

THÜRINGER LANDTAG

**BÜNDNIS 90
DIE GRÜNEN**
LANDTAG THÜRINGEN

**Erneuerbares-Energien-Gesetz (EEG)
und Strommarktdesign im Umbruch -
Chancen für die Energiewende in
Thüringen**

Inhaltsverzeichnis

Abgeordnetenstatement	3
Auswirkungen der EEG-Reform auf Thüringen	4
Prof. Dr. Uwe Leprich: Kurz-Paper zur EEG-Novelle	8

Impressum

BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
Landtagsfraktion Thüringen
Jürgen-Fuchs-Straße 1, 99096 Erfurt
Telefon 0361/37 72 670
E-Mail info@gruene-fraktion.thueringen.de
Internet www.gruene-fraktion.thueringen.de
V.i.S.d.P.: Silke Fließ

Dieses Material darf nicht zu Wahlkampfwzwecken verwendet werden.
Wir nutzen Ihre gespeicherten Kontaktdaten ausschließlich für die Zusendung
von Informationen über unsere parlamentarische Arbeit. Nachfragen oder
Widersprüche an: datenschutz@gruene-fraktion.thueringen.de

Besuchen Sie uns auch im Social Web!





Dirk Adams

Energiapolitischer Sprecher

„Die Energiewende ist eine Erfolgsgeschichte grüner Politik. Mit dem raschen Ausbau erneuerbarer Energien wurde die Grundlage für eine neue, leistungsstarke Industrie und die Perspektive einer klimaverträglichen Energieversorgung in Bürgerhand geschaffen. Dieser Erfolg steht auf der Kippe. Durch das Missmanagement zweier Bundesregierungen haben sich grundlegende Probleme angehäuft, die jetzt weitreichende Reformen des Strommarktes und des Förder-systems für Ökostrom erforderlich machen.

Wir wollen diese neue Phase der Energiewende aus Thüringen heraus aktiv mitgestalten. Durch seine Lage in der Mitte Deutschlands kann der Freistaat zu einem Motor beim Umbau unseres Energiesystems werden. Dazu bedarf es politischer Weichenstellungen, welche die Hemmnisse beim Ausbau erneuerbarer Energien überwinden und Thüringen zu einem Modellstandort in allen Energiewende-be-reichen machen.

Voraussetzung dafür ist aber, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien kosteneffizient weiter geführt wird, und der Anteil von Ökostrom in Thüringen bis 2020 verdoppelt wird. Gleichzeitig müssen die Investitionschancen und die Investitionssicherheit für Bürgerinnen und Bürger auch beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien erhalten bleiben.

Gelingen wird uns dies auch im Sinne der Akzeptanz für den Energieumbau nur dann, wenn der Anstieg der EEG-Umlage gebremst und die Kosten fair verteilt werden. Die Bundesregierung hat es nun in der Hand dafür zu sorgen, dass die sinkenden Kosten für erneuerbaren Strom auch bei den Verbraucherinnen und Verbrauchern ankommen.“

Auswirkungen der EEG-Reform auf Thüringen

1. Photovoltaik



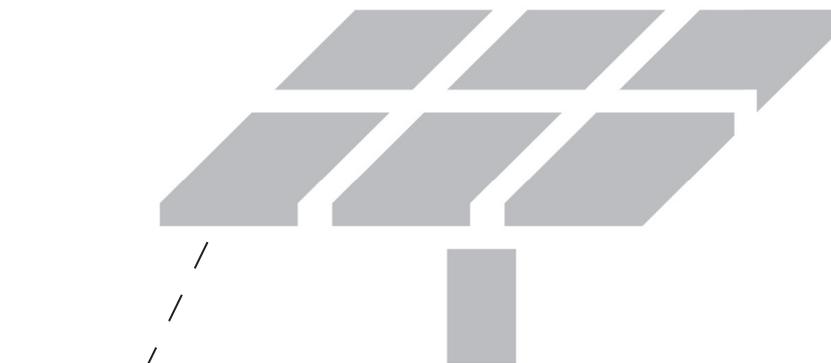
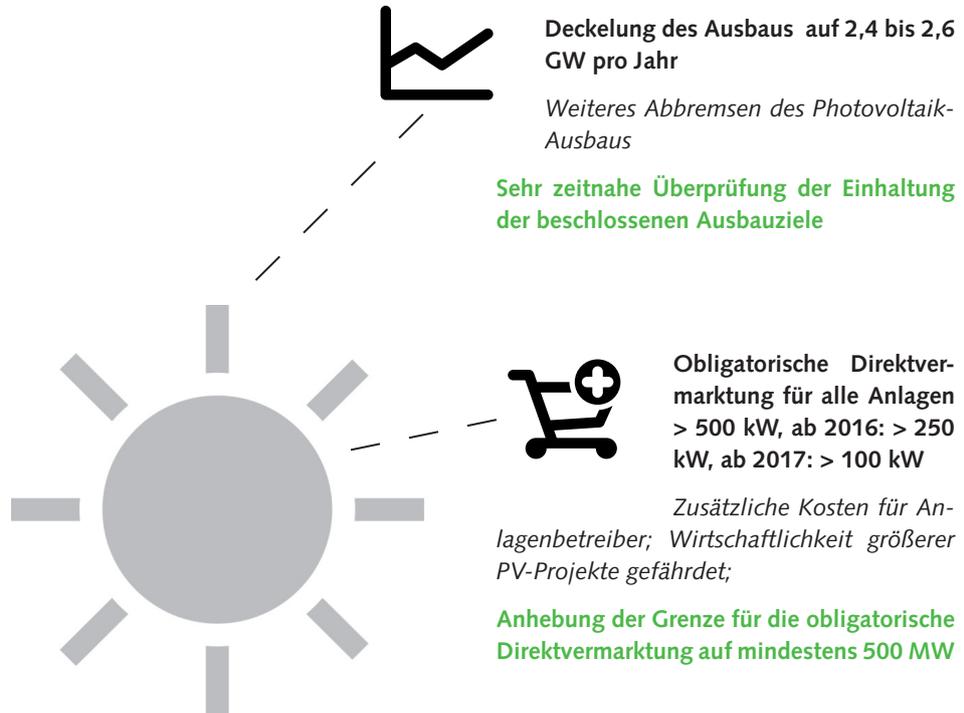
Ausbaudeckel



Direktvermarktung



Ausschreibungen



Spätestens ab 2017 Einführung für alle Technologien; 400 MW Freiflächenanlage als Testfall

Gefährdung der Ausbauziele und Akteursstruktur (Genossenschaftsprojekte und kleine Investoren)

Umfassende Prüfung von Ausschreibungen vor ihrer Einführung; ausreichende de minimis Regelungen festschreiben.

