



Office franco-allemand pour la transition énergétique
Deutsch-französisches Büro für die Energiewende

EPEXSPOT

EUROPEAN
POWER
EXCHANGE

HINTERGRUNDPAPIER

Direktvermarktung von erneuerbaren Energien an der Strombörse

Ein deutsch-französischer Erfahrungs-
bericht zur Marktintegration von
erneuerbaren Energien

August 2017

Autorin: Kora Töpfer, EPEX SPOT, k.toepfer@epexspot.com
Co-Autoren: Patrick Adigbli, EPEX SPOT, p.adigbli@epexspot.com
Arnault Martin, EPEX SPOT, a.martin@epexspot.com

Kontakt: Philipp Stavenhagen, DFBEW
Philipp.Stavenhagen.Extern@bmwi.bund.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gefördert durch:



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE



Disclaimer

Der vorliegende Text wurde von einem externen Experten für das Deutsch-französische Büro für die Energiewende (DFBEW) verfasst. Das DFBEW stellt dem Autor lediglich eine Plattform zur Veröffentlichung seines Beitrags zur Verfügung. Die vertretenen Standpunkte stellen deshalb ausschließlich die Meinung des Autors dar. Die Ausarbeitung erfolgte mit der größtmöglichen Sorgfalt. Das DFBEW übernimmt allerdings keine Gewähr für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Informationen.

Alle textlichen und graphischen Inhalte unterliegen dem deutschen Urheber- und Leistungsschutzrecht. Sie dürfen, teilweise oder gänzlich, nicht ohne schriftliche Genehmigung seitens des Verfassers und Herausgebers weiterverwendet werden. Dies gilt insbesondere für die Vervielfältigung, Bearbeitung, Übersetzung, Verarbeitung, Einspeicherung und Wiedergabe in Datenbanken und anderen elektronischen Medien und Systemen.

Das DFBEW hat keine Kontrolle über die Webseiten, auf die die in diesem Dokument sich befindenden Links führen. Für den Inhalt, die Benutzung oder die Auswirkungen einer verlinkten Webseite kann das DFBEW keine Verantwortung übernehmen.



Inhalt

Disclaimer	2
Inhalt	3
I. Einleitung	4
II. Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Frankreich	5
III. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung in Deutschland und Frankreich	6
III.1. Rechtliche Grundlagen	6
III.2. Funktionsweise der Direktvermarktung	7
III.3. Berechnung der Marktprämie	9
III.3.1. Wettbewerbliche Bestimmung des Referenztarifs durch Ausschreibungen	9
III.3.2. Der EPEX SPOT Strompreis: Grundlage für die Ermittlung des Marktwerts	11
III.3.3. Vermeidung von Einspeisung bei negativen Strompreisen	12
IV. Erfahrungsbericht – Integration von erneuerbaren Energien an der Europäischen Strombörse	13
IV.1. Organisation des Stromhandels	13
IV.2. Rolle der Strombörse	15
IV.3. Produkte der Strombörse für die Integration erneuerbarer Energien	18
IV.4. Entwicklung der Direktvermarktung an der Strombörse	20
IV.4.1. Marktakteure	20
IV.4.2. Volumen in der Direktvermarktung	21
IV.4.3. Aggregierte Angebots- und Nachfragekurve	23
V. Quellenverzeichnis	27



I. Einleitung

Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien am Strommix kommt der effizienten Integration der erneuerbaren Strommengen eine Schlüsselrolle zu. Als einen wichtigen Baustein zur Marktintegration setzt Deutschland seit 2012 auf das Instrument der Direktvermarktung. Mittlerweile werden 90% des Windstroms in Deutschland direktvermarktet. Auch in Frankreich wurde mit dem [Gesetz für die Energiewende und grünes Wachstum](#) (*loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte*) 2015 die Direktvermarktung eingeführt. Aus diesem Grund befindet sich der Markt noch in den Anfängen. Ziel der Direktvermarktung ist es, die **erneuerbaren Energien in den Strommarkt zu integrieren**. Statt fester Einspeisetarife erhalten Anlagenbetreiber eine flexible Marktprämie. Sie werden damit angereizt, ihre **Produktion am Marktpreissignal auszurichten** und systemdienlich einzuspeisen, das heißt etwa während Phasen mit stark negativen Strompreisen die Einspeisung zu drosseln. Das vorliegende Hintergrundpapier beleuchtet insbesondere folgende Fragen:

- Wie sehen die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung in Deutschland und in Frankreich aus? Wo gibt es Unterschiede?
- Wie hat sich die Direktvermarktung in Deutschland entwickelt und was sind erste Tendenzen für Frankreich?
- Wie verhalten sich Direktvermarkter bzw. Aggregatoren¹ an der Börse? Wie reagieren sie auf das Marktpreissignal und insbesondere auf negative Börsenstrompreise?

Um diese Fragen zu beantworten, wird wie folgt vorgegangen: Nach einem Überblick über die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland und Frankreich (Kapitel II) werden die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung in Deutschland und in Frankreich untersucht und nationale Besonderheiten hervorgehoben (Kapitel III). Anschließend wird das tatsächliche Verhalten von Direktvermarktern an der Strombörse betrachtet (Kapitel IV). Diese Analyse erfolgt auf Grundlage von Strommarktdaten der Europäischen Strombörse EPEX SPOT zu gehandelten Volumen und erzielten Preisen. Zusätzlich wurden insbesondere Daten der europäischen Übertragungsnetzbetreiber² zur geförderten Direktvermarktung genutzt. Anhand einer ausgewählten aggregierten Gebotskurve eines windigen Tages in Deutschland zeigt die Analyse, dass Direktvermarkter in bestimmten Situationen zunehmend auf negative Börsenstrompreise reagieren und ihr Einspeiseverhalten am Börsenstrompreis ausrichten.

Im Januar 2015 haben das DFBEW und EPEX SPOT ein erstes [Hintergrundpapier zur Direktvermarktung von erneuerbaren Energien an der Strombörse](#) veröffentlicht. Das folgende Hintergrundpapier entwickelt dieses erste Abbild weiter und liefert einen aktualisierten Stand über Direktvermarktung und die Rolle der Strombörse in Deutschland und Frankreich.

¹ Die Begriffe **Direktvermarkter** und **Aggregator** werden im Folgenden beide verwendet. Der Begriff Direktvermarkter wird dabei enger gefasst verwendet und bezieht sich auf die Vermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien an der Börse mit Inanspruchnahme der geförderten Marktprämie. Der Aggregatoren-Begriff ist weiter gefasst und meint „einen Marktteilnehmer, der mehrere Kundenlasten oder erzeugten Strom zum Kauf, Verkauf oder zur Versteigerung auf einem organisierten Energiemarkt bündelt“ (COM(2016) 864 final). Dies kann über die Direktvermarktung geschehen, aber auch über alternative Geschäftsmodelle.

² Insbesondere Daten der Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber www.netztransparenz.de

II. Der Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Frankreich

Erneuerbare Energien haben in den letzten zwanzig Jahren weltweit ein rasantes Wachstum erlebt. In **Deutschland** hat sich die installierte Windleistung in den letzten zehn Jahren verdoppelt und lag 2016 bei 49,75 GW. Die installierte PV-Leistung hat sich im selben Zeitraum sogar verzehnfacht und erreichte 40,99 GW in 2016. Die gesamte installierte elektrische Leistung in Deutschland 2016 betrug 195,69 GW, wovon 105,84 GW auf erneuerbare Energien entfielen.³

Auch in **Frankreich** ist ein deutliches Wachstum der Erneuerbaren zu verzeichnen, wenn auch in vergleichsweise geringerem Umfang. Von der insgesamt 2016 installierten elektrischen Leistung in Höhe von 104,65 GW machten erneuerbare Energien 44,67 GW aus. 2016 waren in Frankreich 6,77 GW Photovoltaikleistung und 11,68 GW Windleistung installiert (vgl. Abbildung 1).

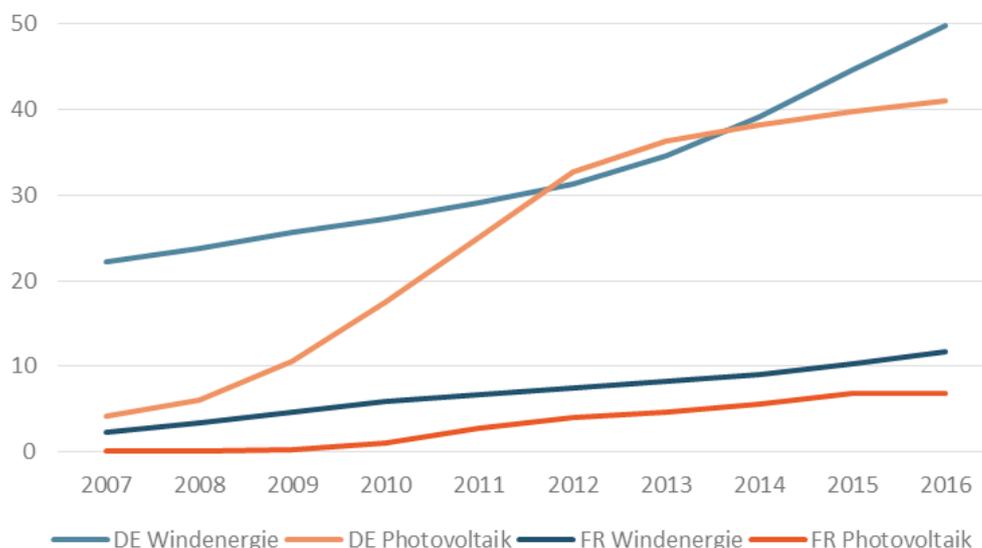


Abbildung 1- Installierte Leistung in GW (kumuliert), Quelle: IRENA 2017

Dementsprechend **steigt auch der Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Stromproduktion** in beiden Ländern. In Deutschland lag er 2015 bei 30%, in Frankreich bei 17% (vgl. Abbildung 2). In Deutschland macht der Anteil erneuerbarer Stromproduktion an manchen Tagen mittlerweile zwei Drittel oder mehr der Gesamtproduktion aus. Am 30. April 2017 etwa betrug der Erneuerbaren-Anteil zwischen 13 und 15 Uhr 85%.⁴ Insgesamt hat sich der Erneuerbare-Energien-Sektor in beiden Ländern zu einem **wichtigen Wirtschaftsfaktor** entwickelt mit 340.000 Arbeitsplätzen in Deutschland und 171.000 Arbeitsplätzen in Frankreich.⁵

³ IRENA 2017

⁴ Agora Energiewende 2017

⁵ REN21 2017

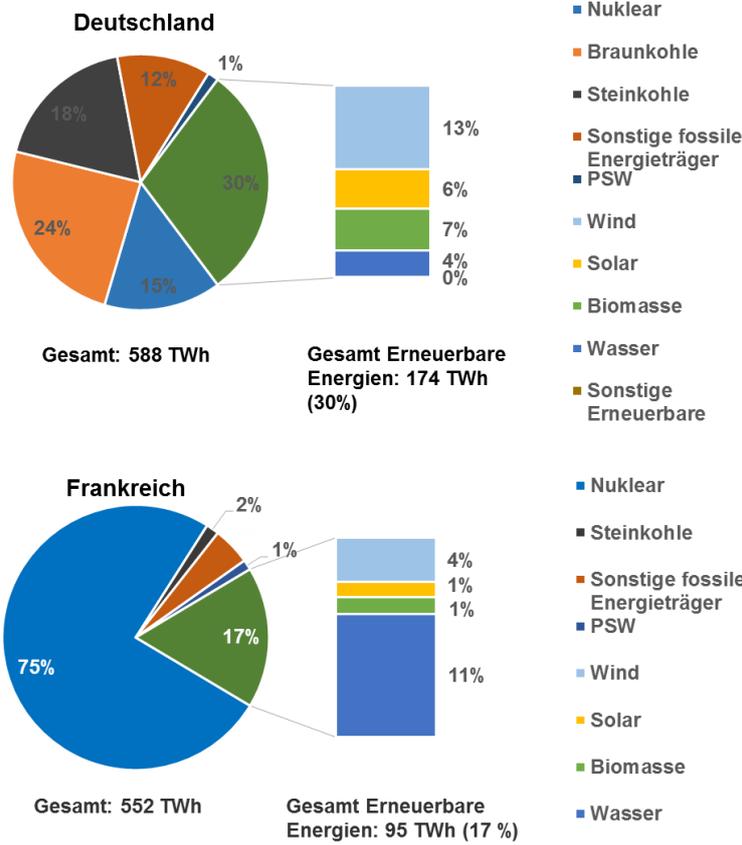


Abbildung 2 - Stromproduktion nach Energieträgern in Deutschland und Frankreich 2015, Quelle: ENTSO-E 2017

Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Wachstumspfad sowohl in Deutschland als auch in Frankreich fortsetzen wird. In Deutschland soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2025 40 bis 45% betragen,⁶ in Frankreich werden bis 2020 23 % und bis 2030 32% angestrebt.⁷

III. Die regulatorischen Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung in Deutschland und Frankreich

III.1. Rechtliche Grundlagen

Um die wachsenden Mengen von Strom aus erneuerbaren Energien Schritt für Schritt an den Markt heranzuführen, setzen sowohl die Europäische Kommission als auch die einzelnen Mitgliedstaaten zunehmend auf **marktbasierende Förderinstrumente**. Im Folgenden sind die wichtigsten Rechtsakte, Gesetze und Verordnungen dargestellt, mit denen die Direktvermarktung in Deutschland und Frankreich eingeführt und weiterentwickelt wurde.

