



# Stellungnahme zur Integration von Erneuerbaren Energien in den Markt

Aachen | Leipzig | Hamm

*Dr.-Ing. Michael Ritzau*

*Dr. Ralf Schemm*

*Lukas Schuffelen*

Büro für Energiewirtschaft  
und technische Planung GmbH  
Alfonsstraße 44  
52070 Aachen

Telefon +49 241 47062-0  
Telefax +49 241 47062-600

info@bet-aachen.de  
www.bet-aachen.de

*Aachen, im Juli 2013*

**„Direktvermarktung schafft die Basis für eine Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien sowie eine verursachungsgerechte Zuordnung der Mengenrisiken und erhöht den Wettbewerb und die Innovationstätigkeit“**

## ***Prolog***

### **Aufgabe des Spotmarktes / Intraday-Marktes:**

Die kurzfristigen Marktstufen (Spotmarkt und Intraday-Markt) dienen dazu, den einzelnen Marktteilnehmern eine bestmögliche Allokation ihrer realwirtschaftlichen und vertraglichen Positionen (Vertriebsmengen, Kraftwerke, Speicher, flexible Verträge, nachfrageseitiges Lastmanagement (DSM)) vorzunehmen. Die Preise an den kurzfristigen Marktstufen generieren Knappheitssignale, welche sich direkt auf die optimale Steuerung/Einsatz der Anlagen, Speicher und der dynamischen Nachfrage auswirken. Es bedarf mit Hilfe des Marktinstrumentes keiner externen Steuerungsinstrumente/gesamtplanerischer Ansätze, um eine Einsatzplanung vorzunehmen. In der zunehmend dezentralen Welt der Erzeugung (heute 1,4 Mio. Anlagen, perspektivisch 10 – 20 Mio. Anlagen) bieten derartige Preissignale einen effizienten Steuerungsmechanismus, der mit regulatorischen/zentralplanerischen Modellen nur schwer vorstellbar ist.

Mit Hilfe preisabhängiger (konditionierter) Gebote können die einzelnen Marktteilnehmer direkt ihre Präferenzen und den individuellen Wert der Ware Strom festlegen. Es lässt sich somit jederzeit das Flexibilitätspotential der Marktteilnehmer (Lastmanagement auf der Nachfragerseite (DSM), steuerbare Erzeugungs-/Speicheranlagen) über das Preisgebot anzeigen und optimal ausführen. Steuerbarkeit schließt ausdrücklich auch die Möglichkeit ein, fluktuierende Erneuerbare Energie mit Hilfe der Onlinesteuerung über das Preissignal bedarfsge-



recht zu drosseln, wenn dies systemdienlich im Sinne der Gesamtversorgungsaufgabe ist<sup>1</sup>.

### **Aufgabe des Terminmarktes:**

Die kurzfristigen Marktstufen sind ex ante durch Preisunsicherheit gekennzeichnet, so dass i.d.R. bei den Marktteilnehmern ein Bedürfnis besteht, den Preis vor Eintritt in die Lieferperiode zu einem gewissen Teil zu fixieren. Hierzu werden Transaktionen auf dem Terminmarkt vorgenommen, welche den Preis bereits vor dem Spotmarkt für die Stromlieferung fixieren. Aus Vertriebsicht spielt der Terminmarkt sogar die dominante Rolle, um die Risiken zwischen Preisfestlegung ggü. dem Endkunden und die tatsächlichen Beschaffungskonditionen zu steuern und bei Bedarf zu minimieren. Ein Großteil des Stroms wird bereits auf Termin kontrahiert, um eine feststehende Kalkulationsbasis für den Endkundenpreis zu besitzen. Die Beschaffung an den kurzfristigen Marktstufen wird aktuell im Wesentlichen nur zum Ausgleich von Prognosefehlern der Vertriebslast vorgenommen.

Gleiches gilt für die Vermarktung von Kraftwerken. Auch Kraftwerke werden im Rahmen ihrer Vermarktung die optimalen Positionen an den Kurzfristmärkten platzieren. Zur Wertsicherung, also zur Sicherung eines ex ante kalkulierten Wertes, werden dynamisch Terminmarktpositionen eingegangen.

Aufgabe des Terminmarktes ist es u.a. somit, Risiken für die Marktteilnehmer entsprechend der eigenen Risikopräferenz zu steuern/zu minimieren (Hedging). Daneben kann der Terminmarkt als risikoadjustierter Erwartungswert des Marktes für die zukünftigen Spotpreise angesehen werden und insofern ebenfalls Knappheitssignale für Investitionen aussenden.

