

## Das Marktmodell Energiewende – Positionen des WVW

- Erneuerbaren Strom intelligent integrieren und direkt vermarkten -

*In dem vorliegenden Konzeptpapier möchte der WVW einen Beitrag zur Weiterentwicklung der energierechtlichen Rahmenbedingungen leisten. Die Bundesregierung hat sich dazu bekannt, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2020 auf mindestens 35 Prozent, bis 2030 auf mindestens 50 und bis 2050 auf über 80 Prozent auszubauen. In der Regierungserklärung von Bundeskanzlerin Merkel zum Ausstieg aus der Atomenergie hieß es: „Zentrale Säule der zukünftigen Energieversorgung sollen die Erneuerbaren Energien werden. Wir wollen das Zeitalter der Erneuerbaren Energien erreichen.“ Das hier vorgeschlagene Marktmodell Energiewende wird Strom aus allen Erneuerbaren Energien im gleitenden Übergang in die Direktvermarktung bringen und den für die Energiewende erforderlichen Umbau des Kraftwerksparks vorantreiben.*

### I. Hintergrund

- Die derzeitige Diskussion um die Weiterentwicklung des EEG – gerade auch die vorerst gescheiterten Vorschläge der „Strompreisbremse“ – schafft Unsicherheit für alle Beteiligten. Das Investitionsklima in die Erneuerbaren Energien hat sich spürbar verschlechtert. Deutschland muss einen kosteneffizienten Weg zur Umsetzung der Energiewende im Interesse der Verbraucher und der Industrie suchen. Dabei dürfen aber nicht die Ziele der Energiewende infrage gestellt werden, zu denen ein gesamtgesellschaftlicher Konsens besteht. Viele andere Staaten schauen auf Deutschland und unsere Bemühungen zur klimafreundlichen Energieerzeugung. Ein Scheitern der Energiewende wäre nicht nur international ein fatales Signal, sondern würde auch die Position der deutschen Unternehmen im Markt für grüne Energien weiter schwächen.

**Deutschland braucht einen umfassenden Masterplan für die Energiewende** mit einer Perspektive bis 2050. Bis dahin sollte als Mindestziel 80 Prozent des erzeugten und verbrauchten Stroms in Deutschland aus Erneuerbaren Energien (EE) kommen. Dies erfordert vor allem eine Umstrukturierung der Erzeugungskapazitäten hin zur dezentralen Erzeugung aus EE und dezentraler KWK und zur Reduzierung und Umstrukturierung des Verbrauchs. Es müssen im Energiewirtschaftsgesetz Mindestziele für EE-Stromverkauf und -verbrauch verbindlich festgelegt werden. Gleichzeitig muss für die EE die Frage eines funktionierenden EE-Strommarktes geklärt werden.

Dabei muss Ehrlichkeit herrschen: Eine „Null-Kosten“-Alternative zum Ausbau der Erneuerbaren Energien gibt es nicht. Die Kernkraftwerke und fossilen Kraftwerke aus dem letzten Jahrhundert müssten – in einem Alternativszenario ohne Erneuerbare Energien – ebenfalls erneuert oder ausgetauscht werden, mit den entsprechenden immensen Kosten. Diese Alternative ist nicht günstiger als die Umstellung auf Erneuerbare Energien, schon gar nicht, wenn man die Umweltkosten der fossilen Energieerzeugung und die weltweit steigenden Brennstoffkosten aufgrund der

Ressourcenverknappung einbezieht. Deutschland ist daher gut beraten, weiter mit Nachdruck auf Erneuerbare Energien zu setzen – aber ihre Einführung lässt sich mehr oder weniger kosteneffizient gestalten.

## II. Vorschläge zur Weiterentwicklung des EEG durch ein Marktmodell Energiewende

**Ausgangslage:** Der dynamische Ausbau der EE in Deutschland wurde auf Grund des EEG erreicht. Die Mindestpreisregelungen in Verbindung mit dem Vorrang der Einspeisung haben vor allem dezentrale Stromerzeugung aus EE ermöglicht – gegen Jahrzehnte andauernden Widerstand und Behinderung durch die Elektrizitätswirtschaft. Träger und Investoren der dezentralen Erneuerbaren Energien sind der Mittelstand, die Kommunen und Bürger vor Ort (Bürgerwindparks). Das EEG hat über die zeitlich begrenzten Mindesteinspeisevergütungen Investitionssicherheit für den Aufbau des dezentralen Kraftwerkspark gegeben und die hohen Anfangsinvestitionen ermöglicht. Das EEG ist nie als Dauersubventionengesetz gedacht gewesen und ist auch nicht dazu geworden. Durch die Justierung der Mindestpreise wurde ein hochwirksames Steuerungsinstrument geschaffen, das die Erzeugungskosten schon enorm gesenkt hat und die Technologie weiter entwickelt hat. Mit dem EEG 2012 ist das EEG bereits in Richtung der Marktintegration der Erneuerbaren Energien weiterentwickelt worden. Dieser Weg muss konsequent weitergegangen werden. Die neu eingeführte Marktprämie muss dabei in ihrer Steuerungswirkung überdacht werden.

**Zielsetzung:** Der WVV schlägt für die EEG-Novelle ein Modell aus zwei Komponenten vor:

1. Erstens ist der bisherige, 2010 eingeführte finanzielle Wälzungsmechanismus über die Strombörse hin zu einer „**Direktverteilung in Echtzeit**“ (**proportionale Direktverteilung der EE-Strommengen in Echtzeit auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen/Stromvertriebe, Echtzeitwälzung**) zu verändern. Durch die Einstellung des Stroms aus Erneuerbaren Energien in die Bilanzkreise der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) in Echtzeit ergeben sich nicht nur signifikante Kostenvorteile gegenüber der bisherigen ineffizienten Wälzung über den Spotmarkt der Strombörse. Außerdem ergibt sich für die EVU/Stromvertriebe automatisch auch die Notwendigkeit, flexible Kapazitäten zu sichern, um ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu halten. Hiermit kann das EEG einen Beitrag zur Schaffung der benötigten Ausgleichskapazitäten leisten.
2. Als zweite Komponente ist die derzeitige Form der **Direktvermarktung von EE-Strommengen** so weiterzuentwickeln, dass sie mittel- und langfristig das zentrale Instrument für eine echte Marktintegration der Erneuerbaren Energien wird. Zu diesem Zweck ist über die Direktverteilung zu den EVU in Echtzeit folgender marktgetriebener Mechanismus einzuführen: Die EVU können ihrer Pflicht zur „Echtzeitabnahme“ von EE-Strom über den neuen Ausgleichsmechanismus des EEG entgehen, wenn sie einen Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien über den freien

Markt eingekauft haben. Hieraus ergibt sich für die EVU ein erheblicher Anreiz zum Einkauf von kostengünstigen, aber auch von planbaren Strommengen aus Erneuerbaren Energien und auch ein erheblicher Anreiz, selber einen gewissen Anteil Strom aus Erneuerbaren Energien zu erzeugen – eine Nachfrage nach EE-Strom wird entstehen. Aus diesem Anreiz heraus wird ein Wettbewerb um EE-Strom entstehen und die EVU werden, um der Direktverteilung in Echtzeit zu entgehen, zur Zahlung höherer Marktpreise bereit sein. Auf die Marktprämie kann dann (spätestens nach einem Übergangszeitraum) ganz verzichtet werden. Insgesamt werden den Unternehmen durch die Alternativität zwischen Direktverteilung in Echtzeit und der Direktvermarktung von EE-Strom Handlungsspielräume eingeräumt, die sie selbst für eine möglichst intelligente Einbindung der EE-Strommengen frei nutzen können und sollen.