In **Deutschland** wurde die Direktvermarktung mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2012 zunächst optional, mit dem EEG 2014 dann verpflichtend für Neuanlagen mit bestimmter Mindestgröße⁸ umgesetzt. In **Frankreich**

⁶ EEG 2017 §1

⁷ Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2016

⁸ zunächst 500 kW, seit 2015 100 kW

wurde die Direktvermarktung mit Marktprämie (*complément de rémunération*) mit dem Energiewendegesetz von 2015 für Neuanlagen mit einer Mindestgröße von 500 kW ab dem 1.1.2016 eingeführt. Beide Gesetze stehen in Einklang mit den europäischen Vorgaben zur marktbasierteren Förderung erneuerbarer Energien, gemäß den EU-Beihilfeleitlinien für Energie und Umweltschutz.⁹

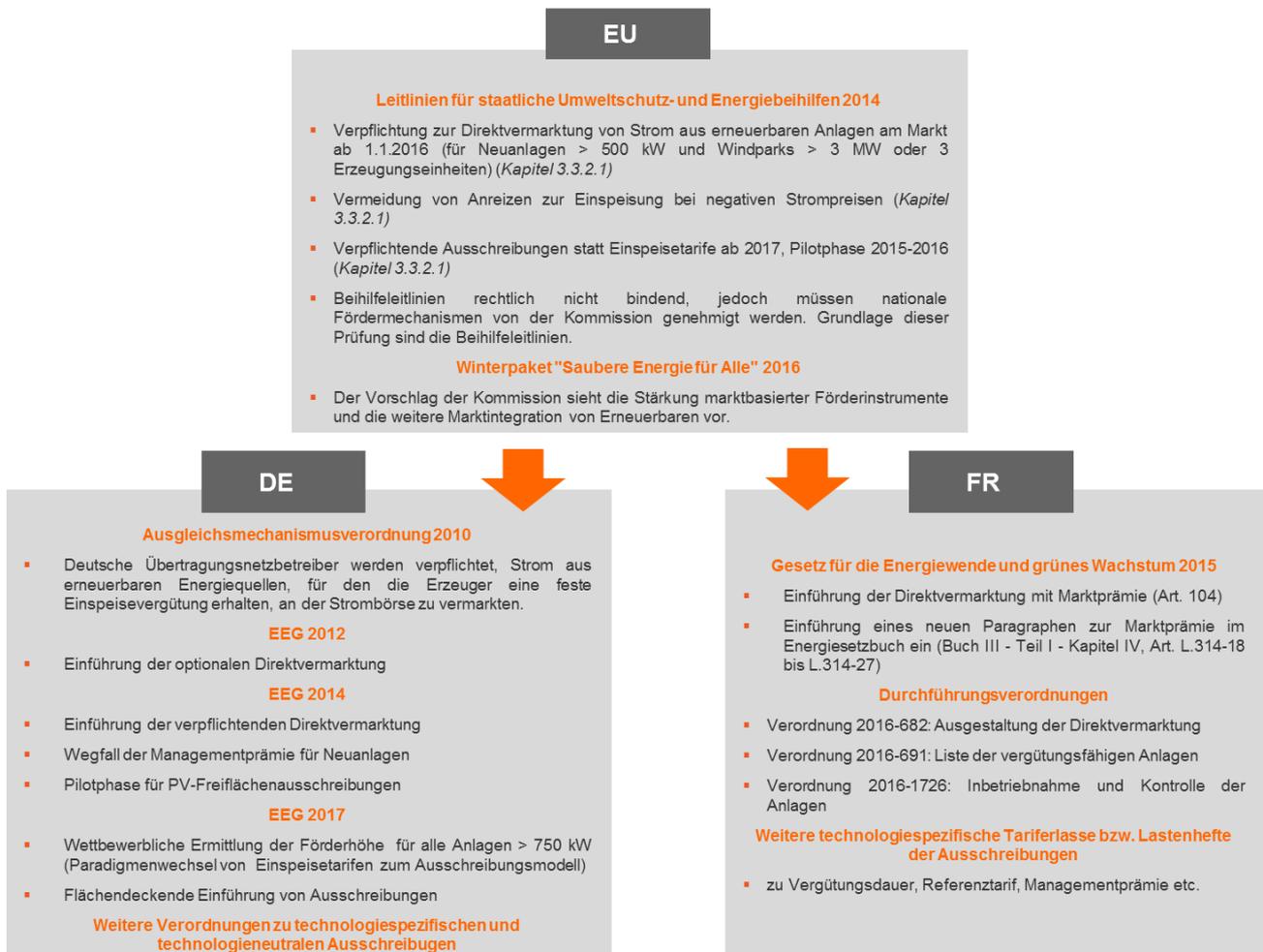


Abbildung 3 - Übersicht der rechtlichen Grundlagen in Deutschland, Frankreich und auf europäischer Ebene, Analyse: EPEX SPOT

III.2. Funktionsweise der Direktvermarktung

Die Vergütung aus der Direktvermarktung setzt sich in Deutschland und in Frankreich aus zwei wesentlichen Komponenten zusammen:

- **Markterlöse:** Der Vermarkter erhält die Erlöse aus der Vermarktung des Stroms am Markt, z.B. an den Day-Ahead-, Intraday-, Termin- oder Regelenergie-Märkten.
- **Gleitende Marktprämie:** Zusätzlich zu den Markterlösen erhält der Direktvermarkter eine Marktprämie, die aus der Differenz zwischen dem anlagenspezifischen Referenztarif und dem durchschnittlichen Börsenstrompreis ermittelt wird. Auf die genaue Berechnung dieses durchschnittlichen Börsenstrompreises sowie Unterschiede zwischen deutscher und französischer Berechnungsmethode wird ausführlicher in Kapitel III.3.2. eingegangen.

⁹ Weiterführende Informationen zu „[Erneuerbaren Energien im EU-Recht](#)“ bietet das DFBEW-Hintergrundpapier von Oktober 2016.

Hinzu kommen beim französischen Direktvermarktungsmodell drei Besonderheiten:

- **Managementprämie:** Zusätzliche Aufwendungen für die Direktvermarktung, wie Prognosen und Vermarktungskosten, werden durch eine Managementprämie ausgeglichen. Für Wind liegt sie bei 2,8 €/MWh. In Deutschland gab es diese Komponente zunächst im EEG 2012. Sie lag zu Beginn bei 12 €/MWh, wurde jedoch aufgrund von Lerneffekten kontinuierlich gesenkt. Seit dem EEG 2014 wird sie für Neuanlagen im Referenztarif eingepreist.
- **Abzug von Einnahmen aus dem Kapazitätsmechanismus:** In Frankreich wurde 2017 ein Kapazitätsmarkt eingeführt.¹⁰ Der französische Strommarkt ist stark thermosensibel, d.h. eine geringe Temperaturschwankung führt zu großen Änderungen beim Stromverbrauch. Engpässe im Winter sollen vermieden werden. Bei dem französischen Kapazitätsmechanismus müssen die Stromversorger den Verbrauch ihrer Kunden zu Spitzenlastzeiten mit Zertifikaten absichern. Gleichzeitig sind Stromerzeuger verpflichtet, alle Anlagen in Frankreich zertifizieren zu lassen. Sie erhalten diese Zertifikate kostenlos gegen die Verpflichtung, die Kapazitäten in Zeiten von Spitzenlast verfügbar zu halten. Die Zertifikate werden transparent und anonym an der EPEX SPOT gehandelt. Eine erste Auktion von Kapazitätsgarantien an der EPEX SPOT wurde im Dezember 2016 erfolgreich durchgeführt. 29 Mitglieder handelten Kapazitätsgarantien für 2017 in Höhe von 22,64 GW zu einem Referenzpreis von 999,98 €/Garantie, wobei eine Garantie 0,1 MW entspricht. Bei der zweiten Auktion im April 2017 wurden weitere 0,52 GW zu einem Preis von 1.041,94 €/Garantie gehandelt. Auch Erneuerbare-Energien-Anlagen müssen sich registrieren und am Kapazitätsmarkt teilnehmen. Um eine Doppelförderung von Anlagen sowohl durch den Kapazitätsmarkt als auch die Direktvermarktung zu vermeiden, werden Einnahmen aus dem Kapazitätsmechanismus von der Vergütung durch die Direktvermarktung abgezogen.
- **Negative Strompreise:** In Frankreich gibt es keine Vergütung bei eventuell auftretenden negativen Strompreisen an der Börse. In Deutschland erlischt der Vergütungsanspruch erst ab sechs Stunden mit negativen Preisen in Folge. Diese Regelungen werden genauer in Kapitel III.3.3. betrachtet.

Sowohl das deutsche als auch das französische Modell setzen **Anreize zur Erlösmaximierung**. Wenn eine Anlage effizient gefahren wird, liegen die Markterlöse über dem durchschnittlichen Börsenpreis: Es erfolgt der Verkauf zu Zeiten hoher Strompreise, eine Limitierung der Gebote bei negativen Preisen und die Nutzung des Regellenergie-marktes. Insgesamt werden so höhere Erlöse erzielt, das heißt Erlöse, die über dem Referenztarif beziehungsweise dem anzulegenden Wert liegen. Gleichzeitig sichert die Marktprämie jedoch den Anlagenbetreiber gegen Verluste am Markt ab, indem sie die Differenz zwischen durchschnittlichem Börsenpreis und Referenztarif ausgleicht.

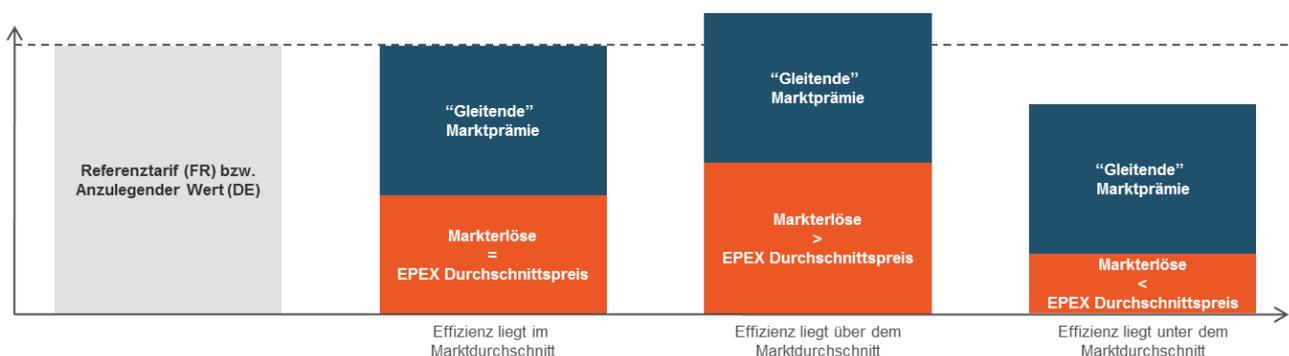


Abbildung 4 - Funktionsweise des Marktprämienmodells in Deutschland und Frankreich, Eigene Darstellung EPEX SPOT

Durch diese Stärkung von wettbewerblichen Strukturen fördert die Direktvermarktung die schrittweise Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt:

- Verhalten von erneuerbaren Energien am Strommarkt wie andere Erzeugungsquellen

¹⁰ Ausführlich hierzu eine DFBEW-Übersetzung des RTE-Begleitberichts zum Regelwerk des Kapazitätsmechanismus ([hier](#))



- Anreize zum **systemdienlichen Verhalten und zur effizienten Vermarktung**
- Verbesserung der Prognosegüte
- Fernsteuerbarkeit der Anlagen
- Flexibilisierung der Einspeisung

III.3. Berechnung der Marktprämie

Vereinfacht lautet die Formel für die **Berechnung der Marktprämie in Deutschland und Frankreich:**

$$\text{Marktprämie} = \text{Referenztarif} - \text{Marktwert}$$

Die Marktprämie kann in Deutschland keinen negativen Wert annehmen. Sie wird mit null festgelegt, wenn sich ein Wert kleiner Null ergeben würde, etwa bei sehr hohen Börsenstrompreisen von beispielsweise -100 €/kWh und mehr.

III.3.1. Wettbewerbliche Bestimmung des Referenztarifs durch Ausschreibungen

Sowohl in Deutschland als auch in Frankreich findet derzeit ein Paradigmenwechsel von festen Einspeisetarifen zur marktbasierter Bestimmung der Vergütungshöhe durch Ausschreibungen statt (vgl. Abbildung 5 und Abbildung 6). In **Deutschland** wurde der Referenztarif, d.h. gemäß EEG der sogenannte „anzulegende Wert“, in der Vergangenheit durch Einspeisetarife festgelegt. Die Höhe variierte je nach Entwicklungsgrad und Stromgestehungskosten der verschiedenen Erneuerbare-Energien-Technologien. Seit 2017 wird der Referenztarif wettbewerblich über Ausschreibungen ermittelt. Während der Übergangsphase in den Jahren 2015 bis 2016 wurden Pilotausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen durchgeführt. Seit 2017 werden Ausschreibungen flächendeckend für Wind On- und Offshore, PV sowie Biomasse angewendet.¹¹

Mit diesem Paradigmenwechsel zum Ausschreibungsmodell verfolgt das Bundeswirtschaftsministerium drei Ziele:¹²

- a) Bessere Planbarkeit: Der Ausbaukorridor soll eingehalten und der zukünftige Ausbau effektiv gesteuert werden.
- b) Mehr Wettbewerb: Der Wettbewerb unter den Anlagenbetreibern soll gefördert und dadurch die Kosten für den Ausbau von erneuerbaren Energien reduziert werden.
- c) Hohe Vielfalt: Mit der Bagatellgrenze von 750 kW für Wind und PV bzw. 150 kW für Biomasse werden kleine Anlagen von den Ausschreibungen ausgenommen. Damit soll die Akteursvielfalt unter den Anlagenbetreibern erhalten bleiben.