2. Windenergie (Onshore)



Deckelung des Ausbaus - atmender Deckel mit Ausbau 2,4 bis 2,6 GW pro Jahr

Investorenverunsicherung, Unsicherheit über die Wirkung des atmenden Deckels; Investitionszurückhaltung

Ablehnung des Deckels bzw. sehr zeitnahe Überprüfung der Ausbauziele



Ausbaudeckel



Stichtagsregelung



Ausschreibungen



Rückwirkender Stichtag:
21. Januar 2014 für vollständig genehmigte Projekte und bis zum 31.12.2014 realisierte Projekte.

Fehlender Vertrauensschutz; Gefährdung von Projekten insb. kleiner Investoren

Stichtag muss an den Fortschritt der Projekte angepasst werden.



Spätestens ab 2017 faktisch für alle Windkraftanlagen

Zielerreichung und Akteursstruktur stark gefährdet; steigende Kosten; Genossenschaftsprojekte und Projekte kleinerer Investoren stark gefährdet.

Umfassende Prüfung von Ausschreibungen vor ihrer Einführung; ausreichende de minimis Regelungen festschreiben.

3. Bioenergie



Ausbaudeckel



Stichtagsregelung



Gasaufbereitungsbonus



Deckelung des Ausbaus auf 100 MW pro Jahr

Degradierung der Bioenergie zum Auslaufmodell; in Planung befindliche Anlagen werden auf Eis gelegt

Eintreten für höhere Ausbauziele (etwa 300 MW pro Jahr)

Rückwirkender Stichtag: 21. Januar 2014 für vollständig genehmigte und bis zum 31.12.2014 realisierte Projekte.

Wegfall des Vertrauensschutzes und Ausbaustopp aufgrund langer Planungszeiten

Stichtag muss an den Fortschritt der Projekte angepasst werden.



Grundsätzliche Streichung des Gasaufbereitungsbonus

Biomethanprojekte nicht mehr wirtschaftlich

Aufrechterhaltung des Bonus; zusätzliche Biogasanlagen sollten nur noch in das Erdgasnetz einspeisen

4. Direktvermarktung



Obligatorische Direktvermarktung; ab 2015 für Anlagen > 500 kW, ab 2016 > 250 kW, ab 2017 > 100 kW

Höhere Kosten (Risiko- und Transaktionskosten); wenig Nutzen, Gefährdung der breiten Akteursstruktur

Zurück gehen auf die 5 MW-Grenze

Managementprämie in neuen Vergütungssätzen enthalten (Wind Onshore / Photovoltaik: 0,4 Cent/kWh, andere: 0,2 Cent/kWh)

Geringe Vergütungssätze gefährden Ausbauziele

Erhöhung der Vergütungssätze, insbesondere bei Wind und Photovoltaik



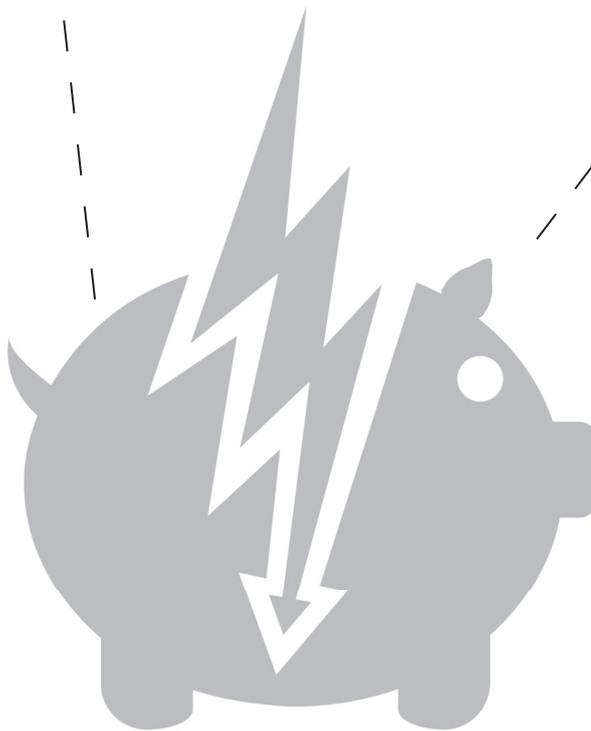
Direktvermarktung



Managementprämie



Ausfallvermarktung



Versicherung gegen Einnahmefälle; Garantie von 80% des Vergütungswertes

Anleigenbetreibern droht Insolvenz

Beibehaltung der freiwilligen Direktvermarktung für Anlagen bis 5 MW

„Erneuerbares Energien Gesetz (EEG) und Strommarkt- design im Umbruch – Chancen für die Energiewende in Thüringen“

Vorbemerkung

Die Energiewende für Deutschland lässt sich am prägnantesten mit der Zielmatrix erfassen, die die schwarz-gelbe Bundesregierung im Herbst 2010 als Energiekonzept verabschiedet hat. Die Reaktorkatastrophe in Fukushima knapp ein halbes Jahr später änderte nichts Grundsätzliches an dieser Matrix mit Ausnahme eines deutlich schnelleren Ausscheidens der Atomenergie aus dem bundesdeutschen Strommix. Über alle Parteien hinweg herrschte ein breiter Konsens über diese Neuausrichtung der Energiepolitik.