Während langfristig eine noch weitergehende Umgestaltung des Strommarktdesigns notwendig sein wird, leistet das hier vorgeschlagene Modell den notwendigen Zwischenschritt in Richtung Direktvermarktung von EE-Strom.

## **1. Direktverteilung in Echtzeit: Umbau des EE-Ausgleichsmechanismus**

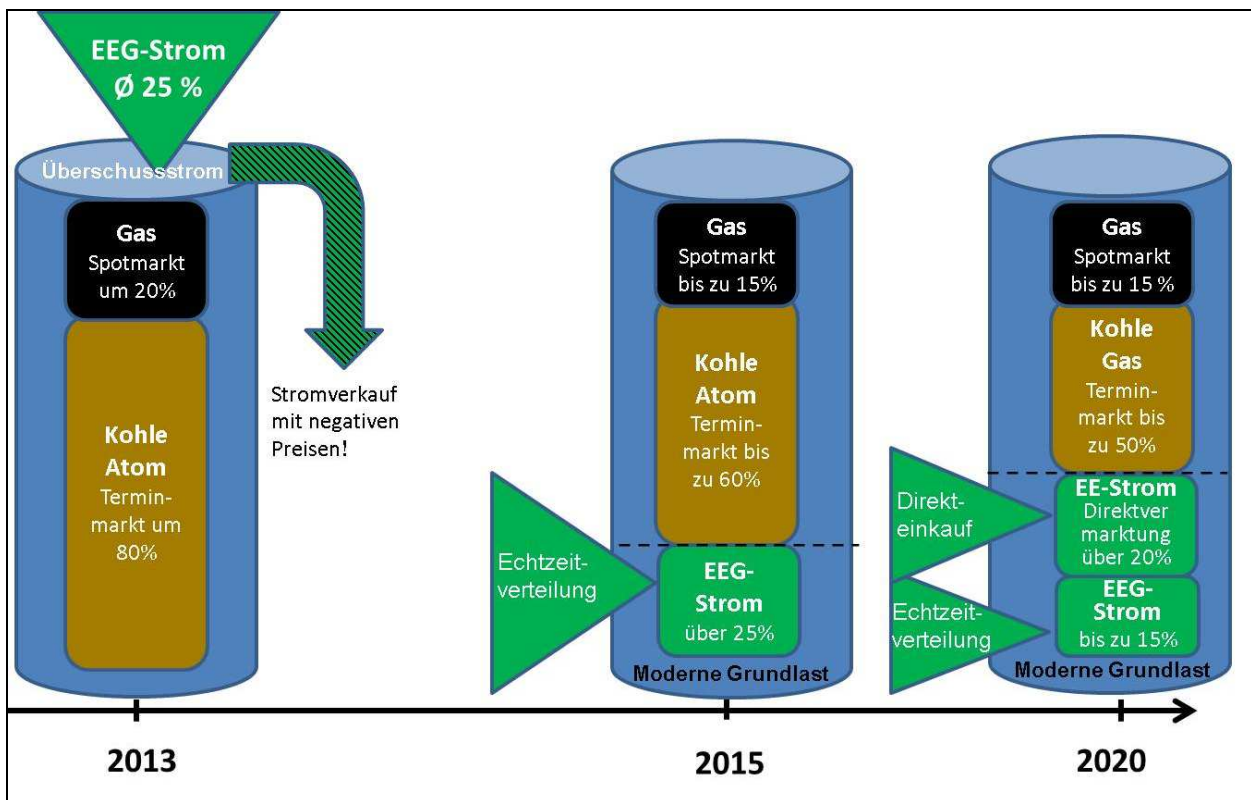
**Ausgangslage:** Die Umstellung des EE-Ausgleichsmechanismus in 2010 auf eine Wälzung sämtlicher EE-Strommengen an den Spotmarkt der Strombörse hat sich als Fehler erwiesen. Für hohe Anteile grünen Stroms im System ist diese Wälzung nicht geeignet – sie treibt die volkswirtschaftlichen Kosten der Integration der EE-Strommengen unnötig in die Höhe. Die über dieses System gebildete EEG-Umlage ist eine fiktive Größe, die keinesfalls allein die Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien widerspiegelt. Die Berechnung der EEG-Umlage orientiert sich an angeblichen Marktpreisen am Spotmarkt der Strombörse und gleichzeitig führt die Art der kaufmännischen Einbindung der Einspeisung aus EE zu einer Reduzierung der Strompreise an der Börse, was wiederum die EEG-Umlage erhöht. Die EEG-Umlage bildet hingegen nicht die erheblichen Kostensenkungen des Spotmarktpreises ab, welche die Erneuerbaren Energien herbeigeführt haben. Mit dem bisherigen System der Vermarktung am Spotmarkt der Börse werden sogar große Stromverbraucher und -erzeuger unterstützt, die von den sinkenden Börsenpreisen profitieren. Zudem ergibt sich die Höhe der EEG-Umlage auch aus den Befreiungen für energieintensive Betriebe (obwohl diese zusätzlich von den niedrigen Preisen an der Börse gerade profitieren).

Zu den Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien macht die EEG-Umlage als Differenz zwischen den gesamten Vergütungen für nach dem EEG geförderten Strom und den Erlösen für diesen Strom an der Strombörse EEX keine belastbaren Angaben. Es wird nicht berücksichtigt, dass die Strompreise an der Börse inzwischen so niedrig sind, dass Neubauten fossiler Kraftwerke und teilweise sogar bestehende Gaskraftwerke allein mit den Börsenpreisen schwerlich wirtschaftlich betrieben werden können. Diskutiert werden daher sogar für konventionelle Kraftwerke

zusätzliche Einnahmequellen (z.B. aus einem Kapazitätsmarkt). Es muss unbedingt vermieden werden, dass die Preise für Strom aus klimafreundlichen EE-Neuanlagen mit den Preisen für Strom aus abgeschriebenen, subventionierten und klimaschädlichen konventionellen (Kohle-)Kraftwerken verglichen und daran gemessen werden.