### **Ohne Markt- und Systemintegration von EE wird zukünftig eine hohe Anzahl von Stunden mit negativen Preisen im Spotmarkt auftreten**

In Untersuchungen des Fraunhofer Institut und des BET Fundamentalmodells<sup>2</sup> geht hervor, dass in einer bedeutenden Anzahl von Stunden in den zukünftigen Jahren die Residuallast unterhalb der Kapazität des „Must-Run“-Bereiches fällt. Dieser wird seitens Fraunhofer mit ca. 15.000 MW für 2016 beziffert. „Must-Run“-Kapazitäten ergeben sich z.B. dadurch, dass ein kurzfristiges Abschalten der Anlagen zu hohen Startkosten führen würde, so dass diese bereit sind kurzfristig inflexibel über einen negativen Preis ihre Präferenz auf den Spotmarkt auszudrücken. In Zeiten, in denen die residuale Last unterhalb der „Must-Run“-Kapazität fällt, ist somit mit negativen Spotpreisen zu rechnen.

---

<sup>1</sup> Die Besonderheit der Stromversorgung liegt darin, dass sie derzeit großtechnisch nicht oder nur sehr begrenzt speicherbar ist. Daraus resultiert die Notwendigkeit, Nachfrage und Erzeugung stets in jeder Sekunde im Gleichgewicht zu halten. In seltenen Fällen einer großen Überproduktion von Strom aus EE-Anlagen kann es in diesem Sinne systemdienlich sein, EE-Strom begrenzt abzuregeln, anstatt sehr teure Speicheroptionen oder Vermarktung zu stark negativen Preisen durchzuführen.

<sup>2</sup> Fraunhofer: Nutzenwirkung der Marktprämie; [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/ex/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2013\\_Working\\_Paper\\_Nutzenwirkung\\_1.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/ex/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2013_Working_Paper_Nutzenwirkung_1.pdf)



Bereits 2020 ist bei nur geringerer weitergehender Flexibilisierung des Systems mit einer deutlichen Anzahl von Stunden mit negativen Preisen zu rechnen, falls insbesondere die FEE nicht bedarfsgerecht einspeisen. Dieses würde sich auch in einer deutlichen Steigerung der EEG-Umlage bemerkbar machen, da der durchschnittliche Spotpreis sinken und damit die Differenzkosten zunehmen würden.

*Tabelle 1: Anzahl der Stunden im Jahr mit einer geringeren residualen Last als X; Quelle: eigene Berechnungen<sup>3</sup>*

residuale Last [MW]	0	5.000	10.000	15.000
	Anzahl der Stunden mit geringerer Residualer Last			
2016	-	-	57	123
2020	25	117	249	507
2026	296	578	1.131	1.994
2030	626	1.144	2.089	3.286
2035	886	1.472	2.576	3.659

Ab dem Jahr 2026 sind hiervon bereits ca. 25 % aller Stunden im Jahr betroffen, wenn ein „Must-Run“-Potential von 15 GW zugrunde gelegt wird. Diese müssen sich mit Hilfe stark negativer Gebote den Verbleib am Markt sichern (vom ÜNB vermarktete EE Kapazitäten werden momentan bedingt zu -150 €/MWh in den Markt gestellt). Ab dem Jahr 2035 kommt es in 10 % aller Stunden zu einer generellen Überspeisung des Systems, wenn FEE nicht bedarfsgerecht gesteuert werden, wodurch neben dem damit verbundenen Preissignalen auch die generelle Systemstabilität gefährdet werden würde.

### **Wirkungsweise negativer Spotpreise**

#### **Negative Spotpreise sind ein notwendiges Preissignal für die Sichtbarmachung von Flexibilitätsbedarf.**

- Negative und schwankende Preise sind ein geeignetes Mittel, negative Flexibilität (Nachfragesteigerung oder Speicherung von elektrischer Energie) auf Angebots- und Nachfrageseite anzureizen bzw. „Must Run“-Kapazitäten zu flexibilisieren

