

Appell an die neue Bundesregierung: Den Markt für eine effiziente Energiewende nutzen!

Stellungnahme zu den Vereinbarungen der Koalition und zum Eckpunktepapier des Bundeswirtschaftsministeriums für eine Weiterentwicklung des EEG

Die Koalition hat es sich zum Ziel gesetzt, beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien der Wirtschaftlichkeit größere Bedeutung einzuräumen. Dies ist zu begrüßen! Die politische Akzeptanz für den ehrgeizigen Ausbaupfad lässt sich nur dann erhalten, wenn Bürger und Unternehmen die Gewissheit haben, dass ihre Beiträge für die EEG-Umlage effizient verwendet werden. Dies ist nach Überzeugung von EFET nur durch die stärkere Nutzung von **Marktmechanismen** zu erreichen.

I. Die Bedeutung von Marktmechanismen

Die Koalitionspartner (und darauf basierend das Eckpunktepapier des BMWi) setzen vor allem auf Anpassungen des bestehenden Förderregimes in den Details, wie etwa eine Degression der Einspeisevergütung oder eine Überprüfung von Bonusregelungen. Derartige Maßnahmen können kurzfristig zu sinnvollen Einsparungen führen. Nach Überzeugung von EFET ersetzen die bisher geplanten Anpassungen aber keine **grundsätzliche Reform des EEG** hin zu einer marktorientierten Förderung. Eine staatlich festgelegte Einspeisevergütung/Marktprämie ist immer mit dem Risiko einer Über- oder Unterförderung und dem Entstehen eines energiewirtschaftlich ineffizienten Technologiemies verbunden. Eine administrative Nachsteuerung durch Ausbauobergrenzen und degressive Einspeisetarife kann immer nur reaktiv erfolgen, um grobe Fehlentwicklungen ex post zu korrigieren. Ein direkter Anreiz zur effizienten Investition in Anlagen für eine nachfrageorientierte EE-Erzeugung ergibt sich hierbei nicht. Die Folge sind unnötige volkswirtschaftliche Kosten.

Deswegen ist es nachdrücklich zu begrüßen, dass die Koalition die Förderhöhe durch Ausschreibungen ermitteln will. Nur so kann die **Dynamik des Wettbewerbs** umfassend genutzt werden, um die Kosten der Energiewende zu minimieren und gleichzeitig die Versorgungssicherheit durch einen dem Verbrauch angepassten erneuerbaren Anlagenpark zu unterstützen. Jedoch ist das geplante Vorgehen von SPD und CDU/CSU deutlich **zu zögerlich**. Erst im Jahr 2017/2018 soll ein Ausschreibungsmodell (möglicherweise) starten. EFET setzt sich stattdessen dafür ein, dass **sofort** mit der Konzeption und Umsetzung eines Ausschreibungsverfahrens begonnen wird.

II. Warum sofortige und dezentralisierte Maßnahmen so wichtig sind

Als nicht erforderlich sieht EFET das Vorhaben, die Effizienz von Ausschreibungen zuvor durch ein **Pilotprojekt** mit Freiflächen-Solaranlagen nachzuweisen. Es bestehen erhebliche konzeptionelle Bedenken: Bei einem naturgemäß zeitlich begrenzten (einjährigen?) Modellversuch haben die Investoren die Alternative, die Solaranlage vor Beginn des Pilotprojektes zu errichten und sich so die volle Marktprämie zu sichern. Damit können sie eventuelle Einbußen in der Testausschreibung vermeiden. In dieser Situation wird ein wirtschaftlich handelnder Investor bei seinem Gebot die Marktprämie nicht unterbieten können. Darüber hinaus ist bekannt, dass die derzeitigen Vergütungssätze für Freiflächen-Solaranlagen nicht auskömmlich sind. Der Nachweis, dass Auktionen diese Vergütungssätze senken, kann damit kaum gelingen. Es wäre fatal, wenn allein aufgrund dieser Dynamik das Pilotprojekt zu dem Ergebnis kommt, dass eine Ausschreibung nicht effizient ist und die Bundesregierung deswegen von einer Umsetzung Abstand nimmt.

