



Windland Energieerzeugungs GmbH
Grimmstraße 9, 10967 Berlin

Tel: 030/ 65 01 77 01, (030-233 55 6 55),
0176 5011 2452, (0176 979 048 52)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

via ausschreibung-eeg@bmwi.bund.de

Ihre Nachricht vom /Bearb.:	Bearbeiter:	Durchwahl:	e-Brief:	Datum:
	Joachim Falkenhagen	030/ 65 01 77 01	falkenhagen5@meerwind.de	05.08.2014

Stellungnahme zu den Eckpunkten für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Ziele

Das Verfahren ist dann erfolgreich, wenn es eine effektive Teilnahme an beiden Enden des Potentials ermöglicht:

- a) Es muss die Möglichkeit bestehen, dass durch die Ausschreibung der Bau neuer Produktionsanlagen für PV-Anlagen in Deutschland, mit entsprechend niedrigen Produktionskosten, unterstützt wird.
- b) Es muss Chancen für Einzelpersonen oder Bürgergemeinschaften geben, die eine Investition in überschaubarem Rahmen (beispielsweise eine oder eine halbe Million Euro bzw. 500 kW bis 1 MW auf einer Fläche von ein bis 2 Hektar) verwirklichen möchten, was niedrige Verwaltungskosten und geringe Risiken der Teilnahme an einer Ausschreibung voraussetzt.

- c) Im Umkehrschluss darf sich die Ausschreibung nicht vorrangig an kommerzielle Projektentwickler richten, deren Geschäftsmodell die Erschließung von Flächen und der Weiterverkauf von Projekten an Dritte ist.
- Diese Projektentwickler betreiben häufig eine professionelle Akquise von Kapitalanlegern über BAFin-zertifizierte Prospekte auf dem grauen Kapitalmarkt, mit vergleichsweise hohen Verwaltungskosten und Kapitalbeschaffungskosten. Ihr Geschäftsmodell ist wegen der Nicht-Identität von Projektentwickler und endgültigem Investor mit zusätzlichen Risiken verbunden (nämlich u.a. dem Absatzrisikos des Projektentwicklers, auch in Zusammenhang mit Preisänderungs- und Zinsänderungsrisiken), die durch entsprechende Margen ausgeglichen werden müssen. Solche kommerziellen Projektentwickler werden aufgrund ihrer höheren Professionalisierung häufiger als andere spekulative Gebote abgeben, die lediglich bei sehr guten Rahmenbedingungen (gleichzeitig sinkende Modulpreise und weiterhin niedrige Zinsen) eine Umsetzung nach sich ziehen werden. Dies resultiert auch daraus, dass sie letztlich an Margen zwischen Herstellkosten und Einspeisevergütung verdienen, im Gegensatz zu den eigentlichen Investoren, die die Anlage Jahrzehnte lang betreiben werden und somit weniger sensibel auch geringe Änderungen der Rentabilität reagieren.
- Gleichzeitig werden die professionellen Projektentwickler sich wohl am aktivsten und lautstärksten in die Gestaltung der Ausschreibungsregelungen einbringen – dies ist nicht mit dem öffentlichen Interesse gleichzusetzen.

Fragen für die Konsultation:

*Werden der vorgeschlagene **Ausschreibungsgegenstand und die vorgeschlagene Projekthöchstgrenze** als sinnvoll angesehen?*

Nur teilweise. Zugestimmt wird insoweit, als es sinnvoll ist, die begünstigten Projekte nach ihrer Leistung in MW zu bemessen, die Vergütung aber jeweils nach den erzeugten MWh.

Zentraler Änderungsvorschlag: Ausschreibungskomponente „neue PV-Fertigung“

Eine der ersten Ausschreibungen soll in zwei Sparten aufgeteilt werden:

a) Ausschreibung für einzelne Solarparkprojekte

Dieses Modell ist in dem vorliegenden Konzept offenbar generell angedacht, bezogen auf konkrete Solarpark-Projekte mit ihren spezifischen Flächen.

b) Ausschreibung für den Ausstoß einer neuen PV-Fertigung

Teilnahmebedingung sein sollen Anbieter, die eine neue, integrierte PV-Fertigung errichten möchten. Hierunter wird eine Fertigung verstanden, in der (wenigstens) die Solarmodule und die photovoltaisch aktiven Schichten hergestellt werden. Bei Solarzellen-basierter Technik würde der Anbieter also wenigstens Zellen und Module herstellen; wahrscheinlicher ist jedoch die Errichtung einer Dünnschicht-Fertigung, in der beides gekoppelt erfolgt. Eine solche kann bereits mit einem geringeren Produktionsvolumen von um die 200 MW/a wettbewerbsfähig produzieren und zudem gibt es dort einen besseren technischen Vorsprung deutscher Anlagenhersteller.

Die beiden Ausschreibungssparten sollen jedoch gekoppelt werden. Ein Anbieter, der eine PV-Fertigung errichten will, muss mit den Bietern, die lediglich Solarparks errichten wollen, preislich voll mithalten können bzw. sie sogar unterbieten. Der Solarfertigung wird jedoch ein größeres Volumen zugewiesen (vorgeschlagene Obergrenze: 200 MW p.a.) und die Zuweisung nebst Preis gilt für mehrere Produktionsjahre (Vorschlag: für fünf Jahre) und die dabei gefertigten Module.

Weiterhin soll die Vorlage eines konkreten technischen Konzeptes, das innovative technische Ansätze bei der PV-Fertigung verfolgt, mit dem Potential zu dauerhafter Kostensenkung (und/oder weiteren ökologischen Vorteilen bei der Produktion, u.a. auch durch niedrigeren Energieverbrauch und kurze Transportstrecken) ein wesentliches Kriterium bei der Entscheidung über einen Zuschlag sein. Weitere Zulassungsvoraussetzung sind entsprechende (Options-) Verträge mit dem/den Technologieanbietern.

Bei der Entscheidung, ob es im Fall vorliegender Angebote zu einer Zuweisung kommt, sollte dem Wirtschaftsministerium ein gewisser Ermessensspielraum zugewilligt werden. Falls dieser Ermessensspielraum dazu führen sollte, dass sich „in vorseilendem Gehorsam“ nur Bewerber mit geplantem Produktionsstandort in Deutschland, mit deutscher Anlagentechnik und/oder mit inländischen Gesellschaftern bewerben, so läge jedenfalls gewiss keine wettbewerbswidrige Bevorzugung deutscher Hersteller im Rechtssinn vor. Ob stattdessen sogar eine offene Bevorzugung eines deutschen Lieferanten und/oder Fertigungsstandorts im Zuge der PV-Produktion zulässig wäre – schließlich ist das EEG ja bei der EU notifiziert und von der EU ausdrücklich als Beihilfe gebilligt worden, einschließlich der weit gefassten Gestaltungsmöglichkeiten bei Ausschreibungen im Rahmen des §55 EEG – ist hier nicht rechtlich geprüft worden. Nach erstem Anschein scheint sich die Billigung durch die EU jedenfalls auf jegliche in Betracht kommende Gestaltung einer im Rahmen einer Ausschreibung ermittelten Beihilfe zu erstrecken.

Weitere Details mit Möglichkeiten der Ausgestaltung einer „Fertigungs-Ausschreibung“ sind in der Anlage 1 beschrieben, ein Übersichtsdiagramm ist in Anlage 2.

Der Preis für den Strom der aus der Solarproduktion bestückten Solarparks sollte jedenfalls ungeachtet etwaiger technologischer Vorzüge im Wettbewerb gegen die „normalen“ Solarprojekte ermittelt werden; ohne etwaige Zu- oder Abschläge je nach technischem Konzept und somit auch ohne Ermessensspielraum. Es wäre somit vorteilhaft, wenn die grundsätzliche Entscheidung über die Zulassung der PV-Fertigung bereits getroffen wird, bevor die Öffnung der Angebote in preislicher Hinsicht erfolgt.

Vorgeschlagen wird, den Preis für die Stromproduktion aus dem Ausstoß der PV-Fertigung nicht nach dem Prinzip „Pay-as-Bid“, sondern unabhängig von der eigenen Gebotshöhe lediglich nach den Preisen der konkurrierenden „normalen“ Solarparks festzusetzen, vorzugsweise wie folgt:

Zunächst erhalten die Solarparks mit den niedrigsten Geboten einen Zuschlag, und zwar in dem Volumen, mit dem auf jeden Fall einzelne Solarparks Zuschläge erhalten sollen. Beispiel: Ausschreibung über 350 MW, davon können bis zu 200 MW als Jahresproduktion einer PV-Fertigung zugewiesen werden können: Die niedrigsten Gebote für Solarparks mit insgesamt 150 MW erhalten also auf jeden Fall eine Zuweisung.

Im zweiten Schritt wird ermittelt, welche Zuweisungen sich ergeben würden, wenn die gesamte Leistung an einzelne Solarparks ginge (also z.B. 350 MW), und die daraus resultierenden Preise. Aus

diesen Preisen wird nun der Durchschnitt gebildet, und sie werden mit dem Gebot bzw. Grenzpreis der Solarproduktion verglichen. Wenn für die Solarproduktion billiger geboten wurde, erhält sie den Zuschlag, andernfalls die übrigen Bieter. Der Preis für die durch die Solarproduktion ermöglichte Stromproduktion wird also unabhängig von ihrem eigenen Gebot ermittelt (mit der Bedingung, dass sie die normalen Solarparks unterbieten muss), dies meidet zusätzlich das Risiko strategischen Verhaltens oder politischer Beeinflussung.

Hier ist anzumerken, dass im Fall eines Zuschlags an die PV-Fertigung auch die „zuerst“ bewilligten Solarparks mit 150 MW für die Stromverbraucher billiger werden: Im Falle einer Bewilligung zum Markträumungspreis deswegen, weil dieser niedriger liegt (im Beispiel zählt dann nämlich der Markträumungspreis für 150 MW und nicht derjenige, der sich für 350 MW ergeben hätte), im Fall einer Bewilligung zu den jeweiligen Geboten deswegen, weil die Bieter ihrerseits die erwartete Gebotslage berücksichtigen (wenn sie damit rechnen, dass die Grenze bei 150 MW gezogen wird, werden einige aggressiver bieten als bei einer erwarteten Bewilligung von 350 MW, und jedenfalls werden ja nur die günstigsten berücksichtigt).

Weiterhin ist anzumerken, dass nach obigem Vorschlag die Solarfertigung nicht mit den Preisen der 200 MW der „nachfolgenden“ Solarparks mithalten müsste, sondern dass auch die „ersten“ 150 MW in die Preisbemessung eingehen. Dies mag man als ungerechtfertigten Nachteil ansehen, wird aber dadurch ausgeglichen, dass dieser Preis dann für eine gewisse Zeit festgeschrieben wird und keine Beteiligung mehr an nachfolgenden Bietrunden erforderlich ist.

Die Solarproduktion kann selbstverständlich z.B. auch mit ihrer halbjährlichen Produktionsmenge oder einem anderen Vielfachen rechnerisch in einer Ausschreibung berücksichtigt werden (beispielsweise mit 100 MW halbjährlicher Produktion in die Gebote einer halbjährlichen Ausschreibung eingestellt werden), hier gibt es viele Möglichkeiten.

Für die einzelnen, aus der PV-Fertigung bestückten Solarparks gelten dann dieselben Anforderungen an die Flächenkulisse wie sonst auch. Etwaige Qualifikationsanforderungen gibt es nicht.

Allerdings könnte der Vertrieb der PV-Fertigung Qualifikationsanforderungen an Projekte stellen, mit denen er Liefer- oder Optionsverträge abschließt, um seine Fertigung nicht für Projekte zu reservieren, aus denen nichts wird. Die PV-Fertigung wäre dann ja überhaupt in einer ähnlichen Situation wie heute der Gesetzgeber: Sie möchte, dass ihr ein bestimmtes Fertigungsvolumen pro Jahr abgenommen und in Freiflächenanlagen installiert wird, und dabei einen möglichst starken Wettbewerb zwischen Projekt-Initiatoren ausnutzen. Möglicherweise wird sie dabei Wege einschreiten, von denen später auch der Gesetzgeber lernen kann. Aus diesem Grund könnte ggf. die Offenlegung der geschlossenen Lieferverträge – nach einer Sperrfrist – oder generell ein diskriminierungsfreies Verhalten gefordert werden.

Ziele der Einbeziehung einer neuen PV-Fertigung sind insbesondere

- knappere Kostenkalkulation durch mehrjährige Auslastung der PV-Fertigung und entsprechend langfristige Verträge mit Zulieferern (z.B. Glas, Rahmenprofile, technische Gase ...)
- günstigere Gebote (niedrigere Marktprämie pro kWh);
- politisch sichtbarer Erfolg in Form neuer Arbeitsplätze und neuer Technologie;

- Förderung neuer Anlagentechnik „Made in Germany“ im Rahmen der bereits erteilten Zustimmung der EU-Kommission und mit diesem Referenzprojekt auch Unterstützung nachfolgender Anlagenexporte:
- niedrigere Kosten je kW dieser (Dünnschicht-) Technologie;
- geringerer Energieverbrauch und Ressourcenbedarf dieser (Dünnschicht-) Technologie;
- vorzugsweise Förderung einer Dünnschichttechnik ohne Cadmium-Tellurid;
- Absicherung gegen marktbeherrschende Rolle der chinesischen Modulhersteller.

