

Q3-2016

KRAFTWERKE INVEST



THEMENSCHWERPUNKTE

**AKTUELLE
KRAFTWERKS-
PROJEKTE**

**MARKTDESIGN
VERSORGUNGS-
SICHERHEIT**

**KRAFTWERKS-
MARKT**

**AKTUELLE
ÜBERSICHTEN
UND KARTEN**

INHALTSÜBERSICHT

- Aktuelle Kraftwerksprojekte
- Marktdesign/ Energiepaket
- Versorgungssicherheit
- Märkte und Politik
- Projektübersicht
- Kraftwerkskarte
- Studien/ Statistiken/ Empfehlungen





Negative Preise = Negative Rendite?

Die Bewertung negativer Strompreise für erneuerbare und konventionelle Kraftwerke

Von Dr. Nicolai Herrmann, Prokurist der *enervis energy advisors GmbH, Berlin*



Negative Preise am Strommarkt sind weder ein neues, noch ein unerklärbares Phänomen. Seit 2008 lässt die EPEX in der Day-Ahead-Auktion negative Stundenpreise zu und deren Häufigkeit liegt seitdem bei knapp 1% der Jahresstunden – Tendenz der letzten Jahre: steigend. Marktseitig sind negative Preise Ausdruck eines punktuellen Überangebotes von Strom, sie treten daher gehäuft auf, wenn die Nachfrage niedrig und die Einspeisung hoch ist – beispielsweise an Feiertagen oder Wochenenden mit niedriger Stromnachfrage und hoher Einspeisung von Wind- und Solarstrom. Trotzdem ist es verkürzt, die Erneuerbaren Energien (EE) als alleinige Auslöser für negative Strompreise verantwortlich zu machen. Denn die Einspeisung aus konventionellen Kraftwerken, die aufgrund von technischen und wirtschaftlichen Restriktionen in den genannten Niedriglastzeiten nicht reduziert wird, trägt ebenso zur Entstehung negativer Preise bei. Ursächlich sind hierfür z.B. Mindestlast, Wärmeauskopplung, Reservevorhaltung sowie An-, Abfahr- und Teillastkosten.

Allerdings gehen negative Strompreise im Bereich der konventionellen Kraftwerke weitgehend unverzerrt in die konventionelle Einsatzentscheidung ein. Die Entscheidung, trotz negativer Strommarkterlöse die Produktion beizubehalten, fällt

der Betreiber unter Berücksichtigung seiner wirtschaftlichen Opportunitäten. Für einen großen Teil der EE-Kapazitäten war und ist eine solche implizite Berücksichtigung von (negativen) Preissignalen quasi nicht existent. Denn unter dem Marktprämienmodell besteht praktisch kein wirtschaftlicher Anreiz, Einspeisung zu Zeiten geringer Strompreise zu reduzieren. Grund dafür ist, dass die arbeitsbasierte Förderung stets zusätzlich zum (dann negativen) Marktwert ausgezahlt wird. Erst bei stark negativen Preisen mindestens in Höhe der negativen Marktprämie (für Onshore-Wind z.B. rund -60 €/MWh) ist im Marktprämienmodell mit einer preisinduzierten Reduktion der Erzeugung zu rechnen.

Um im mit der Marktprämie geförderten EE-Segment deutlichere Anreize für preisabhängige Einsatzentscheidungen zu schaffen, hat der Gesetzgeber mit dem EEG 2014/2017 eine entsprechende Vorgabe eingeführt. Für Windenergieanlagen größer 3 MW und sonstige EE-Anlagen größer 500 kW mit Inbetriebnahme ab 1.1.2016 gilt: fällt der Strompreis am EPEX Day-Ahead-Markt für 6 Stunden oder länger unter 0 €/MWh, so wird für diesen Zeitraum keine Marktprämie bezahlt. Dadurch wird ein direkter wirtschaftlicher Anreiz geschaffen, bei länger anhaltenden negativen Strompreisen die betroffenen EE-Anlagen abzuregeln.

Da Negativpreise oft mit hoher Windeinspeisung zusammenfallen, stellen sie insbesondere für Windprojekte ein nicht zu unterschätzendes Erlösisiko dar. Im Vorfeld der Verabschiedung des neuen EEG 2017 forderte daher vor allem die Windbranche

eine Entschärfung der Regelung. In der Diskussion waren verschieden Änderungsvorschläge von einer direkten Wiederabschaffung des Paragraphen über die Kompensation der Verluste bis hin zu einer Risikodämpfung durch Verknüpfung von Day-Ahead- und Intra-Day-Markt zur Bestimmung der auslösenden Zeiträume. Im Gesetzgebungsprozess hat sich jedoch keine dieser Änderungen durchgesetzt. Mit dem neuen EEG 2017 wird das Drohpotenzial negativer Strompreise für die EE-Branche genauso bestätigt, wie es bereits im EEG 2014 vorgesehen war. Die einzigen „Neuerungen“ sind der Paragraph, unter dem die Regelung firmiert (nun §51, vorher §24), die Klarstellung, dass alleine der Day-Ahead-Markt für die Ermittlung des §51-Falls heranzuziehen ist und der Entfall der Verklammerung für Windanlagen kleiner 3 MW.