Es bestehen darüber hinaus Zweifel, ob ein (zeitlich eng begrenzter) Modellversuch **zu aussagekräftigen Ergebnissen** führt, weil die Marktteilnehmer eine Lernzeit für eine angepasste Projektierung und die Teilnahme an der Ausschreibung benötigen.

Statt eines Pilotprojektes sollten hingegen die umfangreichen **ausländischen Erfahrungen** mit Ausschreibungen im Bereich der Erneuerbaren Energien untersucht werden, um auf dieser Grundlage ein **belastbares Marktdesign** für die Ausschreibung zu entwickeln. Der Markt wird die Ausbauziele deutlich effizienter als ein staatlich geplantes und administriertes System erreichen. Sollte dennoch ein Pilot als erforderlich angesehen werden, dann sollte dieser unter Berücksichtigung der zuvor genannten Punkte möglichst zeitnah (zumindest in 2014) konzipiert und unmittelbar danach durchgeführt werden.

EFET unterstützt die Pläne der Koalition, das System der Netzentgelte auf eine **faire Lastenverteilung** hin zu überprüfen, um die Netznutzer **ohne Eigenerzeugung** nicht ungemessen zu benachteiligen. Netznutzer mit Eigenerzeugung müssen im Rahmen des Leistungspreises einen angemessenen Beitrag zum Erhalt des Netzes tragen, soweit sie dieses als Backup nutzen.

III. Nichtdiskriminierung durch Technologieneutralität

Ein wichtiges Element dabei ist die **Technologieoffenheit**. Ziel muss sein, dass im Rahmen einer einheitlichen Auktion die Anbieter aller erneuerbaren Erzeugungsarten teilnehmen werden. Abhängig von der Anpassungsfähigkeit an die Nachfrage wird sich der Mix der Anlagenarten durchsetzen, der die Versorgungsaufgabe zu den niedrigsten Kosten erfüllt. Wettbewerb gibt einen deutlich effektiveren Anreiz zur Effizienzsteigerung als ihn der Gesetzgeber administrativ geben kann.

Vor diesem Hintergrund ist es problematisch, dass die Koalitionsvereinbarung die Förderregelungen für einzelne **Technologien** immer **stärker differenziert**. Es ist davor zu warnen, wie im Eckpunktepapier des BMWi vorgesehen, für jede Technologie gesonderte Ausbauziele festzulegen. Eine derartige planwirtschaftliche Verantwortung für die Gestaltung des erneuerbaren Erzeugungsmixes überfordert zwangsläufig die Energiepolitik und führt zu einem erheblichen volkswirtschaftlichen Mehraufwand. Richtigerweise sollte sich am Großhandelsmarkt entscheiden, welche Technologie den nachgefragten Strom am günstigsten erzeugen kann.

Auch ist es wichtig, dass ausländische Anbieter von Strom aus erneuerbaren Energien die Vergütung für die Einspeisung im Rahmen der Direktvermarktung erhalten bzw. an den Ausschreibungen teilnehmen können. Nur so lässt sich vollständige Diskriminierungsfreiheit als wichtiger Baustein eines funktionsfähigen und effizienten europäischen Energiebinnenmarkts herstellen.

IV. **Forschungsförderung für neue Technologien statt Betriebsbeihilfe**

EFET erkennt allerdings die Notwendigkeit an, für eine Übergangszeit einzelnen Technologien eine gesonderte Förderung zukommen zu lassen, sofern diese sich noch in der **Innovationsphase** befinden (z.B. Offshore-Wind). Diese Förderung sollte aber davon abhängig gemacht werden, dass die Erreichung der Marktreife absehbar ist. Eine separate Förderung von Technologien auf Dauer, deren Versorgungsaufgaben durch bestehende Techniken günstiger erreicht werden können, ist als unwirtschaftlich abzulehnen.

V. **Mehr Verantwortung für alle im Bereich Ausgleichsenergie, Redispatching und Transparenz**

Ein erster Schritt in Richtung stärkerer Marktanreize für die erneuerbare Erzeugung ist die allgemeine **Direktvermarktung** mit Marktprämie. EE-Anlagen müssen ihre Stromerzeugung wie konventionelle Anlagen prognostizieren und bilanzieren. Für eine vollständige Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt ist dies unerlässlich. Des Weiteren wird ein Anreiz gesetzt, sich rationell zu verhalten und bei einem Überangebot von Strom mit hohen negativen Preisen die Produktion anzupassen. Die in der Koalitionsvereinbarung vorgesehene verbindliche Einführung der Direktvermarktung ist daher zu begrüßen.