Das Ausschreibungsvolumen für Wind an Land beträgt zunächst 2.800 MW pro Jahr und wird ab 2020 auf 2.900 MW jährlich erhöht. Für PV sollen jährlich 600 MW installierter Leistung ausgeschrieben werden.

- Wind: Bei der ersten Ausschreibung von Windenergie an Land im Mai 2017 lag der durchschnittliche Zuschlagswert bei 5,71 ct/kWh. Dies liegt unter dem anzulegenden Wert in der Anfangsvergütung von neuen Windenergieanlagen an Land bei 8,91 ct/kWh bezogen auf Inbetriebnahme im Dezember 2016. Es liegt noch deutlicher über der durchschnittlichen Vergütung nach EEG für Wind Onshore 2015 in Höhe von 9,70 ct/kWh.¹³
- PV: Bei den Pilotausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen konnten die Kosten im Laufe der Ausschreibungen kontinuierlich gesenkt werden: von einer durchschnittlichen Förderhöhe von 9,17 ct/kWh im April 2015 auf durchschnittlich 6,90 ct/kWh im Dezember 2016. Bei den ersten PV-Ausschreibungen nach EEG

¹¹ DFBEW-Memo zum EEG 2017 ([hier](#), auf Französisch)

¹² Siehe [BMW 2016c](#)

¹³ Bundesnetzagentur 2017b, www.netztransparenz.de, BMW 2016b

2017 sanken die Förderkosten weiter auf 6,58 ct/kWh im Februar 2017 und 5,66 ct/kWh im Juni 2017.¹⁴ Im Vergleich dazu lag der anzulegende Wert für solare Nicht-Gebäude-Anlagen bei 8,48 ct/kWh, bei Inbetriebnahme im Dezember 2016 und Anlagengröße von 0-10 MW. Die durchschnittliche Vergütung nach EEG lag 2015 für PV bei 30,8 ct/kWh.¹⁵

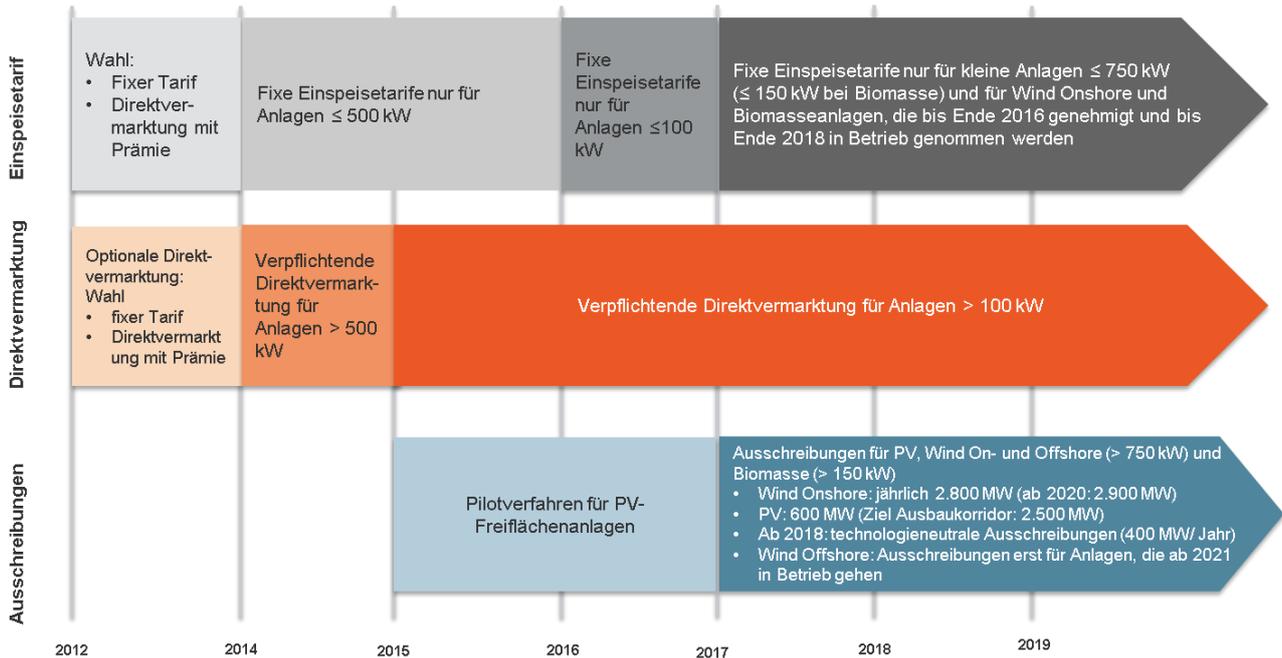


Abbildung 5 - Wechsel in Deutschland von Einspeisetarifen zur Direktvermarktung und Ausschreibungen, Quelle: EPEX SPOT/ DFBEW

In **Frankreich** ist die Höhe des Referenztarifs und der Managementprämie teils in Tarifierlassen definiert, teils zukünftig durch Ausschreibungen zu definieren. Für Windenergie hat das Ministerium für ökologischen und solidarischen Wandel (*Ministère pour la transition écologique et solidaire* - MTES)¹⁶ im Mai bekannt gegeben, dass in den nächsten drei Jahren 3.000 MW ausgeschrieben werden sollen. Im Rahmen der ersten Auktion vom 1. November bis 1. Dezember 2017 werden 500 MW ausgeschrieben. Der Referenztarif ist mit einer maximalen Höhe von 74,8 €/MWh festgelegt. Die Marktprämie wird für 20 Jahre ausgezahlt. Für PV-Dachanlagen fand eine Ausschreibung im April 2017 statt. Es wurden 361 Projekte mit einer Gesamtleistung von 150 MW ausgewählt mit einem durchschnittlichen Preis von 10,67 ct/kWh.¹⁷

¹⁴ [BMW 2017a](#)

¹⁵ Bundesnetzagentur 2017a, www.netztransparenz.de, BMW 2016b

¹⁶ Vormaliges Ministerium für Umwelt, Energie und Meeresangelegenheiten (MEEM)

¹⁷ Siehe [Anlagenliste](#) vom 27.04.2017 des Ministeriums für Umwelt, Energie und Meeresangelegenheiten (MEED)

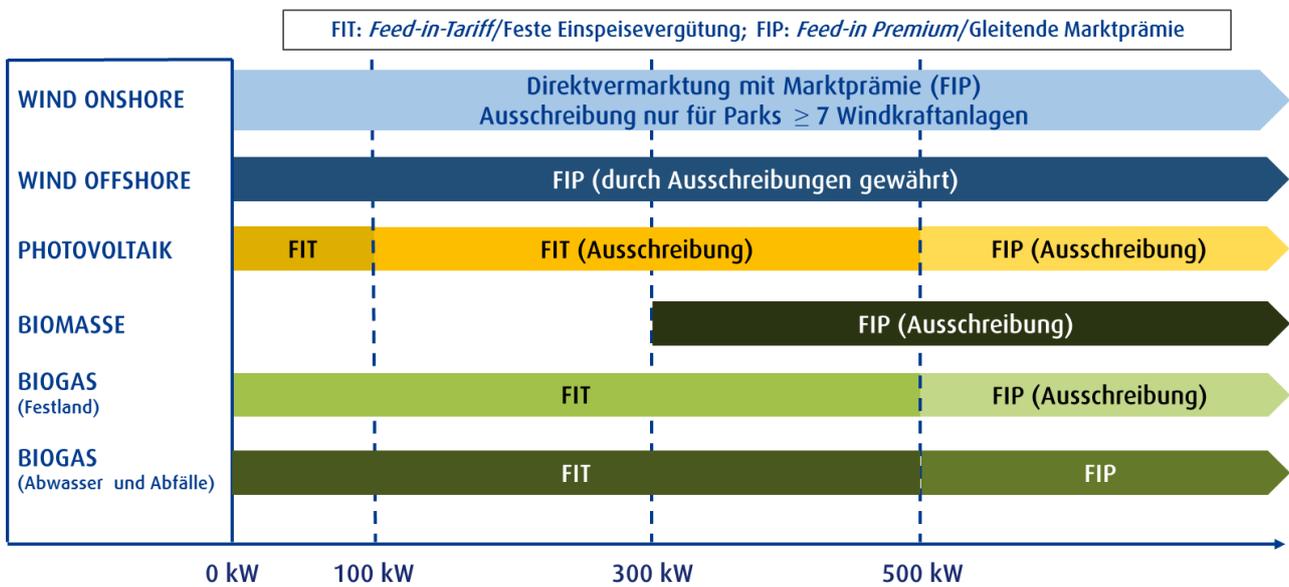


Abbildung 6 - Zusammenfassung der Fördermechanismen für Erneuerbare-Energien-Neuanlagen in Frankreich,¹⁸
Quelle: DFBEW (August 2017)

III.3.2. Der EPEX SPOT Strompreis: Grundlage für die Ermittlung des Marktwertes

Für **Deutschland** gilt folgende Methode zur Ermittlung des Marktwertes: Der Monatsmarktwert ist der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der EPEX SPOT in Cent pro Kilowattstunde.¹⁹ Da Wind und PV inzwischen einen beträchtlichen Anteil an der Direktvermarktung haben, wird für diese beiden Anlagentypen ein energieträgerspezifischer Monatsmarktwert ermittelt: Für jede Stunde eines Kalendermonats wird der durchschnittliche Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der EPEX SPOT mit der Menge des aus Wind bzw. PV erzeugten Stroms multipliziert. Die Ergebnisse für alle Stunden des Kalendermonats werden anschließend summiert und durch die Menge des im Kalendermonat erzeugten Stroms aus Wind bzw. PV dividiert. Der Wert wird auf der Plattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber „Netztransparenz.de“ veröffentlicht.

1. Für jede Stunde des Kalendermonats:

$$[\varnothing \text{ EPEX SPOT Day-Ahead Preis in €/MWh}] \times [\text{Wind- bzw. PV-Erzeugung in MWh}]$$
2.
$$\frac{\sum \text{ aller Stunden des Kalendermonats in €/MWh}}{\sum \text{ Wind- bzw. PV-Erzeugung in MWh}}$$

Im Dezember 2016 lag der ermittelte Marktwert für Wind an Land bei 2,4 ct/kWh und für Solar bei 4,4 ct/kWh. Die Marktprämie wird dem Anlagenbetreiber vom Übertragungsnetzbetreiber ausgezahlt. In Deutschland läuft dies über das EEG-Konto, in dem die Einnahmen und Ausgaben miteinander verrechnet werden. Auf der Ausgabenseite stehen die Zahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Anlagenbetreiber gemäß EEG, das heißt Marktprämie und Einspeisetarife, sowie Verwaltungskosten. Auf der Einnahmenseite stehen die Erlöse, die die Übertragungs-

¹⁸ Für weitere Informationen zu den rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen der Marktprämie in Frankreich: DFBEW (2017): Neuordnung der Fördermechanismen für erneuerbare Energien in Frankreich ([hier](#))

¹⁹ [EEG 2017 Anlage 1](#)



netzbetreiber aus der Vermarktung des EEG-Stroms²⁰ an der Börse erzielen. Im Oktober jeden Jahres wird anhand des Saldo des EEG-Kontos die EEG-Umlage für das kommende Jahr berechnet. Für das Jahr 2017 wurde die EEG-Umlage um 0,53 ct/kWh auf 6,88 ct/kWh erhöht.²¹ Betrachtet man jedoch die Summe aus Börsenstrompreis und EEG-Umlage, ist diese seit dem Höchststand von 10,55 ct/kWh in 2013 kontinuierlich gesunken auf 9,56 ct/kWh in 2017.²² Dies ist auf die sinkenden Börsenstrompreise zurückzuführen.

In **Frankreich** kann der Marktwert auf drei Wegen berechnet werden (gemäß Artikel R.314-18):

- a) Als Durchschnitt der positiven Spotmarktpreise (einschließlich Null) auf Day-Ahead-Basis, je nach Technologie monatlich (Wind und PV), mehrmonatlich (KWK) oder jährlich (kleine Wasserkraftanlagen, Biogas- und Biomasseanlagen, Müllverbrennungsanlagen), eventuell gewichtet, in Abhängigkeit der Stromerzeugung der jeweiligen Technologie. Negative Spotmarktpreise werden bei der Berechnung des Durchschnitts nicht berücksichtigt.
- b) Als Durchschnitt der Future-Preise am französischen Markt.
- c) Als eine Kombination der Lösungen a) und b).

Die französische Regulierungsbehörde *Commission de Régulation de l'Énergie* (CRE) veröffentlicht monatlich die technologiespezifischen Referenzmarkterlöse (Artikel R.314-46). Auf dieser Grundlage müssen die Anlagenbetreiber ihre monatliche Marktprämie gegenüber *Électricité de France* (EDF) in Rechnung stellen. Der Rechnungsbetrag ist innerhalb von 30 Tagen nach Rechnungserhalt von EDF zu bezahlen ([Artikel R. 314-48 des Energiegesetzbuches](#)). Grundsätzlich trägt das Unternehmen EDF die Verantwortlichkeit für die Zahlung der Marktprämie. Jedoch kann gemäß Artikel [L.314-6-1 des Energiegesetzbuches](#) auch anderen Organisationen diese Verantwortlichkeit übertragen werden. So darf z.B. die Firma Enercoop bis zu 75 Verträge im Umfang von insgesamt bis zu 100 MW bzw. Direct Energie 2 500 MW und 500 Verträge verwalten.²³

III.3.3. Vermeidung von Einspeisung bei negativen Strompreisen

In Einklang mit den [Energie- und Umweltbeihilfeleitlinien 2014-2020](#) der Europäischen Kommission sollen in Deutschland und Frankreich Anreize zum Einspeisen bei negativen Strompreisen vermieden werden. Im französischen Modell wird grundsätzlich keine Marktprämie bei negativen Strompreisen gezahlt (Artikel R.314-35 des französischen Energiegesetzbuches). Negative Day-Ahead-Preise machen in Frankreich jedoch nur etwa 0,07 % der Gesamtstunden eines Jahres aus, bezogen auf die Jahre 2011-2016. Im Jahr 2016 beispielsweise gab es insgesamt nur zwei Stunden mit negativen Preisen am französischen Day-Ahead-Markt. Als weiterer Anreiz wird in Frankreich bei vermiedener Produktion während negativer Preise eine Prämie ausgezahlt, z.B. bei Windanlagen bei über 20 Stunden negativer Day-Ahead-Strompreise.