Keine drei Jahre später hat sich die Stimmung grundlegend geändert: Großkonzerne, Industrieverbände und Teile der Medien haben sich frontal gegen die Energiewende gewandt, die Bevölkerung ist verunsichert und die Politik rudert zurück. In dieser Situation erscheint es besonders wichtig, dass die Profiteure der Energiewende – insbesondere Bundesländer, Kommunen und „Bürgerenergie“-Akteure – sich formieren und die Energiewende gegen eine Rolle rückwärts verteidigen.

Das Herzstück der Energiewende ist ohne jeden Zweifel das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), dessen Novellierung mit darüber entscheiden wird, ob die Energiewende weiter geht oder ob die Veränderungsdynamik entscheidend zugunsten der alten fossil-nuklearen Welt abgebremst wird. Dieses Kurz-Paper soll dazu beitragen, Bündnis 90/Die Grünen Thüringen eine fundierte Positionierung zur EEG-Novelle zu ermöglichen, die im Kern an der notwendigen bundesdeutschen Systemtransformation festhält und zudem die Interessen Thüringens in diesem Transformationsprozess berücksichtigt.

Saarbrücken, im April 2014

Uwe Leprich

1. Das EEG als Herzstück der Energiewende

Mitunter wird beklagt, dass die Diskussion zur Energiewende sich zu stark auf den Stromsektor fokussiere und darüber die „mindestens genauso wichtigen Sektoren“ Wärme und Verkehr vernachlässige.

Dem ist entgegen zu halten, dass der Stromsektor in der Tat das zentrale Element des gesamten Energiesystems ist, da er mehr als 40% der gesamten bundesdeutschen CO₂-Emissionen auf sich vereinigt und seine Akteure in der Vergangenheit stets die entscheidenden Weichen für die Ausgestaltung des Energieangebots gestellt haben. Zudem zeichnet sich ab, dass das Stromsystem immer stärker die anderen Sektoren strukturiert:

- Die Kraft-Wärme-Kopplung wird künftig immer mehr Rücksicht auf die Notwendigkeiten des Stromsystems nehmen müssen und die Wärme als „Abfallprodukt“ betrachten.
- Die (elektrische) Wärmepumpe ist stark auf dem Vormarsch und bei Neubauten bereits die am zweithäufigsten gewählte Heizungsoption; die Rückwirkungen auf das Stromsystem werden aktuell allerdings noch zu wenig beachtet.
- Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien werden künftig häufiger Situationen entstehen, in denen ein Überangebot an Strom besteht. Bevor jedoch Windanlagen aus dem Wind gedreht und PV-Anlagen verschattet werden, erscheint es ökonomisch und ökologisch sinnvoll, diesen regenerativen Überschussstrom in Wärmespeicher zu leiten, wo sie fossile Brennstoffe ersetzen können.
- Mit der stärkeren Verbreitung der Elektromobilität, aber möglicherweise auch von Wasserstoff- und Erdgasfahrzeugen findet eine immer engere Verzahnung von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor statt, zumal dann, wenn auch hier regenerativer Überschussstrom eine sinnvolle Verwendung sucht.

Insgesamt steht damit der Stromsektor zu Recht im Zentrum der Aufmerksamkeit, und die Triebfeder seiner nachhaltigen Veränderung ist und bleibt der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der mit der Ausgestaltung des EEG steht und fällt.

2. Zur Reform des EEG

Das Kabinett der Bundesregierung hat am 8. April den Entwurf für ein novelliertes EEG verabschiedet, der im Folgenden den Ausführungen zugrunde gelegt werden soll. Dabei sollen folgende wesentlichen Aspekte unterschieden und bewertet werden:

1. Ausbauperspektiven von Wind Onshore
2. Ausbauperspektiven von Photovoltaik
3. Ausbauperspektiven von Bioenergieanlagen
4. Obligatorische Direktvermarktung
5. Einführung von Ausschreibungen

Die Darstellung erfolgt aus Gründen der Prägnanz in der Regel in einer Matrixdarstellung, in der die wesentlichen Teilaspekte beschrieben, bewertet und ihren Auswirkungen auf Thüringen eingeordnet werden sollen. Eine Spalte „Empfehlung“ rundet die Darstellung ab.

2.1. Allgemeine Vorbemerkung

Mit der Reform des EEG wird die zweite Phase des Ausbaus der Erneuerbaren Energien eingeläutet: nach dem erreichten Anteil von 25% am Bruttostromverbrauch gilt es nun, die 50%-Marke anzusteuern. Diese Phase wird schwieriger als die erste, da die Verlierer der Systemtransformation nun offensichtlicher werden (v.a. Steinkohlekraftwerke) und diese anfangen, sich stärker zu wehren. Ohne das 100%-Ziel aus dem Auge zu verlieren geht es bei dieser Novelle darum, das selbstgesteckte Ziel der Bundesregierung – nämlich im Jahr 2025 einen Anteil von 40-45% zu erreichen - so gut es irgend geht abzusichern und seine Erreichung tatsächlich zu ermöglichen. Dabei stehen folgende Aspekte im Vordergrund:

- Der Ausbau der „Arbeitspferde“ der Energiewende – Wind Onshore und PV – muss kontinuierlich weiter gehen. Der jährliche Ausbau von jeweils 2,5 GW (netto bei Wind Onshore, brutto bei PV) ist zwar nicht besonders ambitioniert, reicht aber aus, das 2025-Ziel zu erreichen. Es muss sehr zeitnah sichergestellt werden, dass diese Ausbautzahlen auch tatsächlich erreicht werden.
- Die Bioenergie muss immer stärker zu den Systemdienstleistungen (v.a. Regelenergie) beitragen, um dort die fossil-nuklearen Großkraftwerke zu verdrängen. In dieser Rolle ist sie unverzichtbar, muss aber entsprechend finanziert werden.
- Die Verunsicherung der Investoren muss so stark wie möglich aufgehoben werden, damit die Finanzierung der EEG-Anlagen nicht deutlich teurer wird („Risikoprämien“).
- Die Akteursvielfalt muss in voller Breite erhalten bleiben, damit die Renditen im Rahmen bleiben und die Akzeptanz der Energiewende gesichert bleibt. Diese Zielsetzung ist gleichrangig zur Zielsetzung der Kosteneffizienz zu verfolgen.