Ziel muss es daher sein, alle EE-Anlagen **so bald wie möglich** in die Direktvermarktung zu überführen. Die gestaffelte Übergangsfrist für kleinere Anlagen bis zum Jahr 2017 ist deutlich zu lang bemessen; es gibt es keinen sachlichen Grund für eine solche Verzögerung.

Eine Bagatellgrenze ist nicht erforderlich, da sich die Aggregation von Anlagen bereits etabliert hat und diese auch bei Demand-Side-Management einen wesentlichen Baustein darstellt. Ein zweigleisiger Prozess führt langfristig zu höheren administrativen Kosten. Bereits heute haben sich verschiedene Anbieter etabliert, welche die Vermarktung übernehmen können. Folglich muss ein Anlagenbetreiber nicht selbst am Markt tätig werden. Die notwendigen technischen und prozessualen Umstellungen lassen sich kurzfristig realisieren.

Eine **Herabregelung der Erzeugungsspitzen** von regenerativen Anlagen - wie nach den Koalitionsverhandlungen vorgesehen - ist grundsätzlich sinnvoll, soweit hierdurch ein ökonomisch ineffizienter Netzausbau vermieden werden kann. Nur darf eine derartige Regelung nicht dazu führen, dass ein energiewirtschaftlich gebotener Ausbau der Stromnetze verzögert wird oder ganz unterbleibt. Auch deshalb darf eine Abregelung nicht unentgeltlich erfolgen. Die Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, in diesen Fällen für eine umfassende **Transparenz** bei der Herabregelung und Planung zu sorgen. Die Netzneutralität ist eine grundlegende Säule des liberalisierten Energiemarktes und darf nicht durch Fehlanreize aufgegeben werden.

VI. **Die Bedeutung eines ausgewogenen Kapazitätsmechanismus**

Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist ausreichend gesicherte Erzeugungskapazität notwendig. Aufgrund des sogenannten „**Missing Money**“-Problems bei konventionellen Kraftwerken sowie der fehlenden Grundlastfähigkeit von bestimmten Technologien wie Windkraft und Solar plant die Bundesregierung die Einführung eines Kapazitätsvergütungsmechanismus in Deutschland. In diesem sollte auch die Effizienz eines einheitlichen Marktes genutzt werden. Alle Anbieter von gesicherter Leistung (fossile Erzeugungsanlagen, EE-Anlagen, Speicher, Nachfragesteuerung) sollten zu gleichen Bedingungen an dem Kapazitätsmarkt teilnehmen können. EFET begrüßt, dass im Eckpunktepapier die virtuelle Grundlastfähigkeit nicht thematisiert wird.

Anlage

Position von EFET Deutschland zur Einführung eines Ausschreibungsmodells

I. Einleitung

Das gegenwärtige Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat den Grundstein für die Energiewende gelegt. Einspeisetarife haben Investitionen in damals wenig entwickelte Technologien für Erneuerbare Energien ermöglicht. Mit dem Grünstromprivileg und der Marktprämie hat das EEG erste Schritte in Richtung Marktintegration unternommen. Im Ergebnis hat es das EEG geschafft, im Jahr 2013 den Anteil der Erneuerbaren Energien auf knapp 25% an der gesamten Stromproduktion zu erhöhen.

Allerdings wird immer deutlicher, dass das bestehende Förderinstrumentarium nicht geeignet ist, die weitergehenden Ziele der Energiewende zu erreichen. Das EEG ist auf eine möglichst effektive Förderung des Ausbaus der regenerativen Erzeugung ausgelegt, nicht aber auf Effizienz. Dieser Mangel gefährdet die öffentliche Akzeptanz der Energiewende, weil die Kosten der EEG-Umlage für nicht-privilegierte Endkunden ungebremst steigen und damit soziale Sprengkraft entwickeln.