Eine ehrliche Kostendiskussion muss daher einen anderen Gradmesser als die EEG-Umlage verwenden – die EEG-Umlage stellt aus den genannten Gründen gerade nicht die Differenzkosten zwischen einer ökologischen oder einer konventionellen Erneuerung des Energieversorgungssystems dar. In der Kostendebatte müssen vielmehr auch sämtliche Vorteile der Erneuerbaren Energien (bis hin zur klimafreundlichen Entsorgung von Abfällen, Gülle und Klärschlamm) und Nachteile der fossilen Energieträger einbezogen werden.

Die Wälzung sämtlicher EE-Strommengen über den Spotmarkt der Strombörse ist auch deshalb für zunehmende Anteile von Strom aus Erneuerbaren Energien und das Gelingen der Energiewende ungeeignet, weil ohnehin nur um die 20 Prozent der Strommengen insgesamt am Spotmarkt der Strombörse gehandelt werden. Um die 80 Prozent des Handels findet hingegen über die Terminmärkte statt. Der EE-Strom muss zur Integration in das Energieversorgungssystem die moderne Grundlast werden, die mit „Terminmarktcharakter“ direkt in die Bilanzkreise der Energievertriebe geleitet und an die Stromkunden weiterverkauft wird.



**Abbildung 1: Neuer Strommarkt: Statt Spotmarktverkauf des EE-Stroms Direktverteilung in Echtzeit und Direktvermarktung an EVU**

**Zielsetzung:** Der EEG-Ausgleichsmechanismus ist so zu gestalten, dass die Integration der EE-Strommengen so effizient und kostengünstig wie möglich gestaltet wird. Dies leistet eine Direktverteilung der EE-Strommengen in Echtzeit nach dem folgenden Ablauf:

1. Die EE-Strommengen werden wie bisher von den Netzbetreibern aufgenommen und an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben (jeweils gegen Zahlung der Mindesteinspeisevergütungen). Der **Fortbestand eines Systems mit Mindesteinspeisevergütungen** ist für die weitere Finanzierbarkeit der Energiewende von zentraler Bedeutung. Die Einspeisevergütungen des EEG ermöglichen überhaupt erst die Realisierung von EE-Projekten, weil sie mit der Mindestvergütung das Risiko auf ein verträgliches Maß begrenzen. Die Risikoaufschläge der Banken sind daher bislang noch gering. Eine Abschaffung der Mindesteinspeisevergütungen zum jetzigen Zeitpunkt würde zumindest zu erheblich höheren Kosten für die Projekte und damit für die Energiewende und unsere Volkswirtschaft insgesamt führen. Darüber hinaus stände zu erwarten, dass die Investitionssicherheit nicht mehr gegeben ist und EE-Projekte nicht mehr realisiert werden. Kostensenkungen sind bei der Förderung der Erneuerbaren nicht durch eine Abschaffung der Einspeisevergütungen, sondern insbesondere durch die nachfolgend beschriebene intelligente Weiterentwicklung des Ausgleichsmechanismus und degressive Weiterentwicklungen der Vergütungsregelungen des EEG zu erreichen.

2. Anstelle der Einstellung der Strommengen an den Spotmarkt der Börse wird der EE-Strom zukünftig von den ÜNB **anteilmäßig in Echtzeit** auf sämtliche Energieversorgungsunternehmen in Deutschland weitergeleitet (Direktverteilung in Echtzeit). Hierzu wird von den ÜNB die Gesamtmenge an Strom aus Erneuerbaren Energien erfasst, die in einer Viertelstunde eingespeist wurde. Zudem berechnen die ÜNB den Anteil jedes EVU an der Belieferung von Letztverbrauchern in Deutschland (entweder ebenfalls in Echtzeit oder anhand von Zahlen, die laufend aktualisiert werden). Damit ist sichergestellt, dass jedes EVU einen Anteil an dem Gesamtaufkommen des in den Ausgleichsmechanismus eingestellten EE-Stroms abnehmen muss, wie es seinem Anteil an der Stromlieferung an Letztverbraucher in Deutschland entspricht.

3. Die EVU müssen die in Echtzeit gelieferten EE-Strommengen in ihren **Bilanzkreis und in ihr Portfolio integrieren**. Anhand historischer Einspeisedaten sowie von Prognosen über Windstärke und Sonneneinstrahlung können die EVU die zu erwartenden EE-Strommengen in einem gewissen Rahmen abschätzen.

4. Da sich die direkt verteilten EE-Strommengen aber nicht exakt vorherbestimmen lassen, ergibt sich für die EVU die **Notwendigkeit zum Ausgleich**. Sie müssen sich flexible Stromerzeugungskapazitäten und Speicher sichern, um ihren Bilanzkreis möglichst ausgeglichen halten zu können. Auf diese Weise wird mit einer einfachen Änderung im Rahmen des EEG bereits ein erheblicher Anreiz für die EVU gesetzt, Kapazitäten bereitzuhalten. Die Einführung eines gesonderten (und

nicht nur europarechtlich problematischen) Kapazitätsmarktes kann auf diese Weise womöglich sogar ganz vermieden werden.

5. Die EVU können die Kosten, welche ihnen aus der Einbindung der EE-Strommengen aus der Direktverteilung entstehen, **gegenüber den Letztverbrauchern ausweisen**. Auf diese Weise werden – anders als bei der systemfremden EEG-Umlage – die *tatsächlichen* Kosten der Förderung der Erneuerbaren Energien sichtbar. Hier wird sich zeigen, dass die echten Kosten der Erneuerbaren zukünftig noch immer weiter zurückgehen werden. Ob die EVU die Kosten zutreffend ausweisen, haben die Regulierungsbehörden zu überprüfen. Außerdem können die Verbraucher über den Vergleich der EE-Kostenanteile bei verschiedenen Versorgern direkt miteinander vergleichen, wer die Erneuerbaren Energien intelligent einbindet – und wer nicht.

