

Stellungnahme zum Entwurf eines „Gesetzes zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien“

Vorbemerkung

Die unter dem Begriff „Energiewende“ eingeleitete schnelle Transformation der deutschen Energieversorgung bedarf dringend einer besseren und abstimmt Steuerungs aller erforderliche Umbauschritte. Der vorliegende Entwurf des EEG- Änderungsgesetzes sollte vor diesem Hintergrund genau überprüft werden.

So werden auf bisher nicht validierten vorläufigen Zahlen der Bundesnetzagentur für 2011 Maßnahmen getroffen, welche weitreichende Konsequenzen für zehntausende von Beschäftigten und den Technologiesektor „Photovoltaik“ nach sich ziehen werden. Es drängt sich der Eindruck auf, dass auf Basis von sehr einseitigen Kostenbetrachtungen und unzureichender Betrachtung der technischen Hintergründe extrem schnell entschieden werden soll, obwohl der vorliegende Gesetzesentwurf neben den drastischen Änderungen aufgrund der Kurzfristigkeit viele handwerkliche Fehler im Detail aufweist. Es handelt sich im Übrigen bereits um die vierte EEG-Photovoltaik-Novelle in dieser Legislaturperiode. Jede einzelne davon wurde mit großer Eile umgesetzt und bei jeder einzelnen wurden handwerkliche Fehler begangen, die dann weitere Korrekturen nach sich zogen.

Auch geht das Änderungsgesetz auf dringend notwendige Anpassungen des gesamten EEG- Mechanismus (Ausgleichsmechanismen, umfangreiche Befreiungen, Wechselwirkungen mit der Strombörse) nicht ein. Ebenso werden keine konstruktiven Vorgaben für die technische Transformation von Netzen, aber auch Verbrauchern und Speichern gemacht.

Gerade die Veränderungen an der deutschen Strombörse zeigen den dringenden Anpassungsbedarf auf. So sinken die Preise an der Börse trotz Atomausstieg kontinuierlich. Der einst teure Spitzenlaststrom zur Mittagszeit ist für wenige Cent/ kWh zu erhalten und bereits für den Herbst erwarten wir bei Sonnenschein Preise um die Null Cent oder ggf. sogar negative Spitzenlastpreise. Der massive Zubau der Photovoltaik zeigt hier einen positiven Effekt für den Strombezug der Industrie und prinzipiell auch der Verbraucher. Allerdings wird der immer weiter sinkende Börsenstrompreis nicht an die Verbraucher weitergegeben, was eine dringende und umfassende Reform der Preisbildungsmechanismen und deren Überwachung erfordert. Gleichzeitig wird der sinkende Börsenstrompreis bereits im Herbst 2012 die Debatte um das EEG weiter anheizen, da ein sinkender Börsenpreis die EEG- Umlage in die Höhe trieben wird. Dies zeigt, dass eine umfassendere Betrachtungsweise notwendig ist, die das gesamte System „Stromversorgung“ betrachtet und das Verschieben des „schwarzen Peters“ (derzeit zur Photovoltaik, absehbar zur Bioenergie und Windkraft offshore) beendet. Entstehende Lasten müssen gemeinsam getragen werden, Kostenvorteile sofort und in dem gesamten System weitergegeben werden.

Abschließend soll im Rahmen einer Vorordnungsermächtigung der Spielraum der Abgeordneten des Bundestags massiv eingeschränkt werden, was von Seiten namhafter Verfassungsrechtler als sehr bedenklich eingestuft wird.

Hintergrund

Der deutsche Photovoltaikmarkt ist seit 2010 durch Installationsraten geprägt, die über den Ausbauzielen der Bundesregierung liegen. Diese wiederum wurden trotz erneutem Atomausstieg und Energiewende seitens der Bundesregierung nicht nach oben korrigiert.

Zugleich drückt auf den Weltmärkten eine Überproduktion an Solarmodulen deren Preise. Selbst die meisten chinesischen Anbieter machen trotz staatlicher Unterstützung und Währungsvorteilen gegenüber der deutschen Konkurrenz bei den aktuellen Marktpreisen massive Verluste. Das größte chinesische Solarunternehmen Suntech Power verbuchte für 2011 einen Verlust von über einer Milliarde Dollar.

