



Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.

**Stellungnahme des Landesverbandes
Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE NRW)
Zum Eckpunktepapier zur Reform des EEG
des Bundeswirtschaftsministers
Sigmar Gabriel**

in seiner Fassung vom 17. Januar 2014

Düsseldorf, 29. Januar 2014

Sitz der Geschäftsstelle:
Corneliusstraße 18
40215 Düsseldorf
Tel. 0211/ 1596 1395
Fax: 0211 / 2392 1272

Vorstand:
Andreas Düser
Klaus Schulze-Langenhorst
Hendrik Keitlinghaus

Amtsgericht Düsseldorf
Registerblatt VR 10675
Steuernummer: 339/5778/1447

Volksbank Paderborn Höxter eG
Kto.-Nr. 419 660 200
BLZ 472 60 121

Allgemein:

Am 22. Januar 2014 wurde bei der Kabinettsklausur der Bundesregierung in Meseberg ein Eckpunktepapier des Energie- und Wirtschaftsministers Sigmar Gabriel beschlossen. Darin findet an verschiedenen Stellen eine Konkretisierung der im Koalitionsvertrag fixierten Punkte zur Energiepolitik statt, die aus Sicht des Landesverbandes Erneuerbare Energien (LEE) NRW e.V. die weitere Fortführung der Energiewende im Bund, aber auch in NRW stark gefährdet. Hierzu gehören insbesondere:

- **Extrem kurzfristige Übergangsregeln** bei der Finanzierung aktueller Projekte einschließlich vollkommen **unzureichender Ausnahmen für Wind- und Bioenergieprojekte**, die besonders lange Umsetzungszeiträume aufweisen.
- **Einführung eines „atmenden Deckels“ von bis zu 2.500 Megawatt (MW) jährlich für die derzeit kostengünstigste regenerative Energiequelle, die Windenergie an Land.** Zudem bisher wenig konkrete Darstellung der künftigen Finanzierungshöhe neuer Projekte – insbesondere an so genannten „guten Binnenlandstandorten“, wo nach Aussage des Papiers weiterhin ein wirtschaftlicher Betrieb möglich sein soll.
- **Bei der Bioenergie: Die Einführung eines restriktiven Ausbaudeckels von 100 MW** samt Wegfall erhöhter Zahlungen für die Einsatzvergütungskategorie I und II sowie des Gasaufbereitungsbonus, die faktisch das Aus für weitere Bioenergieprojekte festschreiben.
- **Einführung einer obligatorischen Direktvermarktung schon ab dem 1. August 2014 für Neuanlagen ab 500 Kilowatt (KW)** (und nicht wie im Koalitionsvertrag vereinbart zunächst für Anlagen ab 5 MW und erst ab 2017 für alle Anlagengrößen). Während die Managementprämie für Onshore-Wind entfällt, kommt für die teurere Offshore-Windenergie zusätzlich zur Verlängerung des aktuellen „Stauchungsmodells“ eine Vergütung für die Direktvermarktung von 0,4 ct/kWh hinzu. Darüber hinaus ist die Absicherung im Falle des Ausfalls der Direktvermarktung mit 80% der Vergütungshöhe deutlich zu gering bemessen.
- **Streichung des Grünstromprivilegs** und damit der derzeit einzigen Option einer funktionierenden regionalen Direktvermarktung von Grünstrom.

Richtig ist, dass sich eine umlagefinanzierte Branche immer wieder der Verantwortung zur Weitergabe von möglichen Kostensenkungspotentialen stellen muss. Der LEE NRW kritisiert jedoch, **dass die Pläne des Eckpunktepapiers nur einseitig bei der Finanzierungsfrage der Erneuerbaren Energien ansetzen und zudem innere Widersprüche aufweisen.**