Diese Aspekte sollten bei allen Diskussionen in den nächsten Wochen im Vordergrund stehen, wenn man sich nicht auf Nebenkriegsschauplätzen verzetteln bzw. sich nicht vor fahrende Züge werfen will (z.B. bei der Besonderen Ausgleichsregelung für die stromintensive Industrie).

2.2. Wind Onshore

Aspekt	Vorschlag EEG-Novelle	Bewertung	Auswirkung auf Thüringen	Empfehlung für Thüringen
Deckelung des Ausbaus; "atmender Deckel"	Ausbau pro Jahr: 2,4-2,6 GW (netto) als Ziel	Verunsicherung der Investoren; Unsicherheit, ob atmender Deckel wirklich greift	evtl. Investitionszurückhaltung	Ablehnung des Deckels; alternativ: sehr zeitnahe Überprüfung der Einhaltung der Ausbauziele
Absenkung der Vergütung	zweifüßiges Referenzertragsmodell; starke Vergütungsdegression zwischen 80% und 100%-Standorten; abgeflachte Degression zwischen 100% und 130% Standorten	Abschmelzen der Renditen an windstarken Standorten zu begrüßen; starke Unsicherheit für Standorte zwischen 80% und 100%	Wirkung auf Wirtschaftlichkeit an windschwächeren Standorten bislang unsicher; Ausbauziele gefährdet	Der Ausgangswert von 8,9 ct/kWh erscheint zu niedrig angesichts der bereits eingepreisten Managementprämie von 0,4 ct/kWh
Abschaffung der Boni	Abschaffung Repowering- und Systemdienstleistungsbonus	in Ordnung, soweit das in der Vergütung aufgefangen wird	keine, soweit das in der Vergütung aufgefangen wird	zustimmen
obligatorische Direktvermarktung	Einführung für faktisch alle WKA	letztlich Margenkürzung der WKA-Betreiber	Wirtschaftlichkeit von Anlagen an windschwächeren Standorten zusätzlich gefährdet (s. o.)	deutliche Anhebung der de-minimis-Grenzen auf mindestens 5 MW bzw. 5 Anlagen
Stichtagsregelung	Anlagen, die bis zum 21.01. eine Genehmigung erhalten haben und bis zum 31.12. ans Netz gehen, erhalten die alte EEG-Vergütung	Dadurch können viele Projekte gerade kleinerer Investoren, die noch nicht genehmigt waren, notleidend werden.	Müsste dringend überprüft werden	Stichtag versuchen entsprechend anzupassen
Ausschreibungen	spätestens ab 2017 faktisch für alle Windkraftanlagen	Zielerreichung und Akteursstruktur sind stark gefährdet; Kosten steigen	Genossenschaftsprojekte und Projekte von kleinen Unternehmen werden stark gefährdet	darauf bestehen, dass Ausschreibungen umfassend geprüft werden, bevor ihre Einführung erwogen wird; zudem ausreichende de-minimis-Regelungen fest-schreiben
Mindestabstand der Anlagen	keine nationale Regelung; Kompetenzverlagerung zu den Ländern ("Länderöffnungsklausel")	Akzeptanz muss letztlich auf dezentraler Ebene vorhanden sein und kann nicht aufoktroiyert werden	Stärkung der eigenen Regelungs-kompetenz, aber auch Verantwortung	unterstützen

Vertiefende Literatur

Institut für ZukunftsEnergieSysteme/IZES/BET/Prof. Bofinger: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, Gutachten für das Umweltministerium Baden-Württemberg, Stuttgart, 10. Oktober 2013, download unter https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/dateien/Dokumente/Energie/20131011_0926_Endbericht.pdf

2.3. Photovoltaik

Aspekt	Vorschlag EEG-Novelle	Bewertung	Auswirkung auf Thüringen	Empfehlung für Thüringen
Deckelung des Ausbaus "atmender Deckel"	Ausbau pro Jahr: 2,4-2,6 GW (brutto)	weiteres Abbremsen des PV-Ausbaus	evtl. werden bereits in Planung befindliche Projekte auf Eis gelegt	sehr zeitnahe Überprüfung der Einhaltung der beschlossenen Ausbauziele
Absenkung der Vergütung	Beibehaltung der alten Vergütungen, aber 0,4 ct/kWh Managementprämie nunmehr enthalten	weitere Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit von PV-Projekten	unklar	Aufstockung der bisherigen Vergütungen um 0,4 ct/kWh
obligatorische Direktvermarktung	Ab 2015 für Anl. > 500 kW, ab 2016 > 250 kW, ab 2017 > 100 kW	Nutzen von PV-Direktvermarktung nicht erkennbar, Kosten für die Anlagenbetreiber sehr wohl	Wirtschaftlichkeit von größeren PV-Projekten gefährdet; das trifft auch Genossenschaftsprojekte	Anhebung der Grenze auf mindestens 500 kW in Anlehnung an den Almunia-Vorschlag
Stichtagsregelung	Anlagen, die bis zum 21.01. eine Genehmigung erhalten haben und bis zum 31.12. ans Netz gehen, erhalten die alte EEG-Vergütung	weitere Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit von PV-Projekten	unklar	auf Wind Onshore konzentrieren, ist hier wohl wichtiger
Ausschreibungen	spätestens 2017 Einführung für alle Technologien; 400 MW PV-Freiflächenanlagen als Testfall	Zielerreichung und Akteursstruktur sind stark gefährdet; Kosten steigen	Genossenschaftsprojekte und Projekte von kleinen Unternehmen werden stark gefährdet	darauf bestehen, dass Ausschreibungen umfassend geprüft werden, bevor ihre Einführung erwogen wird; zudem ausreichende de minimis-Regelungen fest-schreiben
Eigenversorgung	PV-Eigenverbrauch für alle Bestandsanlagen und alle Neuanlagen < 10 kW/10 MWh von EEG-Umlage freigestellt; Neuanlagen > 10 kW zahlen 50% der EEG-Umlage	Beteiligung von Neuanlagen an EEG-Umlage durchaus sinnvoll, wenn dadurch Wirtschaftlichkeit nicht gefährdet	Fallbeispiele für Gewerbebetriebe durchrechnen, inwieweit die Wirtschaftlichkeit gefährdet ist	zustimmen

