

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

## MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: QUARTALSBERICHT (03/2020)



Berlin, Mai 2020

F. Huneke, M. Claußner, D. Seebach, D. Ritter und M. Haller

## INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	II
Abbildungsverzeichnis .....	I
Auf einen Blick: Das Wichtigste im Vorjahresvergleich .....	1
1. Monitoring der Vermarktungsanteile innerhalb der EEG-Förderung.....	3
1.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie).....	3
1.2 Wirtschaftliche Kennzahlen der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie).....	4
1.3 Ausfallvergütung .....	7
2. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung .....	9
2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung .....	9
2.2 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	10
3. Monitoring negativer Preise und der Ausfallvergütung.....	17
3.1 Entwicklung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.....	17
3.2 Stunden mit negativen Preisen.....	18
3.3 6H-Regel (§51 EEG).....	24
4. Case Study: Hintergründe der aktuellen Turbulenzen am Spotmarkt.....	25
Quellenverzeichnis.....	28

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	3
Abbildung 2: Monatliche Marktwerte je Technologie vs. Basepreis [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de].....	4
Abbildung 3: Durchschnittliche Kosten der 15-min Glattstellung am Intraday-Markt [eigene Berechnung nach EPEX Spot und ENTSO-E] .....	5
Abbildung 4: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	7
Abbildung 5: Entwicklung der Leistung in der Ausfallvergütung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de] .....	8
Abbildung 6: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	9
Abbildung 7: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2016 bis 2020 [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: April 2020].....	10
Abbildung 8: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: November 2019].....	12
Abbildung 9: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber] .....	14
Abbildung 10: PPA-Bewertung historisch und zukünftig (basierend auf Basepreisen Day-Ahead und Future-Preisen vom 8. Mai 2020) [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future] .....	15
Abbildung 11: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....	18
Abbildung 12: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....	19
Abbildung 13: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	20

Abbildung 14: zeitlicher Verlauf des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage vor, während und nach Stunden mit negativen Preisen am 29.03.2020 [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	21
Abbildung 15: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im Januar 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	22
Abbildung 16: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im Februar 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	22
Abbildung 17: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im März 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	23
Abbildung 18: Monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage in 2019 und 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	23
Abbildung 19: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	24
Abbildung 20: Settlementpreise der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot am 21.04.2020 [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	25
Abbildung 21: Gemeinsame Leistungswerte Wind Onshore & Solar; für den jeweiligen Tag ist der Maximalwert angegeben [Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E Transparency].....	26
Abbildung 22: Day-Ahead Strompreise der EPEX Spot und die Auslastung konventioneller Kraftwerke am 21.04.2020 relativ zum bisherigen Maximalwert in 2020; mögliche Kraftwerksausfälle oder Wartungen unberücksichtigt [Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E Transparency, EPEX Spot].....	27

## AUF EINEN BLICK: DAS WICHTIGSTE IM VORJAHRESVERGLEICH

---

Im Vergleich zum Vorjahreszeitpunkt ist die vermarktete Leistung in jeder der drei Veräußerungsformen innerhalb der Direktvermarktung zum Ende des ersten Quartals 2020 angestiegen (siehe Tabelle 1). Im Marktprämienmodell ist der Leistungsanstieg im Vergleich zur Entwicklung zwischen Q1 2018 und Q1 2019 etwas zurückgegangen, was insbesondere an einem deutlichen Rückgang des Zubaus der Windenergie an Land liegt. Dieser betrug im Zeitraum zwischen Q1 2019 und Q1 2020 nur 40 Prozent des Anstiegs im Vorjahreszeitraum. Die über die sonstige Direktvermarktung vermarktete installierte Leistung stieg zwar gegenüber dem letzten Jahr deutlich an, spielt jedoch verglichen mit dem Marktprämienmodell immer noch eine untergeordnete Rolle. Die Ausfallvergütung wird auch in Q1 nur in sehr wenigen Fällen zur Absicherung der Finanzierung herangezogen.