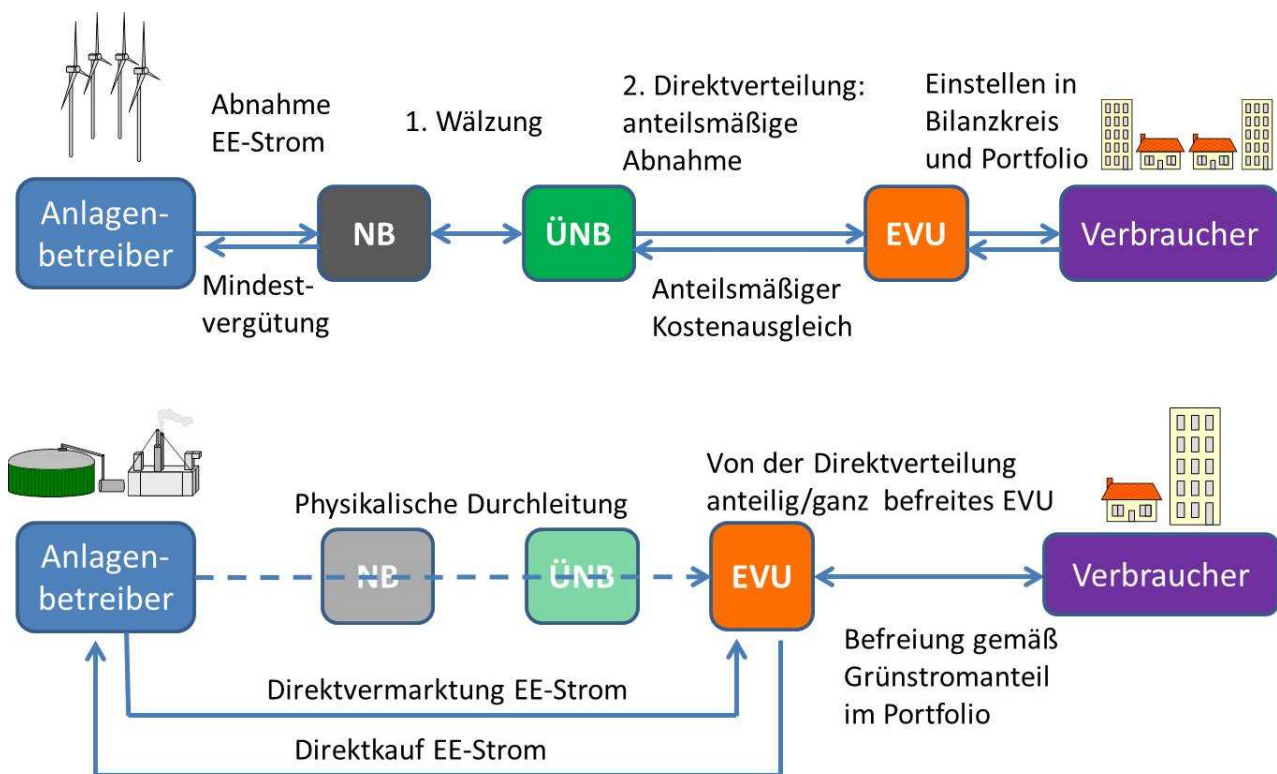
6. Durch die Umstellung des Ausgleichsmechanismus auf eine Direktverteilung der Strommengen in Echtzeit werden die derzeitigen Missstände infolge der Vermarktung der EE-Strommengen allein über den Spotmarkt der Strombörse ausgeräumt. Insbesondere werden Windfall Profits von EVU dadurch, dass sie den Anstieg in der EEG-Umlage gegenüber den Letztverbrauchern weitergeben, aber zugleich von günstigeren Strombezugskosten an der Strombörse infolge der preissenkenden Effekte der Erneuerbaren profitieren, vermieden. Die Direktverteilung der EE-Strommengen führt damit zu Preissenkungen für den Verbraucher.

7. Innerhalb des neuen Ausgleichsmechanismus sind die **Privilegierungstatbestände** für Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf die Unternehmen zurückzuführen, die wirklich im internationalen Wettbewerb stehen. Der Status der **konventionellen Eigenstromerzeugung** muss ebenfalls im Zusammenhang mit der Direktverteilung in Echtzeit geprüft werden. Zu klären und zu regeln ist dabei, wie die Eigenstromerzeugung einzubeziehen ist.

Das vorgeschlagene Modell hat damit einen ähnlichen Ansatz wie der EEG-Ausgleichsmechanismus vor 2010. Durch das Element der Direktverteilung in Echtzeit wird dieser aber so weiterentwickelt, dass zum einen Strommengen systemgerecht über die EVU in Echtzeit verteilt werden und sich daraus zum anderen automatisch eine Notwendigkeit zu einem (marktgetriebenen) Ausgleich ergibt.

**Umsetzung:** Änderung der Regelungen zur EEG-Umlage in § 37 Abs. 1 und 2 EEG und in der AusglMechV. Kernaussage: Übertragungsnetzbetreiber liefern den nach den §§ 16 und 35 Abs. 1 EEG abgenommenen Strom in Echtzeit zu einem solchen Anteil an Elektrizitätsversorgungsunternehmen weiter, die dessen Anteil an der Stromversorgung von Letztverbrauchern im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland entspricht.

Beschränkung der besonderen Ausgleichsregelung in §§ 40 ff. EEG auf Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die tatsächlich im internationalen Wettbewerb stehen.



**Abbildung 2: Marktmodell Energiewende des WVV**

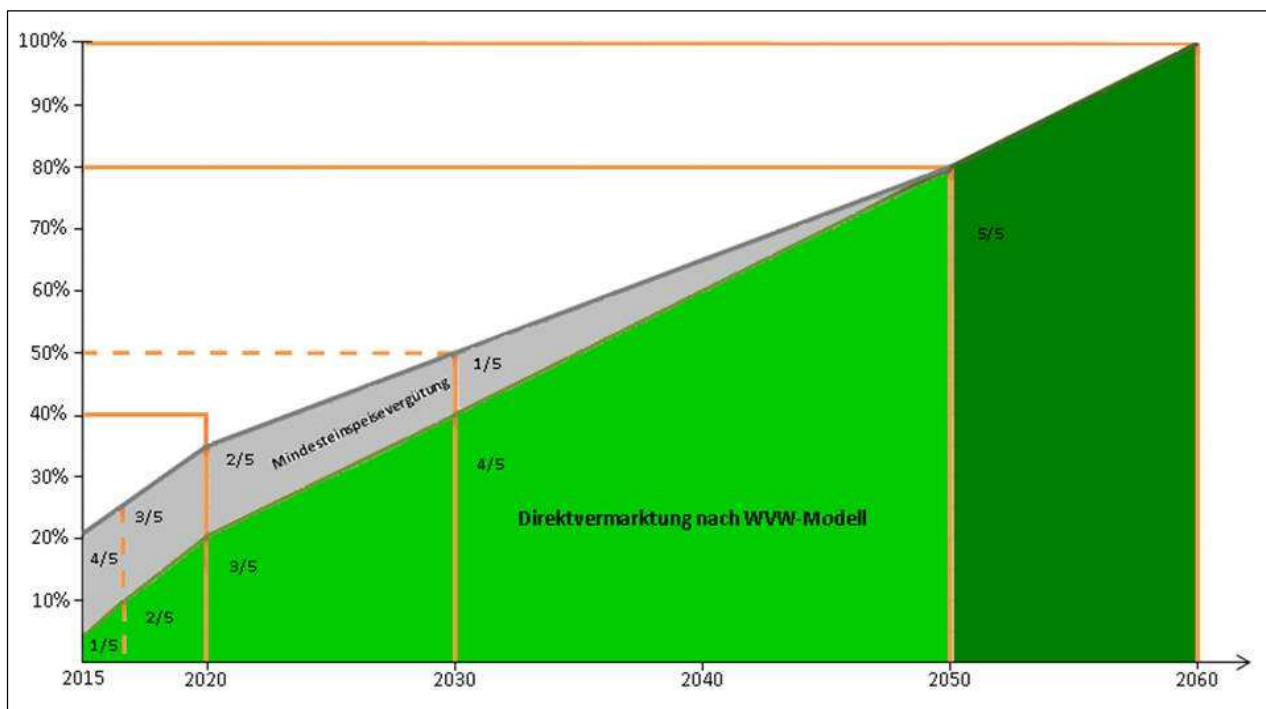
## 2. Direktvermarktung als echtes Marktinstrument weiterentwickeln