In der nahen Vergangenheit sind in einer Reihe von Zeitpunkten negative Preise aufgetreten, die zum Teil auf bestimmte inflexible Systemelemente zurückzuführen sind. Mit Hilfe der negativen Preise kann zum einen ein positives Signal an flexibel steuerbare Systemelemente (DSM und Speicher) gesendet werden, die gewinnsteigernd auf dieses Preissignal durch die Flexibilitätsbereitstellung reagieren können. Gewichtiger ist aber der Umstand, dass negative Preise bei inflexiblen Systemelementen in Form von „Must-Run“-Kraftwerken hohe Verluste erzeugen (falls diese nicht bereits auf Termin vermarktet wurden) und somit Anreize geben, zukünftig in flexibilitätssteigernde Maßnahmen zu investieren bzw. bedarfsgerecht einzuspeisen. Langfristig wirken sich negative oder geringe Spotpreise auch preismindernd auf den Terminmarkt aus, so dass inflexible „Must-

<sup>3</sup> Bei dieser Betrachtung wurde auch die optimale Auslastung der Kuppelkapazitäten berücksichtigt.



Run“-Kraftwerke selbst durch Terminvermarktung diesem Steuerungssignal nicht ausweichen können. Negative Preise sind somit ein wichtiges „Drohpotential“, um flexibilitätssteigernde Maßnahmen im Energiesystem anzureizen.

Im Markt lassen sich momentan eine Vielzahl von Ankündigungen und Maßnahmen beobachten, die auf die in der Vergangenheit negativen Preissignale bereits reagieren, um zukünftig eine erhöhte Flexibilität zur Verfügung zu stellen. Die Integration der Erneuerbaren Energien im Rahmen der Direktvermarktung hat über die Preissignale in Form negativer Preise die Inflexibilität des aktuellen Systems für die Marktteilnehmer transparent gemacht. Im Markt wird hierauf bereits auf vielfältige Weise u.a. mit folgenden Maßnahmen reagiert.

- Erhöhung der Flexibilität der Stromfahrweise von KWK-Anlagen durch Wärmespeicherausbau und/oder Investitionen in power-to-heat.
- Einbau von Onlinesteuerungssystemen und hochfrequenterer Vermarktungstätigkeit (inkl. Intra-Day) von Wind-Onshore-Anlagen-Direktvermarktern.
- Neubau von dezentralen Motorblockkraftwerken, welche nahezu keine Startkosten besitzen und somit sehr flexibel einsetzbar sind.

Diese Maßnahmen sind Reaktion darauf, dass Erneuerbare in den EoM integriert sind und die entsprechenden Preissignale über den Markt zur Flexibilisierung des Systems aussenden. Wichtig in diesem Zusammenhang ist, dass aus volkswirtschaftlicher Sicht zuerst die günstigsten Flexibilitätsoptionen gezogen werden. Ein Herausnehmen der FEE würde dies deutlich erschweren.

**Die Direktvermarktung stellt ein geeignetes Steuerungsinstrument zur Verfügung, um das Flexibilitätspotential von EE im Energiesystem zur bedarfsgerechten Einspeisung zu nutzen.**

Bei einem immer weiter steigenden Anteil der EE im Energiesystem ist es zwingend erforderlich, dass auch EE-Anlagen über eine bedarfsgerechte Einspeisung einen Beitrag zur Systemstabilität beitragen. Dieses gilt vor allem dann, wenn der Markt in Zukunft auch weiterhin die Rückkopplungs- bzw. Selbstregelungsfunktion für eine stark wachsende Anzahl von Erzeugungsanlagen behalten soll. Aufgabe des Marktes ist es, im Rahmen der unter der Direktvermarktung fallenden Erzeugungskapazitäten die richtigen Preissignale zu senden, um durch gezielte Abschaltung eine Dämpfung der negativen Preise zu erwirken. Das Steuerungssignal erfolgt rein über den Preis, so dass sichergestellt wird, dass die volkswirtschaftlich günstigsten Abschaltoptionen im Energiesystem zuerst gezogen werden (dies könnte auch im Rahmen von DSM ein kurzfristig angepasster Mehrverbrauch sein).

Dies wird durch die Direktvermarktung und die damit geschaffenen Anreizstrukturen schon teilweise realisiert (es sind noch nicht alle Anlagen onlinesteuerbar). Im Rahmen der Direktvermarktung werden durch die Marktintegration der EE dargebotsabhängige Preissignale auf den einzelnen Marktstufen erzeugt.