In Deutschland treten negative Strompreise vergleichsweise häufiger auf. Ein Blick auf die Summe von Stunden mit negativen Strompreisen zeigt, dass die Anzahl in den letzten Jahren zwar stark angestiegen ist (vgl. Abbildung 7), gemessen am rasanten Ausbau der erneuerbaren Kapazitäten ist dies jedoch eher als ein moderater Anstieg zu bewerten:

²⁰ Seit 2010 sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, Strom aus erneuerbaren Energien, für den Erzeuger eine feste Einspeisevergütung erhalten, an der Strombörse zu vermarkten ([§2 Abs. 1 Ausgleichsmechanismusverordnung](#))

²¹ Memo des DFBEW zur EEG-Umlage ([hier](#), auf Französisch)

²² [BMW 2017b](#), Börsenstrompreis: Phelix Frontyear Future: 70% Base, 30% Peak

²³ [Erlass vom 20. September 2016](#)



	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
< 6h	9	54	12	15	31	47	27	70	42
> 6h	6	17	0	0	25	17	37	56	55

Abbildung 7 - Anzahl Stunden mit negativen Preisen am deutschen Day-Ahead Markt mit weniger als 6 Stunden Dauer (obere Zeile) und mit mindestens 6 Stunden Dauer (untere Zeile), Quelle: BMWi 2016a

Das deutsche EEG 2017 sieht über den Paragraphen §51 eine besondere Regelung vor:²⁴ Erst wenn der Strompreis an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, wird keine Marktprämie mehr ausgezahlt. Diese Regelung erscheint auf den ersten Blick „milder“ als die Kürzung der Marktprämie ab der ersten negativen Stunde. Allerdings ist es für Marktteilnehmer sehr schwierig, negative 6-Stundenblöcke zu prognostizieren. Die Reihung von negativen Stunden ist wesentlich schwieriger vorherzusehen als das generelle Auftreten von negativen Preisen. Die Einpreisung des Risikos des Verlustausfalls durch negative 6-Stundenblöcke ist somit komplex. Damit besteht die Gefahr, dass die 6-Stunden-Regelung zu Marktverzerrungen führt und das Marktpreissignal schwächt.²⁵

IV. Erfahrungsbericht – Integration von erneuerbaren Energien an der Europäischen Strombörse

IV.1. Organisation des Stromhandels

Der organisierte Handel mit standardisierten Stromprodukten, wie er täglich beispielsweise an der EPEX SPOT stattfindet, ist eines der sichtbarsten Ergebnisse der Strommarktliberalisierung. Der **Stromhandel hat sich mittlerweile als ein zentraler Pfeiler der Energiewertschöpfungskette etabliert**. Der Liberalisierungsprozess begann 1996 mit der ersten EU-Richtlinie zur Strommarktliberalisierung, zwei weitere Legislativpakete zur Harmonisierung und Liberalisierung folgten 2003 und 2009. Der Vorschlag der Europäischen Kommission des Gesetzgebungspakets „[Saubere Energie für Alle Europäer](#)“ von November 2016 zielt darauf ab, diesen Prozess fortzusetzen.

Vor der Liberalisierung (bis 2009)

Stromerzeugung > Übertragung > Vertrieb

Nach der Liberalisierung (ab 2009)

Stromerzeugung > $\begin{matrix} \text{Handel} \\ \text{Übertragung} \end{matrix}$ > Vertrieb

Abbildung 8 - Wertschöpfungskette Strom, Quelle: EPEX SPOT

Ein Blick auf die seit 2009 rasant gestiegene Liquidität an der Europäischen Strombörse EPEX SPOT verdeutlicht den festen Platz, den der Stromhandel mittlerweile innerhalb der Wertschöpfungskette einnimmt:

²⁴ Vormalig §24 EEG 2014

²⁵ Höfling et al. 2015

		Volumen 2009 in TWh	Volumen 2016 in TWh
Deutschland	Day-Ahead (DE/AT/LUX)	135,6	234,9
	Intraday (DE)	5,7	38,8
Frankreich	Day-Ahead	52,6	110,7
	Intraday	1,0	4,1

Abbildung 9 - Entwicklung der Volumen am Spotmarkt der EPEX SPOT, Quelle: EPEX SPOT

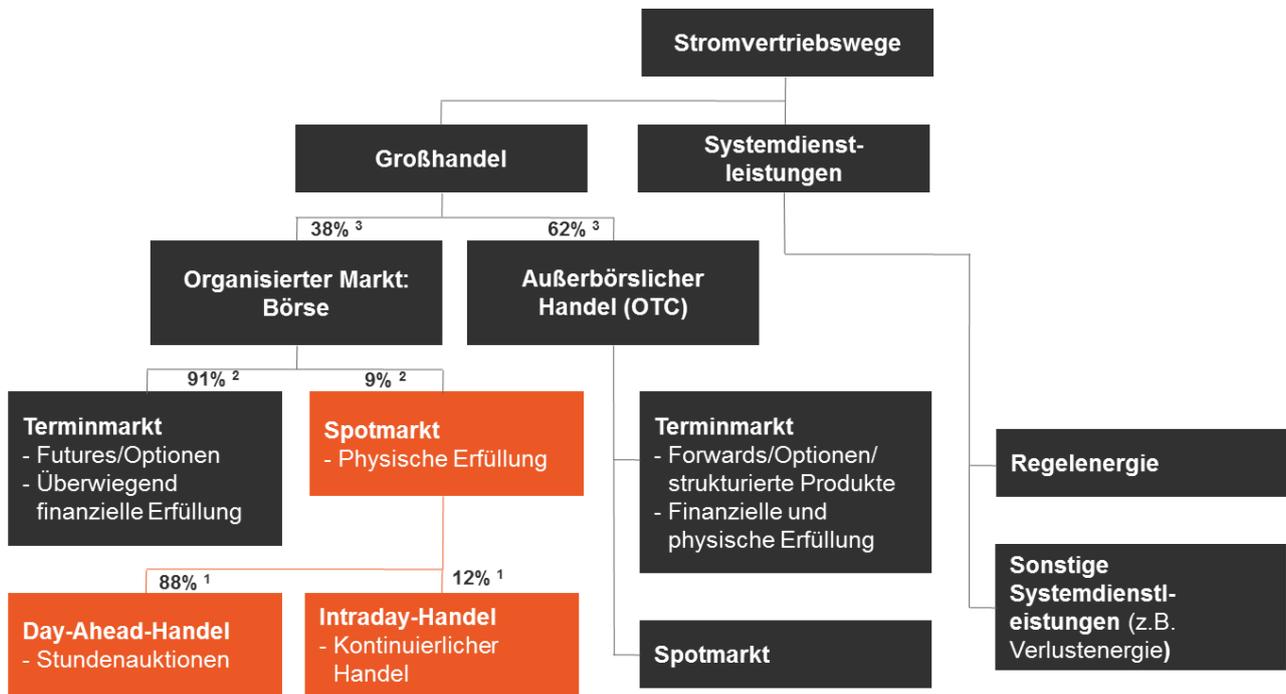
Strom weist physikalische Eigenschaften auf, welche den Handel maßgeblich bestimmen. Er ist derzeit noch schwer speicherbar. Angebot und Nachfrage müssen zu jedem Zeitpunkt des Tages ausgeglichen sein, um die Stabilität des Netzes zu garantieren. Das Angebot von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen wächst. Die Nachfrage bleibt (noch) eher unelastisch. Mit Flexibilitätsoptionen, wie Demand Side Response, kann das Potenzial der flexiblen Nachfrage zukünftig gehoben werden.²⁶ Der Strommarkt bildet diese Realitäten ab und organisiert sich in verschiedenen Teilmärkten, die sich primär durch unterschiedliche Lieferfristen unterscheiden.

Der **Day-Ahead-Handel** findet in Form einer täglich um 12 Uhr ablaufenden Auktion statt und das jeden Tag das ganze Jahr über. Bei der Auktion werden die 24 Stunden des Folgetages gehandelt, sowohl als einzelne Stunden als auch in Blöcken aus verschiedenen Stundenkombinationen. Der Börsenstrompreis ergibt sich aus dem Schnittpunkt der aggregierten Angebots- und Nachfragekurve. Die Europäische Marktkopplung der Day-Ahead-Märkte ermöglicht den Stromhandel innerhalb 23 europäischer Länder. So kann etwa ein Angebot aus Österreich mit einer Nachfrage aus Großbritannien ausgeführt werden. Um die Preiskopplungslösung zu entwickeln und auszubauen, gibt es die Preiskopplung der Regionen (PCR). Sie basiert auf drei Prinzipien: einem einzigen Algorithmus, robustem Betrieb sowie individueller Verantwortlichkeit der Strombörsen für ihr Marktgebiet. Somit können im Day-Ahead-Markt in ganz Europa Strompreise berechnet und grenzüberschreitende Kapazitäten zugeteilt werden. Dies ist notwendig, um das Gesamtziel der EU eines harmonisierten europäischen Strommarktes zu erreichen. Der integrierte europäische Strommarkt soll Liquidität, Effizienz und Soziale Wohlfahrt – also den Gewinn aller Marktteilnehmer – erhöhen. Der PCR-Initiative gehören sieben Strombörsen an: EPEX SPOT, GME, Nord Pool, OMIE, OPCOM, OTE und TGE.

Der **Intraday-Markt** ist nicht als Auktion, sondern in Form eines kontinuierlich stattfindenden Handels organisiert. Ab 15 Uhr des Vortages kann jede Stunde des Folgetages bis kurz vor Lieferzeitpunkt gehandelt werden. Die Schließzeiten der Intraday-Märkte der EPEX SPOT variieren je nach Markt. In Frankreich sind es derzeit 30 Minuten vor Lieferzeitpunkt, in Deutschland sind es seit Juni 2017 nur noch 5 Minuten.²⁷ Die Intraday-Gebote werden entsprechend ihrer Charakteristika ins Orderbuch aufgenommen: ihre Position, das heißt Angebot oder Nachfrage, die Preisgrenze und die Abgabezeit. Ein Gebot wird ausgeführt, sobald es ein entsprechendes passendes Gebot gibt, das heißt zum selben oder besseren Preis.

²⁶ [Pentalateral Energy Forum 2016](#)

²⁷ Am 14. Juni 2017 hat EPEX SPOT die Lieferzeit auf dem deutschen Intraday-Markt von 30 auf [5 Minuten verkürzt](#).



- 1) Verhältnis in % zwischen gehandelten Volumen an den Day-Ahead- und Intraday-Märkten der EPEX SPOT 2016 (Quelle: EPEX SPOT)
- 2) Beispielhaft ist hier das Verhältnis genannt zwischen gehandelten Volumen am deutschen Terminmarkt der EEX (power derivatives) und gehandelten Volumen am deutschen Spotmarkt der EPEX SPOT 2016. Für Frankreich liegt das Verhältnis 2016 bei 80% Terminmarkt EEX und 20% Spotmarkt EPEX SPOT (Quelle: EPEX SPOT, EEX)
- 3) Beispielhaft ist hier das Verhältnis genannt zwischen EPEX SPOT Volumen am deutsch-österreichischen Spotmarkt und dem OTC-Handel 2014. In Frankreich lag das Verhältnis bei 81% französischer Spotmarkt der EPEX SPOT gegenüber 19% OTC 2016 (Quelle: EPEX SPOT, Bundesnetzagentur 2014, CRE 2016)

Abbildung 10 - Wege des Stromvertriebs, Quelle: EPEX SPOT

Dem kurzfristigen Spothandel kommt aufgrund der physikalischen Eigenschaften des Stroms und der zunehmenden Einspeisung aus variablen erneuerbaren Energiequellen eine zentrale Rolle zu. Der Spotmarkt ist der wesentliche Marktplatz, auf dem die fluktuierenden und über längere Zeiträume schwerer prognostizierbaren erneuerbaren Energien gehandelt werden. Die in Deutschland und Frankreich eingeführte **Direktvermarktung findet daher hauptsächlich am Spotmarkt statt.**

IV.2. Rolle der Strombörse

Unterschiedliche Strombörsen organisieren den Markt für Strom in Europa. EPEX SPOT organisiert die kurzfristigen Strommärkte in Deutschland, Frankreich, Österreich, Schweiz, Großbritannien, Belgien, Niederlande und Luxemburg. Die Schaffung eines gesamteuropäischen Strommarkts ist das Kernanliegen von EPEX SPOT. Im Jahr 2016 handelten ihre 278 Handelsteilnehmer 529 TWh Strom (davon 468 TWh auf dem Day-Ahead und 62 TWh auf dem Intraday-Markt). **Das entspricht insgesamt einem Drittel des Stromverbrauchs dieser acht Länder.**



Märkte und Dienstleistungen der EPEX SPOT

EPEX SPOT Märkte
(Deutschland, Österreich, Luxemburg, Frankreich,
Großbritannien, Niederlande, Belgien, Schweiz)

