

Negative Strompreise

Ist die 6-Stunden-Regel ein Verlust für die Betreiber!?



Negative Strompreise

Ist die 6-Stunden-Regel ein Verlust für die Betreiber!?

Angebot und Nachfrage regeln den Strommarkt. Beim Phänomen negativer Strompreise ist dies allerdings verkehrt herum. Die Nachfrage ist gering, das Angebot zu groß. Von Januar 2019 bis Mitte Oktober 2019 gab es in Deutschland insgesamt 96 Fälle, in denen die Strompreise an mindestens sechs aufeinander folgenden Stunden negativ waren. Durch die Energiewende wird immer mehr Strom aus Erneuerbaren Energieträgern; wie beispielsweise Wind und Sonne, gewonnen. Seitdem muss sich die Branche zunehmend mit dem Thema der negativen Strompreise am Strommarkt auseinandersetzen. Im Folgenden wird auf die Ursache negativer Strompreise, deren Regelung und die Trend-Entwicklung eingegangen.

Entstehung und Ursache negativer Strompreise

Negative Strompreise entstehen, wenn viel mehr Strom produziert als abgenommen werden kann. Das passiert beispielsweise, wenn die Erneuerbaren Energien sehr viel produzieren und kaum Bedarf vorhanden ist.

In diesen Fällen zahlt der Markt den Stromabnehmern tatsächlich Geld, da die Alternative, konventionelle Kraftwerke herunterzuregeln oder negative Reserveleistung anzufordern, deutlich aufwändiger und damit auch teurer wäre. Bis zum 01.09.2008 waren seitens der Börse nur Stundenpreise bis zu einem Minimum in Höhe von 0 €/MWh zugelassen.

Allerdings kam es trotz der Strompreise zum Nulltarif zu einem Angebotsüberschuss, wodurch an der Börse negative Strompreise zugelassen wurden. Dieser Zustand wurde in der Vergangenheit oft an Sonn- oder Feiertagen beobachtet, wenn die Industrie pausiert und zeitgleich die Wetterverhältnisse stürmisch und sonnenreich waren. Damit die Netze bei einem Überangebot an Strom nicht überlasten, werden präferiert flexible Erneuerbare Erzeugungsanlagen vom Netz getrennt.

Die Solarindustrie ist aufgrund ihrer bedarfsgerechten Produktion in der Mittagszeit seltener von negativen Strompreisen betroffen. Windenergie wird hingegen 24/7 und somit auch nachts gewonnen, wenn die Nachfrage am Markt eher gering ist.

Ein Überschuss an Wind- oder Solarenergie ist natürlich nicht allein der Grund, warum negative Strompreise entstehen. Es ist vielmehr ein Zusammenspiel meteorologischer und tageszeitbedingter Faktoren sowie einer mangelnden Flexibilität von Kernkraftwerken, (Braun)Kohle-Kraftwerken, KWK-Anlagen und dem schleppenden Netzausbau.



Durch die hohen betriebswirtschaftlichen Abschalt- und Anfahrkosten der konventionellen Kraftwerke und deren langsamen Reaktionszeiten können diese bei einem Stromüberschuss so gut wie nie vollständig vom Netz genommen werden.

Regelung und Einfluss negativer Strompreise für Windenergieanlagen

Das EEG 2017 fasst unter § 51 das Vorgehen für Windenergieanlagen zum Zeitpunkt negativer Strompreise zusammen. Somit entfällt die Marktprämie für Windenergieanlagen ≥ 3 MW mit einer Inbetriebnahme ab 2016, wenn der Strompreis für mindestens sechs aufeinanderfolgende Stunden negativ ist.

Laut einer Analyse von Energy Brainpool aus November 2017, wirken sich die negativen Strompreise zunehmend stärker auf die Erlöse von

Windenergieparks aus. Windenergieanlagen müssen demnach jährlich im Mittel auf ca. 1,4 % ihrer Erlöse verzichten. Im Hinblick auf eine Anlagenlaufzeit von ca. 20 Jahren bedeutet dies eine kontinuierliche Erlösminderung für den Betreiber. Die Regelung nach dem EEG 2017 hat somit mit dem Ausbleiben der Marktprämie einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit Erneuerbarer Erzeugungsanlagen in Deutschland.