## **Die Direktvermarktung kann die EEG-Umlage verringern**

Negative Preise führen wie oben erläutert zu einer Erhöhung der EEG-Umlage. Die Direktvermarktung führt dazu, dass das Auftreten negativer Preise deutlich reduziert wird. Wenn man davon ausgeht, dass zukünftig nahezu alle Offshore-Anlagen onlinegesteuert werden können, ergibt sich hieraus ein Abschaltpotential von ca. 30 GW, welches im Falle geringer Lasten genutzt werden kann. Die Direktvermarktung und die damit verbundene preisdämpfende Wirkung verringert somit die Kosten, welche für die Endkunden über die Umlage zu bezahlen sind.

*„Zudem zeige die Entwicklung, dass Anbieter zunehmend auf negative Preise am Großhandelsmarkt reagierten und ihre Anlagen in solchen Fällen drosselten. Zuletzt am 16. Juni, als ein Überangebot an Strom die Preise unter null Euro pro Megawattstunde drückten, sei die Erzeugung um mehr als 3.200 Megawatt Erneuerbare Energien, was einer Leistung von etwa 1.500 modernen Windanlagen oder drei großen Braunkohlekraftwerken entspreche, gedrosselt worden. So seien Kosten in Millionenhöhe gespart worden“.*  
[Quelle: Energate]

## **Aufbau der Vermarktungsstrukturen für eine zukünftige Marktintegration**

Der Aufbau von Vermarktungsstrukturen für EE ist essentielle Grundvoraussetzung für eine zukünftige vollständige Marktintegration. Die oben gezeigte Analyse zeigt, dass bereits 2035 andernfalls ein Steuerungsproblem auftritt.

## **Anreizwirkung zur optimalen Vermarktungstätigkeit und bedarfsgerechter Einspeisung steuerbarer EE (Biogas und Biomasse).**

Im klassischen EEG zählt auch für steuerbare EE Anlagen alleinig die Vollbenutzungsdauer. Hierdurch wird in Stunden niedriger Preisen eine „kostbare“ Ressource (Biogas; Biomasse) mit einem relativ geringeren Grenznutzen (abgeleitet durch den Strompreis) eingesetzt. Daneben erhöhen sie hierdurch das sogenannte „Must-Run“-Potential. Zielführender ist es, die Flexibilität der Anlagen zu nutzen, so dass sie auch für Systemdienstleistungen wie Regelenergiebereitstellung genutzt werden. Die derzeitige Direktvermarktung setzt diese Anreize schon im gewissen Ausmaß. Laut Auswertung des Fraunhofer ISI sind bereits erste steuerbare Biomasse-Anlagen für den Regelenergiemarkt präqualifiziert, um mit diesen Anlagen am Regelenergiemarkt teilzunehmen.<sup>4</sup> Im Rahmen einer modifizierten Direktvermarktung ließen sich für diese Anlagen auch neuartige Vergütungssysteme z.B. leistungsabhängige Prämie plus Ertrag auf den EoM umsetzen, um die Marktintegration dieser Anlagen noch weiter zu optimieren. Hierdurch würde stärker die Flexibilitätsbereitstellung der Anlagen zum Ausgleich der FEE als die reine Erzeugungsmenge vergütet werden. Insb. bei steigendem FEE-Anteil sinkt die Vollbenutzungsdauer der steuerbaren Anlagen.

## **Die Direktvermarktung gibt den Anlagenbetreiber auch von FEE Entscheidungskompetenzen/Freiheit zur Wahl der optimalen Vermarktungsstufe**

Im Rahmen der Direktvermarktung können die Preissignale aller Marktstufen Relevanz für das Entscheidungsverhalten der Vermarktungstätigkeit erhalten.

---

<sup>4</sup> Quelle: Fraunhofer ISI (2013): Nutzenwirkung der Marktprämie, [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2013\\_Working\\_Paper\\_Nutzenwirkung\\_1.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e-x/working-papers-sustainability-and-innovation/WP01-2013_Working_Paper_Nutzenwirkung_1.pdf)