So können allein beabsichtigte Kürzungen von Vergütungen bei den Erneuerbaren Energien das von Energieminister Gabriel anvisierte Ziel stabiler Strompreise, bzw. einer stabilen EEG-Umlage nicht erreichen. Hier müssen vor allem andere Einflussfaktoren auf die EEG-Umlage, wie der gesunkene Börsenstrompreis oder die zunehmenden Industrieprivilegien endlich in den Blick genommen werden. Hinzu kommt, dass aufgrund der zwischenzeitlich deutlich gesunkenen Kosten für die Photovoltaik und dem niedrigen Kostenniveau der Windenergie der Ausbau dieser Technologien heute kaum noch einen spürbaren Einfluss auf die EEG-Umlage, bzw. den Strompreis hat. **So wird nach einer Studie des Beratungsunternehmens McKinsey durch die jetzt geplanten Vergütungskürzungen im Bereich der Windenergie die EEG-Umlage für das Jahr 2014 um gerade einmal 0,03 ct/kWh sinken. Dies entspricht einer Entlastung für einen Durchschnittshaushalt von gerade einmal einem Euro pro Jahr!** Gleichzeitig geraten durch die Kürzung aber milliardenschwere Zukunftsinvestitionen und Wertschöpfungspotentiale in Gefahr.

Kritik äußert der LEE NRW besonders dahingehend, dass die Pläne in sich nicht stringent auf mehr Kosteneffizienz setzen, sondern Widersprüche aufweisen. Beispielsweise soll die Windenergienutzung an Land als die derzeit kostengünstigste regenerative Energiequelle, mit deutlichen Kürzungen versehen und im Ausbau beschränkt werden, während die mehr als doppelt so teure Windenergie auf See, zwar begrenzt, aber weiterhin mit rund 900 MW pro Jahr ausgebaut werden soll. Hierbei sollte allen Akteuren bewusst sein, welche kostensteigernden Auswirkungen dieses auf die EEG-Umlage haben wird (ca. 1,2 ct/kWh Mehrbelastung für die Umlage im Jahr 2020). Gerade mit dem Ziel einer Senkung der EEG-Umlage steht dieses Vorgehen im eklatanten Widerspruch und es sollten für die Förderung der Offshore-Windenergie, die derzeit besonders industriepolitisch begründet wird, andere Instrumente eingeführt werden. Aber auch der Mechanismus des atmenden Deckels für die Windenergie an Land steht mit dem Ziel einer höheren Kosteneffizienz im Widerspruch, da hierdurch der zügige Ausbau dieser Technologie gerade zu einem Zeitpunkt beschränkt werden soll, an dem durch Lernkurveneffekte ein extrem niedriges Kostenniveau erreicht wurde.

Insgesamt manifestieren sich in den Beschlüssen des Eckpunktepapiers die negativen Folgen, die durch das Herabsetzen des Ausbaukorridors und die zeitliche Verschiebung der Ausbauziele für Erneuerbare Energien im Koalitionsvertrag bereits festgelegt und von der Branche schon damals deutlich kritisiert wurden. Es besteht so die große Gefahr, dass sowohl die nationalen Klimaschutzziele als auch die mittlerweile gesetzlich festgelegten Klimaschutzziele für Nordrhein-Westfalen nicht erreicht werden.



Zu den einzelnen Punkten nimmt der LEE NRW wie folgt Stellung:

Vertrauensschutz für Investoren

Das novellierte EEG soll zum 1. August in Kraft treten. Für Anlagen, die ab diesem Zeitpunkt in Betrieb gehen, gelten die Regelungen des neuen EEG. Für **genehmigungsbedürftige Anlagen** ist vorgesehen, dass die alten Fördersätze des EEG 2012 weiterhin gelten, sofern sie bis zum 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen werden und die Anlagen bis zum 22. Januar 2014 genehmigt worden sind. Dieser **willkürlich gewählte Zeitpunkt**, gefährdet von Unternehmen und Bürgern bereits investiertes Kapital und bringt massive Verunsicherung vor allem in die Wind- und Bioenergiebranche.

Unverzichtbare Voraussetzung für den planvollen und langfristigen Ausbau der Wind-, aber auch der Bioenergie ist, dass Planer, Investoren, Finanzwirtschaft und Betreiber verlässliche und kalkulierbare Rahmenbedingungen als Grundlage für Investitionen vorfinden. **Auf Grundlage des Eckpunkteapiers kann leider keine verlässliche Aussage darüber getroffen werden, ob sich derzeit in der Projektierung befindliche Anlagen noch wirtschaftlich darstellen lassen. Aber auch für die zukünftige Finanzierung und Umsetzung von Windenergieprojekten fehlt aufgrund der Ungewissheit über die Vergütungshöhen die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit.** Gleiches gilt für den 1. August 2014 als Stichtag für das Inkrafttreten der EEG-Novelle.