Förderungshöhe unterschiedlich in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Einspeisung (Uhrzeit, Jahreszeit) und somit vom Bedarf

Ausschreibungsergebnis wäre nach Entwurf eine „gleitende Marktprämie pro eingespeister Kilowattstunde“, die zu allen Zeiten gleich hoch ist.

Vorgeschlagen wird, stattdessen die Höhe der Marktprämie zeitlich zu differenzieren, und beispielsweise in den sommerlichen Mittagstunden eine niedrigere Vergütung vorzusehen. Nachdem die Stromproduktion bei einmal gewählter Ausrichtung trotzdem im Wesentlichen von der natürlichen Einstrahlung abhängt, also nicht eng der Höhe der Marktprämie folgt, kommt es dabei gar nicht auf die Details an, sondern v.a. darauf, im großen und ganzen eine systemverträglichere Ausrichtung zu unterstützen.

Beispielsweise könnte vom 21. März bis 21. September jeweils von 11 Uhr bis 15 Uhr (Sommerzeit!) eine niedrigere Vergütung von (einheitlich) 4 Cent/kWh (wiederum als gleitende Marktprämie zu verstehen) berechnet werden, die Vergütung in der übrigen Zeit würde dann durch die Ausschreibung ermittelt. (Es könnte auch umgekehrt gemacht werden mit Ausschreibung der Mittags-Preise oder die Ausschreibung auf die gesamte Stromproduktion bezogen werden, mit festem Abstand der beiden Zeitzonen, es kommt nur darauf an, dass die Förderung in den Zeiten mit reichlichem Solarstromangebot niedriger ist.) Dies hätte zur Folge, dass Anlagen in stärkerem Maße so gebaut und ausgerichtet werden, um auch in den Morgen- und Abendstunden bzw. im Winterhalbjahr mehr Ertrag zu erreichen. Die gleitende Marktprämie ist nicht ausreichend, um hier einen größeren Effekt zu erreichen, weil die Marktpreiskomponente weniger als die Hälfte der Erlöse umfasst und daher die Erzielung von Förderung (v.a. auch) in der sommerlichen Mittagszeit ein wesentlicher Teil des Umsatzes ausmacht und somit die Ausrichtung bestimmt.

Eine Zeitvariabilität der Förderung würde u.a. eine Abweichung von der exakten Süd-Ausrichtung unterstützen und die Einspeisung vergleichmäßigen.

Denkbare Alternativen zur Unterstützung einer stärkeren Gleichmäßigkeit wären Regelungen für das Verhältnis zu Anschlussleistung (Peak-Leistung) zu Energieerzeugung. Das wäre jedoch komplizierter umzusetzen, würde entweder zusätzliche Risiken für den Betreiber ergeben (falls die Energieerzeugung bei gegebener Anschlussleistung hinter den Erwartungen zurückbleibt) oder ein zusätzliche Prognoseebene in die Vergütung einführen; weiterhin sind Fälle denkbar, bei denen dies nicht passt (beispielsweise ein Solarpark an einem Westhang mit westlicher Ausrichtung der Module

und gutem Ertrag in den Abendstunden, der also zu einem besseren Tagesgang der Solarerzeugung beiträgt, soweit die Morgenstunden in anderen Solarparks abgedeckt werden). Eine zeitliche Differenzierung der Vergütung ist die sachgerechteste Lösung und gibt auch jenen ein faires Resultat, die nicht von der konventionellen Ausrichtung abrücken wollen oder können.

Projekthöchstgrenze

Für die Beibehaltung der Vielfalt der Marktakteure ist es wesentlicher, diesen eine Obergrenze aufzulegen, d.h. eine Vergabe an lediglich sehr wenige, marktbeherrschende Bieter zu vermeiden. Hierbei sind verbundene und Schwesterfirmen zusammenzufassen.

Eine Projekthöchstgrenze (bezogen auf bestimmte Standorte) sollte nicht vorgesehen werden. Sinnvoll wäre allerdings eine progressiv ausgestaltete Pönale, d.h. bei größeren Projekten würde es eine höhere Pönale je kW geben.

*Wie kann eine sinnvolle Zusammenfassung von Photovoltaikmodulen erfolgen, um die **Einhaltung der Projekthöchstgrenze** sicherzustellen?*

Eine etwaige Projektobergrenze kann durch jeweilige Angabe einer im Solarpark gelegenen Koordinate ermittelt werden; Solarparks in einem bestimmten Umkreis (von z.B. 2 km) werden zusammengerechnet. Käme es durch Bezuschlagung mehrerer Solarparks unterschiedlicher Bieter zu einer Überschreitung der Obergrenze, werden nur die mit niedrigerem Gebot bezuschlagt und so die Obergrenze eingehalten.

Projektleistung

Eine gewisse Anpassung der Projektleistung auf einer bestimmten Fläche im Zuge der Detailplanung sollte möglich bleiben. Bei Unterschreitung der zunächst beantragten Leistung um bis zu 10% (bei Projekten unter 2 MW Unterschreitung bis 200 kW, maximal 20%) sollte es keine Pönale geben, bei stärkerer Unterschreitung nur pro rata.

*Welche **Flächenverfügbarkeit** erwarten Sie bei den drei vorgeschlagenen Handlungsalternativen, und welche **Flächenkulisse** sehen Sie als sinnvoll an?*

Die ersten Ausschreibungen sollten aufgespaltet werden in eine Teilkategorie mit beschränkter Flächenkulisse wie bislang (Randstreifen bis 110 Meter, Konversionsflächen) und ein Kategorie ohne derartige Beschränkung.

Nur bei Fortführung der räumlichen Einschränkungen in einem Teil der zu bewilligenden Projekte kann erkannt werden, zu welchem Anteil etwaige Einsparungen (niedrigere Strompreise) auf das Ausschreibungssystem zurückzuführen sind. Außerdem sind die Flächenkulissen ja nicht ohne Grund eingeführt worden – eine teilweise Beibehaltung der bisherigen Flächenanforderungen berücksichtigt somit die Vorteile der Flächenauswahl (ökologische Vorbelastung der Flächen, z.B. durch Trennwirkung und durch Reste des früher verbleiten Benzins). Schließlich sprechen auch Vertrauensschutzaspekte für eine Beibehaltung der Flächenkulisse für Teile der Ausschreibungen.

Das „Auslaufen“ der gesonderten Förderung für diese Teilkategorie ist frühzeitig anzukündigen. Mittelfristig sollten dann diese Einschränkungen fallen.

Eine „offene“ Flächenkategorie soll bereits bei der ersten Ausschreibung berücksichtigt werden (mit der Erwartung eines niedrigeren Preises).

Neben Ackerflächen sollten auch Wiesen berücksichtigt werden können. Dies dient u.a. der Nahrungsmittelversorgung; Ackerflächen haben meistens bessere Böden. Ökologische Gesichtspunkte sind auf andere Weise zu gewährleisten. Zudem sind die Regionen mit den besten Einstrahlungsverhältnissen durch Wiesenlandschaften geprägt. Eine Einschränkung auf Ackerflächen führt daher zu höheren Kosten und einem „Run“ auf die relativ wenigen Ackerflächen mit guter Einstrahlung und zu einer unbilligen Belohnung für diejenigen Landwirte, die schon früher Wiesen in Ackerflächen umgebrochen haben.

Allerdings sollte bei Solarparks auf Wiesen auch künftig stets ein Bebauungsplan gefordert werden, während bei Solarparks mit begrenzter Größe auf Ackerflächen darauf verzichtet werden könnten.

Bedingungen für geförderte Solarparks auf Ackerflächen ohne B-Plan (was allerdings eine Anpassung von § 55 Abs. 2 Nr. 2 EEG erfordert) könnten vorzugsweise sein:

- Leistung maximal 1 MW.
-> Damit wird gerade bei kleinen Projekten eine unbürokratische Vorgehensweise erreicht, es werden Kosten für B-Pläne vermieden und die Akteursvielfalt deutlich verbessert. Viel kleiner sollte die Obergrenze wegen der Fixkosten jedenfalls nicht sein.
- Maximal 1/5 einer im Umkreis von 500 m gelegenen Landwirtschaftsfläche wird mit Zustimmung der Grundeigentümer belegt, ODER angrenzender Gewerbebetrieb mit ähnlicher Größenordnung des Strombedarfs (dies könnte z.B. nach dem Anschlusswert beurteilt werden).
-> mit anderen Worten, die vierfache Fläche zusätzlich muss Landwirtschaft bleiben, damit wird eine stärkere Veränderung des Landschaftscharakters vermieden, oder es handelt sich um Projekte neben Gewerbegebieten.
- Zustimmender Beschluss des Gemeinderats (aber keine Notwendigkeit für B-Plan-Aufstellung).
-> Hiermit wird die grundsätzliche Einfügung in die planerischen Ziele der Gemeinde gewährleistet.
- Keine Schutzgebietsausweisung (gilt auch für Landschaftsschutzgebiete und Landschaftsparks)
-> mit Bebauungsplan gilt auch diese Regel nicht allgemein.
- Lage in Nähe eines Ortsgebiets in 500 m Umkreis (mit mindestens derselben Fläche wie der Solarpark)
-> Damit wird ein Schutz der „freien“ Landschaft und eine Zuordnung in den bereits Siedlungs-geprägten Raum erreicht. Auch Einzelgehöfte können nicht größere Eingriffe in ihrer Umgebung rechtfertigen.

- Zustimmung sämtlicher Nachbarn mit Wohnungen (Eigentümer) in bis zu 100 Meter Entfernung.
-> Hiermit wird ein gewisser „Schutzstreifen“ zur Wohnbebauung am Ortsrand gewährleistet, für die der Bezug zur freien Landschaft natürlich besonders bedeutsam ist. Wenn die Nachbarn dagegen zustimmen, beispielsweise bei einem Solarpark neben dem landwirtschaftlichen Betrieb oder bei Beteiligung der Nachbarn an dem Solarpark, ist ein Abstand nicht erforderlich. Bei beispielsweise 100 * 100 Meter Flächengröße wären häufig nur etwa fünf Zustimmungen einzuholen. Die Grenzlage zu Wohngrundstücken dient auch dem Schutz von Diebstahl, soll aber nicht den nachbarschaftlichen Frieden strapazieren.
- Ggf. Obergrenze der Bauhöhe der Modultische.
- Kumulation durch mehrere Solarparks begrenzen
-> die Grenze könnte z.B. bei 1% der Gemeindegröße angesetzt werden; die Begrenzung in Bezug auf die Landwirtschaftsfläche des Betreibers bzw. Landverpächters gewährleistet zusätzlich eine unverbaute Landschaft.
- Kein Ausbau des Niederspannungsnetzes für den Solarpark (käme auch nur in Ausnahmefällen in Betracht), Ausbau des Mittelspannungsnetzes nur bei angemessenem Verhältnis zwischen Leistung des Solarparks und Leistungserhöhung bzw. Aufwand.

Die genehmigungsrechtliche Seite könnte dem angepasst werden.

Die Flächenverfügbarkeit außerhalb der bisherigen Flächenkulisse (Randstreifen/Konversionsflächen) ist bei weitem ausreichend. Innerhalb der bisherigen Flächenkulisse gibt es für die vorgeschlagenen Teilleistungen in ersten Ausschreibungsrunden genügend Flächen, zumal solche teilweise bereits vorentwickelt wurden, als noch ausreichende Preise nach den EEG-Festpreisregelungen vorlagen. Wesentlicher Vorteil des Wegfalls der Flächenkulisse sind die Möglichkeiten

- zur Konzentration von größeren Projekten in der Nähe leistungsfähiger Umspannwerke bzw. (bei eigenem UW) Hochspannungsleistungen.
- zu Realisierung kleinerer, an die örtliche Bevölkerung gekoppelter Projekte mit niedrigeren Finanzierungskosten und vorzugsweise Einbindung in die örtlich vorhandenen MS-Netze.

Somit ergeben sich drei Kategorien von Förderungen, die jeweils mit der halben zu vergebenden Leistung bezuschlagt werden können:

- a) konventionelle Solarparkprojekte gemäß bisheriger Flächenkulisse
- b) konventionelle Solarparkprojekte mit wesentlich erweiterter Flächenkulisse
- c) PV-Fertigung mit Förderung eines bestimmten Ausstoßes (mit ebenfalls wesentlich erweiterter Flächenkulisse, aber ohne Angabe der Projektstandorte im Zuge der Ausschreibung).

Im Zeitverlauf kann es dann folgende Verteilung geben:

Erste Phase (ca. ½ bis 1 Jahr): Ausschreibung und Errichtung von Projekten des Typs (a) und (b); Ausschreibung für eine PV-Fertigung (bzw. die dadurch bewirkte Stromerzeugung) wird angekündigt.

