium der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie selbst notwendige Vorgänge ausführen und z.B. Meldungen über Inbetriebnahmen entgegennehmen.

Vereinfachte Vorschaltregelungen wie die oben vorgeschlagen

- Zuordnung von Kontingenten für Investitionszuschüsse nach der Reihenfolge der Inbetriebnahme, und
- Ausschreibungskontingente für Solaranlagen ohne Angabe von Standorten und ohne Genehmigungsnachweis

reduzieren den Aufwand bei der Durchführung der entsprechenden Ausschreibung bzw. führen im Fall der Investitionszuschüsse vielleicht zu etwas späterer Auszahlung, wenn die EAG-Förderabwicklungsstelle noch nicht arbeitsfähig ist, würden aber nicht den Rechtsanspruch und damit die Investitionsmöglichkeiten gefährden.

Entsprechend sollten erste Preisvorgaben bzw. Höchstpreise der ersten Ausschreibungen im Gesetz geregelt werden und erst später auf Basis von Gutachten neu bestimmt werden

### ***Anteil von 38% über Erneuerbaren-Förderpauschale, §69 (7) Satz 2***

Die Kostendeckung sollte in stärkerem Maße über die Menge und den Wert des verbrauchten Stroms erfolgen statt über Fixbeträge je Netzanschluss bzw. Endverbraucher. Die Erneuerbaren-Förderpauschale sollte bei den in §69 Abs. 2 angegebenen Werten bleiben und nicht ansteigen, oder entfallen.

### ***Erneuerbaren-Förderbeitrag an Marktpreis koppeln statt an Netzkosten, §71***

Der Erneuerbaren-Förderbeitrag führt zu einem Aufschlag auf die Netzkosten (Netznutzungs- und Netzverlustentgelte). Diese enthalten u.a. Grundpreise und Arbeitspreise.

- Nachdem für Menschen, die sparsam mit Strom umgehen, auch nur weniger oder gar keine zusätzlichen Erzeugungsanlagen benötigt werden, die von EAG gefördert werden, sollte es auch keinen Aufschlag auf die im Netznutzungsentgelt enthaltenen Grundpreise geben, sondern es sollte nur die gesamte bzw. stundenweise Verbrauchsmenge maßgeblich sein.

Die Bemessung der Umlage „im Verhältnis zu den jeweilig zu entrichtenden Netznutzungs- und Netzverlustentgelten“ (§1 Abs.1) erscheint unfair, u.a. deshalb, weil verschiedene Regionen und Bundesländer unterschiedlich hohe Netznutzungsentgelte aufweisen, z.B. auf Netzebene 7 – nicht gemessene Leistung,: Wien 3,29; Graz 3,33; Klagenfurt 4,13; Steiermark 4,92; Kärnten 6,14; Kleinwalsertal 8,41 Cent/kWh. In den Netzebenen 1 bis 3 reichen die Entgelte außer Ausreißern in Vorarlberg und Kärnten von 0,21 bis 0,48 Cent/kWh.

Im ländlichen Raum ist die Besiedelungs- und Leistungsdichte geringer und die Wege und Leitungstrecken sind weiter, daher gibt es dort auch höhere Kosten des Verteilungsnetzes und somit höhere Netznutzungsentgelte für Normalverbraucher. Es gibt jedoch keinen guten Grund, dort deshalb im Verhältnis zum Stromverbrauch höhere Erneuerbaren-Förderbeitrag einzufordern als in Großstädten.

Die Bedeutung von §71 Abs. 2 Satz 2 „Auf eine bundesweit gleichförmige Belastung der Endkunden je Netzebene ist bei der Berechnung der Zuschläge Bedacht zu nehmen“ ist dann unklar, wenn davor gerade das Gegenteil geregelt wird. Natürlich könnte man einen Aufschlags-Prozentsatz je Region festlegen, der dann in den Regionen mit hohen Netznutzungsentgelten niedriger ist, aber in einer Region jeweils einheitlich für die unterschiedlichen Spannungsebenen. Das Verhältnis zwischen den Netzkosten unterschiedlicher Spannungsebenen unterscheidet sich je nach Region ebenfalls - die Netznutzungsentgelte sind z.B. auf der Netzebene 4 und 6 in „Kärnten“ niedriger als in Klagenfurt, in Netzebene 5 und 7 in Kärnten höher als in Klagenfurt. Daher kann mit einem Prozentsatz je Region per se keine bundesweit gleichförmige Belastung der Endkunden je Netzebene erreicht werden. Vielleicht ist mit „Bedacht zu nehmen“ gemeint, dass das Ziel so ungefähr erreicht werden soll, aber damit wird zum einen der Willkür Tür und Tor geöffnet, zum anderen ergibt das neue Schräglagen.