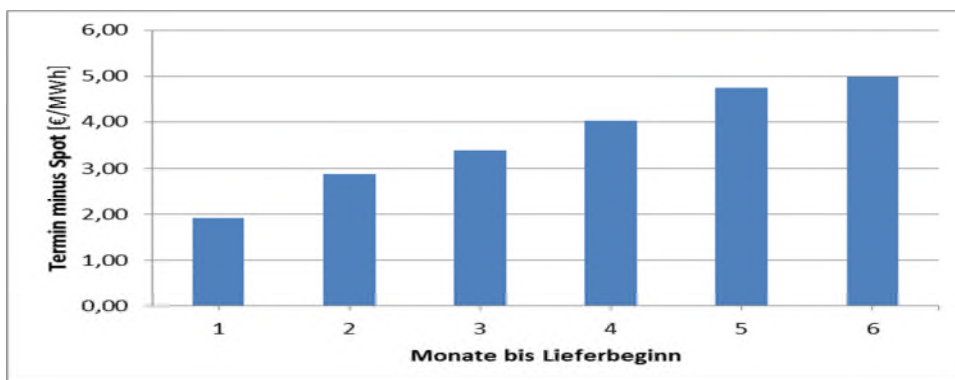
Die Direktvermarkter müssen/können selbst die optimale Risikoallokation in Form von Vermarktungsstrategien auf den Marktstufen Terminmarkt bzw. Spot- und Intraday-Markt sowie dem Regelenergiemarkt wählen. Daneben werden Direktvermarkter angereizt, im Sinne der Portfoliotheorie ihr Portfolio zu diversifizieren. Risikoadäquate Vermarktungsstrategien auf allen Marktstufen inkl. Intraday durch Direktvermarkter sind damit individuell wählbar.

**Exkurs:** Offshore- und zukünftige Onshore-Anlagen ermöglichen 3000 - 4500 Vollbenutzungsstunden und eignen sich damit auch zur langfristigen Terminvermarktung. Hierbei wird auf Termin die Langfristprognose verkauft und im Spotmarkt die Strukturierung der Abweichung zur Kurzfristprognose vorgenommen.

### **Im Terminmarkt lässt sich im Rahmen der Direktvermarktung ggü. dem Spotmarkt ein Risikoprämium erzielen**

Im Strommarkt gibt es ein Risikoprämium zwischen Termin und Spotvermarktung. Dies liegt darin begründet, dass Marktteilnehmer akzeptieren, systematische Preisdifferenzen zur Reduzierung von Risiken (Risikoaufschläge) zu bezahlen.

#### **Im Mittel waren die Terminaufschläge deutlich positiv**



Quelle: BET-Grafik, EEX-Daten

Abbildung 1: Terminaufschläge der Monatsprodukte für unterschiedliche Restlaufzeiten (Mittelwert von Januar 2010 bis Februar 2013)

In einem System, in dem die mengeninduzierten Preis-Risiken aus fluktuierender Einspeisung zunehmen, wird das Sicherheitsbedürfnis für Vertriebe im Terminmarkt zunehmen. Auf der Angebotsseite nimmt die steuerbare „gut“ am Terminmarkt vermarktbar Leistung ab. Es ist somit zu erwarten, dass das Risikoprämium zukünftig ansteigen wird, da Anbieter weniger gut steuerbarer Leistung eine höhere Risikokompensation für das Agieren am Terminmarkt verlangen.

Hierdurch ergeben sich im Rahmen der Terminvermarktung für EE Möglichkeiten im Rahmen der Terminvermarktung dieses Risikoprämium zu erzielen. Ohne eine Direktvermarktung würde kein Anreiz bestehen auf der Angebotsseite EE in die Terminvermarktung zu integrieren.



## **UMGANG MIT AE-RISIKEN**

### **Die Direktvermarktung gewährleistet die verursachungsgerechte Zuordnung von Risiken.**

- Im Rahmen der Direktvermarktung werden die wirtschaftlichen Auswirkungen der Mengenunsicherheit internalisiert und verursachungsgerecht zugeordnet.
- Regenerative Anlagenbetreiber müssen sich verursachungsgerecht mit diesen Risiken auseinandersetzen

Vor der Einführung der Direktvermarktung bzw. aktuell im klassischen EEG-System bestehen externe Effekte dadurch, dass im Rahmen der Prognoseunsicherheit Effekte in der Wirtschaftlichkeitsbilanz über die Umlage nicht verursachungsgerecht, sondern auf die Allgemeinheit der Stromnachfrager sozialisiert werden.

Durch die Direktvermarktung werden die Betriebsführung und das Vermarktungsmanagement in eine gemeinsame wirtschaftliche Verantwortung gestellt. Dieses erfolgt nun analog zu allen anderen Kraftwerken auch. Die Auswirkung der Prognoseungenauigkeit wird über den AE-Preis internalisiert.