Zweite Phase (ein Ausschreibungstermin): Ausschreibung von Projekten der Typen (a), (b) und (c) (je die Hälfte der zu errichtenden Leistung), Errichtung von Projekten der Typen (a) und (b).

Dritte Phase (ca. ½ bis 1 Jahr): Ausschreibung von Projekten des Typs (a) (die andere Hälfte der zukünftigen Errichtungszeiten ist bereits durch den Ausstoß der PV-Fertigung belegt), Errichtung von Projekten des Typs (a) und (b), Errichtung der bereits bezuschlagten PV-Fertigung.

Vierte Phase (ca. 5 Jahre): Ausschreibung und Errichtung von Projekten des Typs (a) und Errichtung von Projekten mit Solarmodulen der PV-Fertigung.

*Wie kann eine **regionale Verteilung** der Projekte sichergestellt werden, und welche Verteilung ist dabei anzustreben?*

Durch die obligatorische Direktvermarktung ist gewährleistet, dass sich Preisunterschiede zwischen verschiedenen Regionen in Deutschland auch im wirtschaftlichen Kalkül der Betreiber niederschlagen. Momentan gibt es derartige Preisunterschiede noch nicht, aber sie werden auf mittlere Sicht benötigt, um sinnvolle Standortentscheidungen der Kraftwerksbetreiber zu unterstützen.

Bei der regionalen Preisdifferenzierung muss es sich nicht um ein elaboriertes Knotenpreismodell handeln. Es wird wohl in der Regel ausreichen, zwei bis maximal fünf Preiszonen in Deutschland zu bilden. Diese würden dann beispielsweise an Tagen und zu Stunden mit starkem Stromtransport in Süd- Nord-Richtung die Verluste bei diesem Stromtransport mit relativ pauschal gestuften Preisdifferenzen abbilden; bei noch größeren Anforderungen an den Stromtransport könnten auch Knappheitspreise (bzw. aus den Engpässen resultierende, am Markt ermittelte Preisdifferenzen) zwischen Teilmärkten gebildet werden. Bei umgekehrter Stromtransportrichtung (z.B. viel Windstromtransport nach Süddeutschland) wäre auch die Preisdifferenz umgekehrt. In Stunden mit ausgeglichenen Verhältnissen kann auch auf eine Preisdifferenz zwischen zwei Preiszonen oder zwischen sämtlichen Preiszonen verzichtet werden.

Solche Preisdifferenzierungen führen dann dazu, dass z.B. eine Erdgaskraftwerk in Irsching (Bayern) im Jahresmittel einen Preisvorteil gegenüber einem Kohlekraftwerk an der Küste erhält; insbesondere an Tagen mit viel Windenergie im Küstenraum (und umgekehrt in Stunden mit viel Sonnenenergie in Süddeutschland). Damit werden z.B. viele (Dispatch-) Eingriffe der Netzbetreiber in den Kraftwerkseinsatz überflüssig.

Es ist dann sinnvoll, für die großräumigen Standortentscheidungen von Solarparks, insbesondere von Solarparks in der Ausschreibungsregelung, keine anderen Mechanismen einzuführen als für die konventionellen Kraftwerke. Für Windparks und für kleinere Solarprojekte gibt es auch keine spezifischen Differenzierungen zwischen Standorten. Es sollten daher auch für Solarparks keine gesonderte, vom übrigen Kraftwerksmarkt abweichenden, Eingriffe in die regionale Verteilung der Projekte geben.

Die wünschenswerte Folge wäre natürlich, dass Solarparks vorzugsweise in den sonnenreicheren Regionen des Landes gebaut würden, so wie auch Windparks vorzugsweise an der Küste errichtet werden. Durch die regionalen Preisdifferenzen wird dies jedoch relativiert, so dass auch relativ gute Solarstandorte in Norddeutschland eine Chance erhalten. Daneben werden sonstige Faktoren wie

z.B. Kosten für die Netzanbindung eine Rolle spielen. Das war auch bisher schon so, kam allerdings durch die Verknappung der potentiellen Standorte und die zeitweilig sehr hohen Erträge im Vergleich zu den Investitionskosten weniger zum Tragen.

Sinnvoll wäre es, Windparks und Solarparks eine gewisse Absicherung vor allzu großen Preisdifferenzierungen zwischen Regionen zu geben, die sich künftig aus einem evtl. geänderten Marktdesign ergeben könnten. Dies könnte die Marktunsicherheit und somit auch die Risikoaufschläge bei Finanzierungen in einer Phase begrenzen, in der solche Preisdifferenzierungen bereits breiter diskutiert werden, aber noch nicht umgesetzt sind, so dass die Marktteilnehmer ihre Auswirkung schwer abschätzen können. Diese Absicherung sollte die vernünftigerweise zu erwartenden Preisdifferenzen nicht ausgleichen, sondern nur das Risiko von darüber hinaus gehenden Preisdifferenzen abfedern. Diese Absicherung sollte dann aber für alle EEG- Anlagen (ab einer gewissen Größe) greifen und nicht spezielle für PV-Freiflächenanlagen. Es sein darauf hingewiesen, dass Preisdifferenzierungen in Richtung des Stromtransports stets zu Einnahmen an den „Kopplungsstellen“ führen, so dass die genannte Absicherung dann ggf. aus diesen Einnahmen gegenfinanziert werden kann.

Im Ergebnis soll es also keine spezifische räumliche Steuerung der PV-FFA im Rahmen der Ausschreibungen geben.

Spezifische Regelung?

Falls trotzdem eine regionale Rationierung speziell für Solarparks in der Ausschreibungsregelung angestrebt würde, sollte sich diese nach den Geboten richten: Könnten also beispielsweise in einer Region nur 10 MW berücksichtigt werden, bewerben sich aber drei Solarparks mit je 5 MW mit Geboten, die im bundesweiten Wettbewerb ausreichend wären, würden nur die beiden günstigeren berücksichtigt werden. Dafür würde ein anderer Solarpark in einer Region ohne Überschreitung der Obergrenze nachrücken.

Jegliche Rationierung würde aber zu diversen Teilmärkten mit einer begrenzten Zahl von Berechtigten führen, und es würde zweckdienliche Absprachen und Handlungen, um genau dies zu verhindern, zur Folge haben. Die mögliche „Erschöpfung“ einer regionalen Quote würde zudem auch den Wettbewerb zwischen den Regionen um Standortausweisungen beeinträchtigen – es gäbe stattdessen einen Wettbewerb um politische Einflussnahme, dem „richtigen“ Projekt die Quoten zukommen zu lassen.

Dies wäre nicht wünschenswert.

Netzverstärkungskosten berücksichtigen?

Möglicherweise wird zu einem späteren Zeitpunkt eine objektive, vom jeweiligen Netzbetreiber unabhängige Stelle in der Lage sein, die aus einem Solarprojekt resultierenden Kosten der Netzverstärkung für beliebige Standorte nach einheitlichen Kriterien bundesweit und mit einem sinnvollen Prognosezeitraum abzuschätzen. Dabei kann es sich z.B. um die BNetzA oder eine von ihr beauftragte Fachplaner handeln, die dafür extensive Kenntnisse über die Stromnetze haben müssten. Wäre dies gewährleistet, könnte es sinnvoll werden, diese Kenntnis in der regionalen Steuerung zu berücksichtigen, d.h. vorrangig Solarprojekten an Standorten mit niedrigen Kosten zu fördern (oder Projekten, die höhere Netzkosten auslösen, einen Malus in der Ausschreibung zuzuweisen). Nachdem solche Kenntnisse derzeit nicht vorliegen, und es im Grundsatz fast überall zu

Netzverstärkungskosten in Folge eines Solarparks kommen kann, wenn die Aufnahmefähigkeit des vorhandenen Netzes erschöpft wird, ist einer derartige regionale Steuerung nicht sinnvoll.

Eine Auskunft des Netzbetreibers, dass bestimmte Projekte ohne Netzverstärkung angeschlossen werden können, wäre nicht zweckmäßig, weil

- damit einer gewisse Willkür in die Hände der Netzbetreiber gelegt würde (deren Konzerngesellschaften zudem häufig ebenfalls Kraftwerke betreiben), und
- weil die Aussage, dass ein Projekt zum Zeitpunkt der Auskunft keine bzw. niedrige Netzverstärkungskosten verursacht, nicht relevant wäre; schließlich könnte es dann durchaus vorkommen, dass das Netz ausgeschöpft wird und in den Folgejahren dann eben doch ein Ausbau notwendig wird – beispielsweise wegen PV-Sachanlagen, die im Prinzip standortgebunden sind und aus gutem Grund Vorrang haben sollten. Nachdem eine derartige Auskunft also keine Rückschlüsse auf die mit einem Projekt verbundenen Folgekosten erlauben würde, kann sie auch nicht zur Grundlage für eine regionale Steuerung gemacht werden.

Ausschreibungsvolumen

Bei lediglich 50% Mehrzuweisung als „Zuschlag“ (600 MW Zuweisung bei 400 MW Errichtungsziel) würde bereits bei einem Projektscheitern bei 34% der Zuweisungen eine Zielverfehlung resultieren. Insbesondere bei langen Realisierungsfristen (18 bzw. 24 Monate) besteht ein hohes Risiko, dass Projekte zu diesem Zeitpunkt nicht realisiert werden, weil in solchen Zeiträumen mit stärkeren Änderungen der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gerechnet werden muss, weil ein Teil der Bieter auf eine günstige Entwicklung spekulieren wird (und vor allem diese Bieter werden in der Ausschreibung erfolgreich sein), und weil es dazu kommen KANN, dass sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen schließlich nicht so günstig entwickelt haben (Modulpreise, Zinsen usw.), wie es für die erfolgreichen Gebote notwendig gewesen wäre.

Internationale Erfahrungen mit Ausschreibungen haben eher Realisierungsquoten zwischen 1/4 bis 1/2 ergeben (Quote gescheiterter Projekte von 50% bis 75%). Natürlich spielt auch das wirtschaftliche Umfeld eine Rolle. Bei langen Realisierungszeiten von 18 Monaten kann sich bei verschlechtertem wirtschaftlichem Umfeld auch weniger als 1/4 Realisierungsquote ergeben.

Stattdessen sollte die Zuweisung in den ersten Bietrunden mindestens das Doppelte, besser das Dreifache des an sich angestrebten Realisierungsvolumens betragen. Bei vier Ausschreibungen pro Jahr wären das Bewilligungen von 200 bis 300 MW pro Quartal – falls sich nach sechs Monaten (vorgeschlagene, reguläre Realisierungsfrist) eine höhere Realisierungsquote herausstellen sollte, wäre das immer noch nur wenig über dem gesetzten Ziel für ein ganzes Jahr und könnte somit bei den Folgeausschreibungen ausgeglichen werden.

Allerdings scheint es bereits eine Festlegung auf eine sehr knappe Mehrzuweisung von nur 50% gegeben zu haben. Umso wichtiger sind kurze Realisierungsfristen (Vorschlag: sechs Monate), die wenigstens eine schnellere Korrektur der zu knapp (oder etwa zu großzügig) ausgestalteter Mehrzuweisungen erlauben.

Ausschreibungsverfahren

Fragen für die Konsultation:

*Wird das vorgeschlagene **Ausschreibungsverfahren** als sinnvoll angesehen, auch vor dem Hintergrund der Flächenverfügbarkeit und Wettbewerbssituation?*

Das angedachte Verfahren ist im Grundsatz sinnvoll (gleichzeitige Öffnung der Gebote), nicht aber die Preisregel und weitere Details.

Mischlösung nutzt Vorteile der Bewilligung zum markträumenden Preis

Eine Zuteilung mit einheitlichen Preisen, nämlich zum markträumenden Preis, führt zu besseren Anreizen, niedrigere Preise zu bieten, nämlich nahe an den eigenen Kosten, und ist daher im Interesse der Stromverbraucher. Sie mindert auch das Risiko, mit einem Gebot zu sehr vom „Optimum“ abzuweichen.

Bei Zuweisung zum jeweils individuell gebotenen Preis richtet sich das Gebot dagegen mehr nach den Erwartungen an das Ausschreibungsergebnis, mit dem Ziel, möglichst knapp unter dem markträumenden Preis zu bleiben, statt nach der eigenen Kostensituation (die ggf. noch niedrigere Preisgebote ermöglichen würde) zu bieten. Ein derartiges Verfahren benachteiligt weniger erfahrene Bieter, die die Höhe des markträumenden Preises schlechter abschätzen können (und daher unnötig niedrig liegen könnten). Es benachteiligt auch solche Bieter, die an sich recht entschlossen sind, ihr Projekt zu errichten, und dazu einerseits recht niedrig bieten müssten, um mit hoher Wahrscheinlichkeit eine Zuweisung zu erhalten, dann andererseits Erträge verlieren würden. Dies kann sich dann in der nächsten Bietrunde dadurch auswirken, dass solche Bieter nicht mehr teilnehmen und insoweit eine Negativselektion hin zu solchen Bietern auftritt, die eher opportunistischer vorgehen, d.h. mit einer geringeren Entschlossenheit, das Projekt zu realisieren, ins Rennen gehen. Ein weiterer Nachteil der Zuweisung je nach Gebotshöhe ist die Möglichkeit für größere Bieter, mit mehreren Geboten in unterschiedlicher Höhe ins Rennen zu gehen, auch wenn zunächst nur ein Projekt verwirklicht werden soll, und dann im Fall von zwei erhaltenen Zuweisungen (zunächst nur) das Projekt mit höherem Preis zu errichten, das andere erst mal auf die lange Bank zu schieben (Spekulation auf niedrigere Anlagenpreise etc.), oder mit einem Teil der Zuschläge so umzugehen. Auch Bieter mit nur einem Gebot könnten sich entscheiden, die Pönale in Kauf zu nehmen und sich an der nächsten Auktion neu zu beteiligen, wenn sie bemerken, dass sie deutlich zu niedrig gelegen hatten. Wenn dem wiederum durch höhere Zugangshürden bzw. Pönalen bei Nichterrichtung begegnet würde, hätte das auch wieder Nachteile.