Geplante Markterweiterung

**Marktsteuerung für serbische
Strombörse SEEPEX (25% Anteil)**

Marktsteuerungs-Dienstleistungen

Marktkopplungs-Dienstleistungen

- Mehr als 275 Börsenmitglieder
- 530 TWh gehandelte Volumen im Jahr 2016

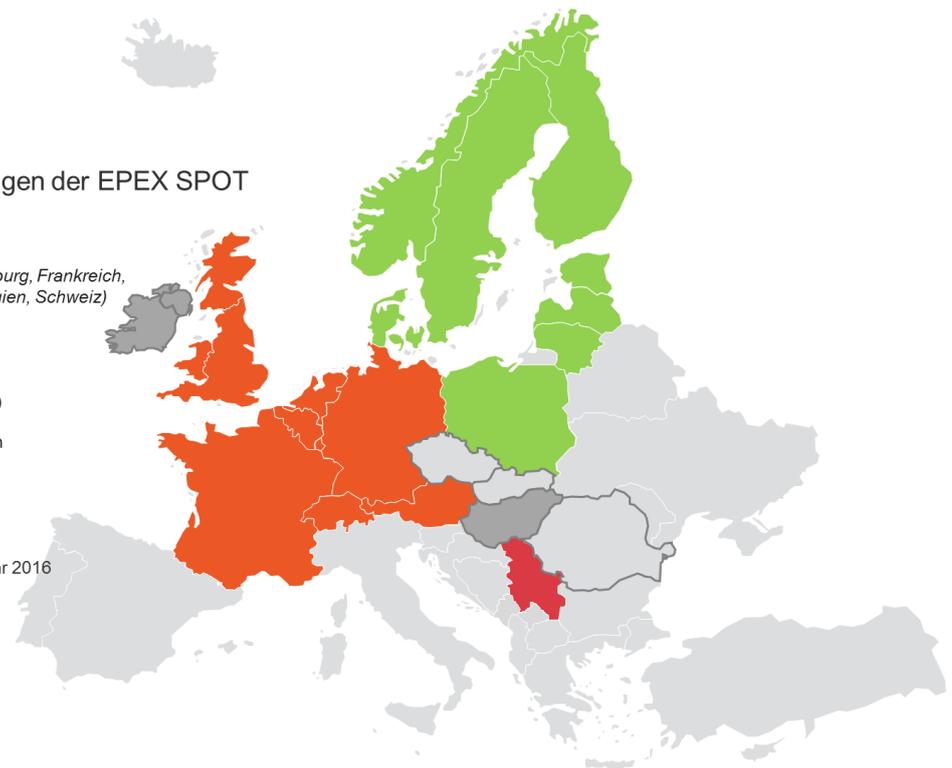


Abbildung 11 - Märkte der EPEX SPOT, Quelle: EPEX SPOT

Die gehandelten Volumina am Day-Ahead und Intraday der EPEX SPOT Märkte sind dabei in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen:

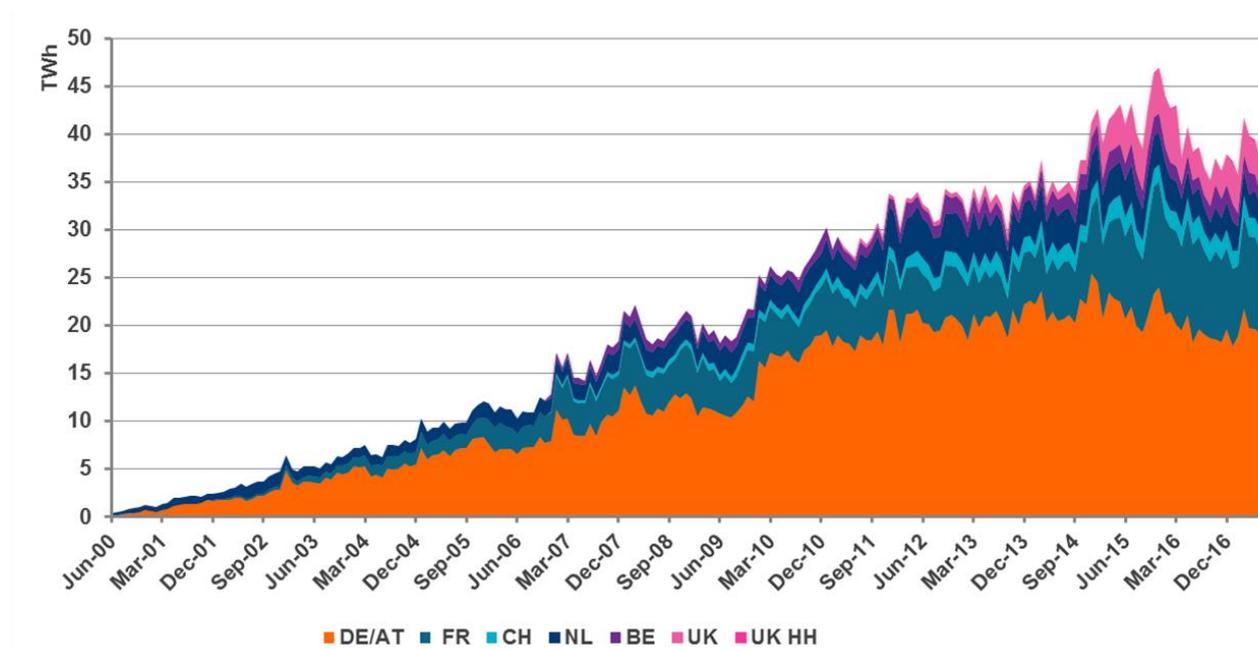


Abbildung 12 - Entwicklung der Volumen an den Day-Ahead-Märkten der EPEX SPOT 2000-2016, Quelle: EPEX SPOT

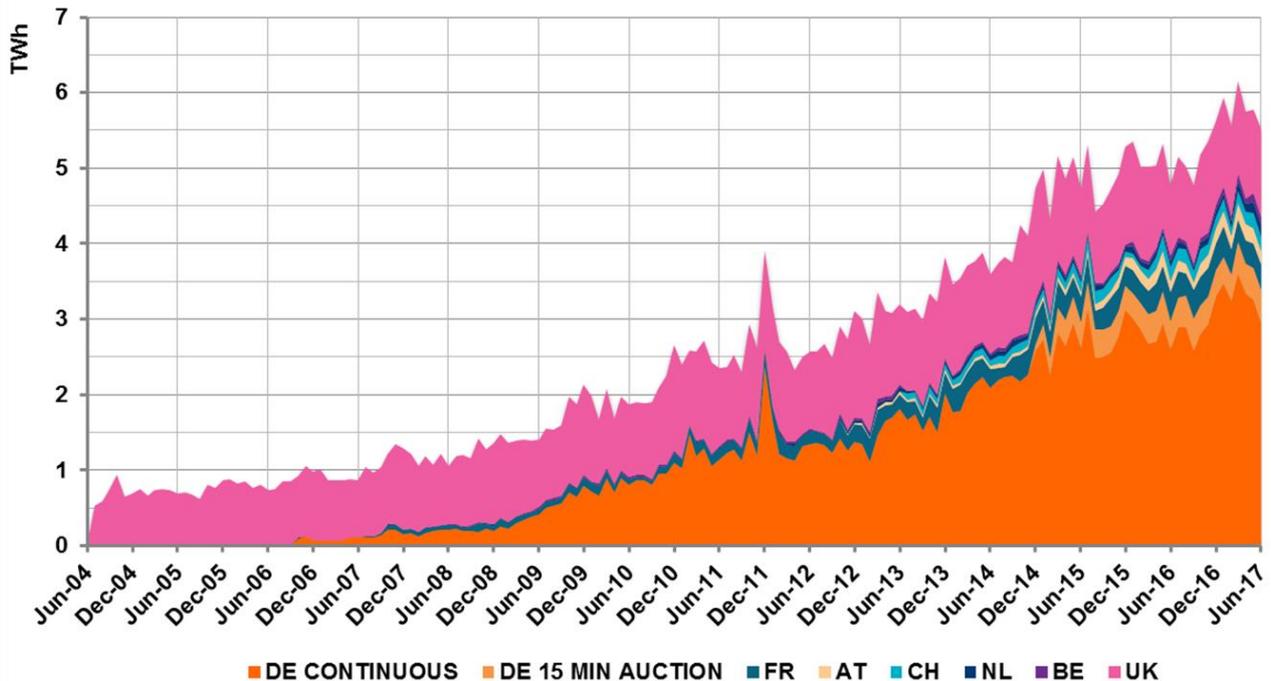


Abbildung 13 - Entwicklung der Volumen an den Intraday-Märkten der EPEX SPOT 2004-2016, Quelle: EPEX SPOT

Die Hauptaufgabe einer Strombörse besteht in der möglichst breiten **Bündelung von Angebot und Nachfrage** zur **täglichen Ermittlung und Veröffentlichung eines Referenzpreises**. Dieser ergibt sich als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage und entspricht in der Regel Grenzkosten der teuersten Erzeugungseinheit in der „Merit Order“.

Dieser **Referenzpreis der Börse** ist entscheidend für einen effizient funktionierenden Strommarkt. Er leitet:

- **kurzfristige Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen sowie**
- **langfristige Investitionen in neue Erzeugungskapazitäten.**

Zur Ermittlung der Höhe der Marktprämie in Deutschland und Frankreich wird der täglich für jede Stunde von der EPEX SPOT ermittelte und veröffentlichte Marktpreis benötigt. Darüber hinaus kann das Preissignal der Börse Industrie- und Privatkunden dabei helfen, sich eines „realen“ Wertes des Stroms bewusst zu werden.

Die Märkte in Europa sind weitgehend miteinander gekoppelt und wachsen immer weiter zusammen – sowohl physisch über die grenzüberschreitenden Stromnetze als auch wirtschaftlich über die Kopplung der Strombörsen. Die sogenannte **Marktkopplung** ist ein zentrales Element zur Vollendung des europäischen Strombinnenmarktes. Bei der Marktkopplung werden der Strom und Transportkapazitäten gleichzeitig verauktioniert (sogenannte „implizite Auktion“). Dadurch, dass die nationale Stromnachfrage durch das europaweit günstigste Angebot gedeckt wird, ermöglicht der europäische Strommarkt jährlich Einsparungen in Milliardenhöhe.²⁸ Die Kopplung der Strommärkte ermöglicht zudem die Integration bedeutender Mengen erneuerbaren Stromes. Bei der Marktkopplung muss zwischen Day-Ahead und Intraday unterschieden werden:

²⁸ Booz&Co gehen in ihrer Studie [„Benefits of an Integrated European Energy Market“](#) 2013 im Auftrag der Generaldirektion Energie der Europäischen Kommission davon aus, dass die vollständige Kopplung der Europäischen Strommärkte zu Einsparungen in Höhe von 2,5 bis 4 Mrd. €/Jahr führen wird.

- Die **Kopplung der Day-Ahead Märkte** ist bereits fast vollständig realisiert. Sie begann 2006 mit der Kopplung der Märkte Frankreichs, Belgiens und der Niederlande. **Heute sind 23 Länder Europas mit 7 Strombörsen Teil der sogenannten Multi-Regionen-Kopplung und decken 90 Prozent des europäischen Strombedarfs ab.**
- Auch die **Kopplung der Intraday-Märkte** schreitet voran. Alle acht Intraday-Märkte der EPEX SPOT sind bereits miteinander gekoppelt. Zudem arbeitet EPEX SPOT zusammen mit drei weiteren Strombörsen und Übertragungsnetzbetreibern aus 11 Ländern an dem sogenannten „XBID-Projekt“ (European Cross-Border Intraday Solution²⁹) – der Intraday-Lösung für den grenzüberschreitenden Handel an 12 europäischen Grenzen. Weitere Strombörsen und Übertragungsnetzbetreiber aus allen anderen EU-Ländern wurden eingeladen, dem XBID-Projekt beizutreten. Sie befinden sich im sogenannten „Accession Stream“, der sie auf die Einführung von XBID vorbereitet. Die mit XBID einhergehende Ausweitung der Kopplung der Intraday-Märkte ist für das erste Quartal 2018 vorgesehen.

IV.3. Produkte der Strombörse für die Integration erneuerbarer Energien

Stromspotmärkte sind ein geeignetes Instrument zur Integration erheblicher Mengen erneuerbaren Stroms. Mit der zunehmend variablen Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen weisen die Strommärkte in Europa einen erhöhten Bedarf an innovativen Flexibilitätsprodukten auf. Dabei geht es insbesondere um **kurzfristige 15- und 30-Minuten-Produkte** und um die **Verkürzung der Vorlaufzeiten** von der Transaktion bis zur physischen Lieferung (siehe Abbildung 14).

Das Preissignal von **15- und 30-Minuten-Kontrakten** gibt Flexibilität einen marktbasierten Wert und setzt Anreize für ein systemdienliches Verhalten. Als erste Strombörse Europas ermöglicht EPEX SPOT viertelstundenscharfen Stromhandel im kontinuierlichen Intraday-Markt, lokal sowie grenzüberschreitend zwischen Deutschland, Österreich und der Schweiz. Seit März 2017 können auch 30-Minuten-Kontrakte im kontinuierlichen Intraday-Markt der EPEX SPOT in Frankreich, Deutschland und der Schweiz lokal sowie grenzüberschreitend gehandelt werden.