Daneben ist aber auch das eigentliche Ziel der Energiewende in Gefahr: ein Vorbild zu schaffen für andere Volkswirtschaften, um zu zeigen, wie die Entkarbonisierung der Stromversorgung gelingen kann. Angesichts des sehr geringen Einflusses der deutschen Kohlendioxidemissionen auf den globalen Klimawandel rechtfertigen sich die nationalen Anstrengungen zur Umsetzung der Energiewende vor allem dadurch, dass Deutschland anderen Ländern einen praktisch erprobten „Masterplan“ aufzeigt. Eine Energiewende, deren Kosten aus dem Ruder laufen, wird international aber eher eine abschreckende Wirkung entfalten. Auch deswegen ist es von größter Bedeutung, das EEG so zu reformieren, dass die bestehenden Potentiale zur Effizienzsteigerung gehoben werden.

EFET Deutschland (EFET) möchte der Politik hierbei seine Mithilfe anbieten. Die Mitglieder von EFET mit ihrer langjährigen Erfahrungen auf deutschen und ausländischen Strommärkten sind überzeugt, dass die Nutzung marktlicher Elemente am besten geeignet ist, um die Ziele der Energiewende zu den niedrigsten Kosten zu erreichen. Planwirtschaftliche Eingriffe wie administrativ festgelegte Einspeisetarife und Erzeugungsquoten für einzelne Technologien bedeuten zwangsläufig Zusatzkosten, welche einer besonderen Rechtfertigung bedürfen und nur beschränkt Einsatz finden sollten.

In diesem Papier unterbreitet EFET erste Vorschläge, wie der Markt am besten für die Energiewende genutzt werden können. EFET steht gern bereit, um mit Politik und Regierung nähere Einzelheiten zu diskutieren.

II. Grundlagen

1. Europäische Vorgehensweise

Als Teil einer europäischen Vereinigung, die sich seit ihrer Gründung nachdrücklich für die Realisierung des Energiebinnenmarktes einsetzt, erkennt EFET sehr deutlich die Vorteile eines **einheitlichen Vorgehens in Europa** bei der Förderung der Erneuerbaren Energien. Ein solcher Ansatz würde es ermöglichen, EE-

Anlagen an den geeignetsten Standorten zu errichten und den Wettbewerb des gesamten Binnenmarktes zu nutzen. Dies verringert die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Europa.

Umsetzen ließe sich dies am einfachsten im Rahmen eines europaweiten Zertifikatehandels, bei dem Vertriebe einen Anteil ihrer Stromlieferung mit Zertifikaten hinterlegen müssen (Quotenmodell). Die jüngsten Mitteilungen der EU-Kommission vom 5.11.2013 und 22.01.2014 lassen darauf hoffen, dass unter EU-Führung ein Konsens zur Schaffung einer EU-weiten Harmonisierung der EE-Fördermechanismen in Kürze gefunden wird. Diese Vision spiegelt sich auch in der Stellungnahme des EU-Generalanwalts in den beiden anhängigen Verfahren (Essent und Alands-Inseln) vor dem Europäischen Gerichtshof wieder. Die Bundesregierung wird sich dieser Entwicklung stellen müssen. Dennoch sollte sich die Bundesregierung bemühen, erste Schritte für ein grenzüberschreitendes Vorgehen umzusetzen. Anfangspunkt könnte eine Koordination der EEG-Reform mit den Nachbarländern sein, insbesondere mit Staaten der CWE-Region und Österreich. Denkbar wäre ein gemeinsames Vorgehen bei der Ausschreibung von neuen Anlagen (Näheres zum Ausschreibungsverfahren siehe unten).

2. Vision für einen gemeinsamen Strommarkt von Erneuerbaren Energien und konventioneller Erzeugung

Eine EEG-Reform sollte sich als Zwischenschritt hin zum „Marktdesign nach erfolgter Energiewende“ verstehen. Nur wenn die Politik ein klares Bild davon hat, wie der Strommarkt der Zukunft (mit einem EE-Anteil von 80% in 2050) aussehen kann, wird reibungsloses Vorgehen möglich sein. Ansonsten werden immer wieder Korrekturen notwendig sein, die das Vertrauen in den Markt und folglich die Investitionsbereitschaft schmälern.