Die Direktvermarktung ermöglicht einen direkten Zusammenhang zwischen Anlagensteuerung (technisch) und Anlagenbewirtschaftung. Durch die übernommene Bilanzkreisverantwortung bei der Direktvermarktung werden die Ausgleichsenergiekosten verursachungsgerecht allokiert.

Die Risikoübernahme reizt die Anlagenbetreiber an eine optimale it-technische Einbindung (Onlinesteuerung) der Anlagen bereit zu stellen.

Daneben besteht im Rahmen der Direktvermarktung ein Anreiz auch für PV-Anlagen, diese nicht mehr über mehr oder weniger geeignete Standardlastprofile, sondern über echtzeitdatenunterstützte Prognosesysteme die Einspeisung auszurollen.

Durch die verursachungsgerechte Risikoallokation entstehen nicht nur Innovationen in der Mengenprognose und -steuerung, wie oben beschrieben, sondern bei stark volatilen und/oder hohen Ausgleichsenergiekosten entsteht auch der Druck, Ausgleichsenergiekosten durch Leistungsverträge in einem individuell erwünschten Ausmaß abzusichern.

### **Direktvermarktung schafft optimale Anreizwirkung zur Verbesserung der Prognosequalität.**

Im klassischen EEG tragen die ÜNBs keine negativen wirtschaftlichen Effekte einer „schlechten“ Prognose. Es ist auch fraglich, ob ein adäquates Anreizsystem geschaffen werden könnte, welches den Trade off zwischen Prognoseaufwand und Nutzen richtig steuern kann. Ein entsprechendes Malus-System wird sehr schwer durchzusetzen und zu kalibrieren sein. Es gibt kein funktionsfähiges Rückgriffssystem auf die Betriebsführerschaft im Falle einer Prognoseabweichung, falls „nur“ wirtschaftliche Gesichtspunkte eine Rolle spielen.



- Kosteneffizienz der Prognosequalität

Im Rahmen der Direktvermarktung entsteht für eine Vielzahl von Marktteilnehmern ein unterschiedlich stark ausgeprägtes Bedürfnis, die Prognosequalität zu verbessern. Prognosegenauigkeit besitzt einen direkten Anreiz in der Wirtschaftlichkeitsbilanz des Verursachers. Prognosequalität bekommt für die Marktpreise und den Ausgleichsenergiepreis einen exakt messbaren Wert, so dass jeder Marktteilnehmer den Aufwand ggü. Nutzen einer Prognoseverbesserung individuell einschätzen kann. In einem marktlich organisierten System erhalten die EE über die Ausgleichsenergiepreise ein direktes Marktsignal, woran sich das optimale Maß aus Kosten und Nutzen der Prognosekosten ableiten lässt.

- Es gibt keinen signifikanten Größenvorteil bei einer alleinigen Prognoseverantwortung durch den ÜNB

Eine Hauptkritik der Direktvermarktung ist, dass im Rahmen der Gesamtprognoseverantwortung eine bessere Durchmischung der Einzelfehler zu erreichen ist. Die Analyse des Fraunhofer-Instituts kann diese These nicht unterstützen: „[...] trotz eines deutlichen verkleinerten Portfolios der Übertragungsnetzbetreiber die Prognosegüte annähernd gleichgeblieben ist.“

Analysen der BET unterstützen diese Erkenntnis. Hierbei wurde ein kleines (<200 MW) aber regional gut diversifiziertes Portfolio untersucht und mit der deutschlandweiten Einspeisestruktur verglichen. Hierbei ergaben sich keine signifikanten Abweichungen.

- Day-After-Handel erlaubt es, Prognoseabweichungen ex post zwischen den Marktteilnehmern zu handeln

Falls Prognoseabweichungen großer Portfolios kleiner sind als kleiner EE-Portfolios können die Marktteilnehmer kleiner Portfolios am Day-After-Markt ihre Ungleichgewichte ausgleichen, so dass keine Ausgleichsenergie anfällt. Da die Konditionen am Day-After Markt nahe dem Spotmarkt liegen wird auch durch diese Maßnahme ein vermeintlicher Wettbewerbsvorteil großer Portfolios deutlich reduziert.