EE-Anlagenbetreiber sehen sich durch §51 daher mit einem steigenden Erlösrisiko konfrontiert. Ein Blick auf die Windenergie illustriert dieses Drohpotenzial: werden die historisch aufgetretenen §-51-Fälle in 2015 fiktiv auf die Erlöse eines Windparks angerechnet, ergeben sich Erlösverluste in der Größenordnung von 1% der Jahreserlöse – bereits in dieser heutigen Größenordnung also ein relevanter Wert, der zukünftig weiter ansteigen wird. Aber auch für Direktvermarkter birgt §51 ein erhöhtes Kostenrisiko durch Unsicherheiten in der Kurzfristprognose negativer Preise, die zu Abweichungen der realen Vermarktung vom energiewirtschaftlichen Optimum führen. Es ist davon auszugehen, dass sich diese Risiken auf die Kosten von Direktvermarktungsverträgen auswirken werden.

Um die Erlösriskien des §51 für EE-Projekte zu quantifizieren, benötigen Investoren und Projektentwickler, Banken und Direktvermarkter demnach eine

unabhängige Einschätzung zur zukünftigen Entwicklung negativer Preise. Aber auch das konventionelle Erzeugungsegment sollte an solchen Analysen ein Interesse haben, da negative Preise auch hier direkt die Wirtschaftlichkeit und die Bewertung von technischen Flexibilisierungspotenzialen betreffen.

Die energiewirtschaftlichen Bewertungsaufgaben in diesem Zusammenhang lassen sich mit folgenden Fragen zusammenfassen:

- Mit welchen Häufigkeiten treten negative Preise und 6-Stundenblöcke im Strommarkt auf?
- Wie fällt die Erzeugung von EE- (Wind und größere PV) bzw. konventionellen must-run-Anlagen mit diesen negativen Preisen zusammen?
- Auf welche Erlösabschläge müssen sich die Marktakteure durch negative Preise und §51 in den kommenden Jahren bzw. Jahrzehnten einstellen?

Um diese Fragen zu beantworten, sind energiewirtschaftliche Modellberechnungen nötig. Nur so lassen sich die relevanten zukünftigen Veränderungen im Strommarkt quantitativ untersuchen – beispielsweise die Wirkung eines weiteren Zubaus von Wind und PV, ein Zuwachs an Netzkupplungsstellen Stromspeichern und Lastflexibilitäten sowie der Rückgang konventioneller Erzeugungskapazität (must-run) im Markt.

In einer aktuellen enervis-Studie zu negativen Preisen und §51 werden dazu drei verschiedene Entwicklungspfade modelliert („Referenz“, „Flex+“ und „Flex-“).

Die Szenarien tragen den durch das verabschiedete Strommarktgesetz gestiegenen Flexibilisierungsanforderungen (EOM 2.0) Rechnung und untersuchen unterschiedliche Pfade bzgl. der im Strom-

markt verfügbaren Flexibilität. Für das Referenzszenario wird ein energiewirtschaftlicher Prämissensatz unterstellt, der die gesetzlichen Rahmenbedingungen, wie etwa den Ausbaukorridor nach EEG 2017 und aktuelle Commodity-Preise abbildet.

Ergänzend wird untersucht, wie zusätzliche Flexibilitäten durch Stromspeicher und flexible Nachfrager (z.B. elektrische Heizkessel) die Häufigkeit negativer Preise dämpfen.

Das Szenario „Flex -“ bildet dagegen einen Strommarkt mit weniger Flexibilitäten (als in der Referenz) ab, vor allem indem das zukünftige Wachstum der Exportkapazitäten aus dem Marktgebiet Deutschland gegenüber der Referenzentwicklung reduziert wird und ein Engpassmanagement an der Grenze Deutschland-Österreich angenommen wird. Dieses „Flex-“, Szenario erhöht die Anzahl negativer Preisstunden und damit die Erlösverluste für Erzeugungsanlagen vor allem langfristig deutlich.

Fazit

Die konventionelle Erzeugung kennt negative Strompreise bereits seit deren Einführung an der EPEX (2008) und berücksichtigt sie in der Einsatzentscheidung entsprechend. Für alle größeren EE-Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2016 wird ein ähnlicher Anreiz durch §51 EEG 2017 induziert. Zur Bewertung der aus negativen Preisen entstehenden Erlösriskien für erneuerbare und konventionelle Erzeuger ist eine energiewirtschaftliche Bewertung notwendig, die den gesamten Betriebszeitraum einer Erzeugungsanlage umfasst und daher weit in die Zukunft blickt (20 Jahre oder länger).

114 TWEETS // 215 FOLLOWER

 @KW_Invest