Der starke Preisverfall führte bereits zu einer Reihe von Insolvenzen im In- und Ausland. Die deutsche Solarindustrie ist noch immer zu einem relevanten Teil vom deutschen Markt abhängig. Dies ist auch nicht ungewöhnlich. Auch die Windindustrie war in den Anfangsjahren stark vom heimischen Markt abhängig. Mittlerweile ist sie sehr stark exportorientiert.

Der starke Verfall der Modulpreise in 2011 führte zu Vergütungsabsenkungsspielräumen, die im letzten Jahr unzureichend genutzt wurden.

Bei meiner Stellungnahme zur EEG-Änderung im Rahmen des Europarechtsanpassungsgesetzes hatte ich vor einem Jahr zweimonatige Abschläge für das zweite Halbjahr vorgeschlagen. Leider wurde der Vorschlag nicht aufgegriffen. Das hätte die EEG-Umlage des zweiten Halbjahrs schrittweise reduziert und damit zwei positive Effekte gehabt. Einerseits wären die Vergütungshöhen und andererseits wäre das Zubauvolumen zum Jahresende niedriger ausgefallen, was eine Studie der Climate Policy Initiative (CPI) kürzlich bestätigte. Der „atmende Korridor“ hätte damit letztes Jahr funktioniert, wenn man ihn klüger gestaltet hätte.

Die Kunst der EEG-Novelle muss daher darin bestehen, ein Ausbauvolumen einzuhalten, das der deutschen Solarwirtschaft ein Fundament erhält. Dabei ist klar, dass das EEG alleine die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Solarwirtschaft nicht sicherstellen wird. Die deutsche Solarwirtschaft braucht eine industriepolitische Strategie der Bundesregierung, um mit der chinesischen Solarwirtschaft wettbewerbsfähig zu sein, welche eine umfangreiche Unterstützung ihrer Regierung genießt.

Der vorliegende Regierungsentwurf geht auf den industriepolitischen Aspekt nicht ein. Sein Focus liegt eindeutig in der Reduzierung der jährlichen Ausbaumenge. Mit seinen mehreren Stufen, starken Vergütungsabsenkungen, Zusammenlegungen bisheriger Anlagenklassen, „Marktintegrationsmodell“, und sehr weitreichenden Verordnungsermächtigungen enthält der Entwurf mehrere Sicherheitszuschläge, die den Erfolg sicherstellen sollen. Das Problem ist, dass die Summe der Sicherheitszuschläge über das Ziel hinaus führen dürfte, denn die weltweite Marktlage unterscheidet sich grundsätzlich von den Vorjahren: Die Margen der gesamten Wertschöpfungskette sind minimiert oder negativ.

Stellungnahme zu den einzelnen Punkten

Einmalige Vergütungsabsenkung

Da die Systemkosten im letzten Jahr stark gefallen sind, sind zusätzliche Absenkungsspielräume vorhanden. Diese würden Großteils, aber nicht völlig durch die nach laufendem Gesetz geltende Absenkung zum 1. Juli ausgeschöpft. Eine Absenkung von 20% erscheint machbar. Dies hat der Gesetzentwurf auch für Kleinanlagen bis 10 kW aufgegriffen. Bei Freiflächenanlagen sollte eine höhere Absenkung erst wie nach geltendem Gesetz vorgesehen, zur Jahresmitte erfolgen, da diese Anlagen mehr Vorlauf benötigen. Aufgrund weiteren Preisdrucks dürften auch hier die Absenkungsspielräume höher sein, als letzten Sommer bei Verabschiedungen des 2012er EEGs absehbar war. Auch bei Freiflächensegment sollte daher die Absenkung über die 15% hinausgehen und 20% betragen.

Verschiebung von Vergütungs-Größenklassen

Durch den Wegfall einiger Vergütungs-Größenklassen kommt es in Teilbereichen zu deutlichen zusätzlichen Absenkungen. So hat die Bundesregierung kommuniziert, dass bei Kleinanlagen eine Absenkung von rund 20% erfolgt. Dies trifft aber nur für Anlagen bis 10 kW zu. Anlagen von 10 bis 30kWp werden um gleich zwei Vergütungsklassen nach oben verschoben. Daraus ergibt sich eine kumulierte Absenkung von 32% (ohne Berücksichtigung des Marktintegrationsmodells)

Anlagen zwischen 30 und 100 kW werden um eine Vergütungsklasse nach oben geschoben. Bei ihnen beträgt die Absenkung **29%** (ohne Berücksichtigung des Marktintegrationsmodells)

Durch diese Verschiebung werden ganz Marktsegmente in Frage gestellt. Dies wird schon dadurch deutlich, dass jetzt 11 kW-Anlagen wie 1000 kW-Anlagen vergütet werden sollen, obwohl es deutliche Kostenunterschiede gibt. Diese Kostenunterschiede waren durch die bisherigen Größenklassen recht gut abgebildet. Diese sollten daher beibehalten werden. Als Kompromiss ist eine Lösung denkbar, eine Größenklasse zwischen 10 und 100 kW zu schaffen. Die Verzerrungen wären dadurch wenigstens reduziert.