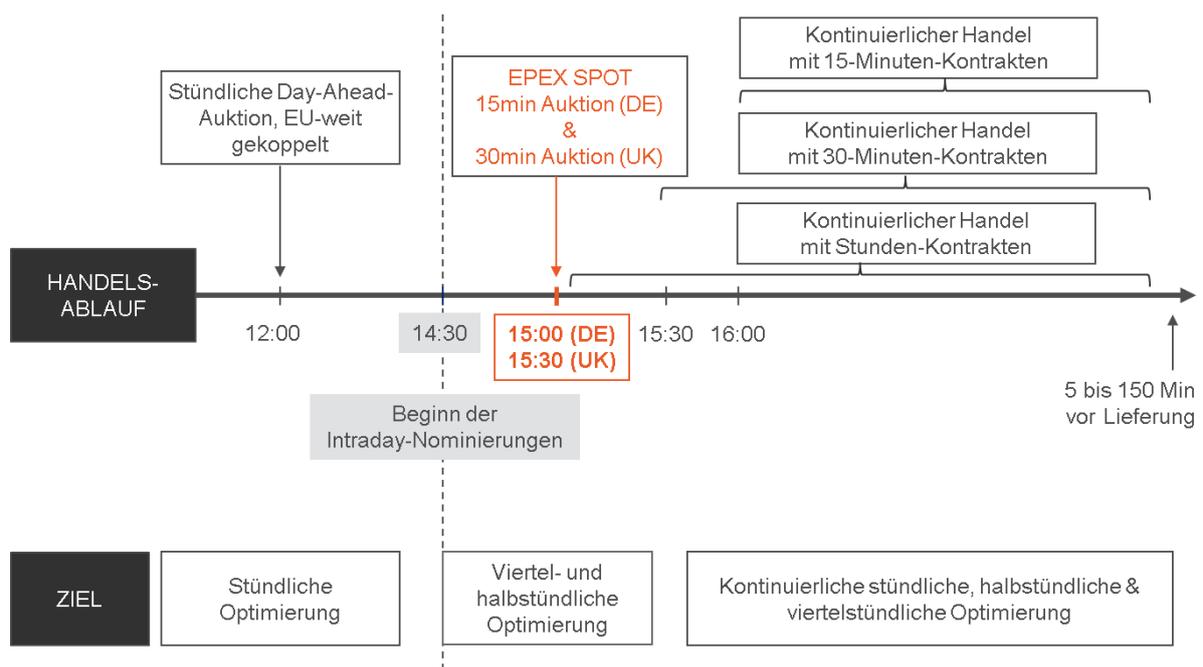


Abbildung 14 - Zeitlicher Verlauf der Day-Ahead und Intraday-Märkte der EPEX SPOT, Quelle: EPEX SPOT

²⁹ Weitere Informationen zu XBID [hier](#)

Darüber hinaus führte EPEX SPOT in Deutschland im Dezember 2014 eine Auktion für 15-Minuten-Kontrakte des Folgetags ein, welche täglich um 15:00 Uhr stattfindet. In Großbritannien organisiert die Börse zudem jeweils um 15:30 Uhr eine 30-Minuten-Auktion für den Folgetag.

Diese Intraday-Eröffnungsauktionen bieten Bilanzkreisverantwortlichen eine zusätzliche Möglichkeit zur viertel- bzw. halbstündlichen Bewirtschaftung von Erzeugungsrampen, Feinabstimmung von Kundenportfolios und unterständlicher Korrektur von Prognoseabweichungen. Die Bilanz dieser 15-Minuten-Auktion in Deutschland fällt positiv aus. Über 70 aktive Börsenmitglieder nehmen jeden Monat daran teil. Die Auktionen haben zur Erhöhung des Handelsvolumens und der Marktliquidität geführt. Abbildung 15 zeigt ein deutliches Wachstum der 15-Minuten-Produkte in Deutschland, wobei der leichte Rückgang 2016 der 15-Minutenkontrakte im kontinuierlichen Handel durch die wachsende Nachfrage nach der 15-Minuten-Auktion deutlich überkompensiert wurde. Gerade an Tagen, an denen das elektrische System in Deutschland stark beansprucht wurde (z.B. Sonnenfinsternis 2015, Weihnachten 2016), trugen die kurzfristigen Märkte der EPEX SPOT und insbesondere die 15-Minuten-Auktion zur Wertschöpfung der existierenden Flexibilität und somit zur Versorgungssicherheit bei.³⁰

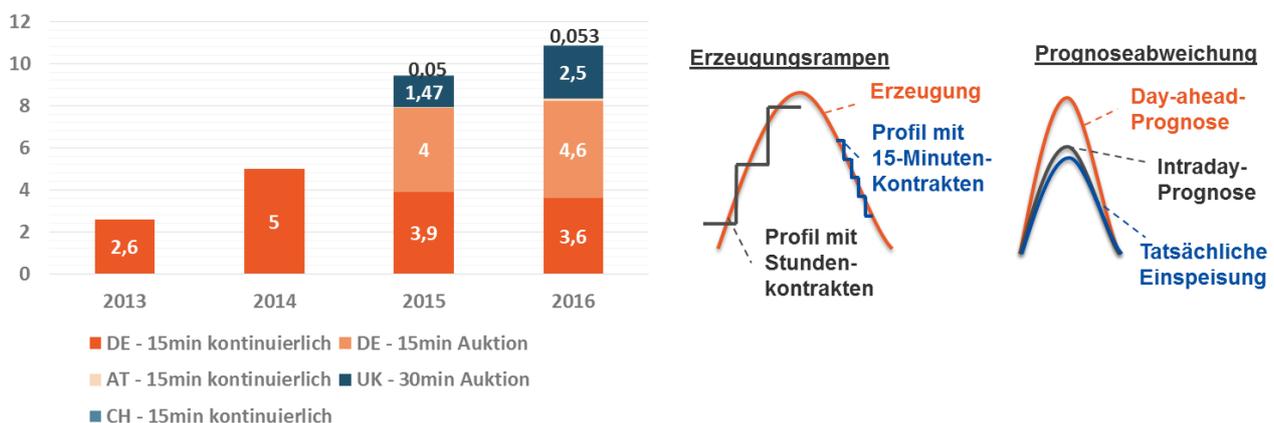


Abbildung 15 - Viertelstundenkontrakte: Handelsvolumen (in MW) und Funktionsprinzip, Quelle: EPEX SPOT

Durch die schrittweise regionale Ausweitung der 15- und 30-Minutenprodukte auf weitere Märkte können zukünftig weitere Flexibilitätspotenziale genutzt werden.

Ein weiterer Hebel für mehr Flexibilität ist die **Verkürzung der Vorlaufzeiten** auf den Intraday-Märkten. Im Juli 2015 hat EPEX SPOT die Vorlaufzeiten auf allen Intraday-Märkten verkürzt. Seitdem ist z.B. in Frankreich der Handel mit Strom am Intraday bis 30 Minuten vor Lieferung möglich. In Deutschland hat EPEX SPOT die Vorlaufzeit im Juni 2017 erneut verkürzt von 30 Minuten auf aktuell 5 Minuten vor Lieferung innerhalb jeder der vier deutschen Regalzonen. Ebenfalls kann in Belgien und den Niederlanden bis 5 Minuten vor Lieferung gehandelt werden. In anderen Ländern, wie z.B. der Schweiz, liegt die Vorlaufzeit bei 60 Minuten. Auch beim grenzüberschreitenden Intraday-Handel liegt die Vorlaufzeit bei 60 Minuten.

³⁰ Weiterführende Informationen siehe: [EPEX SPOT \(2015\)](#): Flexibility is the answer. European Power Exchange as a component of security of supply during the solar eclipse, Autor: Aymen Salah Abou El-Enien; [Energy Brainpool \(2015\)](#): Elchtest für die Strommarktflexibilität. Ressourcenkoordination im Rahmen der Sonnenfinsternis.



Handel	Vorlaufzeit heute (seit Juli 2015)	Ehemalige Vorlaufzeit (bis Juli 2015)
Innerhalb Belgiens	5 Minuten	-
Innerhalb der Niederlande	5 Minuten	-
Innerhalb Deutschlands	5 Minuten (seit Juni 2017)*	45 Minuten
Innerhalb Frankreichs	30 Minuten (seit Juli 2015)	45 Minuten
Innerhalb Österreichs	30 Minuten	75 Minuten
Innerhalb der Schweiz	60 Minuten	75 Minuten
Innerhalb Großbritanniens	75 Minuten	-
Zwischen Deutschland und Frankreich	60 Minuten (seit 2010)	60 Minuten
Zwischen Deutschland und Österreich	60 Minuten	75 Minuten
Zwischen Deutschland und der Schweiz	60 Minuten	75 Minuten
Zwischen Frankreich und der Schweiz	60 Minuten	75 Minuten
Zwischen Belgien und den Niederlanden	60 Minuten	-
Zwischen Deutschland und den Niederlanden (indirekt)	60 Minuten	-
Zwischen Belgien und Frankreich	60 Minuten	-

* 5 Minuten innerhalb einer Regelzone, 30 Minuten regelzonenübergreifend

Abbildung 16 - Vorlaufzeiten Intraday-Märkte, Quelle: EPEX SPOT

IV.4. Entwicklung der Direktvermarktung an der Strombörse

IV.4.1. Marktakteure

Mit Einführung der Direktvermarktung sind in Deutschland neue Marktakteure entstanden, die sogenannten **Direktvermarkter**. Sowohl in Deutschland als auch in Frankreich kann die Direktvermarktung vom Anlagenbetreiber selbst durchgeführt werden oder von Direktvermarktern übernommen werden. Wesentlich ist, dass die **Direktvermarkter das Risiko des Bilanzkreisausgleichs übernehmen** und für mögliche notwendige Ausgleichsenergie aufkommen. Als Bilanzkreisverantwortliche sind die Direktvermarkter in Deutschland wirtschaftlich für die Prognose sowie den Ausgleich von Abweichungen zwischen tatsächlicher Einspeisung und Entnahme in ihrem Bilanzkreis verantwortlich. Unterschreitet die tatsächliche Einspeisung die vortägig vermarkteten Mengen, so ist der Bilanzkreisverantwortliche angehalten, die fehlenden Strommengen zu beschaffen, z.B. am Spotmarkt. Übertrifft die tatsächliche Einspeisung die vortägig vermarkteten Mengen, so ist der Bilanzkreisverantwortliche wiederum angehalten, die überschüssigen Strommengen zu veräußern. Ist ein Bilanzkreis nicht fristgerecht ausgeglichen, stellt der Übertragungsnetzbetreiber dem Bilanzkreisverantwortlichen die notwendige Ausgleichsenergie in Rechnung. Direktvermarkter werden demnach zur Minimierung der Ausgleichsenergie angereizt.

In **Deutschland** gibt es derzeit etwa 50 Direktvermarkter. Dies sind Energiehändler, Energieversorger und Stadtwerke, teilweise auch neue Akteure, die rein auf die Direktvermarktung spezialisiert sind. Zu den Direktvermarktern mit den größten Portfolios gehören:





Direktvermarkter	Portfolio in MW Stand 01.01.2017	Portfolio in MW Stand 31.12.2016
Statkraft	8.790	10.042
MVV	7.050	4.100
Trianel	5.000	4.600
EnBW AG	4.600	3.400
Vattenfall Europe Sales	4.410	4.110
Wind Energy Trading	3.500	4.000
Eon Energie Deutschland	3.400	2.300
Quadra Energy	3.300	3.000
energy2market	3.217	3.207
Clean Energy Sourcing	2.568	3.339
Neas Energy	2.500	4.000
EWE Trading	2.475	2.390
In-Power/ BKW Energie	2.430	2.310
Innogy SE	1.939	1.911
Next Kraftwerke	1.734	2.096
Sunnich Lighthouse	1.260	1.050

Abbildung 17 - Direktvermarkter in Deutschland und ihre Portfolios (in grün: Portfoliowachstum 2017 im Vergleich zum Vorjahr, in rot: Portfolioverkleinerung 2017 im Vergleich zum Vorjahr), Quelle: Energie & Management 2017

Nach anfänglicher Wachstumsdynamik hat sich der Markt zuletzt stark konsolidiert. Die Erlöse aus der Direktvermarktung sind in den vergangenen Jahren gesunken. So haben zahlreiche Direktvermarkter in Deutschland ihre Portfolios verschlankt, wenngleich einige Anbieter sie deutlich ausbauen konnten.³¹

In **Frankreich** befindet sich der Markt im Vergleich noch in den Anfängen. Nach ersten Einschätzungen von Marktakteuren könnten vor allem drei Geschäftsfelder für Direktvermarkter interessant sein: Wasserkraftwerke, neue PV- und Windparks sowie Windparks, deren 15-jährige Einspeisetarif-Periode endet oder die bereits vor dieser Periode den Einspeisemechanismus verlassen.³² Eine erste Welle von Windparks, deren Einspeisetarif-Periode endet, ist ab 2018 zu erwarten. Marktakteure rechnen mit einem starken Wachstum von mehr als 3.000 MW pro Jahr.³³ Zu den ersten Marktakteuren gehören europäische Energieversorger wie Axpo, CNR, Engie, Statkraft, Uniper und Vattenfall, reine Direktvermarkter wie Next Kraftwerke, Danske Commodities und Hydronext, aber auch kleinere Energieversorger. Insgesamt sind europäische Akteure derzeit zahlreicher als französische Akteure,

die es jedoch auch gibt, wie etwa Enercoop, Solvay. Einige dieser Akteure waren zuvor im deutschen Markt aktiv und bringen dadurch mehrjährige Erfahrungen in der Bewirtschaftung großer Portfolios mit.

IV.4.2. Volumen in der Direktvermarktung

Seit Einführung der Direktvermarktung in **Deutschland** ist die mit der Marktprämie geförderte Leistung kontinuierlich gestiegen. Von Dezember 2015 bis Dezember 2016 stieg die geförderte Direktvermarktung für alle erneuerbaren Energien-Technologien um 7,38 GW auf insgesamt 59,57 GW. Auf Windenergie an Land entfällt der mit Abstand größte Anteil, mit 41,19 GW geförderter Direktvermarktung im Dezember 2016. Auf die Photovoltaik entfallen im Dezember 2016 8,24 GW installierte Leistung in der Direktvermarktung (siehe Abbildung 18).

³¹ Energiate 2017; Energie & Management 2017

³² Valorem 2017

³³ s.o.