Vertiefende Literatur

Institut für ZukunftsEnergieSysteme/IZES/BET/Prof. Bofinger: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, Gutachten für das Umweltministerium Baden-Württemberg, Stuttgart, 10. Oktober 2013, download unter https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/dateien/Dokumente/Energie/20131011_0926_Endbericht.pdf

2.4. Bioenergie

Aspekt	Vorschlag EEG-Novelle	Bewertung	Auswirkung auf Thüringen	Empfehlung für Thüringen
Deckelung des Ausbaus; "atmender Deckel"	Ausbau pro Jahr: 100 MW (brutto)	Degradierung der Bioenergie zum Auslaufmodell	evtl. werden bereits in Planung befindliche Projekte auf Eis gelegt	für höhere Ausbauziele eintreten (ca. 300 MW)
Absenkung der Vergütung	Verringerte Vergütungen, Flexi.premien	aktuell nicht absehbar, was das für den weiteren Ausbau von Biogasanlagen bedeutet	unklar	
Gasaufbereitungsbonus	Streichung	Biomethanprojekte nicht mehr wirtschaftlich	Gibt es hier solche Projekte?	Für die Aufrechterhaltung des Bonus stark machen
obligatorische Direktvermarktung	Ab 2015 für Anl. > 500 kW, ab 2016 > 250 kW, ab 2017 >100 kW	Für regelbare erneuerbare Energien ist die Vermarktung sinnvoll, aber prioritär auf den Regelenergiemärkten	unklar	Sicherstellen, dass die Kombination aus Markt- und Kapazitätsprämie zum sinnvollen Einsatz von Bioenergieanlagen führt
Stichtagsregelung	Anlagen, die bis zum 21.01. eine Genehmigung erhalten haben und bis zum 31.12. ans Netz gehen, erhalten die alte EEG-Vergütung	wg. längerer Vorlaufzeit der Planungen ist hier der Vertrauensschutz massiv gefährdet	unklar; evtl. keine Planungen betroffen	auf Wind Onshore konzentrieren
Ausschreibungen	spätestens 2017 Einführung für alle Technologien	Zielerreichung und Akteursstruktur sind stark gefährdet; Kosten steigen	Genossenschaftsprojekte und Projekte von kleinen Unternehmen werden stark gefährdet	darauf bestehen, dass Ausschreibungen umfassend geprüft werden, bevor ihre Einführung erwogen wird; zudem ausreichende de minimis-Regelungen fest-schreiben

Vertiefende Literatur

Institut für ZukunftsEnergieSysteme/IZES: Beitrag der Bioenergie zur Energiewende, Studie für den Fachverband Biogas, 30. September 2013 (noch nicht veröffentlicht)

Institut für ZukunftsEnergieSysteme/IZES: KWK-Eigenerzeugung in der Energiewende, Analyse und Bewertung der Eigenerzeugung mit KWK in Bezug auf die aktuell diskutierten Änderungsvorschläge vor dem Hintergrund und unter den Perspektiven einer Politik zur konsequenten Umsetzung der Energiewende, Studie für den Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung (BKWK), Berlin, 28. Februar 2014, download unter http://www.bkwk.de/fileadmin/users/bkwk/infos/studien/20140317_BKWK_Eigenerzeugung_final.pdf

2.5. Obligatorische Direktvermarktung

Aspekt	Vorschlag EEG-Novelle	Bewertung	Auswirkung auf Thüringen	Empfehlung für Thüringen
Direktvermarktung künftig obligatorisch	für alle Neuanlagen verpflichtend; ab 2015 für Anl. > 500 kW, ab 2016 > 250 kW, ab 2017 >100 kW	höhere Kosten (Risiko- und Transaktionskosten), wenig Nutzen; hohe Risiken für breite Akteursstruktur	Gefährdung der breiten Akteursstruktur	Auf die im Koalitionsvertrag vorgeschlagene 5 MW-Grenze zurück gehen (auch im Einklang mit den ersten Almunia-Vorschlägen)
Marktprämie	ausgestaltet als gleitende Marktprämie	richtet den geringsten Schaden an, wenn man sich denn schon für die Direktvermarktung entscheidet		unterstützen, da fixe Marktprämie deutlich schlechter
Managementprämie	ist angeblich in den neuen Vergütungssätzen enthalten; Wind und PV: 0,4 ct/kWh; sonst: 0,2 ct/kWh	Es bestehen große Zweifel, ob die Vergütungen dann noch ausreichen, die Ausbauziele zu erreichen	Gefährdung der Ausbauziele	Anpassung der Vergütungssätze nach oben, insbesondere bei Wind Onshore und PV
Ausfallvermarktung	ÜNB muss 80% der Vergütung zahlen, den die Anlagenbetreiber in der Marktprämie erzielt hätten	Im nicht unwahrscheinlichen Fall, dass sich kein Direktvermarkter bereit erklärt, zu angemessenen Konditionen zu vermarkten, droht dem Anlagenbetreiber Insolvenz	Gefährdung der Ausbauziele	De minimis-Grenzen deutlich anheben (s. o.)