Der LEE NRW fordert daher die bisherigen Regelungen zu den Übergangsregelungen zu überarbeiten. Eine Lösung könnte so aussehen, dass das novellierte EEG wie bislang vorgesehen zum 1. Januar 2015 in Kraft tritt. Projekte können noch unter die Regelungen des EEG 2012 fallen, wenn bis zum Tage des Beschlusses des EEG 2014 durch den Bundestag (3. Lesung) alle Unterlagen zur vollständigen Antragsstellung gemäß des Anlagenspiegels der jeweiligen Landesgesetzgebung bei der Genehmigungsbehörde vorlagen und die Anlage bis zum 31.12.2015 in Betrieb genommen wird. Somit wird eine Sicherung von Genehmigungen „auf Vorrat“ verhindert.

Allerdings gilt es bei dieser Forderung für Windprojekte an windschwächeren Standorten dringend zu berücksichtigen, dass nach den Regelungen des EEG 2012 am 01.01.2015 der SDL Bonus ausläuft, der in der Vergangenheit die Rentabilität an solchen Standorten erst ermöglicht hat. Dies würde für diese Projekte ab dem 01.01.2015 eine maximale Vergütung in Höhe von 8,5 Cent/kWh bedeuten, wodurch die Wirtschaftlichkeit an diesen Standorten nicht mehr gegeben ist. **Damit ständen windschwächere Standorte schon nach dem bestehenden EEG 2012 vor dem Aus – ein Umstand, den die Windbranche in der Ver-**

gangenheit immer wieder angemahnt hat. Einige Projekte könnten zwar durchaus noch nach altem EEG wirtschaftlich sein, sofern es sich um Repoweringprojekte handelt und sie den entsprechenden Bonus in Höhe von 0,5 Cent erhalten. Zusammen mit diesem Bonus würde den Projekten nach dem jetzigen EEG rund 9 Cent/kWh zustehen und sie würden gleichzeitig noch nicht der Pflicht zur Direktvermarktung mit zusätzlichen Kosten von 0,4 Cent je kWh unterfallen und keine 5-% Reduzierung ausgleichsfrei übernehmen müssen! Diese Zusammenhänge zeigen, wie wichtig es für eine fortlaufende Projektierung von Binnenlandstandorten auch nach dem 01.01.2015 ist, hierfür eine auskömmliche Vergütung im nächsten EEG zu verankern. (Forderung des LEE NRW: 9,15 Cent je kWh zuzüglich der Kosten für die Direktvermarktung/ siehe unten). Andernfalls droht für diese Standorte, deren Erschließung zum Gelingen der Energiewende dringend notwendig ist, ein sofortiger Projektierungsstopp.

Ausbaukorridore und Förderung der einzelnen Technologien

Der Umstieg auf Erneuerbare Energien soll über Ausbaupfade gesetzlich festgeschrieben werden: Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung soll bis zum Jahr 2025 40 bis 45 % und bis zum Jahr 2035 55 bis 60 % betragen. Die Höhe des Korridors ist ein erheblicher Rückschritt gegenüber den vorherigen Zielen. Bisher war die Zielmarke stets auf 2020 gesetzt worden.

Windenergie an Land:

Für **Onshore-Wind** ist ein „atmender Deckel“ von bis zu 2.500 MW pro Jahr vorgesehen. Dieses Instrument ist für die Windenergie ungeeignet, da Windenergieanlagen im Gegensatz zu PV-Anlagen einen sehr viel längeren Planungs- und Realisierungszeitraum aufweisen. **Der geplante „atmende Deckel“ schafft so dauerhafte Unsicherheit, weil offen bleibt, zu welchem Zeitpunkt welcher Rechtsrahmen bzw. welche konkrete Vergütungshöhe gilt, wenn ein Projekt in Betrieb genommen wird.** Es wird nahezu unmöglich, die mit der Finanzierung verbundenen Konditionen kalkulierbar festzusetzen. Dies wird besonders deutlich, wenn man sich die drohenden Kürzungen aufgrund der geplanten quartalsmäßigen Degressionssätze genauer anschaut. So kann die Vergütungskürzung bei fortlaufender Überschreitung des Ausbaudeckels bis zu ca. 5 % jährlich betragen. Dieses ist besonders für die windschwächeren Standorte untragbar, da diese schon von Anfang an eine geringere Rendite aufweisen, als windstärkere Standorte.