Nach Überzeugung von EFET muss am Ende der Entwicklung ein Marktdesign stehen, in dem Erneuerbare Erzeugung und konventionelle Erzeugung in einem einheitlichen EU-Markt agieren und alle Technologien (regenerativ und konventionell) miteinander im Wettbewerb stehen. Nur so kann eine effiziente Stromversorgung in einem weitgehend dekarbonisierten Stromversorgungssystem erreicht werden. Zusätzliche Emissionsreduktionen werden dann dort eingespart, wo dies am effizientesten ist. Gleichzeitig sorgt die einheitliche Merit Order dafür, dass immer die Erzeugungsanlage mit den niedrigsten variablen Kosten zum Einsatz kommt.

Der Schlüssel hierfür liegt in der Signalwirkung des Preises für Emissionsrechte. Dieser Mechanismus sollte dringend gestärkt werden. Die Streitigkeiten auf europäischer Ebene über Backloading und alternative Eingriffe dürfen nicht über Folgendes hinwegtäuschen: **Der europäische Handel mit Emissionszertifikaten ist ein Erfolgsmodell, dessen Bedeutung für das Ziel der Dekarbonisierung weitaus größer ist, als die bisher nationalen Mechanismen zur Förderung Erneuerbaren Energien.** Nur der Emissionshandel stellt sicher, dass in allen erfassten Sektoren die Möglichkeiten zur Reduzierung des Kohlendioxidausstoßes genutzt werden, und zwar zu niedrigsten Kosten für die Volkswirtschaften der Mitgliedsstaaten. Damit sind viel ambitioniertere CO₂-Reduzierungen möglich, als wenn jeder einzelne Sektor administrativ reguliert werden müsste.

Die deutsche Politik ist aufgefordert, sich in Brüssel für eine zügige Stabilisierung des Emissionshandels einzusetzen. Zudem sollte durch eine aktive Öffentlichkeitsarbeit der Bundesregierung das allgemeine Verständnis für den Emissionshandel und dessen Bedeutung in der Bevölkerung gestärkt werden.

Bezogen auf die regenerativen Energien führt eine Stärkung des Preissignals für Emissionszertifikate dazu, dass diese Energieträger grundsätzlich schneller die Marktreife erreichen und dann keine gesonderten

Fördermechanismen mehr benötigen. Denn sie haben allein aufgrund der Emissionszertifikate-Verpflichtung einen Preisvorteil gegenüber der Erzeugung mit fossilen Brennstoffen.

Ein gemeinsamer Markt für erneuerbare und konventionelle Kraftwerke bedeutet, dass ein eventueller Kapazitätsmarkt nach Möglichkeit einheitlich ausgestaltet werden sollte. Alle Anbieter von gesicherter Leistung (EE-Anlagen, fossile Erzeugungsanlagen, ggf. auch Speicher) sollen zu gleichen Bedingungen teilnehmen. Geboten ist auch hier ein gemeinsames Vorgehen in der EU, um Marktverzerrungen zu vermeiden.

3. Konzept für eine marktorientierte EEG-Reform

Als Sofortmaßnahme soll der Gesetzgeber das Problem des „produce and forget“ unverzüglich adressieren, in dem er eine **verpflichtende Direktvermarktung für alle EE-Neuanlagen** vorsieht. Jeder Anlagenbetreiber sollte selbst dafür Sorge tragen, dass der produzierte Strom an der Börse oder über andere Vermarktungswege veräußert wird. Dadurch wird verhindert, dass neue EE-Anlagen auch bei einer Überversorgung mit hohen negativen Preisen noch einen Anreiz haben, Strom einzuspeisen. Es ist volkswirtschaftlich widersinnig, dass Einspeisetarife für die Erzeugung von Strom gezahlt werden, für dessen kostspielige Entsorgung dann die Allgemeinheit über die negativen Preise ein zweites Mal zahlt.