Zugespitzt:
Nachweise einfordern, welchen Nutzen die Direktvermarktung wirklich erbringt.
Nachweise über die höheren Kosten erbringen
Abgeschwächt:
de minimis-Regelung ausweiten, Markt-Monitoring einfordern

Vertiefende Literatur

Institut für ZukunftsEnergieSysteme/IZES: Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik, Studie für Greenpeace, Hamburg, 20. Dezember 2013, download unter <http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/201402-strom-direktvermarktung-izes.pdf>

2.6. Ausschreibungen

Aspekt	Vorschlag EEG-Novelle	Bewertung	Auswirkung auf Thüringen	Empfehlung für Thüringen
Einführung von Ausschreibungen	spätestens 2017; technologie-spezifisch; Akteursvielfalt soll erhalten bleiben	Ausschreibungen bergen generell die Gefahr, Akteursvielfalt zu verringern und Kosten zu erhöhen	Gefährdung der breiten Akteursstruktur	Die Einführung von Ausschreibungen davon abhängig machen, dass im Ausschreibungsbericht ihre Kosteneffizienz nachgewiesen wird.
Pilotmodell	400 MW PV-Freiflächenanlagen; Ausschreibung erfolgt grenzüberschreitend; Verordnungsermächtigung	Es ist unklar, inwieweit die Ergebnisse dieser Ausschreibung auf die anderen EEG-Anlagen übertragen werden können.	Auf Ausschreibung vorbereiten, Flächen ausweisen	unterstützen
Ausschreibungsbericht	Erstellung bis zum 30. Juni 2016 mit Handlungsempfehlungen	Bericht ist wichtig für die Ausgestaltung der Ausschreibungen; Ziel der Akteursvielfalt muss operationalisiert werden.		Bericht evtl. der Zustimmung des Bundesrates unterwerfen

Zugespitzt:

Nach dem Emissionshandel nicht noch ein unwirksames bürokratisches Monstrum schaffen, das zudem die Finanzierung der Erneuerbaren verteuert und die breite Beteiligung kleiner Akteure massiv gefährdet!

Abgeschwächt:

Zeit gewinnen, die minimis-Regelung ausweiten, Einsatzbereiche stark eingrenzen

Vertiefende Literatur

Institut für ZukunftsEnergieSysteme/IZES: Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung, Studie für den Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), Abschluss April 2014 (in Vorbereitung)

3. Flexibilitätsoptionen zur Flankierung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien und ihre Finanzierung

Zur Flankierung und zum Ausgleich der schwankenden Beiträge der FEE werden flexible Optionen als Lückenfüller benötigt. Hierfür stehen unterschiedliche Möglichkeiten zur Verfügung: zunächst natürlich der bestehende konventionelle Kraftwerkspark, der dabei ist, sich immer stärker zu flexibilisieren. Aber auch die KWK-Anlagen, die mit fossilen Energien oder Biomasse betrieben werden, bieten z.B. bei einer Nachrüstung mit Wärmespeichern neue Flexibilität. Beim Neubau von Kraftwerken kommen in erster Linie Gaskraftwerke in Frage, die eine deutlich höhere Flexibilität aufweisen als Kohlekraftwerke und zudem kostengünstiger zu errichten sind. Darüber hinaus gibt es auch bei den Verbrauchern selbst Möglichkeiten, Lasten zu verschieben und damit einen Systemausgleich zu erbringen, wenn auch derzeit eher bei industriellen und großen gewerblichen Verbrauchern.

Eine naheliegende Möglichkeit ist aber zunächst der großflächige Ausgleich über die **Stromnetze**. Je besser die geographische Durchmischung der Anlagen, desto höher sind die gegenseitigen Ausgleichseffekte. Daher hat der Netzausbau zu Recht eine hohe Priorität, zumal es meist die kostengünstigste Möglichkeit ist, Schwankungen im Dargebot auszugleichen.

Im Fokus stehen dabei die Übertragungsnetze als Hauptschlagadern des Systems; sie verantworten den Transport auf der Höchstspannungsebene (380 kV) über weite Strecken und sind zentral für die Systemsicherheit. Ihr Ausbau ist in den letzten Jahren nur schleppend vorangekommen, was zum einen an sehr langen Antrags- und Genehmigungsverfahren, zum anderen an lokalem Widerstand gegen einzelne Trassen lag. Eine Rolle dürfte auch die fehlende eigentumsrechtliche Trennung zwischen Übertragungsnetz und Großkraftwerken gespielt haben, da die Energiekonzerne als Besitzer von beidem wenig Interesse daran hatten, die Bahn für die Erneuerbaren Energien frei zu machen. Seit dem Verkauf der Netze von E.ON und Vattenfall und dem Teilverkauf des RWE-Übertragungsnetzes hat sich die Interessenlage hier deutlich verbessert.

Die bei weitem meisten EE-Anlagen speisen ihren Strom in das Verteilernetz ein, die daher ebenfalls ausgebaut werden müssen. Hier haben sich die Netzbetreiber – im Wesentlichen die Stadtwerke und Regionalversorger – seit dem Jahr 2005 daran gewöhnen müssen, dass die Netzentgelte, staatlich reguliert werden. Die damit einhergehende Kostenkontrolle war in den letzten Jahren relativ scharf und die Kostenanerkennung von Investitionen mit Unsicherheiten behaftet, so dass es auch hier zu Verzögerungen gekommen ist. Mittlerweile scheint sich die Situation zu beruhigen, und die Verteilnetzbetreiber sind verstärkt dabei, ihre Hausaufgaben zu machen und die Netze für die Erneuerbaren Energien zu ertüchtigen.

Wegen des fluktuierenden Charakters von Wind und Solar könnte man auch schnell auf den Gedanken kommen, dass für ihren Ausgleich **Stromspeicher** notwendig wären. Dabei werden jedoch einerseits die Ausgleichseffekte der Erneuerbaren selbst übersehen, die durch ausreichende Netze erschlossen werden können, andererseits auch die Flexibilitäten, die bereits heute im System vorhanden sind. Aktuell ist man sich im wissenschaftlichen Bereich relativ einig, dass bis zu einem Anteil von 40% Erneuerbare Energien keine zusätzlichen Speicher notwendig sind, wenn die bereits bestehenden Flexibilitäten genutzt und noch mögliche neue erschlossen werden (vgl. VDE 2012). Das gilt allerdings nicht für die Überbrückung von Netzengpässen, wo im Einzelfall heute bereits Speicherlösungen sinnvoll sein können.