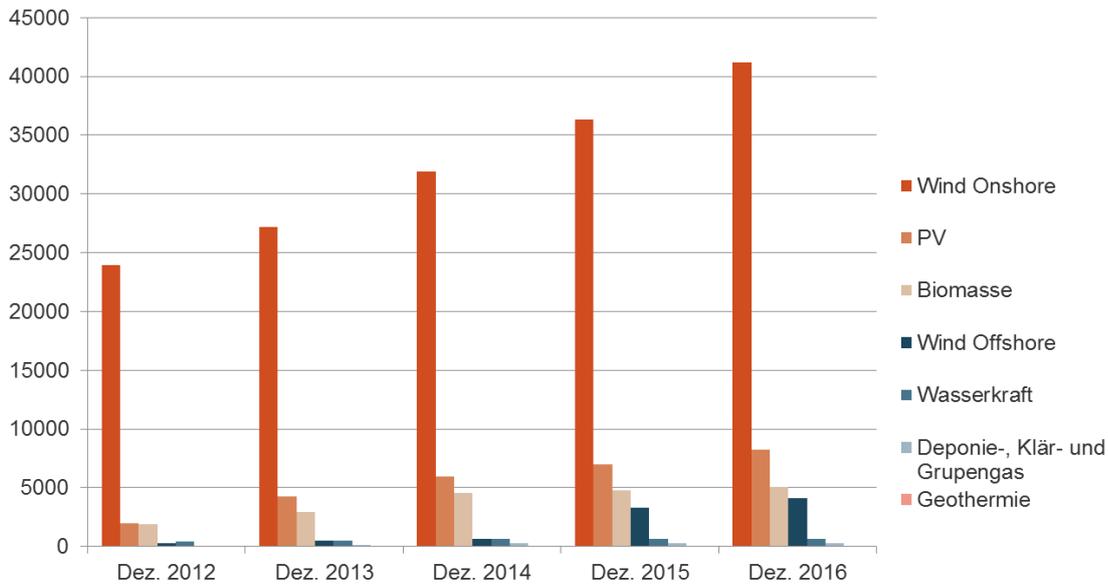


Abbildung 18 - Entwicklung der EEG-Anlagenleistung (Marktprämie) in Deutschland (in MW),
Analyse: EPEX SPOT, Daten: www.netztransparenz.de

Im Vergleich zur Einspeisung mit Einspeisetarifen wuchs damit auch der Anteil der Direktvermarktung an der Wind- und PV-Einspeisung. **Im Bereich Windenergie an Land werden mittlerweile 90% der EEG-Strom-Einspeisemengen in kWh direkt vermarktet**. Bei der **Photovoltaik sind es 19%**, jeweils bezogen auf das Jahr 2015.

Die wachsende Bedeutung von Direktvermarktern an der Strombörse zeigt sich auch bei einem Blick auf die gehandelten Volumina an der EPEX SPOT. Abbildung 19 vergleicht die Winderzeugung (grüne Kurve) mit den von den Aggregatoren gehandelten Volumina am deutschen Day-Ahead (orange Kurve) und Intraday-Markt (gelbe Kurve) der EPEX SPOT. Als Aggregatoren wurden 22 Börsenmitglieder berücksichtigt, deren Hauptgeschäftsfeld die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien ist. Energieversorger, die neben ihrer eigentlichen Tätigkeit auch als Aggregatoren tätig sind, wurden nicht mit einbezogen, um das Ergebnis nicht zu verfälschen.

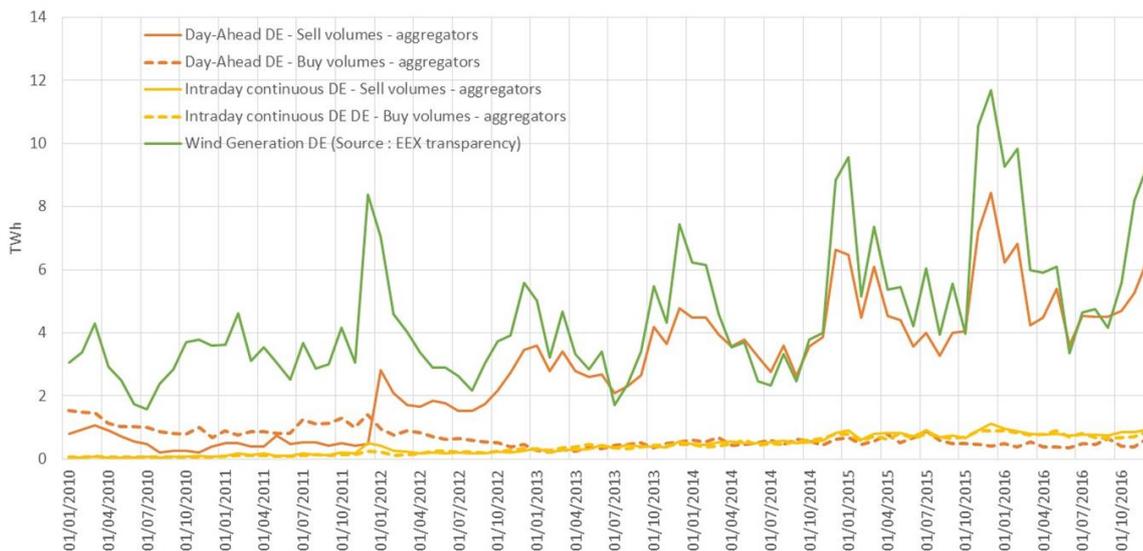


Abbildung 19 - Wachsende Bedeutung von Aggregatoren an der EPEX SPOT am deutschen Spotmarkt,
Quelle: EPEX SPOT, EEX Transparency Plattform

Anhand der Entwicklung der Volumina der Direktvermarkter in Deutschland ist der Verlauf der regulatorischen Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung deutlich ablesbar. So ist insbesondere ein deutlicher Anstieg des Day-Ahead-Verkaufsvolumens im Januar 2012 zu erkennen, als die Direktvermarktung optional eingeführt wurde. Ebenfalls lässt sich erkennen, dass die monatlichen Volumen der Aggregatoren am Day-Ahead Markt der EPEX SPOT in hohem Maße mit der Winderzeugung in Deutschland korrelieren. Auch im kontinuierlichen Intradayhandel sind die Volumen der Aggregatoren seit Einführung des Marktprämienmodells gestiegen, wenn auch in insgesamt geringerem Maße. Die monatlichen Kaufs- und Verkaufsvolumina liegen im Intraday sehr eng beieinander. Es ist daher anzunehmen, dass Direktvermarkter zunächst den Day-Ahead-Markt zur Vermarktung ihrer Wind-Volumina nutzen und anschließend auf den Intraday für Ausgleichszwecke zurückgreifen. Im Vergleich zum Day-Ahead werden am Intraday-Markt kleinere Volumina gehandelt.

IV.4.3. Aggregierte Angebots- und Nachfragekurve

Direktvermarkter reagieren zunehmend auf negative Börsenstrompreise - ein deutliches Zeichen für die erfolgreiche Integration der Erneuerbaren in den Strommarkt. Anhand einer ausgewählten aggregierten Gebotskurve soll im Folgenden aufgezeigt werden, wie Direktvermarkter auf das Marktpreissignal an der Strombörse reagieren. Ausgewählt wurden die aggregierte Gebotskurve des 26. Dezember 2016 – ein windiger Tag mit einem negativen Preis von minus 67 €/MWh in Stunde 7 (vgl. Abbildung 20). Die Angebotskurve (in grau) weist ein deutliches *Plateau* von angebotenen Volumina bei negativen Preisen zwischen -50 und -100 €/MWh auf.

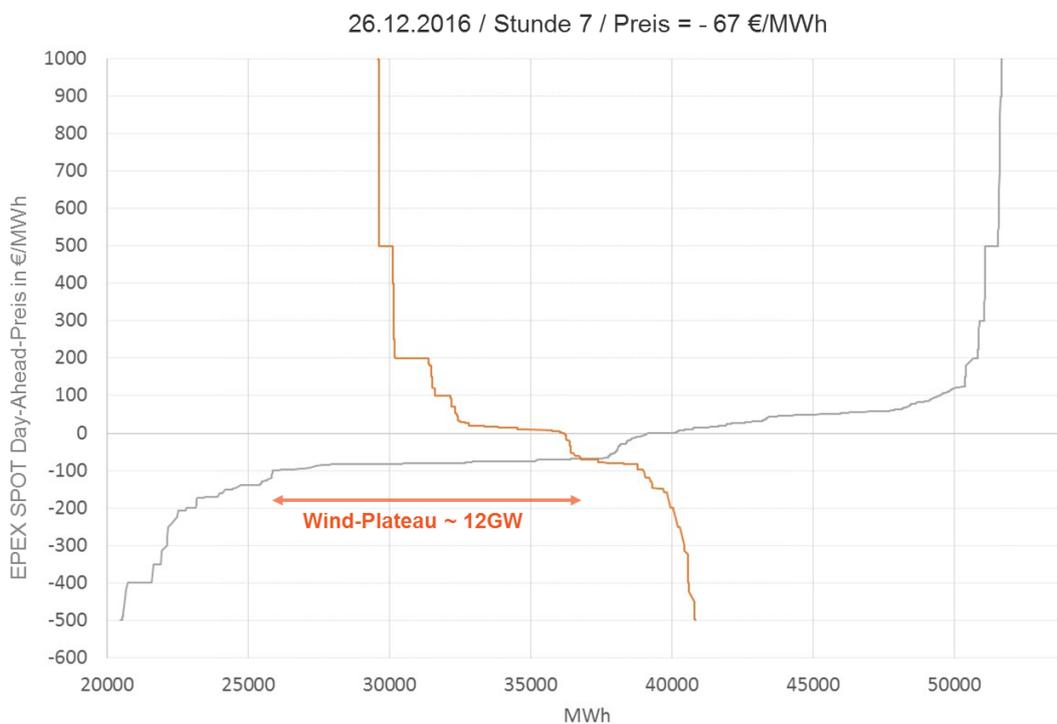


Abbildung 20 - Aggregierte Gebotskurve an einem windigen Tag 26.12.2016, Stunde 7, Preis: - 67 €/MWh, Quelle: EPEX SPOT

Bei dem 12 GW großen Plateau handelt es sich aller Wahrscheinlichkeit nach um Windenergie, das heißt um Winderzeugung, die die Direktvermarkter an der Day-Ahead-Auktion anbieten. Um dies zu überprüfen, wurden zunächst für jede Stunde des Monats Dezember 2016 die angebotenen Volumina der Day-Ahead Angebotskurve, deren Preis zwischen -50 und -100 €/MWh lag, ermittelt. Diese Volumina wurden mit der Windvorhersage verglichen. Es zeigt sich: Das Wind-Plateau korreliert stark mit der Windvorhersage (vgl. **Abbildung 21**). Daher kann mit großer Sicherheit angenommen werden, dass die Volumina des Plateaus größtenteils der von den Direktvermarktern angebotenen Winderzeugung entsprechen und nicht aus der Erzeugung aus thermischen Kraftwerken oder Photovoltaik stammen.

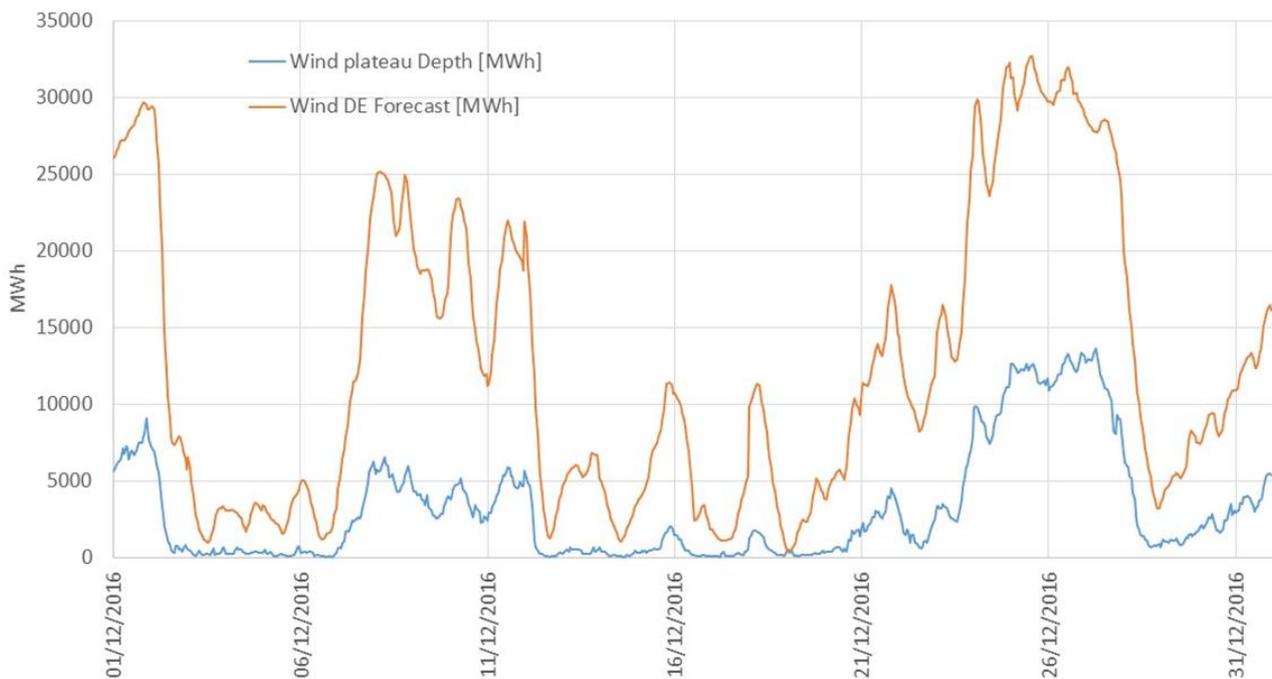


Abbildung 21 - Korrelation zwischen Windplateau und Windvorhersage im Dezember 2016,
Analyse: EPEX SPOT, Quelle: EPEX SPOT, Eurowind

Anhand eines **konkreten Beispiels** soll nun die rationale Gebotsstrategie eines Direktvermarkters verdeutlicht werden. Nehmen wir an, dass:

- der Direktvermarkter den tatsächlichen Marktwert in MW für Onshore Wind für den 26. Dezember 2016 vorhersehen kann. In unserem Beispiel liegt der Wert bei 24 €/MWh.
- der Referenztarif für Onshore Wind bei 97 €/MWh liegt. Dieser Wert entspricht der durchschnittlichen EEG-Vergütung für Windenergie im Jahr 2016.³⁴

In diesem Fall beträgt die Marktprämie $97 - 24 = 73$ €/MWh.