Darüber hinaus sollte die neue Bundesregierung zügig eine grundsätzliche Reform des EEG in Angriff nehmen. Dort sollten die Grundlagen für die Einführung eines **Ausschreibungsmodells** für alle Neuanlagen geschaffen werden, bei der die Marktprämie anhand der Gebote der Investoren wettbewerblich bestimmt wird. Die Prämie sollte fest für die gesamte Förderdauer ausgestaltet werden, so dass das Preisrisiko wie bei konventionellen Kraftwerken und Speichern vom Investor getragen wird. Ziel sollte es sein, eine Ausschreibung im Jahr 2015 für die Inbetriebnahme von Anlagen im Jahr 2017 zu ermöglichen. Folgende Vorteile bestehen beim Ausschreibungsmodell:

- **Mengensteuerbarkeit:** Die Politik kann den Zubau der EE-Kapazität über den Umfang der ausgeschriebenen Leistung steuern.
- **Keine Überförderung:** Der Markt sorgt für eine Begrenzung der Prämien auf den tatsächlichen Förderbedarf.
- **Bedarfsgerechter EE-Ausbau:** Es gibt stärkere Anreize, die Technologie, den Standort und den Betrieb an die Nachfrage für Strom und das entsprechende Preissignal anzupassen.
- **Umfassender Wettbewerb** unter den Bietern hinsichtlich effizienter Planung, Betrieb und Vermarktung.
- **Transparenz:** Ausschreibung offenbart sämtliche Förderkosten für Investition, Betrieb, Vermarktung und den Abstand zur Marktreife.

Wichtig ist, dass in jedem Fall der **Bestandsschutz für Altanlagen** gewahrt bleibt. Das Vertrauen der Investoren in den Bestand einer gesetzgeberischen Entscheidung, mit der ihnen eine konkrete Rechtsposition eingeräumt wurde, ist von überragender Bedeutung. Wird dieser Grundsatz gebrochen, dann werden in Zukunft die Schwierigkeiten, den Markt für Investitionen zu gewinnen, immer größer werden.

Letztlich verbleiben nur noch staatliche Investitionen oder vollumfängliche Garantien für Investoren als Optionen. Zudem wäre ein Wegfall des Bestandsschutzes verfassungsrechtlich bedenklich.

III. Eckpunkte eines Ausschreibungsmodells

1. Wettbewerbliche Ermittlung der Prämie in einer Auktion

Grundidee des Ausschreibungsmodells ist es, dass Investoren ein Gebot abgeben für einen Aufschlag auf den Marktpreis, den sie benötigen. Geboten wird dabei auf Lote von Energiemengen („ich installiere x MW und verlange 50,- Euro Prämie je produzierter MW/h“). Dabei kann eine Mindesteinspeisung pro Jahr und eine Gesamtlaufzeit festgelegt werden.

Eine solche arbeitsbezogene Prämie (kW/h) ist einer Prämie für installierte Leistung (kW) vorzuziehen, wenn die Förderung Erneuerbarer Energien technologieneutral erfolgen soll. Die Energiewende zielt auf die Steigerung des Anteils der produzierten Energie ab, nicht eine bloße Kapazitätssteigerung. Ein Leistungspreis sorgt für einen Anreiz, auch in weniger effiziente Anlagen und Standorte zu investieren, obwohl bessere Optionen zur Verfügung stehen. Dies ist ökonomisch nicht sinnvoll.

Dies wird deutlich, wenn man zwei unterschiedliche Technologien A und B betrachtet, die sich in ihrer Kostenstruktur wie folgt unterscheiden (nachfolgendes Zahlenbeispiel ist fiktiv): Technologie A weist spezifische Investitionskosten von 100€/kW auf, Technologie B hat Investitionskosten von 200€/kW. Gleichzeitig kann Technologie B doppelt so viele Vollaststunden generieren wie Technologie A. Wenn man annimmt, dass Technologie A im Abschreibungszeitraum 50€/kW Deckungsbeitrag erzielen kann, verbleibt eine Finanzierungslücke von 50€/kW. Unter der vereinfachenden Annahme gleich hoher Deckungsbeiträge je kWh kann Technologie B über den Abschreibungszeitraum Deckungsbeiträge in Höhe von 100€/kW erzielen. Es verbleibt eine Lücke von 100€/kW.

Bei einer leistungsorientierten Förderung würde Technologie A günstiger als Technologie B anbieten können, obwohl beide Technologien die gleichen Durchschnittskosten je kWh aufweisen (wenn von Grenzkosten von Null ausgeht).

2. Fixe Prämie für eine feste Menge

Es ist wichtig, dass die Prämie vorab für die gesamte Förderzeit fest definiert wird. Das Gebot gilt unverändert, bis die prämierte Menge erschöpft ist.