Trend-Entwicklung

Die Abbildung 1 zeigt eine Übersicht der Entwicklung negativer Strompreise der letzten Jahre in Deutschland. Deutlich wird, dass in den letzten fünf Jahren im Schnitt ein Anstieg der negativen Strompreise mit einer Minstdauer von sechs Stunden zu verzeichnen ist. Um die Thematik weiter zu veranschaulichen und den zunehmenden Einfluss negativer Strompreise in der Windenergie-Branche zu verdeutlichen, wurde im weiteren Verlauf ein Windpark im südlichen Niedersachsen herangezogen.

Entwicklung negativer Strompreise (mindestens 6 aufeinanderfolgende Stunden)

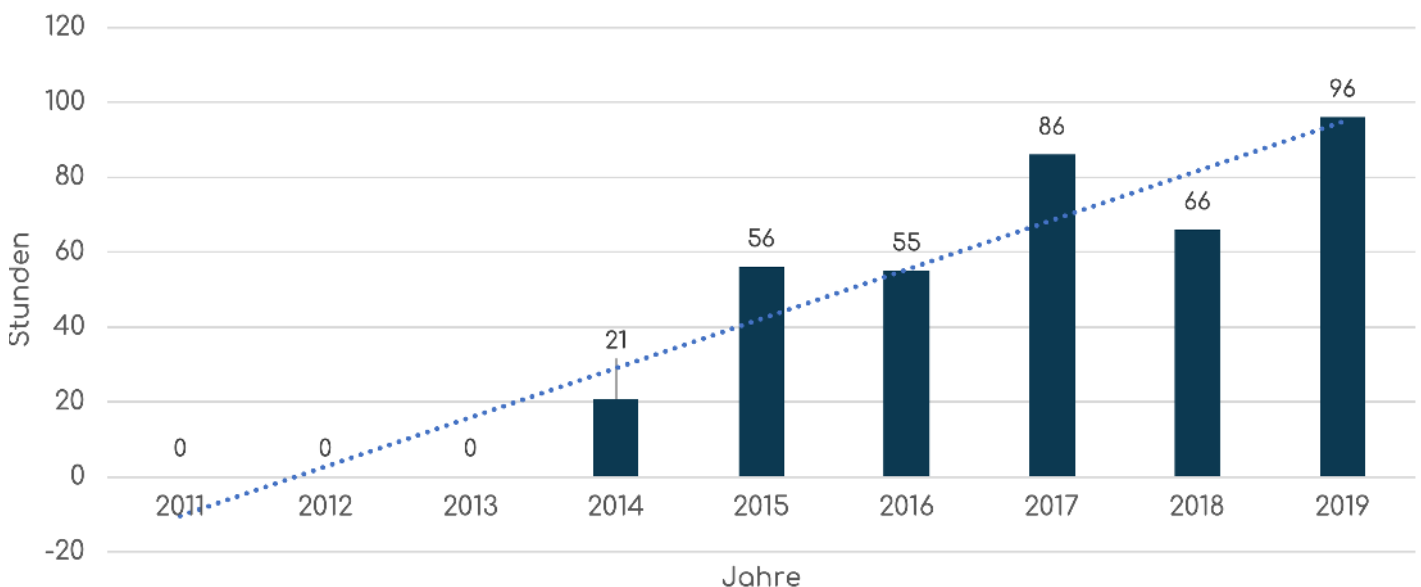


Abb. 1: Entwicklung negativer Strompreise (mindestens 6 aufeinanderfolgende Stunden)

Die Abbildung 2 zeigt die negativen Erträge von Januar bis September für das Jahr 2019.

Über einen Zeitraum von neun Monaten gab es insgesamt achtmal negative Strompreise, wodurch es zu einer Verminderung der Vergütung für die Windenergieanlagen-Betreiber kam. Zusätzlich ist zu erkennen, dass nicht nur in den windstarken Zeiträumen, den Wintermonaten, sondern auch in den windschwachen Sommermonaten die Windenergieanlagen aufgrund von drohender Netzüberlastung abgeschaltet wurden. In Summe sind den Betreibern im bisherigen Jahr über 2 GWh

bzw. 3,9 % der eingespeisten Energie nicht vergütet worden. Bis zum Jahresende bzw. 3,9 % der eingespeisten Energie nicht vergütet worden. Bis zum Jahresende könnten sich die Werte auf mehr als 3 GWh bzw. 5 % summieren. Das bedeutet für die Betreiber in diesem Fall einen herben finanziellen Verlust von mehr als 100 TEUR. Im weiteren Verlauf sollen die prozentualen Ertragsverluste vom Sollwert unterschiedlicher Windparkstandorte für das bisherige Jahr 2019 gegenübergestellt werden. Exemplarisch wurden dafür zwei Windparks aus Süd- und Nordniedersachsen sowie ein Windpark aus Hessen betrachtet (Abbildung 3).