Insgesamt ist jedoch klar, dass auf dem Weg zu einem 100% Erneuerbaren Stromsystem neue Stromspeichersysteme notwendig sind. Umstritten ist jedoch, welche Speicher das sein können. Eine mögliche Option ist das Anzapfen der riesigen norwegischen Wasserspeicher („Norwegen als Batterie Europas“), vorausgesetzt die entsprechenden Leitungen werden durch die Nord- und Ostsee gelegt. Eine weitere Möglichkeit ist die Umwandlung von regenerativem Überschussstrom in Wasserstoff und dann in Methan mit der Möglichkeit, dieses im Gasnetz einzuspeichern („power to gas“). Schließlich könnten auch neue Akku- und Batteriekonzepte einen Beitrag zur dezentralen Speicherung von Strom leisten – sei es in den Kellern der Haushalte, sei es in Elektrofahrzeugen oder in Trafostationen. Möglicherweise wird sich am Ende auch eine Mischung aus zentralen und dezentralen Speichern durchsetzen. Klar ist, dass der Schwerpunkt im Speicherbereich heute auf Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten liegen muss; für den Aufbau signifikanter neuer Speicherkapazitäten ist es zu früh.

Last but not least sind über die Optionen Infrastrukturen/Netze und Speicher hinaus auch die grenzüberschreitenden Ausgleichsmöglichkeiten im europäischen Verbund stärker und systematischer zu analysieren, um auf Dauer Überkapazitäten und Fehlinvestitionen zu vermeiden.

Kurzfasit:

Aktuell sind im bestehenden und im Sinne der Ziele der Bundesregierung zu ergänzenden Stromsystem noch genügend Flexibilitäten vorhanden, die vor dem Zubau von Stromspeichern und natürlich auch vor dem Abregeln von FEE-Anlagen genutzt werden sollten. Insbesondere der KWK-Bestand und -Zubau auf Biomasse- und Erdgasbasis bietet hier eine wesentliche Option, die durch eine angemessene Ausgestaltung des KWK-Gesetzes und des EEG erschlossen werden sollte. Der Netzausbau dient der Minimierung der notwendigen Flexibilitätsoptionen und ist häufig die kostengünstigste Möglichkeit. Während der Ausbau im Verteilnetzbereich unstrittig sein dürfte, ist beim Übertragungsnetz darauf zu achten, dass seine Dimensionierung nicht auf Dauer den Transport fossilen Stroms garantiert, der er in wind- und sonnenreichen Perioden gerade verdrängt werden soll. Für Thüringen bedeutet das zumindest eine kritische Überprüfung der Notwendigkeit der Ost-HGÜ-Leitung.

Vertiefende Literatur

Institut für ZukunftsEnergieSysteme/IZES: Aktionsprogramm flexible Kapazitäten - Die nächsten Schritte zum Erhalt der Strom-Versorgungssicherheit, Studie für Greenpeace, Hamburg, 11. Oktober 2013, download unter http://www.izes.de/cms/upload/pdf/SZ_IZES_2013_Aktionsprogramm_flexible_Kapazitten.pdf

Leprich, Uwe: Netze, Speicher, Lastmanagement – Rückgrat einer dezentralen regenerativen Stromversorgung? Vortrag auf der BUND-Tagung „Welches Stromnetz

braucht die Energiewende?“, Stuttgart, 8. Februar 2014, download unter http://www.bund-bawue.de/fileadmin/bawue/pdf_datenbank/themen_projekte/klima_und_energie/energie_wende/Leprich_8_Februar_2014_Stuttgart.pdf

Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik (VDE) (2012): Energiespeicher für die Energiewende –Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050

4. Zur Rolle der Stadtwerke und Regionalversorger in der Energiewende

Die Energiewende ist seit jeher ein Projekt, das weit über rein technische Fragestellungen und Herausforderungen hinausgeht. Mitte der 80er Jahre war es das Öko-Institut, das sich erstmalig umfassend mit der Akteursstruktur der Energiewende beschäftigte und zu dem Ergebnis kam, dass die Energieversorgung dorthin zurückkehren müsse, wo sie „einst ihren Ursprung hatte“: in die Kommunen und die entsprechenden Unternehmen vor Ort. Dabei sollten die Stadtwerke zu Energiedienstleistungsunternehmen mutieren und das gesamte Energiesystem von unten umkrepeln.

Diese so genannte „Rekommunalisierung“ der Energieversorgung projizierte alle Hoffnungen für eine grundlegende Veränderung des Systems auf die lokale Ebene. Der Grund dafür lag bei einzelnen Vorzeige-Stadtwerken wie z.B. Rottweil und Lemgo, die damals bereits die dezentrale Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) vorantrieben und so ein Gegenmodell zum zentralistischen Großverbund praktizierten. Und natürlich lag es für die im Wesentlichen dezentralen Energiewende-Technologien wie die KWK, die Erneuerbaren und die Energieeffizienz nahe, das dezentrale Akteurspendant zu suchen.

Die Hoffnungen in die Stadtwerke und die Kommunen als Treiber der Energiewende sind heute deutlich nüchterner. Lokal wurden Investitionen in dezentrale erneuerbare Energien über viele Jahre hinweg sträflich vernachlässigt, und auch im Bereich der KWK sind seit Jahren eher eine Stagnation und ein Know How-Rückgang zu verzeichnen. Mit einem Anteil von rund 7% an der bundesweit installierten Leistung an erneuerbaren Energieanlagen liegen kommunale und regionale Energieversorger weit hinter anderen Akteuren zurück, während sie beim Neubau von fossilen Kraftwerken in den letzten 10 Jahren kräftig mitmischten.