Der Ausbaukorridor und der „atmende Deckel“ sind also ungeeignet, um einen zielorientierten und nachhaltigen Ausbau der Windenergie an Land zu gewährleisten und sie benachteiligen darüber hinaus die windschwächeren Binnenlandstandorte. Somit werden auch die

Ausbauziele der Bundesländer – besonders die von Nordrhein-Westfalen - konterkariert. **Will NRW bis zum Jahr 2020 rund 15 % seines Strombedarfs durch die Windenergie decken, müssten bis dahin jedes Jahr mehr als 600 MW und damit rund ein Viertel des nun geplanten nationalen Ausbaudeckels installiert werden. Wenn darüber hinaus bereits im Jahr 2017 die Einführung eines Ausschreibungsmodells erfolgen soll, werden diese Ziele mit noch größerer Wahrscheinlichkeit verfehlt.**

Zudem bleiben die Vorschläge, bzw. Pläne zur künftigen Vergütung für die Windenergie an Land unkonkret. Explizit wird zunächst nur die Streichung der Boni genannt, wobei der Repoweringbonus durchaus eine Berechtigung hat, um den Altbestand von Windenergieanlagen zu reduzieren. Im Jahr 2015 soll dann an ertragsreichen Standorten eine um 10 bis 20 % geringere Vergütung als im Jahr 2013 erfolgen. Unklar ist, was genau unter einem ertragsreichen Standort verstanden wird und mit welcher Vergütung durchschnittliche Standorte im Binnenland, deren Erschließung für eine höhere Versorgungssicherheit und damit zum Gelingen der Energiewende ebenfalls notwendig ist, künftig rechnen können. Erschwerend kommt hinzu, dass neue Anlagen bereits ab 1. August 2014 verpflichtend an der Direktvermarktung teilnehmen müssen. **Wir fordern deren kalkulierte Kosten von 0,4 ct/kWh, analog zu der Regelung der Offshore Windenergie auf die zukünftige Vergütungshöhe aufzuschlagen und nicht einzupreisen.** Besonders vor dem Hintergrund, dass explizit die kleinen Windparks im Binnenland höhere Vermarktungskosten haben als die großen Windparks vor der Küste.

Untragbar für die Branche ist im Falle des Vermarktungsausfalls die angedachte Absicherung von nur 80 % der Vermarktungserlöse durch einen Ausfallvermarkter. Dieses würde die Finanzierungskosten enorm in die Höhe treiben! **Um einen ausreichenden Anreiz für den Betreiber zu generieren, sich nicht auf die Vermarktung des Ausfallvermarktlers zurückzuziehen, ist eine Absicherung von 95 % absolut ausreichend.** Schließlich entsprechen 5 % Vergütungshöhe bei einer modernen Anlage rund 25.000,- Euro jährlich.

Die Betreiber von Windenergieanlagen an Land haben sich zudem – laut Koalitionsvertrag – auf eine weitere indirekte Vergütungskürzung einzustellen, die sich in der möglichen unentgeltlichen Abschaltung von bis zu 5 % der jährlichen Arbeit ausdrückt. Wenn sich diese Abschaltung – für die Windbranche durchaus nachvollziehbar – auf Netzengpässe beschränkt, ist sie verkraftbar. **Sollte aber, wie im Koalitionsvertrag beschrieben, sich die Abschaltung auch auf negative Börsenpreise beziehen, öffnet dies die Tür für den Wegfall des Einspeisevorrangs für Erneuerbare Energien und ist ganz klar abzulehnen.**