- Dezentrale Prognoseverantwortung ermöglicht eine bessere Kopplung zur Anlagensteuerung

Bei einer gemeinsamen Steuerungs- und Vermarktungsverantwortung im Rahmen der Direktvermarktung gibt es einen direkten Anreiz, Anlagenstillstände/Anomalien etc. direkt in das Prognosesystem miteinfließen zu lassen. Im klassischen EEG war diese Information bei Prognoseerstellung meist nicht verfügbar.

- Direktvermarktung erzeugt eine Innovationsvielfalt und Wettbewerb bei Systemdienstleistern und Prognoseanbietern

Die unterschiedlichen Bedürfnisse der Prognosenachfrager erzeugen wiederum Wettbewerb und Innovation bei Systemdienstleistern und Prognoseanbietern, bestmöglich und auf die Bedürfnisse zugeschnittene Produkte und Prognosen zu generieren.

- Diversifikation des Prognosemodellfehlers





Bei der Direktvermarktung wirken zukünftig eine Vielzahl von Marktteilnehmern als Nutzer unterschiedlicher individuell kalibrierter Prognosesysteme. Die Vielzahl unterschiedlicher Prognoseanbieter diversifiziert mögliche Modellfehler einzelner, so dass kein großer Gesamtfehler bei Fehlprognose einzelner entsteht.

### **Anreizwirkung zur optimalen Ausgestaltung der Vermarktungsorganisation**

Die anfallende Ausgleichsenergie im Rahmen der Einspeisung von Fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) hängt u.a. auch von der Ausgestaltung der Vermarktungsorganisation ab. Folgende Wertschöpfungen hinsichtlich der verschiedenen Handelszeiten und Marktstufen lassen sich unterscheiden:

- Wochentagshandel
- inkl. und exkl. Intraday-Handel
- 24/7-Handel

Jede Ausgestaltungsvariante der Vermarktungsorganisation ist mit anderen Prozesskosten und Ausgleichsenergieerisiken verbunden. Über die Preissignale der einzelnen Marktstufen (insb. der AE-Preise) kann jeder Marktteilnehmer die für ihn optimale Vermarktungsorganisation festlegen und somit Prozesskosteneffizienz erzielen.

### **Direktvermarktung erzeugt Wettbewerb und Innovation für die Bereitstellung neuartiger Handelsprodukte.**

- Innovation zur Bereitstellung neuer Handelsprodukte zur Steuerung der Mengenrisiken von EE

Bei der Direktvermarktung erfolgt eine verursachungsgerechte Zuordnung der Risiken, welche durch die Mengenunsicherheiten induziert werden. Ausgehend davon entsteht insb. bei risikoaversen EE-Vermarktern das Bedürfnis, diese aus Gründen der Kostentransparenz frühzeitig im Terminmarkt zu abzusichern. Bisher konnten sich hierfür keine innovativen Produkte (z.B. Wetterderivate) am Markt durchsetzen, da durch das klassische EEG keine Nachfrage bestand und der ÜNB keinen Anreiz hatte, die Risiken zu steuern. Durch die Direktvermarktung werden in Zukunft neuartige Produkte durch die Marktteilnehmer entstehen, die es den Anlagenbetreibern ermöglichen, die Risiken auch schon im Terminmarkt abzusichern. Das Risikoabsicherungsbedürfnis steigt mit zunehmender Volatilität des Spot- und Intraday-Marktes, so dass die hier ausgesendeten Preissignale direkt auf die Innovationstätigkeit und die Nachfrage nach innovativen Produkten auswirken.<sup>5</sup> Daneben wäre so ein Produkt insb. für Wind-Offshore-Anlagen nach Beendigung der Grundvergütungsphase interessant.

- Innovation zur Bereitstellung von Dienstleistungen auf den Regelenergiemärkten durch EE

---

<sup>5</sup> Denkbar wäre z.B. ein Produkt, welches dem Käufer einen finanziellen Zahlungsstrom aus der Differenz zwischen festgelegtem Terminmarktpreis und resultierendem Spotpreis für die Ist-Einspeisung einer Referenzanlage zur Verfügung stellt. Die Nachfrage eines solchen Produktes würde nach Auslaufen der EEG-Zahlung bzw. bei einer Veränderung des Vergütungssystem motiviert (Kapazitätsprämie plus Erträge am EoM) werden, um Preisrisiken zu steuern.