Ertragsverlauf 2019 unter Berücksichtigung der 6-Stunden-Regel

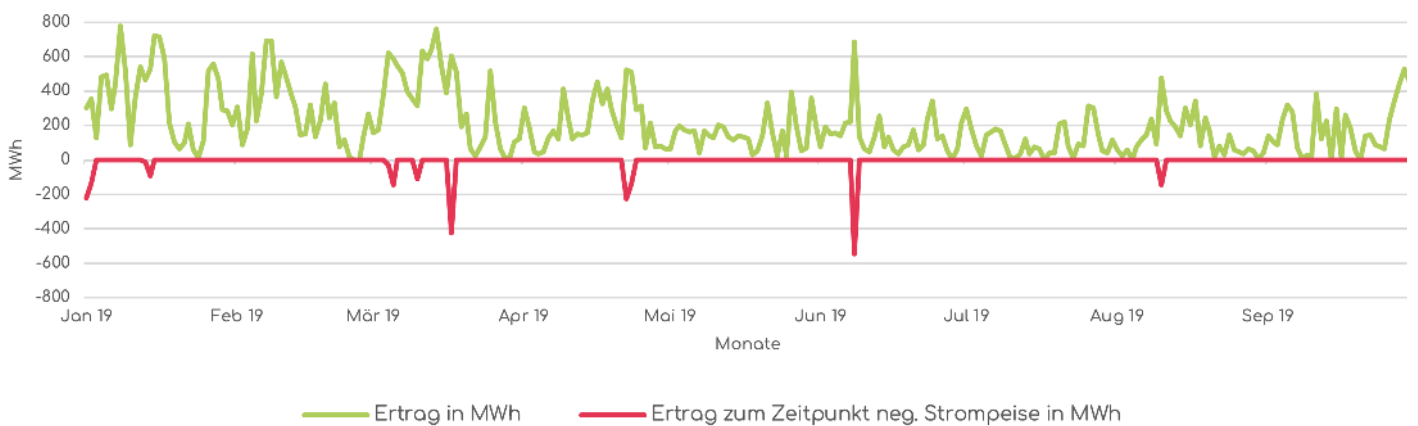


Abb. 2: Ertragsverlauf 2019 unter Berücksichtigung der 6-Stunden-Regel

Ertragsverlust unterschiedlicher Windparkstandorte ggü. Soll-Ertrag in % im aktuellen Kalenderjahr

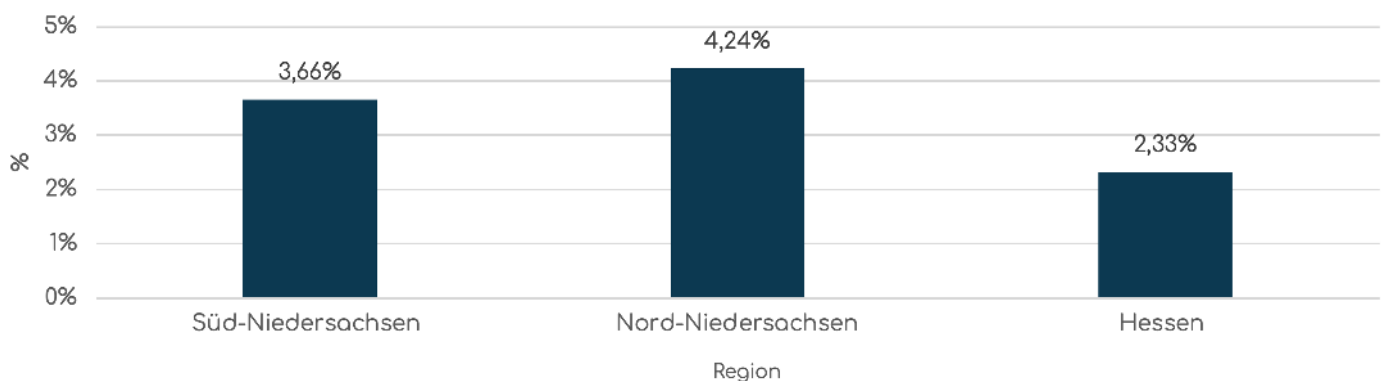


Abb. 3 Ertragsverlust unterschiedlicher Windparkstandorte ggü. Soll-Ertrag in % im aktuellen Kalenderjahr