Fristen

Eine Absenkung für Dachanlagen zum 1. April ist wegen der noch immer sehr kurzfristigen Ankündigung für viele Unternehmen sehr schwierig, der Markt stellt sich indes darauf nun ein. Wegen der hohen Vorlaufzeiten sollte für Dachanlagen >1 MWp der 1. Juni gewählt werden.

Freiflächenanlagen sollten auch weiterhin ohne Größenbegrenzung vergütet werden. Für die Absenkung der Tarife und der Anpassung weiter Rahmenbedingungen „Freifläche“ sollte wegen des Vorlaufs der 1. Juli 2012 gewählt werden.

„Marktintegrationsmodell“

Das Marktintegrationsmodell ist innerhalb weniger Monate das zweite Marktmodell, das zum Ziel hat, die Erneuerbaren Energien in den Markt zu integrieren.

Ob die Bundesregierung davon ausgeht, dass das Marktprämienmodell diese Funktion nicht erfüllt, und hier deswegen ein weiteres Modell vorschlägt, bleibt der Spekulation überlassen.

Bei der Betrachtung des neuen zusätzlichen Modells ist jedenfalls offensichtlich, dass das gewünschte Ziel einer Marktintegration nicht erreicht wird und stattdessen erhebliche Zusatzkosten entstehen dürften, die am Ende der Stromkunde zu tragen hat.

Zusatzkosten entstehen zunächst auf Seiten der Netzbetreiber und des Stromvertriebs, die u.a. einen erheblichen zusätzlichen Verwaltungsaufwand zu tragen haben. Die Energieversorger werden diese Zusatzkosten an die Endkunden abwälzen, um auf den Kosten nicht sitzen zu bleiben.

Zusatzkosten entstehen auch auf Seiten des Anlagenbetreibers. Bei kleineren Anlagen sind dies vor allem die Kosten, die rund um einen zusätzlichen Zähler entstehen. Diese Anlagen werden den nicht-vergütungsfähigen Strom weitgehend selbst verbrauchen. Dies würden sie ohnehin tun, weil der Solarstrom künftig günstiger sein wird, als der Strom, der vom EVU bezogen wird. Die Zusatzkosten, die beim Anlagenbetreiber entstehen verringern die Absenkungsspielräume bei der Vergütung, was letztlich wiederum höhere Umlagekosten zur Folge hat.

Bei den Kleinstanlagen bewirkt man damit, dass mit einem relevanten Teil an zusätzlichem Aufwand und Kosten das erreicht wird, was die Anlagenbetreiber sowieso tun möchten.

Deutlich effizienter wäre es, einfach vorzuschreiben, dass der erzeugte Solarstrom zunächst eigenverbraucht werden muss, bevor er eingespeist werden darf. Man hätte den gleichen Effekt bei deutlich niedrigeren Kosten.

Sollte das Parlament trotz aller erkennbaren Nachteile und ohne ersichtliche Vorteile am Marktintegrationsmodell für Kleinstanlagen festhalten wollen, gäbe es auch die Möglichkeit, dies den Anlagenbetreibern als Option anzubieten. Eine weitere Option als Alternative zur 85%-Regelung könnte die Nutzung von Stromspeichern sein. Aufgrund der hohen Kosten würde sich der Stromspeicher noch nicht rechnen. Es ist aber absehbar, dass einige Pioniere, die es sich leisten können, sich dennoch einen Stromspeicher zulegen würden, was wichtige Lerneffekte ermöglichen würde, von denen dann später die Allgemeinheit profitieren könnte.