Die Direktvermarktung und damit die Onlinesteuerung der Anlagen ist daneben Voraussetzung für eine Teilnahme am Regelenergiemarkt (z.B. Bereitstellung negativer Regelenergie). Der hiermit verbundene Freiheitsgrad der Wahl der Marktstufe ermöglicht die Mitnahme von temporär auftretenden Ungleichgewichten zwischen verschiedenen Marktstufen. Dieses führt zu einer Wertsteigerung der Anlagen.

### *Sonstige Argumente für die Direktvermarktung im Rahmen der Förderung von EE*

**Die Direktvermarktung führt zu einer Erhöhung der Anzahl der Marktteilnehmer auf den einzelnen Marktstufen und somit zu einer Verbesserung der Marktliquidität und des Wettbewerbes.**

Die Direktvermarktung ermöglicht den Marktzugang für neue Marktteilnehmer. Eine damit verbundene Integration der EE ist für einen funktionsfähigen und vielfältigen wettbewerblichen Markt insbesondere bei steigendem regenerativen Anteil und steigender Anzahl Anlagen an EE unerlässlich. Aktuell (Stand 01.01.2012 Quelle: BDEW, ÜNBs) sind bereits 76 verschiedene Unternehmen im Rahmen der Direktvermarktung tätig.

Ohne Direktvermarktung und Marktintegration würde zukünftig die Gefahr bestehen, dass auf den einzelnen Marktstufen durch ein immer stärker schrumpfendes residuales Volumen nur noch ein kleiner Teil des Gesamtangebotes des Marktes auf den Marktstufen präsent wäre und damit der Marktpreis als selbstregulierendes Instrument völlig an Bedeutung verlieren würde. Auf den Marktstufen könnte zudem bei hoher EE Durchdringung für die residualen Mengen ein Angebotsoligopol mit entsprechender Preisstellung entstehen. Im Markt integrierte EE (insbesondere auch steuerbare EE wie Biomasse und Biogas) würden dies verhindern, da die Marktteilnehmer diese individuell auf allen Marktstufen vermarkten könnten und es somit für einzelne Marktteilnehmer schwieriger ist, das Volumen auf jeder Handelsstufe durch eigene Mengenzurückhaltung maßgeblich preissetzend zu beeinflussen.

**Exkurs:** Aktuell herrscht im Rahmen der Direktvermarktung eine hohe Konzentration der Direktvermarkter vor. Die Gründe liegen insb. darin, dass Marktteilnehmer mit hoher Handels- und Vermarktungskompetenz bis dato einen verhältnismäßig geringen Anteil an der regenerativen Erzeugung wahrnehmen. Es ist zu erwarten, dass insbesondere im Wind-Onshore-Bereich bei diesen Marktteilnehmern aktuell und in Zukunft eine erhebliche Steigerung des EE Anteils im Portfolio erfolgen wird, so dass die Konzentration auf Seiten der Direktvermarkter deutlich abnehmen wird. Marktnachrichten und die Beratungstätigkeit der BET weisen einen deutlichen Trend dahin, dass es zu einer deutlichen Diversifizierung der Direktvermarkter zukünftig kommen wird.



### **Direktvermarktung erzeugt Innovationsanreize in der Anlagentechnik und Anlagenausrichtung.**

Die aktuelle Anlagentechnik bzw. Auslegung bei FEE orientiert sich alleinig an dem Trade off zwischen Anlagenkosten und der maximal erreichbaren jährlichen Einspeisesumme.

Bei einer PV-Anlage gibt es die Freiheitsgerade Neigung und Ausrichtung der Anlage, welche sich auf die Einspeisung auswirken. Eine stärker geneigte Anlage erzeugt weniger Strom im Sommer, dafür mehr Strom im Winter als eine nur leicht geneigte Anlage. Eine Anlage auf dem Flachdach nach Westen und nach Osten ausgerichtet, würde ggü. einer nach Süden ausgerichteten Anlage weniger Strom zur Mittagszeit aber wesentlich mehr Strom an den Randstunden erzeugen. Im Rahmen der Direktvermarktung können die Preissignale die Anlagenauslegung so beeinflussen, damit der Strom möglichst bedarfsorientiert eingespeist wird. Preissignale könnten hierzu sinnvolle Anreize bilden.

Bei Windkraftanlagen könnte eine verringerte Anlaufgeschwindigkeit bzw. eine höhere Anlagenhöhe die Prognoseunsicherheit und damit die Ausgleichsenergiekosten reduzieren. Dies wird im klassischen EEG nicht angereizt.