Erneuerbare Energien werden nur so an den Markt herangeführt und die tatsächlichen Kosten transparent gemacht. Es sollte keine „atmende“ Anpassung an den Marktpreis geben. Ohne eine solche Umstellung werden Vermarktungsrisiken weiter sozialisiert und verdeckt auf Endverbraucher gewälzt.

Für die Förderung sollte ex-ante ein Kontingent für die insgesamt prämierte Menge und gegebenenfalls verbindliche Jahresmengen festgelegt werden. Hierdurch werden gleichzeitig die Förderdauer definiert und Anreize gesetzt, sich bei negativen Börsenpreisen betriebs- sowie volkswirtschaftlich rationell zu verhalten.

Auf diese Weise kann die Ausschreibung technologieoffen erfolgen, weil Anlagentypen mit verschiedenen Jahresleistungsstunden miteinander konkurrieren können. Dabei besteht ein volkswirtschaftlich sinnvoller Anreiz, in effektive Anlagen zu investieren, damit sich die Anlage schnell amortisiert.

Um zu verhindern, dass Anlagen auch bei negativen Preisen noch bis zur Höhe ihrer Förderprämie einspeisen, sollte folgende Lösung umgesetzt werden: Die Netzbetreiber ermitteln die Einspeisestunden mit negativen Preisen und zahlen für diese Stunden keine Prämie aus. Nur so gibt es einen direkten Anreiz, die Anlage schon bei geringen negativen Preisen abzuregeln.

3. Projektrealisierung nach Zuschlag

Die Bestimmungen für das Ausschreibungsverfahren müssen sicherstellen, dass die Anlagen nach Zuschlag auch tatsächlich errichtet werden, um gleiche Bedingungen für alle Investoren zu schaffen und die Ausbauziele sicher zu erreichen. Wichtig ist hier, dass der Investor ausreichend Zeit zur Projektumsetzung hat (z.B. Auktion mit Vorlauf von 3 Jahren bis zur spätesten Inbetriebnahme) und deren Einhaltung durch eine Sicherheitsleistung gewährleistet wird.

Näher zu untersuchen wird sein, ob der Investor sein Projekt bei der Auktion bereits **konkretisieren** und **präqualifizieren** muss. Denkbar wäre auch, allein auf den Anreiz durch eine Pönale bei verspäteter Inbetriebnahme (in Form des drohenden Verlustes der Sicherheitsleistung oder eines Teiles davon) zu setzen. Gelingt dies, könnte man das Ausschreibungsverfahren vereinfachen und Gestaltungsmöglichkeiten bei den Investoren belassen. Möglich wäre es dann beispielsweise, dass Projekte vor der Fertigstellung unter Investoren gehandelt werden, um die Verpflichtungen aus dem Zuschlag zu erfüllen.

Wichtig ist, dass eine Pönale nur dann erhoben wird, wenn die Verzögerung im Verantwortungsbereich des Investors liegt. Bei einem verzögerten Netzanschluss, die der Netzbetreiber zu vertreten hat, darf kein Pönale anfallen.

4. Grundsatz der einheitlichen Ausschreibung

Der optimale Mix von verschiedenen Technologien, Standorten und Ausrichtungen (Solaranlagen in Ost/Westrichtung) kann sich nur dann bilden, wenn alle Projekte an einer einheitlichen Auktion teilnehmen.

Ein separater Fördermechanismus (d.h. eine getrennte Ausschreibung) sollte eine Ausnahme bleiben. In Frage kommt dies für einzelne Technologien, die sich noch in der Innovationsphase befinden (z.B. Offshore Wind), sofern die Erreichung der Marktreife absehbar ist.

Mit einem Ausschreibungsmechanismus ist es konzeptionell möglich, den Ort des Zubaus zu steuern, um Netzengpässen zu begegnen. Dies kann geschehen, indem regionale Ausschreibungen vorgenommen oder bestimmte Gebiete vom Zubau ausgenommen werden. Allerdings ist hier große Vorsicht geboten, weil mit jeder Einschränkung des Grundsatzes einer einheitlichen Auktion die Effizienz abnimmt und die Kosten steigen. Vorrangig sollte der geplante Netzausbau mit Hochdruck fortgeführt werden. Dies sorgt dafür, dass der Zubau der Erneuerbaren Energien an den Orten mit den besten Bedingungen möglich bleibt.