Bei größeren Anlagen ist nur in seltenen Fällen mit einem relevanten Eigenverbrauch zu rechnen. Hier beabsichtigt der Gesetzentwurf einen Vermarktungsanreiz. Dieser Vermarktungsanreiz ist aus zwei Gründen aber nicht gegeben. Zum einen ist die handwerkliche Ausgestaltung dergestalt, dass die Grünstromunternehmen kein Produkt daraus machen können, das für sie von Interesse wäre. Zum anderen wird der Vermarktungswert des Solarstroms in den nächsten Jahren sinken, da immer dann, wenn die Sonne scheint, sehr viel Solarstrom im Netz sein wird. Dies steht langfristigen Vermarktungsverträgen im Wege. Ohne langfristige Kalkulierbarkeit ist die Vermarktung aber bei der Finanzierung der Anlage nicht bankable. Somit kann die Anlage nur unter der Annahme geringster Vermarktungserlöse finanziert werden. Dies hat zur Folge, dass die Banken entweder Sicherheitszuschläge vornehmen, die die Kapitalkosten nach oben treiben oder dass sie nur noch Anlagen finanzieren, die sich auch ohne Vermarktung rechnen.

Hinzu kommt das Problem, dass die Erzeugungsmengen der meisten Solarstromanlagen deutlich unter den von Windparks liegen. Eine Vermarktung ist damit sowohl aus Sicht der Anlagenbetreiber als auch der Grünstromunternehmen erst ab einer gewissen Größe überhaupt denkbar. Dies zeigen auch die Zahlen zum Marktprämienmodell, bei der nur größere Anlagen relevant zum Zuge kommen. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass eine 100 kW-PV-Anlage rund nur soviel Strom erzeugt wie eine 50 kW-Windanlage. In der Marktprämienvermarktung finden sich aber vor allem Megawattanlagen.

Die alternative „Vermarktung“ über einen durchschnittlichen Börsenpreis wiederum hat mit Marktintegration nichts zu tun. Sie stellt nichts anderes als eine versteckte Vergütungsabsenkung mit zusätz-

lichem Unsicherheitsfaktor dar. Letzterer erhöht die Finanzierungskosten und damit die Stromkosten der PV-Anlage, womit wiederum die Vergütungsabsenkungsspielräume eingeschränkt werden. Klüger wäre es, die Vergütungshöhe anzupassen und die Einsparungen an den Stromkunden weiterzugeben, ohne zusätzliche Kosten zu generieren. Es liegt auf der Hand, dass bei Anlagen unterhalb 100 kW eine Vermarktung im Sinne einer Marktintegration keinen Sinn macht. Daher sollte darauf verzichtet werden.

Auch bei größeren Anlagen stellt sich grundsätzlich die Frage nach der Sinnhaftigkeit des Marktintegrationsansatzes. Hier lässt sich eine Vermarktung immerhin theoretisch denken. Allerdings stellt sich hier die Frage, wieso man nicht auf das Marktprämienmodell zurückgreift, das ja genau zu diesem Zweck geschaffen wurde.

Das Grundproblem besteht darin, dass kein Investor und kein Geldgeber wissen kann, wie hoch der zukünftige Marktwert sein wird. Die 6 Cent, die die Bundesregierung aktuell annimmt, dürften in den nächsten Jahren deutlich zusammen schrumpfen.

Häufig wird betont, dass Solarstrom demnächst wettbewerbsfähig werden muss und sich am Markt bewähren sollte. Dieser Gedanke setzt aber voraus, dass ein Markt weiter funktionieren kann, auch wenn immer mehr Strom von variablen Kosten gleich Null eingespeist wird. Dieser Zeitpunkt dürfte aber schon vorbei sein. Es ist kaum vorstellbar, dass es diesen Markt auch in 20 Jahren noch geben wird, wo doch bereits jetzt keine Energieform mehr vorhanden ist, die sich mit Neuanlagen am Markt rechnet, weshalb bekanntlich ja nach Kapazitätsmärkten und Subventionen für fossile Kraftwerke gerufen wird.