Mit den derzeit geplanten Kürzungen im Rahmen des aktuellen zweistufigen Vergütungsmodells ist gerade der weitere Ausbau an Standorten im Binnenland bedroht. So wird man bei den derzeit geplanten Kürzungen im Rahmen des zweistufigen Vergütungsmodells bemüht sein, die Anfangsvergütung bei windstarken Standorten so niedrig wie möglich festzusetzen. Mit dem Nebeneffekt einer Benachteiligung der windschwächeren Standorte. Wie bereits oben dargestellt, wird nach einer Studie des Beratungsunternehmens McKinsey durch die jetzt geplanten Vergütungskürzungen im Bereich der Windenergie die EEG-Umlage im Jahr 2015 um gerade einmal 0,03 ct/kWh sinken. Dies entspricht einer Entlastung für einen Durchschnittshaushalt **von gerade einmal einem Euro pro Jahr!** **Wenn durch die gerechtfertigte Kürzung an guten Standorten dann aber auch Projekte an Binnenlandstandorten betroffen sind und nicht mehr realisiert werden können, brechen milliardenschwere Zukunftsinvestitionen und Wertschöpfungspotentiale weg, ohne spürbaren Effekt für die Verbraucher.**

Dies führt zu der Frage, wie ein künftiges Vergütungssystem ausgestaltet sein sollte, bzw. welche Höhe künftige Vergütungssätze aufweisen sollten. Dazu ein Beispiel: Läge künftig die höchste Vergütung – orientiert an einen 77,5 %-Referenzstandort - bei 8,9 ct/kWh, inklusive Einpreisung der Direktvermarktungskosten in Höhe von 0,4 ct (entsprechend dem Vorschlag der Agora Energiewende), betrügen die Kürzungen bereits an einem 77,5 % Standort rund 11 % im Vergleich zu 2013 und an einem 130 % Standort über 22 %! Und zwar ohne Berücksichtigung der höheren Finanzierungskosten, wenn bei Direktvermarktungsausfällen nur 80 % der Vergütung abgesichert werden und der drohenden Abschaltungen von bis zu 5 % der Jahresarbeit bei Netzengpässen. Solche Kürzungen wären für Binnenlandstandorte in keinem Falle tragbar.

Im Hinblick auf mögliche Kostensenkungen und einer Vereinfachung des EEG hat der LEE NRW im Vorfeld der Vorlage des Eckpunktepapiers zur EEG-Novelle die Einführung eines einstufigen standortgerechten Vergütungsmodells mit einer Vergütungsbandbreite von 5,9 Cent/kWh (windstarker Standort / 150 % des Referenzwertes) bis 9,15 Cent/kWh (windschwächerer Standort / 70 % des Referenzwertes) vorgeschlagen. Dabei wurden allerdings bei den kalkulierten Vergütungssätzen die Kosten der nun geplanten verpflichtenden Direktvermarktung von 0,4 ct/kWh und der anderen vergütungs-senkenden Nebeneffekte nicht eingepreist. Der LEE NRW fordert die Vergütungsreduzierung ab einem Standort von 75 % des Referenzertrages zu beginnen und zur teilweisen Kompensation der vorgenannten Nachteile zumindest die Kosten der Direktvermarktung aufzuschlagen. Analog dem Vorgehen bei der Offshore-Förderung. Damit würde sich eine Vergütungshöhe von 9,55 ct/kWh für einen 75 %-Standort ergeben. Dieses entspräche im Vergleich zum EEG 2013 einer Kürzung von über 5 % bei den windschwächeren Binnen-

landstandorten und bei den guten Standorten bis zu 20 %. Sofern darüber hinaus das einstufige Vergütungsmodell eingeführt werden würde, könnten im Vergleich zum zweistufigen Modell ab sofort noch einmal 8 % eingespart werden.