**Ausgangslage:** Mit dem EEG 2012 wurden erste Schritte in Richtung der Marktintegration der Erneuerbaren Energien gegangen. Der Ansatz ist richtig, aber die Ausgestaltung muss verbessert werden. Eine Schwierigkeit bei der bisherigen Direktvermarktung ist insbesondere, dass sie auf einem allein durch den Arbeitspreis dominierten Strommarkt aufbaut und versucht, dass die Erneuerbaren Energien durch die Gewährung von Marktprämien auf diesem Markt überhaupt eine Chance haben. Hier muss aber von der anderen Seite gedacht werden: Der Rahmen des Strommarktes muss für die möglichen Käufer (EVU) so gestaltet werden, dass die Erneuerbaren hier eine Chance haben. Die Marktprämie hat bisher teilweise zu Zusatzgewinnen geführt, ohne dass die Marktintegration allein mit der Prämie bereits erreicht wäre.

**Zielsetzung:** Auf den schon geschaffenen Regelungen aufbauend muss die Direktvermarktung im EEG zu einem echten Marktinstrument umgebaut werden. Nach dem Vorschlag des WVV kann die Marktprämie dann schrittweise reduziert oder sogar abgeschafft werden.

Die Grundlage für die Weiterentwicklung der Direktvermarktung bildet die oben unter 1. beschriebene Direktverteilung in Echtzeit. Diese ist für das hier vorgeschlagene Konzept der Direktvermarktung *unverzichtbar*. Denn es ist gerade die Alternative zwischen der Einspeisevergütung mit Direktverteilung in Echtzeit auf der einen Seite und der Direktvermarktung auf der anderen Seite,

welche für sämtliche Marktbeteiligten die Handlungsoptionen schafft, unter denen sich ein Wettbewerb um den EE-Strom entwickelt.



**Abbildung 3: Prinzipielle Entwicklung Einspeisevergütung zu EE-Direktvermarktung im WVV-Marktmodell**

1. Die Weitergabe der EE-Strommengen im Wege der **Direktverteilung in Echtzeit** ist für alle EVU zunächst **gleichermaßen verpflichtend**. Denn sie müssen in ihr Portfolio eine Strommenge aus Erneuerbaren Energien integrieren, deren Umfang sie erst zu einem späten Zeitpunkt exakt erfahren. Die erste Handlungsoption der EVU ist gleichwohl, diese Strommengen abzunehmen und auf der anderen Seite Kapazitäten zu sichern, mit denen sie für einen Ausgleich sorgen können. Mit dieser Regelung wird damit bereits eine Dynamik der dezentralen Energieerzeugung aus EE und der Schaffung von Flexibilitäten durch Mittelstand, Bürger und örtliche Investoren erzielt.

2. Die **Direktvermarktung von EE-Strom ist als zweite Handlungsoption** für die EVU auszugestalten. Wenn die EVU einen Anteil an Grünstrom in ihr Portfolio aufnehmen, dann werden sie von der Abnahme der EE-Strommengen im Wege der Direktverteilung in Echtzeit vollständig oder anteilig befreit. Hieraus ergibt sich für die EVU ein erheblicher Anreiz dahin, möglichst günstige EE-Stromerzeugungsanlagen im Wege der Direktvermarktung an sich zu binden. Indes ist der Preis hier schon deshalb nicht allein entscheidend, weil die EE-Strommengen zur angemessenen Berücksichtigung der unterschiedlichen Erneuerbaren Energien gewichtet werden (siehe sogleich 4.). Außerdem besteht gerade auch ein Anreiz, für einen Anteil Grünstrom im Portfolio zu sorgen, der bedarfsgerecht angeboten werden kann. Darüber hinaus erhalten insbesondere die kommu-



nenalen EVU die Chance, in eigener Regie EE-Stromerzeugungsanlagen zu bauen und zu betreiben, um zu versuchen, den EE-Strom günstiger zu produzieren, also unterhalb der bei der Direktverteilung zu zahlenden EEG-Vergütung.

3. Um den Grünstrom entsteht auf diese Weise **Wettbewerb**. Anders als das Grünstromprivileg in seiner heutigen Form wird die Direktvermarktung auf diese Weise eine echte Alternative für die Anlagenbetreiber sowie für die EVU. Anlagenbetreiber werden durch den Markt dazu angehalten, Verkaufsverbände zu gründen und Strommengen bedarfsgerecht anzubieten. Die Direktvermarktung wird durch die Alternative der Direktverteilung in Echtzeit zumindest mittelfristig sogar ohne Marktprämie interessant, so dass diese schrittweise zurückgefahren und abgeschafft werden kann.

Jedes EVU kann in diesem System schon lange im Voraus seinen EE-Strommix von Anlagenbetreibern oder Händlern zu einem individuellen Preis kaufen. Wenn das EVU z.B. zunächst Onshore-Windstrom ordern möchte, aber die im kommenden Jahr prognostizierten Mengen bereits verkauft sind, muss es eben Photovoltaik-Strom zu höheren Preisen kaufen oder auf dem freien Markt z.B. Wasserkraftwerken höhere Preise bieten als die Mindesteinspeisevergütung.