Obwohl deutschlandweit alle Windparks unter Berücksichtigung entsprechender Kriterien von der 6-Stunden-Regelung zum Zeitpunkt negativer Strompreise gleichzeitig betroffen sind, fällt auf, dass die genannten Windparks deutlich unterschiedliche Einbußen bezogen auf den Soll-Ertrag zu verzeichnen haben.

Da es relativ wahrscheinlich ist, dass sich negative Strompreise und Einspeisemanagementmaßnahmen überschneiden, gibt es hier, je nach Inbetriebnahmejahr, Verschiebungen der Verluste in unterschiedliche Richtungen. Die im Diagramm dargestellten Prozentzahlen-Verluste berücksichtigen derzeit keine Einspeisemanagementmaßnahmen.

Vergleicht man die Prozentwerte aus der Tabelle mit dem zuvor genannten Prognosewert aus 2017 durch Energy Brainpool, die einen jährlichen Anstieg der Ertragsminderung von ca. 1,4 % prophezeien, fällt dieser eindeutig zu optimistisch aus. Weiterhin kann man sagen, dass die WEA je nach Standort sehr unterschiedlich betroffen sind. Es ist zu erwarten, dass Standorte im Nordwesten im Vergleich zu Standorten im Süden oder Osten der Bundesrepublik durch die § 51 Regelung härter getroffen werden. Das hängt vor allem mit der Hauptwindrichtung zusammen, da die WEA im Nordwesten zuerst viel Energie produzieren und zu einer Strompreisminderung führen, während im Süden und Osten die Windgeschwindigkeiten noch moderat sind und erst später ansteigen.

Fazit

Auch wenn viele Windenergieanlagen in Deutschland von der 6-Stunden-Regelung betroffen sind, leiden einige Anlagenbetreiber im bisherigen Jahr mehr als andere.

Der Standort des Windparks hat offensichtlich einen großen Einfluss auf den spezifischen Ertragsverlust, wodurch die Summe, der nicht vergüteten Energie

für Betreiber in Norddeutschland höher ausfällt als im Süden. Sollte sich der aktuelle Trend aus dem Jahr 2019 und der Anstieg an negativen Stunden der letzten Jahre weiter fortsetzen, werden die Verluste für die Betreiber Erneuerbarer Erzeugungsanlagen zunehmen, da zusätzlich auch mit Abschaltungen aufgrund negativer Strompreise kontinuierlich über das Jahr verteilt zu rechnen sein wird.

Lösungsansatz

Ohne negative Strompreise drohen die Stromnetze zu überlasten, da genau in diesem Moment zu wenige, bzw. zu unflexible Abnehmer vorhanden sind. Deshalb sollte der Ansatz, das aktuelle Stromsystem flexibler zu gestalten, verfolgt werden. Um eine Entlastung der Netze zu schaffen, muss der Netzausbau weiter vorangetrieben werden. Zusätzlich gilt es, genügend Speicherkapazitäten zum Zeitpunkt der Stromüberschüsse bereitzustellen. Hier könnten beispielsweise die E-Mobilität oder die Power2Gas Technologie eine entscheidende Rolle spielen.

Eine weitere Option ist die Förderung des Lastenmanagements in Deutschland, um den Verbrauch an die Erzeugung anzupassen. Hierfür werden aktuell schon die Smart Meter ausgerollt. Die jüngste Entwicklung birgt aus Sicht der Betreiber daher nicht nur Risiken, sondern auch Chancen, die es zu entdecken und zu nutzen gilt.

VON: JANINA MENKE

Quellen:

<https://www.next-kraftwerke.de/wissen/6-stunden-regel>
https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf
<https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>
https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_51.html