Um die geringfügigen Nachteile einer einheitlichen Zuteilung zum markträumenden Preis zu vermeiden (ggf. beliebig niedrige Gebote, um ins Geschäft zu kommen), wird eine gewichtete Mischung der Zuteilungspreise vorgeschlagen, etwa wie folgt:

Individuelle Preisfestsetzung mit gewichtetem Durchschnitt

80% nach dem markträumenden Preis

20% nach dem jeweils eigenen, gebotenen Preis (der zugleich der Mindestpreis der Zuweisung ist, für den Fall, dass gerade dies das markträumende Gebot war).

Damit errechnet sich auf einfache Weise jeweils ein Zuweisungspreis je Bieter, der jedoch nur wenig (mit 20% Gewichtung) vom markträumenden Preis abweicht.

Beispiel:

Vier Gebote in der Höhe A: 9,25 Cent; B: 9,5 Cent; C: 10 Cent; D: 10,1 Cent.

3 Bieter können berücksichtigt werden. Bieter D wird nicht berücksichtigt. Markträumend ist der Preis des Bieters C mit 10 Cent.

Die Zuweisung erfolgt mit folgenden Preisen:

A: $9,25 \text{ Cent} * 20\% + 10 \text{ Cent} * 80\% = 9,85 \text{ Cent}$

B: $9,5 \text{ Cent} * 20\% + 10 \text{ Cent} * 80\% = 9,9 \text{ Cent}$

C: $10 \text{ Cent} (= 10 \text{ Cent} * 20\% + 10 \text{ Cent} * 80\%)$

Man sieht also, dass die zugewiesenen Preise zum Markträumungspreis hin verdichtet sind.

Damit werden die Vorteile beider Vorgehensweisen verbunden. Diese gemischte Vorgehensweise ist in dem wissenschaftlichen Gutachten nicht berücksichtigt worden.

Hierbei ist zu beachten, dass vermutlich sämtliche Bieter A, B und C einen höheren Preis geboten hätten, wenn eine Zuteilung ausschließlich oder überwiegend nach dem jeweils eigenen Preisgebot erfolgen würde. Der Nachteil, dass z.B. Bieter A nun eine Zuweisung mit 9,85 Cent erhält, statt mit prinzipiell möglichen 9,25 Cent, besteht also nur scheinbar, weil von ihm bei einem Bietverfahren mit Zuweisung nach jeweils eigenem Preis schließlich ein höheres Gebot abgegeben worden wäre. Ein zusätzlicher Vorteil liegt darin, dass auch Bieter C bei einem Bietverfahren mit Zuweisung des individuellen Preises vermutlich etwas höher geboten hätte, nun aber auch Bieter C eben nur 10 Cent erhält.

Besonders wichtig ist eine Preisbestimmung, die für alle in Anlehnung an den markträumenden Preis erfolgt, bei den ersten Bietrunden, weil dann noch mehr Unsicherheit zu den sich ergebenden Geboten besteht. Später ist ja eher eine Orientierung an vorigen Runden möglich.

Zusätzlich sollte eine „**Kappung**“ nach unten erfolgen bei dem markträumenden Preis minus der Höhe der Pönale. Wenn Bieter nämlich bemerken, dass sie so niedrig liegen, dass es für sie günstiger wird, gleich die Pönale zu bezahlen und in der nächsten Bietrunde mit einem treffsicheren Gebot neu einzusteigen, wird es ohnehin nicht zu einer Umsetzung des Projektes kommen.

Als weiteres Element sollte es die Möglichkeit geben „**bestens**“ zu bieten, d.h. ohne Angabe eines festen Mindestpreises. Dies würde der Vorgehensweise im Börsenhandel entsprechend, wo es ja auch die Möglichkeiten gibt, bei Kauf- oder Verkauforders Preislimits zu setzen oder nach Wahl eine Order auch „bestens“ bzw. „billigst“ zur Ausführung zu stellen.

Der entsprechende Bieter käme also auf jeden Fall zum Zuge (es sei denn, die „Bestens“-Gebote würden das Ausschreibungsvolumen überschreiten, was allerdings ein Zeichen für einen starken Bedarf nach einer derartigen Regelung wäre). Im Falle einer Vergabe zu einheitlichem, nämlich dem markträumenden Preis, würde dieser natürlich auch für die „bestens“-Bieter gelten. Im Fall eine Vergabe mit unterschiedlichen Preisen sollte derartigen Bietern ein mittlerer Preis zugewiesen werden.

Besonders anreizkompatibel wäre es, wenn ihnen der mittlere Preis der übrigen, tatsächlich fristgerecht errichteten Leistung aus derselben Ausschreibung zugewiesen würde. Denkbar wäre auch eine Zuweisung nach dem Medianwert oder einem Durchschnittswert der im Mittelfeld vergebenden Leistung nach Abzug der höchsten und niedrigsten 25%. Eine Zuweisung nach dem arithmetischen Durchschnittswert aller angenommenen Gebote wäre unfair, weil in dieser Durchschnittswert durch solche Bieter nach unten verzerrt wird, die sehr niedrig geboten haben, aber ihr Projekt schließlich nicht realisieren.

„Bestens“-Gebote eignen sich besonders für Akteure mit geringerem Marktüberblick, die das Risiko vermeiden möchten, mit einem Gebotspreis zu weit daneben zu liegen. Es ist davon auszugehen, dass solche „bestens“-Gebote vor allem von Bietern eingereicht würden, die auf jeden Fall bauen möchten.

*Wie sollte der **Höchstpreis** bestimmt werden?*

Bei 3 bis 4 Ausschreibungen pro Jahr könnte der Höchstpreis jeweils in Anlehnung an die vorigen Ausschreibungen festgelegt werden, und sollte dann etwas über deren Ergebnissen liegen (z.B. 10% höher).

Beispielsweise könnte der gewichtete Durchschnitt der beiden vorigen Ausschreibungen gewählt werden, wobei die letzte Ausschreibung mit 2/3 und die vorletzte mit 1/3 gewichtet würde; die Höchstgrenze wäre dann 10% über diesem Wert. Damit werden erratische Ausschläge vermieden und gleichzeitig kann bei unzureichendem Angebot in aufeinanderfolgenden Ausschreibungen der Preis in absehbarer Zeit dem notwendigen Niveau angepasst werden.

Bei der ersten Ausschreibung kann der Höchstpreis 10% über der bisherigen gesetzlichen Regelung angesetzt werden. Falls sich dies als nicht ausreichend erweisen sollte, kann bei vier Ausschreibungen pro Jahr binnen eines Jahres eine Erhöhung erreicht werden, die dann sicherlich ausreichend sein wird.

Sollte es bei einer Ausschreibung weniger Gebote geben als zuteilungsfähig gewesen wären, sollte der Höchstpreis in der folgenden Ausschreibung stärker angehoben werden.

Welche Aspekte des Ausschreibungsverfahrens sind aus Ihrer Sicht für den Erfolg der Ausschreibungen wesentlich?

Ein guter Erfolg liegt dann vor,

- wenn es tatsächlich zum Zubau eines großen Teils der vergebenen Leistungen (Förderberechtigungen) kommt und
- wenn möglichst wenige Bietwillige ausgegrenzt werden (was zu einem aus Sicht der Stromverbraucher günstigen Angebot führt).

Wesentlich dafür sind:

- kurze Realisierungsfristen (z.B. 6 Monate ab Zuschlag), die dazu führen, dass keine Zuschläge „auf Vorrat“ eingesammelt werden, mit der Hoffnung, mit Hilfe allgemein sinkender Kosten die Wirtschaftlichkeit gegen Ende der Realisierungszeit (von bis zu 18 Monaten laut Vorschlag) erst zu erreichen.
- Niedrige Bietkautionen und Pönalen – diese können bei kurzen Fristen der Realisierung auch eher niedrig bemessen werden (siehe unten).

Eine Realisierungsfrist von (maximal) sechs Monaten ergibt sich auch daraus, dass Freiflächenanlagen laut §55 Abs. 3 EEG nur noch für ca. sechs Monate ab erster Bekanntmachung einer Ausschreibung gefördert werden. Dabei reduziert sich die noch nach altem System verfügbare Realisierungszeit ab ersten Bewilligungen nach dem neuen System noch um den Zeitbedarf für die Durchführung der Ausschreibung, da ja die Realisierungsfrist für Anlagen nach dem neuen System erst mit der Bewilligung beginnt.

Um hier einen länger andauernden Fadenriss beim Übergang zwischen den Systemen zu vermeiden – auch bei den noch verbliebenen Anbietern von Systemlösungen für die Montage von Freiflächenanlagen – ist daher auf eine möglichst kurze Realisierungsfrist insbesondere bei den ersten Ausschreibungen hinzuwirken. Ohnehin besteht die Gefahr, dass selbst innerhalb des Rests der Sechs-Monatsfrist des §55 Abs. 3 EEG keine Anlagen mehr nach dem Festpreisregime errichtet werden, wenn sich herausstellt, dass in der Ausschreibung höhere Erlöse gesichert werden konnten als nach Festpreisregime.

Qualifikationsanforderungen und Pönalen

Fragen für die Konsultation:

*Sind die vorgeschlagenen Teilnahmebedingungen und **Qualifikationsanforderungen** sinnvoll?*

Grundsätzlich sollte es in erster Linie unternehmerische Entscheidung der Projektentwicklers/Betreibers sein, ob er glaubt, den Solarpark pünktlich fertig stellen zu können. Insbesondere sollten nicht Dritte wie der Netzbetreiber in die Lage versetzt werden, ein Projekt zu verzögern (z.B. durch Verzögerung einer vorläufigen Netzanschlusszusage – dass eine solche Zusage auch vor der Ausschreibungsteilnahme angefordert werden kann, ist gesondert geregelt). Nachdem (siehe obiger Vorschlag) auch Chancen für kleinere Solarparks geschaffen werden sollen, für die kein Bebauungsplan vorliegt, kann auch nicht der Aufstellungsbeschluss zum Kriterium gemacht werden.

Eine knappe Realisierungszeit von sechs Monaten (für einzelne Solarparks als Projekt – gilt nicht für die Teil-Ausschreibung im Zusammenhang mit einer PV-Fertigung) führt dazu, dass die Betreiber schon im eigenen unternehmerischen Interesse nur hinreichend fortgeschrittene Projekte einreichen werden. Was hinreichend ist, ist natürlich je nach Projektgröße unterschiedlich – ein großer Solarpark, der stärker Kapitalmarkt-geprägt realisiert werden soll, muss mehr Vorbereitungen treffen als ein kleiner Solarpark, der von Betreiber mit Eigenkapital (vor-) finanziert werden kann. Damit wird aber nur ein fairer Ausgleich geschaffen. Umgekehrt wäre es gerade für kleine, weniger „professionalisierte“ Akteure unangemessen, erst 18 Monate abwarten zu müssen und auf günstige

Entwicklungen in dieser Zeit zu spekulieren (das müsste aber jeder machen, weil wettbewerbsfähige Gebote ja die Möglichkeit weiter sinkender Modulpreise bei stabilen Zinsen zuzüglich eines Risikozuschlags für Pönalen widerspiegeln würden). Gerade bei weniger professionalisierten Akteuren ist es wesentlich, auch „die Gunst der Stunde“ nutzen zu können; diese kann z.B. darin liegen, dass Akteure gerade genügend Zeit für eine Entwicklung haben, durch aktuelle Ereignisse motiviert sind, dass sich eine Bürgergruppe zusammengefunden hat und handeln will (und nicht erst rechtzeitig vor Ablauf der 18-Monatsfrist diese Entscheidung je nach Marktlage treffen will) oder daran, dass gerade genügend Kapital bzw. Eigenkapital zur (Wieder-) Anlage vorhanden ist – beispielsweise nach einem Hausverkauf oder einer Erbschaft oder der Auszahlung einer kapitalgebundenen Lebensversicherung. (Gerade eine mit etwa 65 Jahren ausgezahlte Lebensversicherung, die zur Alterssicherung eingesetzt werden soll, würde sich in besonderem Maße als Kapitalgrundlage für einen Solarpark zur Alterssicherung eignen, weil in dieser Situation ja grundsätzlich ein Vermögensverzehr beabsichtigt ist, der zu einer auf 20 Jahre bemessenen Förderdauer gut passen würde – die Abdeckung solcher Modelle ist also besonders wichtig für einen Erfolg der Ausschreibungsmodalitäten).