Es entsteht auf diese Weise wirklich ein **Markt, der die kostengünstigsten Erneuerbaren Energieträger belohnt**. Gleichzeitig wird durch das fortbestehende EEG mit Mindesteinspeisevergütungen sichergestellt, dass alle Erneuerbaren Energien eine weitere Entwicklungschance haben und der gewünschte gemischte dezentrale Kraftwerkspark entstehen kann. Damit ist ein System möglich, in dem Markt und Mindesteinspeisevergütung keine Gegensätze mehr sind, sondern tatsächlich das EEG seine enorme Bedeutung behält *und* der freie Markt von EE-Strom an Fahrt aufnimmt.

4. Alle EVU/Stromvertriebe erhalten die **Möglichkeit der vollständigen oder anteiligen Befreiung** von der verpflichtenden Direktverteilung in Echtzeit. Die Unternehmen können der Direktverteilung in Echtzeit also entgehen, wenn sie einen relevanten Anteil von EE-Erzeugungsanlagen vertraglich an sich binden oder selbst betreiben. Das vorgeschlagene Marktmodell Energiewende entwickelt das EEG daher so weiter, dass auf Seiten der EVU/Stromvertriebe eine starke Nachfrage nach EE-Strom entsteht, damit sie mit dem Anteil direkt eingekauften Stroms der für sie schwerer kalkulierbaren Direktverteilung in Echtzeit entgehen können. Damit sich möglichst viele EVU/Stromvertriebe für den Einkauf oder die Erzeugung ihrer EE-Strommengen im Wege der Direktvermarktung entscheiden, muss die Direktvermarktung unbürokratisch ausgestaltet werden – die Hürden für die Teilnahme an der Direktvermarktung müssen gering sein. Hierzu gehört insbesondere, dass bereits bei einer anteiligen Direktvermarktung auch eine anteilige Befreiung von der Direktverteilung in Echtzeit möglich ist. Wenn EVU beispielsweise eigene Wind- oder Solar-

parks betreiben, können sie diesen Strom entsprechend anrechnen lassen und damit anteilig von der Abnahme von EE-Strom in Echtzeit befreit werden.

Um die (anteilige oder vollständige) Befreiung von der Direktverteilung zu erreichen, müssen die EE-Strommengen dabei so **gewichtet** werden, dass die unterschiedlichen Vergütungsniveaus der Erneuerbaren Energieträger berücksichtigt werden. Durch die Gewichtung der Strommengen muss erreicht werden, dass es grundsätzlich bei allen Erneuerbaren Energieträgern attraktiv sein kann, diese in die Direktvermarktung zu übernehmen. Die genauen Parameter müssen nach weiteren energiewirtschaftlichen Prüfungen festgelegt werden. Dabei gelten die grundsätzlichen Anforderungen, dass die Bedingungen für die Befreiung von der Direktverteilung in Echtzeit einerseits Wettbewerb um die EE-Strommengen erzeugen und andererseits aber ein (ungerechtfertigtes) „Rosinenpicken“ vermeiden müssen. Gerade in der Anfangszeit ist durch eine unbürokratische Ausgestaltung dafür zu sorgen, dass die Direktvermarktung sogleich in Schwung gebracht wird. Auf einem später erreichten Stand der Marktentwicklung sind dann die Bedingungen entsprechend zu überprüfen und anzupassen.

5. Die EEG-Anlagenbetreiber erhalten einen **echten Marktpreis**, wenn sie sich mit einem EVU auf die Lieferung des EE-Stroms einigen. Als Alternative hierzu muss es den Anlagenbetreibern aber möglich sein, das System der festen Mindesteinspeisevergütung (und Direktverteilung in Echtzeit) in Anspruch zu nehmen.

6. Im Rahmen dieses Systems können die EVU den **Grünstrom gegenüber den Letztverbrauchern ausweisen**. Auf diese Weise kann ein zusätzlicher Kostenvorteil dadurch generiert werden, dass Letztverbraucher für einen hohen Grünstromanteil in ihrem Stromprodukt zur Zahlung höherer Strompreise bereit sind. Die Möglichkeit der Ausweisung als Grünstrom sollte auch dann bestehen, falls in einer Anfangszeit noch eine gewisse Marktprämie gewährt wird, damit die Direktvermarktungsvariante ausreichend attraktiv wird. Das **Doppelvermarktungsverbot** des EEG sollte daher **abgeschafft** werden. Auf diese Weise lassen sich zusätzliche Kostensenkungspotenziale durch die Vermarktung als Grünstrom erschließen.

7. Während der Erhalt einer Mindesteinspeisevergütung aus diesen Gründen weiter möglich sein muss, ist die Direktvermarktung gleichwohl zunehmend attraktiver (und die feste Einspeisevergütung unattraktiver) zu gestalten. Hierfür bietet das vorgeschlagene System mit seinen zwei Komponenten den richtigen Weg. **Langfristig** sind die Erneuerbaren Energien ausschließlich an den Markt zu bringen – hierfür ist aber ein neues Strommarktdesign notwendig, welches sich erst mit erheblichen Übergangszeiten schaffen lässt.

**Umsetzung:** Überarbeitung der Regelungen zur Direktvermarktung in §§ 33a ff. EEG. Einführung einer Direktvermarktung als Alternative zur Direktverteilung in Echtzeit.

### **3. Vorrang für Erneuerbare Energien beibehalten und weiterdenken**

**Ausgangslage:** Der Vorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien ist eine der tragenden Säulen für deren erfolgreichen Ausbau. Er muss beibehalten und weiterentwickelt werden: Strom aus Wind- und Solarenergie liefert die moderne Grundlast (fluktuierend) für die Stromversorgung. Da Wind- und Solarenergieanlagen nahezu grenzkostenfrei Strom erzeugen können, müssen sie aus volkswirtschaftlichen Gründen so lange wie möglich am Netz bleiben. Auch europarechtlich ist dieser Zusammenhang erkannt und wurden Regelungen mit dem Ziel eines vorrangigen oder garantierten Netzzugangs für Strom aus Erneuerbaren Energien festgelegt (Artikel 16 Abs. 2 Richtlinie 2009/28/EG).

**Zielsetzung:** Der Vorrang für Erneuerbare Energien muss als zentraler Baustein des EEG erhalten bleiben. Das Lastmanagement der Stromerzeugung ist grundsätzlich auf die Erzeugung aus EE auszurichten. Dazu ist das Lastmanagement der Kraftwerke um ein erheblich verbessertes Lastmanagement der Verbraucher zu ergänzen. Das Lastmanagementgebot von Verbrauchern, der Eigenverbrauch vor Ort und die möglichst großen Sparanreize müssen sich grundsätzlich in den Stromtarifen und Abrechnungsarten widerspiegeln (z. B. keine Mengenrabatte sondern Minderrabatte, im privaten Verbrauch statt Grund- und Arbeitspreis nur Arbeitspreis).