Für eine gegebene Stunde würde ein Direktvermarkter nur einspeisen, wenn die Gesamtvergütung aus erzieltm Börsenstrompreis und Marktprämie positiv ist.³⁵ Dies ist in unserem Beispiel der Fall, wenn der Marktpreis größer als -73 €/MW ist. So ist es in diesem Falle für den Direktvermarkter rational, seine Winderzeugung über ein limitiertes Gebot bis zu einem negativen Börsenstrompreis von -73 €/MWh am Day-Ahead-Markt anzubieten. Ist der Preis kleiner als -73 €/MWh, wird das Gebot nicht ausgeführt und der Direktvermarkter reduziert die Stromproduktion (vgl. **Abbildung 22**).

³⁴ BMWi 2016b

³⁵ Es sei denn, andere Einnahmequellen existieren, wie z.B. aus der Regelernergie, dem Intraday oder dem Kapazitätsmarkt. Solche alternativen Einnahmequellen wurde bei diesem exemplarischen Beispiel der Übersichtlichkeit halber nicht berücksichtigt.

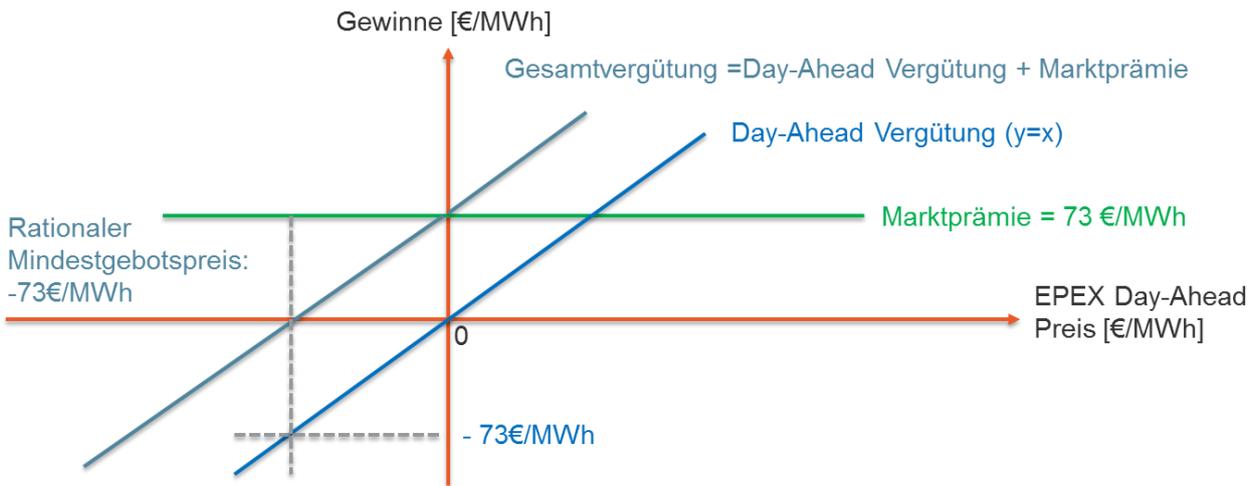


Abbildung 22 - Gebotsstrategie eines Aggregators – vereinfachtes Beispiel, Quelle: EPEX SPOT

Das Preisniveau des 12 GW großen Windplateaus vom 26. Dezember 2016 kann durch eine genauere Betrachtung der Höhe der Marktprämie detaillierter erläutert werden. Betrachten wir genauer die aggregierte Gebotskurve, ergibt sich folgendes Bild als eine mögliche Hypothese zur Erklärung des Preisplateaus (vgl. Abbildung 23):

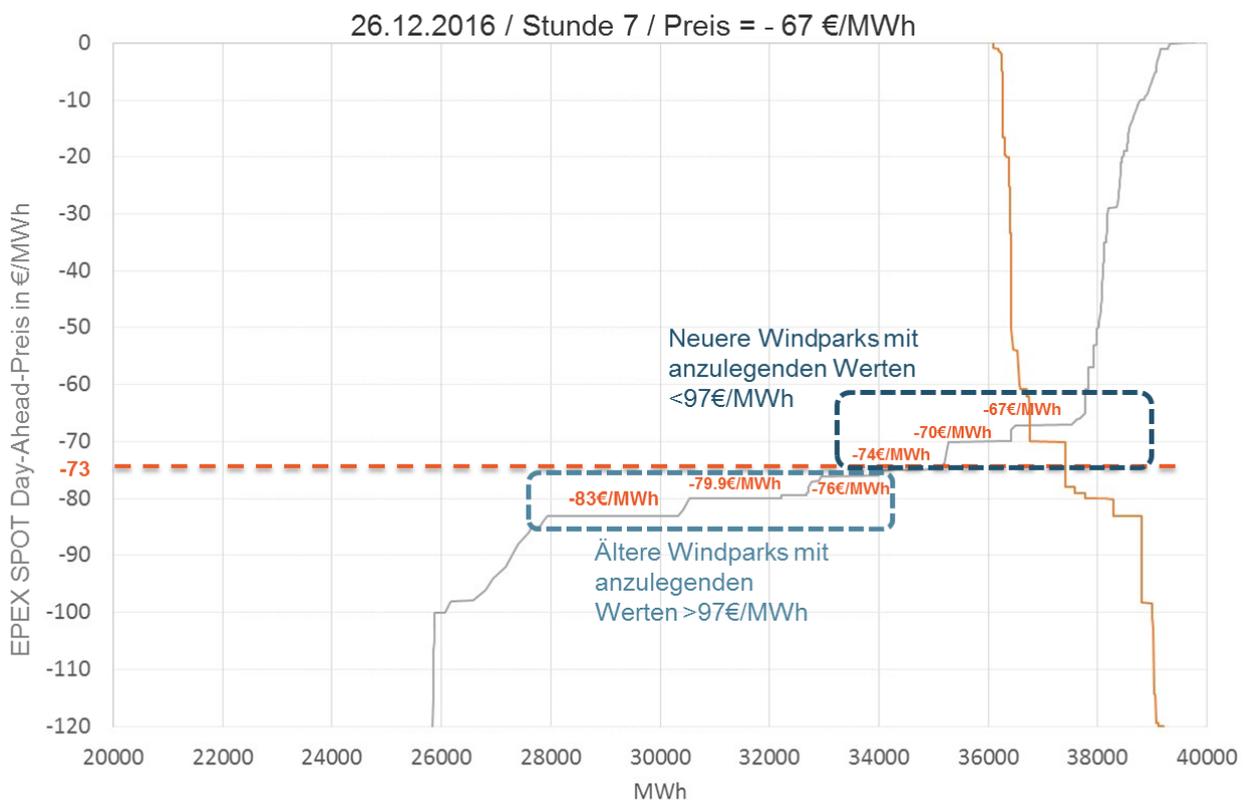


Abbildung 23 – Nähere Betrachtung der aggregierten Gebotskurve vom 26.12.2016, Stunde 7, Preis: - 67 €/MWh



Das Windplateau von 12 GW besteht eigentlich aus sechs Einzelplateaus mit negativen Preisen zwischen -83 und -67 €/MW. Hätten alle installierten Windanlagen eine gleichhohe EEG-Vergütung, wäre ein einzelnes Plateau zu erwarten. Da jedoch in der Realität die EEG-Vergütung variiert, z.B. je nach Jahr der Inbetriebnahme und Anlagengröße, variieren die Opportunitätskosten der Direktvermarkter in Höhe der negativen Marktprämie. Es entstehen verschiedene Stufen von negativen Preisen, bei denen die Direktvermarkter ihre Anlagen aus dem Markt nehmen.

Insgesamt zeigt sich, dass die Direktvermarktung in **Deutschland** seit ihrer verpflichtenden Einführung mit dem EEG 2014 die vom Gesetzgeber beabsichtigte Wirkung erzielt hat. Die Direktvermarktung hat sich damit zu einem erfolgreichen Instrument entwickelt, das erhebliche Mengen erneuerbarer Energien in den Strommarkt integriert. Anhand einer ausgewählten aggregierten Gebotskurve eines windigen Tages in Deutschland konnte gezeigt werden, dass Direktvermarkter zunehmend auf negative Börsenstrompreise reagieren und das Einspeiseverhalten in bestimmten Situationen am Börsenstrompreis ausrichten.

In **Frankreich** ist mit der Einführung der Direktvermarktung 2016 der Startschuss für die zukünftige Marktentwicklung gefallen. Die weitere Marktentwicklung wird maßgeblich vom weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Frankreich gemäß der *Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE)* und den zukünftigen Regelungen abhängen, etwa für die Ausschreibungen von Windenergie, für den Wechsel von Anlagen zwischen Einspeisetarifen und Direktvermarktung³⁶, die Ausgestaltung der Bilanzkreisverantwortung für Direktvermarktung und der Fernsteuerbarkeit (*remote control*) von Erneuerbaren-Anlagen sowie Lernkurven auf Seiten der finanzierenden Banken.

³⁶ Gemäß Décret 2016-682 Art. R. 314-29 können Anlagenbetreiber bereits vor dem Ende ihres Einspeisetarif-Vertrags (*contrat d'achat*) in die Direktvermarktung wechseln (*contrat de complément de rémunération*). Dieser Wechsel kann innerhalb einer Frist von drei Jahren rückgängig gemacht werden und der Betreiber zurück in seinen ursprünglichen Einspeisetarif-Vertrag wechseln.



V. Quellenverzeichnis

Agora Energiewende (2017): Ein Tag fast ohne Kohlestrom <https://www.agora-energiewende.de/de/presse/agoranews/news-detail/news/ein-sonntag-fast-ohne-kohlestrom-1/News/detail/>

BMWi (2017a): Förderkosten für Solarparks sinken weiter, in: Energiewende direkt, 27.06.2017, online abrufbar unter: http://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2017/11/Meldung/direkt-erfasst_infografik.html

BMWi (2017b): EEG-Umlage 2017: Fakten und Hintergründe, online abrufbar unter: http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeq-umlage-2017-fakten-und-hintergruende.pdf?__blob=publicationFile&v=12

BMWi (2016a): Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht 12/2016

BMWi (2016b): EEG in Zahlen

BMWi (2016c): Fit für den Strommarkt. Fit für die Zukunft. Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017

Bundesnetzagentur (2017a): Beendete Ausschreibungen 2015 und 2016, online abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Ausschreibungen/Solaranlagen/PV-Freiflaechenanlagen/Beendete_Ausschreibung/Ausschreibungen2015_16_node.html

Bundesnetzagentur (2017b): Ergebnisse der ersten Ausschreibung für Wind an Land, online abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/19052017_Onshore.html

Energate (2017): Preiskampf zwingt Direktvermarkter zur Bereinigung, 16.02.2017, online abrufbar unter: <http://www.energate-messenger.de/news/171898/preiskampf-zwingt-direktvermarkter-zur-bereinigung>

Energie & Management (2017): Direktvermarktungs-Portfolios im Gesamtjahr 2016

ENTSO-E (2017): Detailed monthly production (in GWh) for a specific country, online abrufbar unter: <https://www.entsoe.eu/db-query/production/monthly-production-for-a-specific-country>

Europäische Kommission (2017): Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, COM(2016) 864 final

Höfling, Dr. Holger; Klobasa, Dr. Marian; Haendel, Michael; Eßer-Frey, Dr. Anke, Ragwitz, Prof. Dr. Mario (2015): Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien. Diskussionspapier: Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von §24 EEG, online abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Gutachten/negative-preise-stromgrosshandelsmarkt.pdf?__blob=publicationFile&v=2

IRENA (2017): Renewable capacity statistics 2017, International Renewable Energy Agency (IRENA)

IRENA (Hg.) (2015): Renewable Power Generation Costs in 2014. Unter Mitarbeit von Michael Taylor, Kathleen Daniel, Andrei Ilas und Eun Young.

Netztransparenz.de (2017): EEG-Vergütungs- und Umlagekategorien, online abrufbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Verquetungs-und-Umlagekategorien>

OFATE (Hg.) (2016): Le prélèvement EEG 2017. Montant et répartition du coût du mécanisme de soutien aux énergies renouvelables en Allemagne, Auteur : Simon Bénard, Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE), online verfügbar unter : <http://enr-ee.com/fr/systemes-marches/actualites/lecteur/memo-de-lofate-sur-le-prelevement-eeq-2017.html>

Pentalateral Energy Forum (2016): Demand side response, Penta flexibility work stream – Penta SG3 – Technical Background Paper, online abrufbar unter: http://www.benelux.int/files/6614/6882/8921/PentaSG3_Technical_Background_Paper_Demand_Side_Response.pdf

REN21 (2017): Renewables 2017 Global Status Report, online abrufbar unter: http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17-8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf

Valorem (2017): Direct marketing for Wind and PV in France, Präsentation von Philippe Etur auf der E-World am 8. Februar 2017