Bei kurzer Realisierungszeit können die Bieter entweder auf schon vorliegende Angebote bzw. Optionsverträge zurückgreifen, die dann bei positivem Ausschreibungsergebnis ent-konditionalisiert werden, oder die (erfahreneren) Bieter jedenfalls die aktuelle Kosten- und Zinssituation gut einschätzen. Jedenfalls käme es bereits in kurzer Zeit (meist ein bis zwei Monate) nach Zuschlag zu festen Aufträgen und Vertragsabschlüssen (bzw. Erfüllung aufschiebender Bedingungen), so dass ab diesem Zeitpunkt kaum noch Realisierungsrisiken bestünden.

Bei längerer Realisierungszeit wird die Beauftragung schon deshalb herausgezögert, um entweder verbesserte Marktsituationen ausnutzen zu können oder das Projekt andernfalls fallen zu lassen.

Auch finanzierenden Banken fällt eine Kreditzusage für alsbald abzurufende Mittel in der Regel leichter als ein erst in z.B. 18 Monaten abzurufendes Darlehen (oder gar eine Optionsgewährung). Bereits Vorgespräche über Konditionen etc. sind bei längerer Vorlaufzeit erschwert – zumal beteiligte Bankmitarbeiter nicht wüssten, ob sie selbst die Früchte (Prämien etc.) solcher Vorarbeiten einfahren könnten, oder andere (Nachfolger auf der Stelle, etc.).

Als zusätzliche Teilnahmevoraussetzung sollte es eine Zusicherung geben, auch über eine Sicherung (z.B. durch Pachtvertrag) der entsprechenden Flächen, auf die sich der Projektantrag bezieht, zu verfügen, und Doppelanträge und -bewilligungen (ggf. in späteren Ausschreibungen) für dasselbe Projekt/dieselbe Fläche sind auszuschließen.

Ziel: Betriebsdauer 40 Jahre

Grundsätzlich sollte darauf hingewirkt werden, dass Projekte nicht nur über den Förderzeitraum von 20 Jahren betrieben werden, sondern auf eine längere Betriebsdauer ausgerichtet werden, während der sie dann ihre Stromproduktion am allgemeinen Strommarkt absetzen müssen. Ggf. wird dieser Strommarkt teilweise durch neue, erneut geförderte Anlagen geprägt sein, vielleicht wird es auch einen Energy-only-Markt ohne Neubauförderung geben. Der längere Betrieb von abgeschriebenem und mit niedrigen laufenden Kosten operierenden Solarparks wäre jedenfalls im öffentlichen Interesse. Zugleich könnte die Aussicht auf ein „goldenes Ende“ der Investition auch die Kostenkalkulation der frühen Jahre geringfügig entlasten. Dies gilt umso mehr, als heute die Differenz zwischen Marktpreisen (Strombörse) und geförderter „Einspeisevergütung“ nicht mehr so groß ist

und die aktuell sehr niedrigen Zinsen eine schwächere Abzinsung der Einnahmen ab dem Jahr 21 bewirken.

Etappenziel könnte ein Betrieb von Solarparks über mindestens 40 Jahre sein. Sicherlich sind hierfür noch weitere Voraussetzungen zu erfüllen, einschließlich einer technischen Zertifizierung der Module für diesen verlängerten Zeitraum, was nicht allein mit diesen Ausschreibungen gelöst werden kann. Auf Ebene der Projektentwicklung wäre es wesentlich, für diesen Zeitraum auf die Flächen zugreifen zu können.

Als zusätzliche Teilnahmebedingung sollte daher gewährleistet werden, dass entweder dem Solarparkbetreiber eine Option auf Weiterbetrieb nach dem 20. Jahr eingeräumt wird, oder der Grundbesitzer das Recht hat, den Solarpark zum Sachzeitwert zu erwerben und weiter zu betreiben. Dies wäre im Zuge der Ausschreibung durch eine entsprechende Zusicherung des Projektantragstellers zu unterlegen. Hierfür könnte ein vom Ministerium bzw. der BNetzA bereitzustellendes Formblatt verwendet werden, das zugleich als Vertrag zu Gunsten Dritter das Erwerbsrecht des Grundbesitzers für den Fall gewährleistet, dass dem Betreiber kein Optionsrecht eingeräumt wurde. Für die bisherige Flächenkulisse sollte diese Anforderung nicht gelten, da hierfür teilweise auf schon bestehende Pachtverträge zurückgegriffen wird.

Für die **PV-Fertigung** gelten besondere Teilnahmebedingungen. Wesentlich ist der Zugriff auf die im Antrag definierte Produktionstechnik. Standorte für die Solarparks sowie entsprechende Projektstände sind dort nicht nachzuweisen.

*Welche **Pönalen**/Strafzahlungen führen aus Ihrer Sicht zu einer hohen Realisierungsrate der Projekte und sind noch für kleinere Akteure tragbar?*

Bei langen Realisierungszeiten sind beide Ziele nicht miteinander vereinbar. Hier ist zudem ein gewisser Gleichlauf der Projekte zu erwarten: Sinken die Modulpreise bei stabil niedrigen Zinsen, werden fast alle Projekte verwirklicht. Sind Modulpreise und Zinsen höher als im optimistischen Szenario der Bieter (sämtlicher erfolgreicher Bieter!) erwartet, gibt es fast gar keine Realisierung. Die daher „erratischen“ Ausschläge der Umsetzungsrate würden auch eine sukzessive Anpassung der ausgeschriebenen Mengen ja nach Umsetzungsrate erschweren.

*Welche weiteren Modelle sind aus Ihrer Sicht geeignet, um eine **Balance zwischen hoher Realisierungsrate und einer Minimierung der Bieterisiken** zu schaffen?*

Siehe oben: Kürzere Realisierungsfristen (sechs Monate ab Zuweisung) in Verbindung mit niedrigen Pönalen und einer Nachfrist von weiteren sechs Monaten mit Anrechnung auf die Förderhöchstdauer.

Ein weiteres Modell ist eine stärkere **persönliche Einbindung von Initiatoren** (Bürgersolarparkmodell): Hierbei würde auf Bid-Bonds und finanzielle Sicherheiten verzichtet werden, wenn sich Menschen persönlich in einem Projekt einbringen. Dies kann ggf. der Höhe nach

gekappt werden (z.B. auf 100 kW je natürlicher Person) und an weitere Bedingungen geknüpft werden (z.B. Wohnort oder Grundbesitz in der Standortgemeinde).

Bei derartigen Bürgerprojekten mit hoher Identifikation der Beteiligten ist von einer hohen Realisierungsrate auszugehen, die dann auch nicht von z.B. 5 oder 10% höheren Anlagenpreisen in Frage gestellt würde. Als zusätzliche Pönale wären die natürlichen Personen von weiteren Erleichterungen dieser Art bei Folgeprojekten auszuschließen, falls ihnen wider Erwarten die Realisierung nicht gelingt.

Auf juristische Personen ist dieses Modell natürlich nicht anwendbar, da es entweder Projektierungskonzernen eine Umgehung der Sicherheiten ermöglichen würde (mit Tochtergesellschaften), oder im Falle einer Zusammenfassung aller verbundenen Gesellschaften das Risiko für den Projektierer (komplette Sperrung des Geschäfts) zu hoch wäre.

Welche Höhe der Bid-Bonds und der Pönalen ist aus Ihrer Sicht angemessen?

Im wissenschaftlichen Bericht wird mehrfach eine geringe Bonität kleinerer Betreiber unterstellt. Es handelt sich aber eher um die Problematik, dass die Verwaltungskosten bei kleinen Projekten zu groß sind, so dass auch bei an sich guter Bonität Bankbürgschaften und dergleichen einen erhöhten Aufwand nach sich ziehen. Bei einem Bid-Bond in Höhe von 2 bis 5 Euro/kW und einem MW Projektleistung ginge es beispielsweise um 2.000 bis 5.000 Euro. Mit solchen Beträgen möchten sich Banken freilich ungern beschäftigen, so dass schon deshalb nur die Option einer Bareinzahlung bliebe.

Bid-Bonds in Höhe von 2 bis 5 Euro/kW entsprechen rund 0,2% bis 0,5% der Investitionssumme. Kommt es zu einer Zuweisung nach jeweiligem Gebot (statt nach markträumendem Preis oder der oben vorgeschlagenen Mischung) wird es für all diejenigen, die deutlich zu niedrig geboten hatten (deutlich unter dem markträumenden Preis), verlockend sein, diesen niedrigen Betrag zu zahlen und stattdessen ein neues Gebot in der nächsten Runde abzugeben, das evtl. dann knapper unter dem erwarteten Grenzpreis zu liegen kommt.

Bereits die Gebote sollten eine höhere Ernsthaftigkeit erhalten, was aber bei niedrigen Beträgen der Bid-Bonds nicht gewährleistet ist. Eine Unterscheidung zwischen niedrigem Bid-Bond und höherer Sicherheit (entsprechend der vollen Pönale) kurz nach Zuteilung erscheint also unzweckmäßig.

Bei Absicherung des vollen Pönalen-Betrages (laut Vorschlag 20 bis 50 Euro/kW) binnen zwei Wochen nach Bezuschlagung wäre es übrigens für die meisten Initiatoren ohnehin erforderlich, die entsprechenden Bürgschaften schon vorher sicherzustellen, dann wäre der Aufwand auch „verloren“, falls es zu keinem Zuschlag käme. Es ist nämlich nicht anzunehmen, dass derartige Bürgschaften von einer Bank binnen zwei Wochen gegeben werden. Also müssten doch alle Bieter – auch die schließlich nicht erfolgreichen – diesen Verwaltungsaufwand schon vorher eingehen. Allenfalls Bieter mit ständigem Projektumsatz könnten bei ihrer Bank eventuell schneller eine projektbezogene Bürgschaft erreichen.

Bei Bürgersolarprojekten wäre es ebenfalls eine kaum lösbare Herausforderung, alle Beteiligten zu einer rechtzeitigen Einzahlung binnen zwei Wochen zu bewegen (erst recht, wenn ein Teil der Beteiligten sich erst nach dem Zuschlag endgültig entscheidet). Somit müssten bereits vor der

Ausschreibung sicherstellen, dass auch die Hinterlegung für die (höhere) Pönale gelingt. Ermäßigte Bid-Bonds würden diesem Teilnehmerkreis also nahezu keine Vorteile verschaffen.

Es muss weiterhin möglich sein, die „Bareinzahlung auf ein Sperrkonto“ zur Bezahlung von Komponentenlieferungen des Solarparks zu verwenden. Eine Freigabe solle spätestens dann erfolgen, wenn die Lieferung von Modulen und/oder Wechselrichtern in entsprechendem Wert durch Lieferscheine bestätigt wird.

Vorgeschlagen wird also eine einheitliche Absicherung durch einen einheitlichen Betrag je kW – lediglich im Fall der personengebundenen, lokalen Projekte (siehe oben) soll diesen Personen einmalig ein gewisses Kontingent zugewilligt werden, ohne finanzielle Verpflichtung.

Bei 18 Monaten Realisierungsdauer und somit längerer Spekulationsfrist wären selbst 100 Euro/kW nicht ausreichend, um bei weniger günstiger Entwicklung der Kosten eine Realisierung zu gewährleisten, Andererseits sind mehr als 50 Euro/kW kaum an Markt durchsetzbar. Eine Pönale von 20 bis 30 Euro/kW bei sechs Monaten „regulärer“ Realisierungsfrist erscheint hingegen ausreichend und wäre daher eine probate Alternative.

Die finanzielle Pönale sollte in einer „Nachfrist“ dadurch ergänzt werden, dass die Förderung zu einem festen (spätesten) Zeitpunkt, der in der Ausschreibung festgelegt wird, endet. Wer also drei Monate „Nachfrist“ in Anspruch nimmt, müsste dann keine Pönale zahlen, würde aber eben diese drei Monate Förderungsdauer verlieren. Maximal sechs Monate Nachfrist wären angemessen. Bei Realisierung erst knapp vor Ablauf der maximal sechs Monaten Nachfrist (zusätzlich zu der mit sechs Monaten vorgeschlagenen regulären Realisierungsfrist) ginge also bei 20 Jahren Förderung ein halbes Jahr bzw. 1/40 (2,5%) der Förderung verloren. Diese unbürokratische Vorgehensweise hätte zudem den Vorteil, dass Teilfertigstellungen während der „Nachfrist“ unkompliziert abgerechnet werden können (nämlich jeweils erst ab ihrer Fertigstellung und erster Stromeinspeisung Förderung erhalten), und ein klarer wirtschaftlicher Unterschied zwischen Fertigstellung zu Beginn und knapp vor Ende der Nachfrist besteht. Gleichwohl könnte der Abschluss der Lieferverträge innerhalb der regulären Frist Bedingung für die Vermeidung einer Pönale sein.