Bei Beachtung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit müssen die EE absoluten Vorrang haben. Als Grundsatz muss zuallererst gelten: Dezentral erzeugen und dezentral verbrauchen – hierdurch lässt sich der Netzausbau auf das erforderliche Mindestmaß begrenzen. Daraus ergibt sich bei Vorrang der EE eine neue Definition von Grundlast, Mittellast und Spitzenlast, die in der Wertigkeit wie folgt lauten könnte:

#### **Moderne Grundlast:**

1. Dezentrale und zentrale Windenergie, Photovoltaik und Laufwasserkraft sowie andere nicht steuerbare Stromerzeugung aus EE
2. Fossile Kraftwerke mit KWK
3. Fossile Kraftwerke ohne KWK

#### **Komplementäre Mittellast:**

1. Biomasse, Biogas, Geothermie
2. Dezentrale KWK-Kraftwerke
3. Fossile Kraftwerke mit KWK oder ohne

#### **Residuale Spitzenlast:**

1. Pumpspeicher, Stauseewasserkraft, Biogasspeicher, Batteriespeicher

2. Dezentrale Gaskraftwerke und Zusatzaggregate (Gas oder Diesel)
3. Zentrale Gaskraftwerke

**Umsetzung:** Diese Energieträger mit ihren unterschiedlichen technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften sowie Umweltauswirkungen müssen in den Energiemärkten und rechtlichen Regelungen so berücksichtigt werden, dass sich ein Mix für eine zuverlässige Stromversorgung aus ihnen ergeben kann und langfristig die Erneuerbaren die fossilen Energiequellen ablösen werden. Auf diese Weise werden die Rollen definiert, welche den einzelnen Energieträgern im zukünftigen Energieversorgungssystem zukommen. Der Vorrang der Erneuerbaren Energien und die in §§ 13, 14 EnWG und § 11 EEG festgelegte Abschaltreihenfolge bleiben hiervon unberührt.

Der Vorrang Erneuerbarer Energien wird im Energiewirtschaftsgesetz / Energiewendegesetz verankert.

### III. Abschließende Bewertung Marktmodell Energiewende

Das Marktmodell Energiewende macht vor allem die Energieversorger und die Betreiber von EE-Anlagen zu Hauptakteuren der Energiewende. Gerade auch regional aufgestellte Unternehmen und die dezentrale Energieversorgung werden gestärkt. Durch die Direktverteilung auf der einen Seite und die Direktvermarktung von EE-Strom auf der anderen Seite, die auch von Bürgerenergiegesellschaften (Windparks, Photovoltaikanlagen) und anderen EE-Anlagenbetreibern Onshore und Offshore genutzt werden kann, wird unter Beibehaltung der noch erforderlichen Zentralität die vor allem notwendige Dezentralität der Energiewende mit der so wichtigen Akzeptanz der Bevölkerung gelingen. Das Marktmodell Energiewende ist gleichermaßen vorteilhaft für die Stromkunden, indem der ineffiziente bisherige EEG-Wälzungsmechanismus hin zu einer intelligenteren und kosteneffizienteren Integration der EE-Strommengen umgestellt wird.

Für die **Stromkunden** handelt es sich bei dem Marktmodell Energiewende um die kostengünstigste Variante der Energiewende, weil

- die Stromkunden durch den Wettbewerb der Stromvertriebe untereinander günstigere Stromangebote bekommen werden (bei steigendem nachweisbarem Grünstromanteil),
- durch den Wettbewerb der EE-Stromproduzenten untereinander (private Investoren, EVU etc.) ein Anreiz besteht, die EE-Strompreise bei den Investitions- und Betriebskosten zu optimieren,
- durch das Marktmodell Energiewende der Anteil des EE-Stroms, der ohne Brennstoffkosten auskommt, zügig steigen und den Strompreis mittelfristig fallen lassen wird,
- die Kunden durch das Marktmodell Energiewende die Möglichkeit erhalten, dezentral erzeugten EE-Strom vom örtlichen EVU zu kaufen.

Für die **Betreiber von (dezentralen) EE-Stromerzeugungsanlagen** bietet das Marktmodell Energiewende eine verlässliche Geschäftsgrundlage, weil

- ein EE-Strommarkt entsteht, auf dem außerhalb des EEG EE-Strom direktvermarktet werden kann,
- durch die neu gestaltete Direktvermarktung neue Optionen entstehen, die Stromqualität durch differenzierten Betrieb, Regeltechnik und Speicher zu erhöhen, auch um bessere Preise zu erzielen,
- durch die Beibehaltung von zeitlich definierten Mindesteinspeisevergütungen als Untergrenze für EE-Anlagen verlässliche Finanzierungsbedingungen mit vertretbaren Kosten und geringen Risikoaufschlägen (mit positiven Effekten für die Volkswirtschaft) gesichert sind,
- es durch die Mindesteinspeisevergütungen insbesondere für die dezentralen Investoren wie z.B. Bürgerenergiegesellschaften erst möglich wird, die Energiewende mit zu gestalten.

Für **EVU/Stromvertriebe** bietet das Marktmodell Energiewende ein positives Umfeld zur Umsetzung der Energiewende, weil

- die EVU/Stromvertriebe den EEG-Strom durch die Direktverteilung in Echtzeit in ihre Bilanzkreise integrieren müssen und so bei ihnen wirtschaftliche Anreize und Optionen entstehen, den EE-Strom kostenoptimal an ihre Stromkunden weiter zu vermarkten (statt sich auf die von ihnen unbeeinflussbare EEG-Umlage einstellen zu müssen),
- die EVU/Stromvertriebe mit der modernen Grundlast EE-Strom im Bilanzkreis die ergänzenden Strommengen und Spitzenlastversorgung zielgerichtet einkaufen, produzieren oder durch Speicher sichern können,
- sich die EVU/Stromvertriebe durch Direkteinkauf bei EE-Stromproduzenten oder Eigenerzeugung von EE-Strom von der Direktverteilung befreien lassen und (Kosten-)Optimierungspotentiale ausloten können,
- die EVU/Stromvertriebe durch Eigenbetrieb von EE-Kraftwerken die Chance wahrnehmen können, bei Befreiung von der Direktverteilung unterhalb des Niveaus der EEG-Mindesteinspeisevergütungen EE-Strom zu erzeugen und dann zu vermarkten.

Das Marktmodell Energiewende wird in der Bevölkerung und in allen Bereichen der Gesellschaft, die aktiv für die Energiewende eintreten, auf Grund der großen Vorteile die höchstmögliche Akzeptanz schaffen, die erforderlich ist, um die Energiewende tatsächlich erfolgreich umzusetzen.