Bei sehr großen Freiflächenanlagen ist eine „Vermarktung“ theoretisch unter den oben genannten Restriktionen noch am ehesten denkbar. Aber auch hier stellt sich die Frage, ob nicht mit klügeren Anreizen Ziele erreicht werden können, die der Politik am Herzen liegen. Dazu zählt vor allem das Thema der Netzstabilisierung. Gerade große Photovoltaikanlagen können mit modernster Hochleistungselektronik durchaus auch rund um die Uhr zur Spannungs- und Frequenzhaltung beitragen. Es wäre eine sinnvolle Alternative zur „Vermarktung“ von 10% des erzeugten Solarstroms, wenn die Anlagen, die genau diese wichtigen Systemdienstleistungen erbringen, weiterhin zu 100% gemäß EEG vergütet würden. Diese hätten ja auch weiterhin die Möglichkeit sich über die Marktprämie in die Vermarktung einzubringen. Denn Anlagenbetreiber, die eine „Vermarktung“ außerhalb der Marktprämie vorziehen, können alternativ beim Marktintegrationsmodell bleiben.

Ausbaukorridor

Der Gesetzentwurf sieht einen Ausbaukorridor vor, der deutlich unter dem Ausbau der letzten Jahre liegt. Grundsätzlich steht es der Regierung und dem Parlament frei, solche Korridore zu definieren. Es stellt sich allerdings die Frage, wieso der Korridor nach Fukushima und der beschlossenen Energiewende und angesichts der stark gefallen Vergütungshöhen nicht nach oben angepasst wurde. Des Weiteren stellt sich die Frage, wieso der Ausbaukorridor ab 2014 jährlich stark abgesenkt werden soll, gerade dann wenn die Vergütungskosten nur noch eine marginale Rolle spielen.

Der Hinweis darauf, dass über den Korridor hinaus weitere Anlagen installiert werden, überzeugt aus zwei Gründen nicht. Zum einen ist zweifelhaft, dass eine relevante Kapazität von Anlagen sich vollständig über eine Vermarktung tragen wird - schließlich wird Solarstrom in Zukunft die Börsenpreise und damit die Opportunitätskosten der möglichen Kunden deutlich senken. Zum anderen kann der Korridor, so wie er im Gesetzentwurf dargestellt ist, diesen Gedanken faktisch nicht darstellen. Dafür müsste streng zwischen Vergütungsanlagen und Nichtvergütungsanlagen differenziert werden. Als

letztere kämen aber faktisch nur Anlagen in Frage, die zu 100% Eigenverbrauch vorweisen können. Es liegt auf der Hand, dass dies eine Marke ist, die ohne extrem günstige Batterien nur in einem sehr kleinen Marktsegment erreichbar sein wird. Die allermeisten Anlagen werden auch weiterhin neben dem Eigenverbrauch eine Vergütung benötigen, um sich in einer Mischkalkulation zu rechnen. Offenbar hat der Gesetzentwurf übersehen, dass auch Anlagen, die auch nur eine noch so winzige Menge ihres erzeugten Solarstroms einspeisen, vollständig in der Korridorberechnung auftauchen.

Falls es hier keine Korrekturen gibt, muss realistisch davon ausgegangen werden, dass die kumulierten Korridorwerte tatsächlich weitgehend mit dem Ausbauziel der Autoren gleich gesetzt werden müssen. Damit bleiben die Autoren sogar hinter dem Zielwert zurück, den die Bundesregierung nach Brüssel gemeldet hat. Der Gesetzentwurf gibt auch keinen Aufschluss darüber, ob nach 2017 überhaupt noch ein Ausbau vorgesehen ist, was sehr bedenklich wirkt.

Verordnungsermächtigungen

Die Verordnungsermächtigung 64 g überträgt das Marktintegrationsmodell auf sämtliche anderen Erneuerbaren Energien. Dabei enthält die Formulierung des Paragraphen keinerlei Voraussetzung dafür, wann die Bundesregierung die Ermächtigung umsetzen darf. Auch das „Wie“ ist extrem weit ausgelegt. Damit wird bei den anderen Erneuerbaren Energien für Unsicherheit gesorgt. Als Folge dürften die Finanzierungskosten steigen, selbst wenn die Verordnungsermächtigung nie umgesetzt würde. Es ist auch kein Grund für diese Verordnungsermächtigung erkennbar, da es dem Gesetzgeber frei steht, das EEG zu novellieren, wenn er dies für erforderlich hält. Der Gesetzgeber wird in dieser Legislaturperiode das EEG mit dieser Novelle bereits zum vierten Mal novelliert haben, dabei ist die Legislaturperiode erst 2,5 Jahre alt.