Windenergie auf See:

Bei **Offshore-Wind** sollen 6,5 Gigawatt (GW) bis 2020 und 15 GW bis 2030 installiert werden. Außerdem wird die hohe Anfangsvergütung (Stauchungsmodell) verlängert. **Im Widerspruch zum angeblichen Ziel der Kostensenkung soll damit die teuerste Form der Windkraftnutzung scheinbar auf Kosten der anderen Erneuerbaren Energien weiter intensiv gefördert werden. Dagegen werden die schon heute kostengünstigeren Technologien Onshore-Wind und PV ausgebremst. Hier verfestigt sich der Eindruck, dass in Zukunft ein moderater ausfallender Ausbau von Onshore-Wind und PV offensichtlich die weitere Entwicklung der Offshore-Industrie finanzieren soll.** Da die Offshore-Windenergie vor allem aufgrund industriepolitischer Gründe gefördert werden soll, sind hier andere Förderinstrumente angebracht. Der LEE NRW fordert deswegen eine gleiche Vergütung für Windenergieprojekte an Land wie auf See. Für den industriepolitisch förderungswürdigen Teil sollte auf Mittel aus Infrastruktur- oder Steuertöpfen zurückgegriffen werden. So könnte die Steigerung der EEG-Umlage nachhaltig gebremst werden.

Photovoltaik:

Bei der **Photovoltaik** sollen die derzeitigen Vergütungssätze beibehalten und die **Eigenstromerzeugung von Neuanlagen mit 70 % der EEG-Umlage belastet werden.** Die Umsetzung einer Abgabe wird die umweltfreundliche Eigenstromerzeugung insbesondere im Mittelstand, in der Landwirtschaft und im Gewerbe ausbremsen und damit die Abhängigkeit von der EEG-Förderung wieder erhöhen. Zu begrüßen ist die Einführung einer Bagatellgrenze, die allerdings mit einer installierten Leistung von höchstens 10 KW, bzw. max. 10 Megawattstunden (MWh) pro Jahr extrem niedrig ausfällt.

Bioenergie:

Bei der Bioenergie soll mit einer Konzentration auf einer überwiegenden Nutzung von Abfall und Reststoffen der künftige Zubau auf maximal 100 MW pro Jahr begrenzt werden. Dies bedeutet für die flexible Bioenergie einen faktischen Ausbaustopp und ist im Sinne der Wertschöpfung und der Erhaltung von Arbeitsplätzen in ländlichen Regionen unbedingt zu vermeiden. Dabei ist diese Energieform bestens geeignet, um zusammen mit Wind und Photovoltaik das ganze Jahr für Strom aus regenerativen Quellen zu sorgen. Außerdem können Biomassekraftwerke fossile Must-Run-Kraftwerke (konventio-

nelle Kraftwerke, die der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Blindleistung, Regelenergie u.a. dienen) ersetzen. Leider wird auch die Fähigkeit zur kombinierten Wärmeleistung der Bioenergie und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Regelenergie nicht berücksichtigt.

Die Förderung wird überwiegend auf Abfall- und Reststoffe begrenzt. Dazu wird im Eckpunktepapier ausgeführt, dass die Einsatzstoffklassen I und II gestrichen werden. **Ohne diese Vergütungsklassen für Energiepflanzen und Gülle/Mist wären jedoch neue Biogasprojekte nicht mehr wirtschaftlich darstellbar.** Im Hinblick auf die Erweiterung von bestehenden Biogasanlagen wird vorgesehen, dass Erweiterungen nur noch nach dem neuen EEG zu beurteilen sein werden. Dieser Vorschlag kommt leider einem Effizienzsteigerungs- und Flexibilisierungsverbot für bestehende Biogasanlagen gleich. Ferner wird der Gasaufbereitungsbonus für Neuanlagen ersatzlos gestrichen. **Der Zugang zum Erdgasnetz, dem kostengünstigsten Langzeitspeicher für Erneuerbare Energie, würde durch diese Maßnahme verhindert und damit eine wichtige Sparte im Biogasgeschäft wegfallen.**

Zu begrüßen ist das Ansinnen, die Bioenergieerzeugung bedarfsorientierter zu gestalten. Die Bioenergie gehört raus aus der Grundlast und als Flexibilitätsoption hinein in die Regelenergieerzeugung, um einen Beitrag zum Ausgleich von Solar- und Windstrom zu leisten.

Wasserkraft:

Bei der **Wasserkraft** sind keine Maßnahmen zur Mengensteuerung vorgesehen. Die derzeitigen Fördersätze werden weitergeführt. Die schwierige Situation des Energieträgers wird dadurch nicht verbessert. Für kleine Wasserkraftwerke (bis zu 100 KW) ist eine Anhebung der Vergütungssätze auf ein Niveau notwendig, das die Gegenfinanzierung der umweltverbessernden Maßnahmen sichert.