## Anlage 1

### Die heutige Wälzung der EE-Strommengen ist zur Marktintegration ungeeignet

Strommarkt: Terminmarkt etwa 80 Prozent, Spotmarkt (Strombörse) etwa 20 Prozent

„Einspeisevergütung minus Börsenpreis = EEG-Umlage“

Die EEG-Umlage ist keine Aussage über Mehrkosten des EE-Ausbaus oder der Energiewende

1. Je mehr EE-Strom in den Spotmarkt eingestellt wird, desto stärker sinkt der Börsenpreis.
2. Sinkende Börsenpreise führen zu einer erhöhten EEG-Umlage (selbst dann, wenn die EEG-Einspeisevergütung sinkt).
3. Stromintensive Unternehmen profitieren von den sinkenden Börsenpreisen, während an die übrigen Verbraucher die Preissenkungen nicht weitergegeben werden.
4. Befreiungen von großen Stromverbrauchern von der EEG-Umlage erhöhen die EEG-Umlage für alle anderen Stromverbraucher.
5. Verbund-EVU kaufen Spotmarktstrom mit negativem Preis, reduzieren die eigenen Kraftwerke und leiten den Strom stattdessen in den Terminmarkt mit Terminmarktpreisen.

6. Die Börsenstrompreise im jetzigen System sind so niedrig, dass damit teilweise moderne Gaskraftwerke und konventionelle Neubauten ohnehin nicht wirtschaftlich betrieben werden können.

7. Strompreise aus subventionierten und abgeschriebenen konventionellen Kraftwerken werden verglichen mit EE-Strom aus Neuanlagen.

8. Stromerzeugerpreise aus klimaschädlichen Kraftwerken werden verglichen mit klimafreundlichem EEG-Strom.

9. Bei EEG-Strom bleibt die klimafreundliche Entsorgung von Abfällen, Gülle, Klärschlamm und fossilem Grubengas unberücksichtigt.

10. Fazit: Die EEG-Umlage stellt nicht die Differenzkosten einer ökologischen Energiewende und der alternativ erforderlichen konventionellen Ertüchtigung der Stromversorgung dar.

## Anlage 2

## Vergleich EEG und Ausschreibungsmodelle

Preis steuert Menge	Menge steuert Preis
<b>EEG-Modell:</b> <b>Politische Mindestziele</b>	<b>VKU/BDEW-Gegenmodell:</b> <b>Ausschreibungsmodell</b>
1. Angebot des Gesetzgebers (dezentral)	1. Europaweite Ausschreibung (zentral)
2. 100 Prozent fester Mindestarbeitspreis (ct/kWh) zeitlich degressiv	2. z. B. 50 Prozent fester Leistungspreis (Euro/kW) z. B. 50 Prozent variabler Arbeitspreis (ct/kWh)
3. Moderates Eigenkapital möglich	3. Hohes Eigenkapital nötig
4. Projektfinanzierung möglich	4. Projektfinanzierung sehr schwer möglich
5. Keine Strafzahlungen bei Nichtbau (keine Bürgschaft)	5. Strafzahlung bei Nichtbau (Bürgschaftsanforderung)
6. Reg. Planungshoheit /Bürgerbeteiligung positiv	6. Reg. Planungshoheit /Bürgerbeteiligung hinderlich



7. Bei Baugenehmigung, Bau sicher. Realisierung hoch	7. Bei Baugenehmigung, Bau nicht sicher. Realisierung fraglich
8. Planungsrisiko moderat	8. Planungsrisiko hoch
9. Renditeerwartung 6 bis 8 Prozent	9. Renditeerwartung 12 bis 16 Prozent
10. Chancen für örtliche Investoren hoch	10. Chancen für örtliche Investoren gering
<b>Ergebnis:</b> unbürokratisch, preiswerter EE-Strom, örtliche Akzeptanz und Realisierung hoch	<b>Ergebnis:</b> bürokratisch, teurerer EE-Strom, örtliche Akzeptanz niedrig, Realisierung fraglich

## Anlage 3

## Vergleich heutige EEG-Wälzung und Direktverteilung / Direktvermarktung nach dem Marktmodell Energiewende des WWV

Finanzielle Wälzung über Spotmarkt (aktuelles System)	Direktverteilung und Direktvermarktung nach WWV-Modell
1. Spotmarkt wird überflutet von EE-Strom.	1. EE-Strom kommt <u>nicht</u> zentral in den Spotmarkt.
2. Preisverfall von Börsen- und EE-Strom (negative Preise möglich).	2. <u>Kein</u> Preisverfall von Börsen- und EE-Strom (angemessene Preise aufgrund von geringeren Überschüssen).
3. Handel Spitzen- und Reststrom gestört (Kurzfristorder).	3. Handel Spitzen- und Reststrom <u>ungestörter</u> .
4. Geschäftsgrundlage Gaskraftwerke wird zunehmend zerstört.	4. <u>Stärkt</u> die Geschäftsgrundlage Gaskraftwerke.
5. Grünstrom wird Graustrom; Herkunftsnachweise unmöglich.	5. Grünstrom bis zum EVU; Herkunft <u>nachweisbar</u> .
6. Ungünstige Vermarktung und somit hohe Förderkosten für EE-Strom.	6. Intelligente Vermarktung somit <u>niedrige</u> Förderkosten für EE-Strom.

7. Blockiert echte Direktvermarktung. Behindert EVU-EE-Stromhandel.	7. <u>Fördert</u> echte Direktvermarktung. <u>Begünstigt</u> EVU-EE-Stromhandel.
8. Für EVU kein Anreiz, EE-Strom und Speicherkapazität zu integrieren.	8. Für EVU <u>starker</u> Anreiz, EE-Strom und Speicherkapazität zu integrieren.
9. Verhindert EE-Strom als Grundlast mit Terminmarktcharakter.	9. <u>Integriert</u> EE-Strom als Grundlast mit Terminmarktcharakter.
10. Lässt Kohlestromanteil im Strommarkt eher expandieren.	10. <u>Reduziert</u> eher Kohlestrom im Strommarkt durch EE-Strom.
11. Ermöglicht den Handel mit entwertetem EE-Strom.	11. <u>Verhindert</u> den Handel mit entwertetem EE-Strom.
12. Erhöht die irreführende EEG-Umlage.	12. <u>Schafft</u> die irreführende EEG-Umlage <u>ab</u> .
13. Suggestiert die EEG-Umlage sei eine Kennziffer für Zusatzkosten für EE-Strom.	13. Gibt EVU die Möglichkeit, die <u>tatsächlich</u> aufgetretenen Förderkosten für EE-Strom auszuweisen.
14. EVU können EE-Stromanteil (nach EEG gefördert) nicht im Wettbewerb nutzen.	14. EVU können EE-Stromanteil <u>vorteilhaft im Wettbewerb nutzen</u> .