Die Rechte des Parlaments werden auch bei dem Fraktionsentwurf trotz Bundestagsvorbehalt eingeschränkt, die Rechte des Bundesrates würden bei Umsetzung wie im Gesetzentwurf vorgesehen explizit ausgeschlossen werden. Bei so weitreichenden Korrekturen, wie sie durch diese Verordnungsermächtigung der Bundesregierung zugestanden werden, stellt dies einen relevanten demokratischen Eingriff dar, der so nicht kommen sollte.

Die Verordnungsermächtigung 64 h regelt die Anpassungen der Photovoltaik im Falle eines Über- oder Unterschreitens des Korridors. Dabei bleibt offen, wie weit der Spielraum der Bundesregierung im Falle der Umsetzung gehen würde. Grundsätzlich bedenklich ist, dass dieser Verordnungsermächtigung nicht einmal einen Bundestagsvorbehalt inne hat. D.h. die Verordnung kann ohne Zustimmung des Bundestags erlassen werden, unabhängig davon, wie weit die Vergütungsabsenkungen bei der Photovoltaik sind. Zwar ist die Ermächtigung zeitlich begrenzt. Es liegt aber auf der Hand, dass für diesen Zeitraum keine erkennbare Rechtssicherheit vorhanden ist. Zudem müssen wir uns daran erinnern, dass die Bundesregierung am 29. Februar einen Kabinettsbeschluss zum EEG-Anpassungsgesetz getroffen hatte, der ein Inkrafttreten am 9. März, also gerade mal zehn Tage später vorsah. Erst die Parlamentarier konnten bei der Erstellung des Gesetzentwurfes dafür sorgen, dass dieser tiefe Eingriff in den Vertrauensschutz der Investoren zu einem Teil geheilt werden konnte.

Nicht bedacht wurde beim Gesetzentwurf der Zeitpunkt, ab wann diese Verordnungsermächtigung Sinn macht. Diese beginnt schon mit dem Inkrafttreten des Gesetzes. Die Bundesregierung könnte also unmittelbar nach Inkrafttreten die Verordnung beschließen. Die Voraussetzung dürfte dann auch erfüllt sein, da aufgrund der im Gesetzentwurf vorgesehen Übergangsfristen noch relevante Installationsmengen hinzukommen dürften. Würde der Gesetzentwurf ohne Korrekturen verabschiedet werden, könnte die Bundesregierung damit Kürzungen aufgrund von Ausbautzahlen vornehmen, die

in einem Zeitraum entstanden sind, bevor das neue Gesetz überhaupt wirken konnte. Dies kann kaum im Sinne derjenigen sein, die dieses Gesetz vorgelegt haben und verabschiedet.

Beide Verordnungsermächtigungen sollten im parlamentarischen Verfahren gestrichen werden. Um flexible Anpassungen an die Ausbaugeschwindigkeit zu ermöglichen, sollte auf das Instrument des „atmenden Korridors“ zurückgegriffen werden. Die Schwächen der alten Regelung können durch häufigere Anpassungen wie monatliche oder zweimonatliche Absenkungen behoben werden.

Monatliche Degression

Der Gesetzentwurf weicht vom bisherigen Prinzip relativer Absenkungen ab, die sich auf den verbleibenden Buchwert der letzten Absenkung beziehen. Damit hatten bisherige Absenkungen berücksichtigt, dass sich die Absenkungen der Kosten ebenfalls in einer Kurvenform vollziehen. Als die Modulpreise noch bei 2 Euro lagen, machte eine Absenkung von einem Cent 0,5% Kostensenkung aus. Demnächst wird der Modulpreis bei deutlich unter 70- 80 Cent liegen. Eine Absenkung von einem Cent entspricht dann kann über 2 Prozent bzw. dem vierfachen des früheren Wertes. Der Gesetzentwurf sieht jetzt aber lineare Absenkungen vor, die keine reale Abbildung in den Kostenverlaufskurven widerspiegeln. Da die Absenkungen über die verschiedenen Anlagenklassen identisch sind, wirkt sich dieser Effekt besonders negativ auf die kostengünstigsten Anlagenklassen aus.

Dieses Problem kann relativ leicht behoben werden, indem auf prozentuale Absenkung umgestellt wird. Dabei wird empfohlen, reale Kostensenkungspotenziale in die Betrachtung einzubeziehen, die über das Prinzip des „atmenden Korridors“ im Falle von Abweichungen am Markt wieder ausgeglichen werden könnten.