Zusammenfassend soll es also nur eine Pönale in einheitlicher Höhe je kW geben (keinen gesonderten Bid-Bond), die mit der Ausschreibungsteilnahme gesichert wird, bei Bezuschlagung geschuldet wird und bei Ablauf der Nachfrist fällig wird (Ausnahme wiederum personengebundene Projekte); die Nachfrist wird hingegen durch die ggf. kürzere Förderdauer „erfasst“; es gibt keine „Schuld-Prüfung“.

*Welche Auswirkungen auf die **Finanzierungskosten** von neuen Projekten erwarten Sie im vorgeschlagenen Modell?*

Die Projektentwicklung erfordert ohnehin Eigenkapital (Fremdfinanzierung ist kaum möglich); die benötigten Renditen wären auch kaum anders als im bisherigen System, wo es ja in der Planungsphase auch nur begrenzt Vertrauensschutz vor Änderungen des EEG gab. Eine weitgehende Aufhebung der Flächenkulisse wäre allerdings risikomindernd, weil die Entwicklung von Flächen, die wie die Randstreifen spezifisch auf eine bestimmte Gesetzesfassung abgestimmt ist, zu höherem politischen Risiken führt.

In der Betriebsphase der Solarparks sind die Fremdfinanzierungskosten durch die zusätzlichen Risiken der Direktvermarktung erhöht. Dies kann durch Einziehen einer Untergrenze (Mindestpreis bei Ausscheiden aus der Direktvermarktung) deutlich begrenzt werden.

Das auf eine PV-Fertigung bezogene Fördersegment würde die Finanzierungskosten für eine derartige Fertigung deutlich reduzieren, weil es eine gewisse Absatzsicherheit für die ersten Betriebsjahre gäbe, und damit auch niedrigere Produktpreise ermöglichen (d.h. wettbewerbsfähig im Vergleich zu chinesischen Herstellern mit konventioneller Technik). Die Finanzierungskosten für die aus der Fabrik bestückten Solarparks wären wiederum dieselben wie sonst auch.

Wesentlich ist, dass es sich bei dem Zahlungsanspruch nicht nur um einen zivilrechtlichen Anspruch gegen den (derzeitigen) Netzbetreiber handelt, sondern um einen gesetzlichen Anspruch gegen den (jeweiligen) Netzbetreiber in jedem Jahr der Einspeisung.

*Sollte eine **Rückgabe von Förderberechtigungen** möglich sein und zu welchen Kosten? In welchen Fällen sollte eine Rückgabe möglich sein? Wie sind diese Fälle juristisch abgrenzbar? Welche Auswirkungen hätte eine solche Regelung auf die Realisierung der Projekte?*

Sollte eine Rückgabe bei Fremdverschulden möglich sein? Was wären konkrete Kriterien für ein solches nicht vom Projektentwickler zu vertretendes Verschulden?

Es sollte eine einheitliche Pönale geben (kein ermäßigter Bid-Bond, siehe oben), die also mit einer „Rückgabe“ identisch ist. Über den Projektstand muss sich der Bieter bei Teilnahme an der Ausschreibung im Klaren sein. Wer sich ohne Sicherheit über die Realisierbarkeit eines Projektes zu weit aus dem Fenster lehnt, muss die Folgen tragen und kann sich nicht auf Fremdverschulden berufen.

„Ohne Kosten“ zulässig sein sollte eine Projektrückgabe i.w.S. (Rücknahme des Gebots) vor dem eigentlichen Vergabetermin, d.h. während der Zeit zwischen dem Einreichungstermin der Gebote und dem eigentlichen Auktionstermin, d.h. in dem Zeitraum, in dem die Ausschreibungsbehörde die Teilnahmeberechtigungen prüft. Damit kann kurzfristig auf etwaige Veränderungen reagiert werden.

Zuschlagserteilung und Übertragbarkeit der Förderberechtigung

Fragen zur Konsultation:

*Soll die Förderberechtigung **projektbezogen oder personenbezogen** ausgestaltet werden?*

Grundsätzlich projektbezogen (standortbezogen) und nachrangig personenbezogen. Dabei sollte die Übertragung auf eine andere Person (bei unverändertem Standort) möglich sein, zumal ja in der Regel auch eine Übertragung von Gesellschaftsanteilen möglich sein wird. Eine Einschränkung der personengebundenen Übertragbarkeit ist bei Kapitalgesellschaften kaum sinnvoll zu gewährleisten, da abgesehen vom Anteilsverkauf durch verschiedene gesellschaftsrechtliche Umwandlungsmöglichkeiten Umgehungsmöglichkeiten bestehen würden.

Bei von natürlichen Personen mit Standortbezug gestellten Anträgen kann es Einschränkungen geben, ein Wechsel der Person eines Teils der Antragsteller (oder das hinzukommen weiterer Beteiligter) sollte aber stets möglich sein.

*Welche Vorteile und Risiken sehen Sie beim **Handel von Förderberechtigungen**?*

Der Handel führt dazu, dass Zwischenhändler Gewinne machen, die letztlich zu Lasten der eigentlichen Investoren oder der Stromverbraucher gehen würden.

*Welche **Übertragbarkeiten** sollten zulässig sein, um Bieterisiken zu minimieren?*

Eine Übertragung aus konkretem Anlass auf andere Standorte wird nicht gutgeheißen.

Bei kurzer, regulärer Realisierungszeit (6 Monate) sind die Bieterisiken ohnehin gering, weil nur mit Projekten mit gutem Entwicklungsstand des Standorts geboten wird und auch wenige Kostenänderungsrisiken durch geänderte Marktpreise bestehen.

Lediglich geringfügige Flächenänderungen sollten möglich sein – das wäre beispielsweise der Fall, wenn die mindestens die Hälfte der Projektfläche beibehalten wird und die neuen Teilflächen direkt anschließen.

Eine **denkbare Alternative** wären völlig projekt- bzw. standortunabhängige Gebote und Bewilligungen, die dann an beliebigen Standorten umgesetzt werden könnten. Dies wird ja bzgl. der PV-Fertigung auch für die daraus bestückten Solarparks vorgeschlagen.

Dieses Vorgehen wäre jedenfalls ein probates Mittel zur Ermittlung eines angemessenen Marktpreises für die Solarförderung – als Folge der eingehenden Gebotshöhen, die unter Berücksichtigung der Pönalen eingereicht würden - und minimiert die Transaktionskosten bei etwaigen Übertragungen an Dritte. Ein Projektscheitern aus standortbezogenen Gründen nach einer Bewilligung/Bezuschlagung der Vergütung würde vermieden. Andererseits würde dieses Verfahren in besonderem Maße spekulativ orientierte Bieter auf den Plan rufen, die zwar aggressiv bieten, aber auch eine Rückgabe (Pönalisierung) der Bewilligungen in Kauf nehmen. Diese Vorgehensweise wäre ebenfalls nur bei kurzen Realisierungsfristen sinnvoll. Sie ist trotzdem als zweitbeste Lösung zu betrachten, nach der besten Lösung eines Verbots von Übertragungen auf andere Standorte.

Eine Mischlösung verbindet aber nur Nachteile beider Systeme und geht zu Lasten kleinerer Akteure mit wenigen Projekten.

Akteursvielfalt

Fragen zur Konsultation:

Welche Regelungen sind aus Ihrer Sicht geeignet, im Rahmen eines Ausschreibungssystems eine hohe **Akteursvielfalt** aufrecht zu erhalten?

Siehe oben:

1. Kurze Realisierungsfristen, die für „kleinere“ Akteure besser passen;
2. Einmalige, personengebundene Beteiligungsmöglichkeit (für Bürgersolarparks) ohne Bid-Bonds/Pönale;
3. Im Übrigen einheitliche Bid-Bonds/Pönale-Regelung;
4. Breite Flächenkulisse, insbesondere Verzicht auf B-Plan (außer in geschützten Gebieten);
5. Möglichkeit zu „Bestens-Geboten“ mit Zuweisung eines angemessenen Preises;
6. Mindestpreisregelung in Ergänzung zur Möglichkeit der Direktvermarktung;
7. Besonderes Fördersegment für den Ausstoß einer geförderten PV-Fertigung:
Zum einen würde damit eine zusätzliche Art von Akteuren eingeführt werden. Der entsprechende Berechtigte wird dann seinerseits nach zusätzlichen Wegen suchen, auf der Ebene der Solarparkbetreiber eine größere Akteursvielfalt als in den „laufenden“ Ausschreibungen zu erhalten, um seinerseits den Absatz zu optimieren. Hierbei ist anzumerken, dass zwar auf der Ebene der PV-Fertigung eine Ausschreibung stattfindet, in der ein Preis ermittelt wird, dass dann aber die Käufer der Produkte der PV-Fertigung im Prinzip feststehende Preise vorfinden, sich also lediglich mit der Verkaufsabteilung der PV-Fertigung auseinandersetzen müssen, nicht aber mit weiteren, halböffentlichen Ausschreibungsverfahren. Somit wird eine gewisse Ähnlichkeit zum bisherigen Festpreissystem, das ja eine große Akteursvielfalt hervorgebracht hat, erreicht.
8. Außerdem: Leicht zugängliche Information: Die wesentlichen Ausschreibungsmodalitäten (insbesondere Termine) sollten mit einer festen Internetadresse (nicht „über diverse Links von der Homepage der BNetzA ausgehend“) auffindbar sein, an der dann Links zu Dokumenten mit den Details erhält. Damit könnten Interessierte bei Kenntnis dieser Internetadresse mit einem Klick die neusten Informationen auffinden. Weiterhin sollte es einen Email-Verteiler geben, der über neu veröffentlichte Regelungen informiert.
9. Die oben ebenfalls beschriebene Möglichkeit, die Zuweisungen völlig frei und ohne Standortbezug zu handeln, würde ebenfalls die Akteursvielfalt unterstützen. Dies gilt allerdings weniger auf Ebene der Ausschreibung, als bei der anschließendem Umsetzung der Projekte: Dabei würden die erfolgreichen Bieter diese Zuweisungen an Akteure verkaufen können, für die eine Auktionsbeteiligung nicht praktikabel war, beispielsweise weil sie Projekte zeitnah und/oder ohne Bieterisiken einer Auktion errichten möchten. Der Weiterverkauf der Zuweisungsrechte könnte dann z.B. zusammen mit den eigentlichen Investitionsgegenständen erfolgen; beispielsweise könnten Importeure von Solarmodulen als Bieter auftreten. Die späteren Betreiber wären dann als Erwerber dieser Zuweisungen in

einer ähnlichen Situation wie heute die Bauherren von Solarparks: Sie müssen nicht an Ausschreibungen teilnehmen und können mit festen Preisen bzw. Marktprämien kalkulieren, die ja bereits der ursprüngliche Teilnehmer an der Auktion gesichert hatte.

Aus den oben beschriebenen Gründen wird dieser Weg zur Erhöhung der Akteursvielfalt nicht für optimal gehalten; er wäre jedoch wesentlich besser als Möglichkeiten zur internen Übertragung von Rechte auf weitere Projekte des „eigenen“ Portfolios, die ausschließlich größeren Projektentwicklern zu Gute kämen.

10. Eine Erhöhung des Ausschreibungsvolumens – nicht nur zu Ausgleich des zu erwartenden „Schwunds“ nicht umgesetzter Projekte - wäre natürlich der beste Weg, eine größere Akteursvielfalt (nicht nur bezüglich der Art der Akteure, sondern auch innerhalb der professionellen Projektentwickler) zu erreichen bzw. wiederherzustellen.

*Falls dies aus Ihrer Sicht – entgegen des hier vorgestellten Vorschlags – **Sonderregelungen für „kleine Projekte“** (z. B. Bürgerenergieprojekte) erforderlich macht: Wie könnten diese „kleinen Projekte“ von Projekten großer professioneller Akteure rechtlich eindeutig abgegrenzt werden?*

Siehe oben: Je natürlicher Person wird nur eine bestimmte Höchstleistung zugebilligt („Objektverbrauch“ bei Projektscheitern); ein relevanter Teil der Akteure muss in Projektnähe wohnen bzw. als Grundbesitzer handeln.

EU-Öffnung

Der vorgesehene Abschluss einer Kooperationsvereinbarung mit einem Partnerland sollte insbesondere eine Vereinbarung über die steuerlichen Regelungen erhalten. Eine Besteuerung sollte möglichst nur insoweit erfolgen, als bereits der Marktpreis für Strom einen Gewinn ermöglicht. Soweit die Gewinnerzielung ausschließlich auf der deutschen Förderung beruht, wäre es unangemessen, diese einer ausländischen Ertragssteuer zu unterwerfen oder örtlichen, nicht ertragsbezogenen Steuern, die die Steuer für die bisherige Bodennutzung (z.B. Landwirtschaft) überschreiten.

Grundsätzlich sollte es allerdings keine EU-Öffnung für solche Projekte geben, die dem derzeitigen Umlagemechanismus des EEG (mit seiner Belastung der Haushalte und Kleinverbraucher und den Industrie-Freistellungen) unterliegen. Vielmehr sollten die bei der EEG-Umlage nicht privilegierten Gruppen (Haushalte und Kleinverbraucher) weiterhin mit inländischen Projekten und deren Förderung verknüpft werden.