Seit einiger Zeit jedoch – spätestens seit der Reaktorkatastrophe von Fukushima - entdecken viele Stadtwerke und Regionalversorger die erneuerbaren Energien als Eckpfeiler einer vorwärtsgewandten Geschäftspolitik. Zudem werden sie politisch von ihren Städte- und Gemeinderäten immer stärker auf konkrete erneuerbare Ausbauziele verpflichtet. Insgesamt sind sie derzeit sicherlich noch kein Motor der Energiewende, aber viele sind energisch auf den fahrenden Zug aufgesprungen und können dafür sorgen, dass er konsequent in die richtige Richtung fährt.

Jenseits des Ausbaus der erneuerbaren Energien sollten Stadtwerke und Regionalversorger in zwei erweiterte Marktrollen hineinwachsen, die für eine optimale Gestaltung des Gesamtsystems unabdingbar sind:

- Als Verteilernetzbetreiber müssen sie in einem stärker dezentralisierten Stromsystem mehr Systemverantwortung übernehmen und die Übertragungsnetzbetreiber entlasten. Dafür benötigen sie mehr Steuerungsmöglichkeiten und damit mehr Netzintelligenz („Smart Grids“), deren Finanzierung stärker regulatorisch abgesichert werden muss („Innovationsregulierung“). Hinzu kommen in Querverbundunternehmen verstärkte Anforderungen, aber auch Chancen, Strom-, Gas- und Wärmenetze im Gesamtsystem zu optimieren („Hybridnetze“), wobei hierbei Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung eine

Schlüsselrolle spielen. Insgesamt erscheint es notwendig, dass die Netzbetreiber regional stärker kooperieren und versuchen, z.B. über gemeinsame Leitwarten Synergien zu nutzen.

- Als Vertriebe müssen sie ihre Rolle als Energiewende-Akteure erst noch finden. Ein erster Ansatzpunkt hierfür wäre, ihnen vor allem die fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) in ihr Beschaffungs-Portfolio einzustellen und dadurch einen Anreiz für intelligente Entdeckungsverfahren zu setzen, die entstehende Residuallast als Differenz von Nachfragelast und anteiliger FEE-Einspeisung zu decken („Echtzeit-Wälzung“). Dadurch würde der bisherige „Wälzungsmechanismus“ über die Strombörse hin zu einer proportionalen Direktverteilung der EE-Strommengen in Echtzeit auf die Stromvertriebe verändert. Das hätte den Effekt, dass sie systematisch nach dezentralen Optionen für ihren Bilanzkreisausgleich suchen und sie wettbewerblich erschließen würden (z.B. Lastmanagement, dezentrale Speicher, KWK-Anlagen, flexible Kraftwerke etc.).

Einen weiteren Ansatzpunkt liefert die europäische Effizienzrichtlinie, die bislang von den Vertrieben zu Unrecht stärker als Bedrohung denn als Chance empfunden wurde. Sie gibt den Mitgliedsländern die Möglichkeit, sie in dieser Marktrolle auf Energieeffizienzaktivitäten zu verpflichten. Sie wären damit der Türöffner für einen Energiedienstleistungsmarkt, der sich ohne eine solche Verpflichtung nur rudimentär entwickeln würde. Auch die Haftpflichtversicherung hat erst einen Markt für entsprechende Versicherungsprodukte eröffnet.

Die Ansätze sowohl im Netzbereich als auch im Vertrieb bieten den Stadtwerken und Regionalversorgern hervorragende Möglichkeiten, ihre Geschäftsaktivitäten auszuweiten und sie stärker an die Erfordernisse der Energiewende anzupassen. Zusammen mit den ohnehin verfolgten Aktivitäten der dezentralen Erzeugung können hier Zukunftsaufgaben unter einem Dach gebündelt werden, die auf viele Jahre qualifizierte Arbeitsplätze und kommunale/regionale Wertschöpfung sichern.

Kurzfasit:

Stadtwerke und Regionalversorger können zum Rückgrat der Energiewende werden, wenn sie ihre Marktrolle als Verteilnetzbetreiber und Vertrieb zukunftsfähig weiter entwickeln. Zudem ist das Standbein der Errichtung von EEG-Anlagen – auch in Kooperation mit Privatleuten, Projektierern und Genossenschaften – stetig weiter zu entwickeln, wenn die gesetzlichen Rahmenbedingungen ihre Wirtschaftlichkeit erlauben.

Rekommunalisierung geht in diesem Sinne heute weit über den Besitz der Netze und ihren Betrieb hinaus – im Vordergrund stehen eher Investitionen in EEG-Anlagen und Aktivitäten der Vertriebe, die der Systemintegration der Erneuerbaren Energien dienen und zudem die Effizienzmärkte erschließen.

Vertiefende Literatur

Institut für ZukunftsEnergieSysteme/IZES: Zur Marktrolle der Stromvertriebe in der Energiewende, Kurzgutachten für Clean Energy Sourcing, Leipzig, 23.08.2013, download unter

http://www.clens.eu/fileadmin/Daten/Mediathek/Pressemitteilungen/130823_IZES_Marktrolle_der_Stromvertriebe.pdf

Leprich, Uwe: Stadtwerke - Rückgrat und Motor der Energiewende?, in: Solarzeitalter, Heft 3 /2012, S. 17-19

Weiterführende Informationen



Dirk Adams

Sprecher für Innenpolitik, Energie, Technologie und Tourismus

Tel.: 0361- 37 72 673

E-Mail: dirk.adams@gruene-fraktion.thueringen.de



Norbert Sondermann

Referent Klima und Energie

Parlamentarische Beratung

Tel.: 0361- 37 72 692

E-Mail: norbert.sondermann@gruene-fraktion.thueringen.de

BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
Landtagsfraktion Thüringen
Jürgen-Fuchs-Straße 1
99096 Erfurt

Telefon 0361- 37 72 670
Telefax 0361- 37 72 662
E-Mail info@gruene-fraktion.thueringen.de
Internet www.gruene-fraktion.thueringen.de

V.i.S.d.P.: Silke Fließ