Größenbegrenzung bei Freiflächenanlagen

Die vorgesehene Größenbegrenzung bei Freiflächenanlagen ist argumentativ nicht nachvollziehbar.

Große Freiflächenanlagen haben eine Reihe wichtiger Vorteile:

1. Sie stellen die kostengünstigste Form der Solarstromerzeugung dar. Sämtliche Parteien sind sich einig, dass die Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien kosteneffizient erfolgen sollte. Hier plant man das Gegenteil
2. Große Freiflächenanlagen können mit modernster Hochleistungselektronik das Netz stabilisieren. Sie können z.B. aktiv dazu beitragen, dass künftig mehr Windstrom durch die Netze fließen kann. was ebenfalls von allen Parteien gewünscht wird. Technisch ist es bereits möglich, dass die Hochleistungselektronik solcher Anlagen rund um die Uhr zur Spannungs- und Frequenzhaltung beiträgt.
3. Große Freiflächenanlagen werden auf Konversionsflächen gebaut, für die keine alternativen Sanierungskostenträger vorhanden sind. Mit ihrem Bau werden nebenbei auch noch Entsorgungsprobleme z.B. bei Munition gelöst.

Große Freiflächenanlagen sollten daher auch über 10 MW weiter zugebaut werden dürfen. Anlagen, die in der zweiten Jahreshälfte 2012 zugebaut werden, sollten eine bereits verringerte Vergütung um 20% erhalten. Für Großanlagen, die nach 2012 zugebaut werden, sollten weitreichende Systemdienstleistungsanforderungen gestellt werden, die dazu führen, dass diese Anlagen, ihre Stärken ausspielen. Zudem sollte in einer Marktwirtschaft als Alternative zu einer planwirtschaftlichen Streichung oberhalb von 20 MW ein zweiter Vergütungssatz angedacht werden, der die zusätzlichen Absenkungsspielräume in dieser Größenordnung abbildet. Dabei könnte von 2014 an einen zweiten Vergütungssatz in Höhe von 9,9 Cent angestrebt werden. Es wäre dann den Akteuren auf dem Markt

überlassen, zu diesem Preis Anlagen zu realisieren, auch wenn dies heute noch als sehr ambitioniert erscheint. Es liegt auf der Hand, dass sich in dieser Vergütungsregion, die an den Wind-Onshore-Anlagen angelehnt ist, keine linearen Vergütungsabsenkungen möglich sind, die identisch mit denjenigen von 5-kW-PV-Anlagen sind.

Anlagenbegriff (Freilandanlagen)

Eine Größenbegrenzung für Freilandanlage ist wie vorab beschreiben abzulehnen, sollte sie in welche Form auch immer aber dennoch erhalten bleiben, so ist zur Vermeidung von Rechtsstreitigkeiten aufgrund des Eingriffs in die kommunale Planungshoheit und ein weitgehenden Ausbremsung von Freilandanlagen der Anlagenbegriff anzupassen.

Die zugehörige Formulierung im Entwurf lautet:

„Abweichend von Satz 1 gelten mehrere Anlagen nach § 32 Absatz 1 Nummer 2 und 3 unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn sie innerhalb von 24 aufeinander folgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 4 Kilometern in der Luftlinie, gemessen vom äußeren Rand der jeweiligen Anlage, in Betrieb genommen worden sind.“

Gewollte Wirkung

Offenkundig wurde die Formulierung entwickelt, um den Anlagenbegriff so nach zu definieren, dass der Bau von Solarkraftwerken über 10 MWp an einem Standort (z.B. Flugplatz, großes Gewerbegebiet) nach der aktuellen Novelle auch durch eine Stückelung der Anlage in 10 MWp Partien verhindert wird. Es geht also um eine Missbrauchsverhinderung. Das Anliegen ist zwar verständlich, allerdings dürfte die Regelung auf nicht unerhebliche Umsetzungshindernisse stoßen und führt auch zu Fehlentwicklungen.

Umsetzungshindernisse

Aus Investitionssicht ist es erforderlich, das Bestehen konkurrierender Planungen zu einem sehr frühen Zeitpunkt zu ermitteln (Anpachtung von Flächen, Initiieren von Bebauungsplänen, Vorliegen von Bebauungsplänen). Da es zu den relevanten Eckdaten keine öffentlichen Kataster gibt, ist eine sinnvolle Planung kaum möglich. Daher schafft die Regelung in ihrer jetzigen Gestalt eine erhebliche Rechts- und Investitionssicherheit.