Gleichzeitig sollten die berechtigterweise privilegierten Stromverbraucher (wettbewerbsintensive Industrie mit hohem Stromverbrauch) sukzessive verpflichtet werden, einen Teil ihres Energiebedarfs aus „neuen“ erneuerbaren Energien zu decken (d.h. keine Großwasserkraft und auch nicht Energie von bereits in den ersten Betriebsjahren geförderten Anlagen). Dies kann dann auch aus ausländischen Projekten erfolgen. Dies könnte in Rahmen eines Quotensystems mit „dezentralem“ Nachweis entsprechender Leistung erfolgen (wäre dann direkt von den Stromverbrauchern bzw. in Kooperation mit den Stromhändlern zu organisieren) oder auch im Rahmen eines zentral gesteuerten

Förderverfahrens analog zum EEG mit Ausschreibungen oder Festpreisregelungen. Bei der zweiten Möglichkeit würde den industriellen Verbrauchern nur eine EEG-Umlage auferlegt, die sich an dem Förderbedarf der neuen Anlagen an günstigen Standorten in Europa ausrichtet, nicht an den höheren Kosten der EEG-Förderung der „historischen“ Anlagen, insbesondere der PV-Förderung der Baujahre 2009-2012.

Nähere Details zur Ausführung einer derartigen Quotenlösung siehe Anlage 3.

Schon, um einen höheren Komplexitätsgrad zu vermeiden, sollte es nicht zusätzlich zu solchen Anforderungen für die privilegierten Stromverbraucher gleichzeitig eine EEG-Förderung von Projekten im EU-Ausland für den Strombedarf der „normalen“ Stromverbraucher geben.

Modellcharakter und rechtzeitiger Erfahrungsgewinn

Bei ersten Ausschreibungen Anfang 2015 gäbe es erst Mitte bis Ende 2016 Erkenntnisse, wie viele der bewilligten Projekte der ersten Ausschreibungsrunde in der gesetzten Zeit von 18 bzw. 24 Monaten umgesetzt wurden. Die EU-Kommission erwartet allerdings bereits 2015 Erfahrungsberichte. Berichte lediglich über die Ausschreibungsergebnisse, ohne Kenntnis der Umsetzung, wären allerdings wenig hilfreich.

Eine komplette Umstellung des Fördersystems auf Ausschreibungen, wie es bis 2017 in Betracht gezogen wird, wäre ebenso undenkbar, wenn erst Ende 2016 Erfahrungen vorliegen und mit langen Vorlaufzeiten gearbeitet wird. Würden 18 bzw. 24 Monate Vorlaufzeit auch in Zukunft gelten, hätte man Ende 2016 erste (!) Erfahrungen, könnte man 2017 allgemein Ausschreibungen vornehmen (auch für Wind, kleinere Solaranlagen usw.), die dann erst 2019 zu Projektumsetzungen führen würden. Bis einschließlich der Fertigstellungen in 2018 müssten also Festpreisregelungen wie bisher beibehalten werden, auch im etwaigen Fall positiver Erfahrungen mit Ausschreibungen.

Bei 6 Monaten regulärer Realisierungsfrist ließen sich die zeitlichen Ziele hingegen einhalten.

Anlage 1

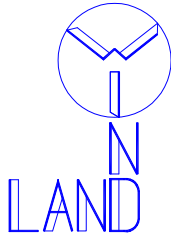
D- Solar - wettbewerbsfähiger Solarstrom mit sechs Wertschöpfungsstufen in Deutschland

Anlage 2

Diagramm - Wesentliche Schritte zur Dünnschicht-Solarfabrik

Anlage 3

EEG⁺ - Vorschlag für eine Erneuerbare-Energien-Quote für Industriebetriebe



Windland Energieerzeugungs GmbH
Grimmstraße 9, 10967 Berlin

Tel: 030/ 65 01 77 01, (030-233 55 6 55),
0176 5011 2452, (0176 979 048 52)

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

via ausschreibung-eeg@bmwi.bund.de

Ihre Nachricht vom /Bearb.:	Bearbeiter:	Durchwahl:	e-Brief:	Datum:
	Joachim Falkenhagen	030/ 65 01 77 01	falkenhagen5@meerwind.de	08.08.2014

ERGÄNZUNG zur Stellungnahme zu den Eckpunkten für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Hindernisse für solare Regelernergie vermeiden

zur Frage für die Konsultation:

*Werden der vorgeschlagene **Ausschreibungsgegenstand ... als sinnvoll angesehen?***

Bereits vorgeschlagen wurde, die Förderungshöhe unterschiedlich in Abhängigkeit vom Zeitpunkt der Einspeisung (Uhrzeit, Jahreszeit) und somit vom Bedarf zu gestalten.

Für das Ergebnis wäre es an sich irrelevant, ob das Ergebnis dadurch zustande kommt, dass in den Früh- und Spätnachmittagsstunden eine erhöhte Förderung gezahlt (bzw. auktioniert) würde, oder in den Mittagszeiten eine niedrigere.

Nachdem generell Direktvermarktung vorgesehen ist, könnte eine Differenzierung allerdings am unbürokratischsten dadurch erreicht werden, dass in den sommerlichen Mittagsstunden (oder ganzjährig in den Mittagsstunden) gar keine Förderung mehr gezahlt wird.

Infolge der Direktvermarktung würde freilich weiterhin Strom erzeugt und verkauft werden: Nachdem die variablen Kosten nahezu null betragen, würden die Solarstromanlagen auch bei sehr niedrigen Marktpreisen (knapp über null) trotzdem in Betrieb bleiben – insofern liegt hier ein gewichtiger Unterschied insbesondere im Vergleich zur Stromerzeugung mit Biomasse vor, deren Betrieb eine ständige Förderung voraussetzt. Natürlich muss die Förderung in den übrigen Zeiten entsprechend höher ausfallen, um die Gesamtkosten der Anlage im Jahresmittel decken zu können. Dies gilt, sofern positive Preise vorliegen: Gibt es mittags keine Förderung, entfällt schon deshalb jeder Anreiz, bei negativen Preisen (auch von weniger als sechs Stunden Dauer) trotzdem Strom einzuspeisen. Auch die mit negativen Preisen verbundenen Investitionsrisiken wären vermindert.

Dieses Modell hätte einen weiteren Vorteil: Es würde in besonderem Maße die **Einbeziehung der Leistung der geförderten Solarparks n Regelenenergiemärkte** erleichtern. Dies resultiert daraus, dass die Erbringung von Regelenergie ja zwingend mit einer geringeren Einspeisung als technisch möglich verbunden ist – bei negativer Regelenergie durch die Abregelung der Anlage auf Anforderung, für positive Regelenergie muss der Solarpark sogar „ständig“ gedrosselt werden, um auf Anfrage Zusatzleistung zu erbringen. Die Möglichkeit der „solaren Regelenergie“ ist ja besonders in denjenigen Stunden, in denen die Solarenergie einen substantiellen Teil der Leistung im Stromnetz erbringt, von Relevanz. In anderen Zeiten kann Regelenergie i.d.R. günstiger von konventionellen Kraftwerken dargeboten werden, insbesondere thermischen Kraftwerken, da diese bei geringerer Leistungsabgabe auch weniger Brennstoff benötigen.

Aufgrund ihrer sehr schnellen Regelbarkeit könnten Solarparks bei hoher Solarstromerzeugung im Sommer insbesondere die Primärreserve leicht abdecken. Derzeit liegt der vorzuhaltende Bedarf der deutschen Netzbetreiber bei 628 MW, der innerhalb von 30 Sekunden zu aktivieren ist. Rechnet man überschlägig mit einem Erzeugungspotential von 75% der installierten Peak-Leistung an typischen sommerlichen Sonnentagen zu Mittagszeiten, so wäre eine Solarparkleistung von 1674 MW in der Lage, 1256 MW zu erzeugen. Würde sie auf die Hälfte der Potentials, auf 628 MW, gedrosselt betrieben, könnte also sowohl die positive wie die negative Primärreserve voll abgedeckt werden. Andere schnell regelfähige Kraftwerke könnten dann ohne Rücksicht auf die Primärreserve betrieben werden. Innerhalb von vier Jahren sollen über PV-Ausschreibungen 1.600 MW errichtet werden. Der Vergleich der beiden Werte zeigt, dass hiermit ein wesentlicher Beitrag zur Funktion der Regelenenergiemärkte geleistet werden kann. Auch wenn konventionelle Kraftwerke sicherlich die meiste Zeit (nämlich an Werktagen) die Primärreserve preiswerter erbringen können, so ergibt sich doch gerade an sonnigen Wochenenden die Möglichkeit, thermische Kraftwerke außer Betrieb zu nehmen und die Primärreserve vorrangig über Solarparks abzudecken, sofern bei Ihnen in dieser Zeit keine (oder weniger) entgegenstehende Anreize durch eine kWh-bezogene Förderung bestehen.

Möglich ist auch eine Aufgabenverteilung, bei der Solarparks die negative Regelenergie erbringen und thermische Kraftwerke die positive Regelenergie. Damit müssen die Solarparks nicht vorgedrosselt werden, so dass ihr volles Leistungspotential zur Verfügung steht (also das doppelte wie bei symmetrischer Situation) und thermische Kraftwerke können womit sie bei fehlenden Regelungs-Anforderung an der unteren Grenze ihrer Regelbandes betrieben werden können (was bei hoher Sonneneinstrahlung zur Minimierung der Brennstoffkosten erwünscht sein kann).

Die Teilnahme an Auktionen im Regelenenergiemarkt würde in der Praxis gemeinsam mit konventionellen Kraftwerken erfolgen; eine Übertragung von Regelaufgaben auf die Solarparks gäbe dabei es nur bei entsprechenden Witterungsverhältnissen.

All dies würde erleichtert werden, wenn die auf Grund der Ausschreibung geförderten Freiflächen-Solaranlagen in der Mittagszeit keine Förderung je erzeugter kWh erhielten, da eine solche natürlich einen schwerwiegenden wirtschaftlichen Anreiz gegen eine vom Ertragsmaximum abweichende Regelung eines Solarparks darstellt.

Außerhalb der Mittagszeit werden heute in stärkerem Maße konventionelle Kraftwerke zur Stromerzeugung benötigt, die damit auch Regelenergie anbieten können; wegen dem höheren residualen Strombedarf wäre eine Drosselung von Solarparks in dieser Zeit auch unerwünscht. Es ist als kaum von Nachteil, wenn die EEG-Förderung diesen in dieser Zeit die Teilnahme an Regelenergiemärkten erschwert (wie es jetzt ja ganztägig der Fall ist).

Die ebenfalls denkbare Alternative, bei Solarparks sowohl die Energieeinspeisung je kWh und zusätzlich ihre Beteiligung an der Primärreserve über das EEG zu fördern, hätte einen größeren Verwaltungsaufwand zur Folge und würde auch die bisherige Systematik des EEG überschreiten.

Der Komplexitätsgrad der zeitlichen Erfassung der nicht geförderten Zeiten sollte mit Meßdienstleistern und lokalen Netzbetreibern diskutiert werden.

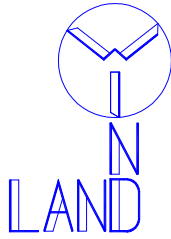
An einfachsten wäre es sicherlich, das ganze Jahr über dieselben Uhrzeiten von der Förderung auszuklammern. In diesem Fall käme man für die Ermittlung der Förderung im Prinzip mit einem monatlich ausgelesenen 2-Tarif-Zähler aus (Stromzähler mit zwei Zählwerken), wobei die Erträge zur Mittagszeit unberücksichtigt blieben. Wenn allerdings für die Direktvermarktung sowieso eine engmaschigere Ertragserfassung benötigt wird, ist dieser Aspekt nicht so wichtig.

Eine weitere Überlegung wäre es, je nach geographischer Lage unterschiedliche Zeiten der Förderung festzusetzen, beispielsweise je nach geographischer Länge eine Periode vor und nach der mittleren Uhrzeit des Sonnenhöchststand. Damit würde auch verhindert werden, dass alle PV-Anlagen zur gleichen Zeit beginnen, keine Förderung erhalten. Nachdem sich die aktuellen Ausschreibungen nur auf einen sehr geringen Teil der installierten Leistung beziehen werden, ist die „Gleichschaltung“ aber unproblematisch und dient der Minderung der Transaktionskosten. Ggf. könnten die Uhrzeiten in späteren Ausschreibungen jeweils unterschiedlich festgesetzt werden.

Wenn in dieser Zeitspanne gar keine Förderung gezahlt wird, sollte die Ausschlußzeit nicht allzu lange dauern, um nicht eine allzu hohen Förderung je kWh während der übrigen Zeit zu benötigen.

Nachdem das preisliche Tages-Minimum der Strommarktpreise etwas in den Nachmittag verschoben ist, könnte beispielsweise vom 1. April bis 30. September jeweils von 12 Uhr bis 15 Uhr (Sommerzeit!) die Förderung entfallen (Einnahmen dann nur über Direktvermarktung), die Förderungshöhe in der übrigen Zeit würde dann durch die Ausschreibung ermittelt.