Vermutlich ist eine gewisse Minderbelastung der Großverbraucher von Strom beabsichtigt, die regelmäßig auf höheren Spannungsebenen angeschlossen werden.

Im Jahr 2019 betrug der Endverbrauch innerhalb Österreichs rund 66,4 Terawattstunden Strom. Mit einer Umlage von im Mittel 1 Cent/kWh würde also ein Aufkommen von 664 Mio. Euro erreicht werden, wie es wohl in der zweiten Hälfte dieses Jahrzehnts für das EAG benötigt wird und gegen Ende ggf. nicht mehr ausreicht. Die tatsächliche Umlage würde aber wohl zwischen 50% und 100% liegen und bei Normalverbrauchern eher bei 2 bis 3 Cent/kWh, bei Großverbrauchern unter 0,3 Cent/kWh (bei anteiliger Abdeckung über fixe Entgelte etwas weniger).

Bei einer Umlage nach der Höhe der Netznutzungsentgelte entstehen dann für mittlere bis große Unternehmen Anreize, sich auf einer höheren Netzebene anzuschließen bzw. Transformatoren in eigenen Besitz zu nehmen, als das bei normaler wirtschaftlicher Betrachtung sinnvoll wäre.

Für Kleinverbraucher bilden die Umlagen dann aber einen Anreiz dagegen, Strom zu nutzen, um andere Energien für die Heizung oder das Auto zu ersetzen.

- Vorgeschlagen wird, die Umlage in jedem Jahr grundsätzlich im Verhältnis zum **Marktwert der verbrauchten Strommengen** zu bemessen. Bei Verbrauchern mit stundenweiser Messung käme die Höhe des stundenweisen Marktpreises für Strom (Definition wie in §12 Abs. 1) zum Tragen. Dies hätte zur Folge, dass die absolute Höhe der Umlage (in Cent/kWh) immer dann niedrig ist, wenn auch der Marktpreis für Strom niedrig ist, was wiederum dann der Fall ist, wenn viel Solar- und Windstrom eingespeist wird. Wer seinen Strombedarf also nach dem Angebot ausrichtet, würde wenig zahlen. Das wäre besonders attraktiv für Wärmeanwendungen, die wegen Speichern oder bivalentem Betrieb zeitlich flexibel sind. In Stunden mit hohen Marktpreisen für Strom wäre die Umlage bei gleichem Prozentsatz in Cent/kWh höher. Beides zusammen fördert also die Verlagerung von Stromnutzungen von Zeiten mit hohem Strompreis zu solchen mit niedrigem Strompreis, was dann aber auch zu einer gewissen Stabilisierung des Strompreises führen würde und damit zu einem

geringeren Subventionsbedarf der mit Hilfe des EAG installierten Leistung.  
Bei Kleinverbrauchern würde mit allgemeinen Lastgängen approximiert.

Weitere Überlegungen zur Behandlung der Leistungspreise erübrigen sich dann auch.  
Vorteile für energieintensive Industrien können auf anderem Wege gewährt werden.

### ***§89 Transparenz***

- Ergänzend zu §89 Nr. 1 sollte neben dem Namen des Anlagenbetreibers bei konzernangehörigen Unternehmern auch die Namen der „nach oben“ mit ihm verbundenen Gesellschaften angegeben werden (Muttergesellschaft usw.).
- Für die in einem Jahr in Betrieb genommenen Anlagen sollte getrennt nach Technologie, relevanten Größenklassen/Kategorien und Förderweg die Leistungen und der Mittelwert der anlegbaren Wert bzw. der Förderung je kW oder kWh angegeben werden. Dies ermöglicht ein wesentliches Feedback, ob die mit der Differenzierung verfolgten Ziele erreicht worden sind. Weiterhin sollten entsprechende Angaben zu den trotz Zuschlag nicht realisierten Vorhaben gemacht werden.

### ***Eine-Million-Dächer-Ziel***

81% der Anzahl der in Deutschland im Juli 2020 errichteten Solaranlagen waren Kleinanlagen unter 10 kW, typisch für Einfamilienhäuser. Der Anteil an der neu installierten Leistung betrug indes nur 24%. Das zahlenmäßige eine-Million-Dächer-Ziel laut Regierungsprogramm wird also nicht dadurch beeinträchtigt, dass ein Teil der Solarkapazitäten zeitlich vorgezogen würde, um sich besser an den linearen Ausbaupfad anzunähern, und besonders von preisgünstigen Großanlagen ausgeschöpft würde. Außerdem erwarte ich aus Standort-, Kosten- und Akzeptanzgründen auch insgesamt gewisse Verschiebungen von Wind- und Wasserkraft zur Solarenergie, über die dann in den späteren Jahren zu entscheiden wäre.

**gez. Joachim Falkenhagen**

**28.10.2020**