Fehlwirkung/ Beispiel

Wird diese Ergänzung in diesem Wortlaut umgesetzt, können bereits jetzt bestehende Freilandanlage für 24 Monate Neuanlagen in einer ganzen Region verhindern, denn ab dem Erreichen von kumulierten 10 MWp wird für alle Anlagenteile darüber keine Vergütung gezahlt. Das Ergebnis ist eine Deckelung der Freilandanlagen vor Ort.

Ein uns vorliegendes Beispiel (Flächennutzungsplan (FNP) der Stadt Bitterfeld- Wolfen) zeigt wie dort derzeit bereits in Realisierung befindliche und geplante Konversionsflächenprojekte mit der neuen Definition unmöglich würden. Obwohl breit über die Stadt auf ehemalige, unabhängige Industrie- und Chemiestandorte verstreut, werden bis zu 10 Anlagen (orange hinterlegt) von dieser Regelung betroffen sein. Der Grund sind Abstände unter 4km Luftlinie.

Die Stadt Bitterfeld hat den FNP über Jahre sorgfältig entwickelt, um nun nicht mehr verwendbare Konversionsflächen aus der ehemaligen Energie- und Chemieproduktion einer sinnvollen Nutzung als

Solkraftwerksstandorte zuzuführen. Die Standorte ermöglichen einzelne Anlagen von 2- 10 MWp welche aber mit zeitlichem Versatz und komplett eigenständig zur Baureife gebracht werden. Mit der Ergänzung des §19 wird in der vorliegenden Form als die politisch gewollte Aufwertung kleinerer Standorte unterbunden.

Änderungsvorschlag:

Um Missbrauch „Stückelung in Einzelanlagen“ zu vermeiden, sollte §19 zumindest wie folgt ergänzt werden; zur mangelnden Umsetzbarkeit der Regelung wären wir für einen Vorschlag dankbar:

„Abweichend von Satz 1 gelten mehrere Anlagen nach § 32 Absatz 1 Nummer 2 und 3 unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn sie innerhalb von 24 aufeinander folgenden Kalendermonaten in einem Abstand von bis zu 500 Metern in der Luftlinie, gemessen vom äußeren Rand der jeweiligen Anlage und am gleichen Netzverknüpfungspunkt bzw. Umspannwerk in Betrieb genommen worden sind.“

Begründung der Änderung:

Anlagen über 10 MWp entfalten Skaleneffekte nur dann, wenn sie räumlich eng zusammenstehen, da Kosten wie Zäune, Alarmsicherung und Verkabelung und der in der Regel sehr kostenintensive Netzanschluss großer Leistung an einer Stelle erfolgt. Bereits bei einem Abstand von 500m entstehen hohe Verkabelungskosten und der Bedarf die einzelnen Parzellen mit Zäunen und Alarmsicherungen separat zu versehen. Der Netzanschluss größerer Leistung erfolgt in der Regel mit hohen Kosten verbunden durch den Bau eines Umspannwerkes und der Einspeisung in das Hochspannungsnetz (110kV). Ist dies nicht möglich da über 10 MWp keine Vergütung erfolgt wird keine Großanlage errichtet werden.

50,2 Hertz-Problem

Der Lösungsvorschlag einer Kostenaufteilung zwischen EEG-Umlage und Netzzumlage ist Sachfremd, da das EEG dem Ausbau der erneuerbaren Energien dient. Das Ziel der Nachrüstungen ist eindeutig die Gewährleistung der Netzstabilität. Daher sollten 100% der Kosten über die Netzentgelte umgelegt werden. Eine Umlage über die EEG-Umlage birgt die Gefahr von Klagen von Stromverbrauchern in sich, die die EEG-Umlagekosten zu tragen haben. Eine Finanzierung über die Anlagenbetreiber wiederum wäre vollkommen sachfremd, da diese den Nachrüstungsbedarf weder verursacht haben, noch Nutznießer der Nachrüstung sind. Vorschläge, diese zur Finanzierung heranzuziehen würden sowohl dem Gedanken des Vertrauensschutzes als der Verursachergerechtigkeit widersprechen.

Kontakt:

Solarpraxis AG
Zinnowitzer Str. 1
10115 Berlin

Karl-Heinz Remmers
Vorstandsvorsitzender
Tel.: 030-726296-311
Email: kh@solarpraxis.de