Neben der Gewinnung zusätzlicher Erfahrungen mit einer nicht durch Förderung beeinflussten Direktvermarktung inkl. Regelenergie in Zeiten ohne Förderung je kWh liegt der Hauptvorteil der Zeitvariabilität der Förderung weiterhin darin, eine Abweichung der Solarparkgestaltung von der exakten Süd-Ausrichtung zu unterstützen und damit die Einspeisung im Tagesverlauf zu vergleichmäßigen, d.h. die (auch für die Anschlussleistung maßgebliche) Mittagsspitze abzuflachen und in anderen Tageszeiten höhere Erträge zu erreichen.



Tel: 030/ 65 01 77 01, (030-233 55 6 55),
0176 5011 2452, (0176 979 048 52)

Windland Energieerzeugungs GmbH
Grimmstraße 9, 10967 Berlin

BMWi

nur per Email an: ausschreibung-eeg@bmwi.bund.de

Ihre Nachricht vom /Bearb.:	Bearbeiter:	Durchwahl:	e-Brief:	Datum:
	Joachim Falkenhagen	030/ 65 01 77 01	falkenhagen5@meerwind.de	27.08.2014

Sehr geehrte Damen und Herren,

die **Errichtung einer integrierten „xGW-Solarfabrik“ in Deutschland mit einigen GW, jährlichem Ausstoß** und neuester Zelltechnologie ermöglicht eine Fertigung von Zellen und Modulen zu niedrigen Kosten und damit auch niedrigere Kosten und Preise bei der Stromproduktion. Eine Konzeption für eine derartige Fabrik wurde jüngst im Auftrag des Lands Baden-Württemberg erarbeitet.

Voraussetzung, die entsprechende Investition mit niedrigen Kapitaldienstkosten durchzuführen, wäre allerdings eine genügende Absatzsicherung für einige Betriebsjahre. Dies kann im Rahmen des gültigen EEGs – und somit mit Zustimmung der EU-Kommission für die entsprechenden Beihilfen – gewährleistet werden.

Die bisherige Stellungnahme wird daher um die Anregung ergänzt, beim Volumen der Ausschreibungen wesentlich ambitionierter zu sein und ein wesentlich höheres Errichtungsziel als 400 MW/a anzustreben.

Dazu sollte es möglichst sofort, besonders aber für den Fall kommen, dass ein möglicherweise anstehendes „El-Nino“-Ereignis im Winter 2014/2015 zu neuen Rekorden der Erderwärmung führt – und damit die Notwendigkeit der Klimaschutzes unterstreicht – oder wenn es bei der Weltklimakonferenz 2015 in Durban zu einem Durchbruch kommt.

Welche Aspekte des Ausschreibungsverfahrens sind aus Ihrer Sicht für den Erfolg der Ausschreibungen wesentlich?

Der bisherige Höchstwert der PV-Installationen in Deutschland innerhalb einer 12-Monatesperiode betrug ca. 10 GW (gegenüber dem Ergebnis von ca. 7,5 GW in den Kalenderjahren 2010 bis 2012). Ein fundiertes Ziel für den PV-Ausbau in Deutschland wurde mit 200 GW beziffert. Mit einem PV-Zubau von ca. 10 GW PV-Freiflächenanlagen jährlich und einem mäßigen Ausbau der PV-Dachanlagen wäre dieses Ziel etwa 2030 erreicht. Dies ist sowohl vor dem Hintergrund der historischen Verantwortung der Industrieländer für die Klimaveränderung angemessen wie auch vor dem demographischen Hintergrund – die geburtenstarken Jahrgänge der 1960er Jahre stehen ab heute nur noch einige Jahre im Berufsleben; damit wird es nach 2030 umso wichtiger sein, die Energieversorgung mit einem bis dahin bereits gebildeten Kapitalstock zu sichern. Auch konjunkturelle Aspekte sprechen für eine Nachfragesteigerung durch verstärkte Investitionen.

1. Förderumfang

Vorgeschlagen wird somit eine Ausweitung der Ausschreibungen nach §55 EEG so, dass auf ihrer Grundlage möglichst ein **Ziel von 10 GW PV-Zubau p.a.** erreicht wird. Ist das Ministerium in Anbetracht der fehlenden Vorbereitung im Markt mit einem geringeren Zubau im ersten Jahr einverstanden, könnten die Bewilligungen im ersten Jahr ohne einen zusätzlichen Aufschlagsfaktor erfolgen; in den Folgejahren kann dann das Errichtungsziel von 10 GW zuzüglich nicht ausgenutzter Bewilligungen aus Vorperioden zu Grunde gelegt werden.

Bei einer mäßigen Belegung mit 100 W/qm im Solarpark wird für 10 GW p.a. jährlich eine Fläche von 100 km² benötigt, in 15 Jahren somit 1.500 km² bzw. weniger als ein halbes Prozent der Fläche Deutschlands von 357.168 km²; das ist eine wesentlich kleinere Fläche als derzeit für den energetischen Biomasseanbau genutzt.

Damit ergibt sich zwangsläufig eine weitgehende Erweiterung der Flächenkulisse.

Die Stromerzeugung aus 10 GW jährlichem Zubau beträgt bei 900 Volllaststunden 9.000 GWh, das wäre etwa 1,5% des Stromverbrauchs, der auf diese Weise jährlich zusätzlich durch PV gedeckt würde. Würde in der Ausschreibung eine Förderung von beispielsweise 5,5 Cent/kWh ermittelt und bewilligt werden, so hätte dies eine Förderung von knapp einer halben Milliarde Euro p.a. durch den Zubau eines Jahres zur Folge – ein Bruchteil der Förderungen für jedes der PV-Baujahre 2010 bis 2012.

Bezogen auf den gesamten Stromverbrauch ergäbe das ein Fördervolumen von ca. 0,08 Cent/kWh, nach Abzug der Privilegierungen würden die übrigen Stromverbraucher wohl mit **etwa 0,15 Cent/kWh zusätzlicher EEG-Umlage** je 10 GW Zubau belastet werden. Das ergäbe also auch nach 5 Jahren und ca. 7,5% zusätzlichem Solaranteil an der Stromproduktion noch deutlich unter einem Cent für die nicht privilegierten Stromverbraucher. Bei europaweiter Standortwahl der Solarparks könnte die Förderung noch etwas niedriger ausfallen. Aus Sicht der Stromverbraucher wären vorteilhafte Merit-Order-Effekte gegenzurechnen.

2. Aufteilung in Teilausschreibungen

Bei deutlich vergrößertem Ausschreibungsvolumen könnte ähnlich wie bereits für 400 MW p.a. vorgeschlagen eine Dreiteilung des Volumens erfolgen:

- a) Ausschreibung nach bisheriger Flächenkulisse mit moderater Realisierungszeit und einem kleinen Teil des Gesamtvolumens (z.B. 100 MW p.a.);
- b) Ausschreibung für etwa 2 bis 3 GW p.a., die an die Errichtung einer neuen xGW-Solarfabrik in Deutschland mit anspruchsvoller Technologie gekoppelt wird, und die für einige Jahre der dortigen Stromerzeugung gilt; mit erweiterter Flächenkulisse;
- c) Ausschreibung des übrigen Volumens für einzelne Solarparks, mit erweiterter Flächenkulisse.

Ein internationales Segment (5%) käme ggf. hinzu.

3. Details der Ausschreibung

Nachdem der Markt nicht auf einen derartigen Nachfrageschub vorbereitet ist, ist eine effektive Preisobergrenze unabdingbar. Anstelle einer Kombination aus fester Preisobergrenze und fester Obergrenze der Nachfrage (des Bewilligungsvolumens) sollte **eine Nachfragefunktion treten, bzw. ein gestaffelter Höchstpreis**. Dies könnte bedeuten, dass ein (kleinerer) Teil des Ausschreibungsvolumens (beispielsweise 400 MW) mit einer höheren Preisobergrenze versehen wird, der übrige (größere) Teil des Ausschreibungsvolumens hingegen mit einer niedrigeren Preisobergrenze.

Sollte sich die niedrigere Preisobergrenze als zu ambitioniert herausstellen, bliebe es eben bei dem niedrigeren Zuweisungsvolumen, für das die höhere Preisobergrenze gilt, und der markträumende Preis würde sich wohl zwischen den beiden Preisgrenzen einstellen, es käme nur zu einer niedrigeren Zuweisung.

Wird die niedrigere Preisobergrenze erreicht, bleibt aber das Angebot niedriger als das maximal mögliche Zuweisungsvolumen, ergibt sich eine Zeitlang eine Ähnlichkeit mit einem Festpreissystem, weil dann die Preisobergrenze preisbestimmend wird und auch für einige Ausschreibungstermine unverändert greifen

könnte. Hat sich das Angebot schließlich weiter erhöht und kommen genügend Angebote unterhalb der niedrigeren Preisobergrenze hinzu, wird sich ein noch niedrigerer markträumender Preis einstellen.

Nachdem bislang keine ausreichenden Flächen für eine Installation von 10 GW p.a. gesichert worden sind, wären den Auktionsteilnehmern wenigstens in der Anfangszeit genügend lange Umsetzungsfristen bei zunächst niedrigen Pönalen zu geben – 18 Monate erscheinen dann für das Segment (c) angemessen. Sobald sich abzeichnet, dass das verfügbare Gesamtvolumen bei der niedrigeren Preisobergrenze ausgeschöpft wird (und diese unterboten wird), sollte die Umsetzungszeit verkürzt werden, um die Ernsthaftigkeit der Bieter zu erhöhen und zu vermeiden, dass lediglich auf noch ungewisse, weitere Kostensenkungen spekuliert wird (vgl. erster Teil der Stellungnahme, vom 5.8.2014).

Dieser Vorschlag würde sicherlich über die laut Koalitionsvereinbarung angestrebten 400 MW p.a. weit hinausgehen. Allerdings würden auch laut Entwurf Aspekte der Koalitionsvereinbarung nicht voll umgesetzt, wie die Forderung „Wir werden darauf achten, dass bei der Realisierung von Ausschreibungen eine breite Bürgerbeteiligung möglich bleibt.“ Bei einem Volumen von 10 GW gäbe es zweifellos genug Raum für eine breite Bürgerbeteiligung.

Es entspricht auch dem natürlichen wirtschaftlichen Kalkül der Stromverbraucher und Staatsbürger, bei vergleichsweise hohen Kosten je kWh nur ein geringeres Volumen zusätzlich installierter PV-Anlagen zu fördern, dagegen bei einem besseren Kosten-Nutzen-Verhältnis zusätzliche Solaranlagen nachzufragen.

Die höhere der beiden Preisobergrenzen sollte dann etwa 10% über den Preisen in der vorigen Ausschreibung bzw. laut bisherigem EEG liegen, während die niedrigere Preisobergrenze ambitionierter und z.B. näher an 8 Cent/kWh festgesetzt werden sollte. Das hielte jedenfalls die Förderung je kWh in Grenzen, erscheint aber bei genügender Investitionssicherheit und somit mäßigen Renditeanforderungen noch machbar. Sollte das Interesse bei so niedrigen Preisen ausbleiben – na und ...

Der obige Vorschlag wäre jedenfalls **ohne weitere Gesetzesänderung allein auf dem Verordnungsweg** umsetzbar. Das aktuelle EEG und somit auch diese mögliche Förderung ist zudem bereits von der EU zu einer zulässigen Beihilfe erklärt worden. Eine quantitative Obergrenze des Bewilligungsvolumens ist dem Verordnungsgeber nicht gesetzt worden.

Sicherlich würde dieser Vorschlag dazu führen, dass es bei vermehrtem Zubau von Freiflächenanlagen zu einer deutlich verstärkten Degression der Einspeisepreise für PV-Dachanlagen käme und auch die Förderobergrenze von 52 GW (§31 EEG) in wenigen Jahren erreicht würde. Das Erreichen der 52 GW-Grenze würde allerdings nur Zahlungen nach §51 EEG betreffen (also normalerweise Dachanlagen); die durch Ausschreibungen nach §55 EEG ermittelte Förderung für Freiflächenanlagen unterliegt nicht der 52 GW-Obergrenze. Laut §26 Abs. 1 letzter Satz bleibt die Förderung von Bestandsanlagen vom Erreichen der 52 GW-Grenze unberührt.

Auch wenn es zum gegenwärtigen Zeitpunkt vielleicht noch keine Mehrheit in der Bundesregierung für die Förderung von mehr als 400 MW p.a. Freiflächenanlagen gibt, so könnten doch äußere Ereignisse oder eben der Wunsch, mit einer xGW-Solarfertigung Abhängigkeiten von asiatischer Herstellung zu vermeiden und deutsche Technologie zu entwickeln, zu einem Umdenken führen. Daher wäre es sehr begrüßenswert, wenn eine derartige Erweiterung stets mitgedacht wird und der Spitze des Ministeriums als eine realisierbare Möglichkeit und als Forderung aus der Branche präsentiert würde.

Mit freundlichen Grüßen

gez. Joachim Falkenhagen
Windland Energieerzeugungs GmbH