Geothermie:

Geothermie zur Stromerzeugung braucht, in ihrem frühen Entwicklungsstadium, noch Entwicklungs- und Markteinführungszeit. Eine Degression der EEG-Vergütung darf erst einsetzen, wenn sich Lerneffekte in niedrigeren Kosten widerspiegeln. Diese sollte nicht zeitabhängig, sondern gebunden an eine installierte elektrische Leistung von etwa 500 bis 750 MW einsetzen.

Die Branche benötigt wegen der langjährigen Projektentwicklungszeiträume planbare Investitionsvoraussetzungen. Die im Eckpunktepapier vorgesehene Streichung des Technologiebonus ist kontraproduktiv für die technologische Weiterentwicklung der petrothermalen

Geothermie, dies sollte zumindest durch zusätzliche Forschungsmittel ausgeglichen werden. Sobald die seismische Untersuchung des Untergrundes ansteht, werden in der Regel Millionensummen investiert. Daher sollten Geothermie-Projekte ab der bergamtlichen Genehmigung der Seismik Bestandsschutz genießen. Dieser Zeitpunkt sollte die Vergütungssätze definieren.

Für eine schnellere Ausführung von Geothermie-Projekten ist deren Privilegierung im Außenbereich im Baugesetzbuch (§ 35 Abs. 1) festzuschreiben. Diese genießen alle anderen erneuerbaren Energien bereits.

Um die Tiefengeothermie im Praxisbetrieb zu optimieren, ist begleitende Forschung nötig. Ein Konzept zur Risikoabsicherung von Bohrungen gäbe der eigenkapitalintensiven Tiefengeothermiebranche Investitionssicherheit.

Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt

Die Integration der Erneuerbaren Energien in den Strommarkt soll weiter vorangetrieben werden. Hierzu soll die verpflichtende Direktvermarktung für alle Erneuerbaren-Energien-Anlagen auf Grundlage des bereits im EEG 2012 integrierten Marktprämienmodells eingeführt werden. **Entgegen der Formulierungen im Koalitionsvertrag soll hiermit für Anlagen größer als 500 KW aber schon zum 1. August 2014 begonnen werden.** Die bisher gezahlte Managementprämie wird vollständig gestrichen und alle Anlagen müssen zukünftig fernsteuerbar sein.

Die obligatorische Direktvermarktung ist aufwendig und führt zu deutlichen Mehrkosten, auch weil fälschlicherweise oft davon ausgegangen wird, dass diese Anlagen genauso behandelt werden können, wie regelbare Kohle- oder Gaskraftwerke, für die der derzeitige grenzkostenbasierte Markt konzipiert wurde. Aus diesem müssen die Mehrkosten auf die Vergütung aufgeschlagen werden, so wie es richtigerweise bei der Offshore-Windenergie vorgesehen ist.

Leider sieht das Papier an Stelle der Direktvermarktung keine anderen Maßnahmen für die Systemintegration von Erneuerbare-Energien-Strom vor. Ein geeignetes Instrument wäre das System der physischen Wälzung, das die EEG-Umlage als verzerrendes Preisschild der Energiewende ersetzt. Hierbei würde in kurzfristigen Zeitabständen die gesamte in Deutschland produzierte Strommenge aus fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren Energien an die Stromanbieter gemäß ihrer jeweiligen Marktanteile weitergereicht. Die Stromvertriebe treten so in einen Wettbewerb um die bestmögliche Integration von volatilen Wind- und Solarstrom und damit auch um die Flexibilisierung der Nachfrageseite in ihrem Versorgungsgebiet.

Weitere Flexibilitätsoptionen sind zum Beispiel Demand-Side-Management der Industrie, Power-to-Heat oder Stromspeicher. Die bestehenden Hemmnisse für diese sinnvollen Flexibilitätslösungen zum Ausgleich der künftig im Zentrum stehenden Energiebereitstellung durch Wind und Sonne werden aber im Eckpunktepapier leider überhaupt nicht behandelt.

Auch das Grünstromprivileg soll nach den Vorstellungen des Eckpunktepapiers gestrichen werden. Dies bedeutet das Aus für alle regionalen und genossenschaftlichen Stromvertriebsmodelle. Mit der Streichung des Grünstromprivilegs wird das bislang einzige wirtschaftliche Modell abgeschafft, das eine direkte Endkundenbelieferung mit Strom aus heimischen Erneuerbare-Energien-Anlagen zulässt. Zugleich haben einige Unternehmen ihr Geschäftsmodell auf das Grünstromprivileg ausgerichtet. Es ist daher sinnvoll, eine EEG-kontenneutrale Direktvermarktung von Grünstrom zu entwickeln, bei dem Betreiber von EEG-Anlagen Entlastungseffekte im EEG-Konto (aufgrund herausfallender Vergütungskosten durch die Direktvermarktung) durch Umlagebefreiungen in gleicher Höhe an die Endkunden weitergeben können. Strom aus regenerativen Anlagen vor Ort sollte günstiger sein, als erneuerbarer Strom ohne regionale Verbindung, der wiederum gegenüber Graustrom einen Vermarktungsvorteil besitzen sollte. Ziel sollte es sein, Vermischungen zwischen Grünstrom und Graustrom zu vermeiden.

Ausschreibungen als neues Fördersystem

Das Papier sieht vor, dass ab 2017 ein Ausschreibungsmodell als neues Förderinstrument eingeführt werden soll. Hierbei sollen im Rahmen eines Pilotvorhabens zunächst Photovoltaikfreiflächenanlagen ausgeschrieben werden. Hierzu wird noch eine konkretisierende Verordnung erlassen. In dem Pilotvorhaben soll jährlich eine installierte PV-Leistung von 400 MW ausgeschrieben werden.

Erfahrungen im Ausland haben jedoch gezeigt, dass Ausschreibungen entweder teurer waren als Vergütungssysteme und/oder die vorher festgelegten Ziele nicht erreicht wurden. Daher ist es unverständlich, dass Ausschreibungen angekündigt werden, ohne vorher zu überprüfen, welche Auswirkungen die Einführung von Ausschreibungen hat. Sonst werden Ausschreibungen entweder zum Strompreisgaspedal oder zur Energiewendebremse. Darüber hinaus könnten Bürgergenossenschaften sich nicht an Ausschreibungsverfahren beteiligen.

Vor einer Einführung sollten daher die Auswirkungen genau überprüft werden, damit die zuvor beschriebenen Nachteile so gering wie möglich gehalten werden und weiterhin Bürgergruppierungen und kleine Planungsgesellschaften am Markt partizipieren können. Deswegen ist der Zusatz, der in dem vorliegenden Kabinettsbeschluss

aufgenommen wurde, dass Ausschreibungen spätestens 2017 stattfinden sollen, zu streichen. Ganz klar kritisch zu sehen ist die technologieübergreifende Ausschreibung. Alle Erneuerbaren Energien zeichnen sich durch unterschiedliche Kostenstrukturen, Einsatzbereiche und Erzeugungskurven aus. Bioenergie ist z.B. Regelenergie und kann deshalb nicht gegen Wind oder PV ausgeschrieben werden.

Besondere Ausgleichsregelung

Die **Privilegierung der stromintensiven Industrie von der EEG-Umlage soll europarechtskonform weiter entwickelt werden und privilegierte Unternehmen sollen zukünftig einen angemessenen Kostenbeitrag leisten.** Die Industrie profitiert in erheblichem Umfang von fallenden Börsenstrompreisen, beteiligt sich aber nur zum Teil an der Finanzierung des EEG-Kontos. Mitnahmeeffekte, wie sie derzeit bestehen, sollten also künftig ausgeschlossen werden. Selbstverständlich ist die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie von großer Bedeutung. Daher ist der Ansatz grundsätzlich richtig, sich bei Vergünstigungen auf stromintensive Unternehmen zu konzentrieren, die wirklich im internationalen Wettbewerb stehen.

Kontakt

Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V.
Corneliusstraße 18
40215 Düsseldorf

Geschäftsführer: Jan Dobertin
Telefon: 0211 1596 1395
Telefax: 0211 2392 1272
E-Mail: jan.dobertin@lee-nrw.de