Tabelle 1: Übersicht der vermarkteten Leistung (in MW) in Marktprämienmodell, sonstiger Direktvermarktung und Ausfallvergütung im Vorjahresvergleich (Betrachtung zum Quartalsende)

[Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Angaben in MW	Q1 2018	Q1 2019	Q1 2020
<b>Marktprämienmodell</b>	69.925	75.848	80.379
<b>Sonstige Direktvermarktung</b>	197	197	326
<b>Ausfallvergütung</b>	71	84	115

Darüber hinaus vergleicht Tabelle 2 die Entwicklung der wichtigsten Marktdaten in der Direktvermarktung im aktuellen Quartal und Jahr mit den jeweiligen Vorjahreszeiträumen. Während sich die Häufung negativer Preise seit 2018 weiterhin fortsetzt, sind die mengengewichteten, durchschnittlichen Marktwerte für EEG-Anlagen aufgrund des aktuell niedrigeren Strompreisniveaus im Vergleich zu den Vorjahren allesamt gesunken.

Tabelle 2: Übersicht der wichtigsten Marktdaten in der Direktvermarktung in Q1 2018-2020

[Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

	Q1 2018	Q1 2019	Q1 2020
<b>Anzahl der Stunden mit negativen Preisen</b>	69	89	128
<b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Solar in EUR/MWh</b>	38	38	21
<b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Wind an Land in EUR/MWh</b>	27	33	21
<b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Wind auf See in EUR/MWh</b>	31	36	24

---

<sup>1</sup> Mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

## 1. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

### 1.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

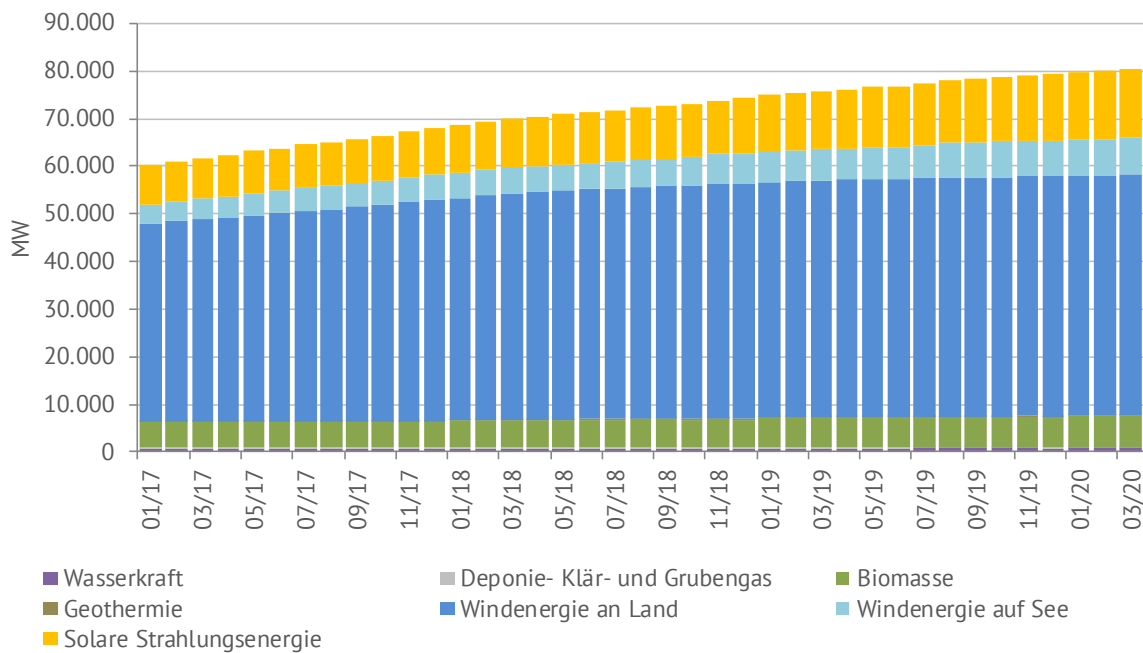


Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Seit der Einführung der Direktvermarktung ist die in diesem Modell vermarktete Leistung nahezu durchgehend angewachsen. Jedoch setzt sich die schon 2019 beobachtbare Abschwächung der Zubaudynamik fort. Während sich 2017 und 2018 im ersten Quartal die installierte Leistung noch um ca. 2.300 MW sowie 1.800 MW erhöht hatte, lag die Steigerung in Q1 2019 bei ca. 1.600 MW und in Q1 2020 bei ca. 960 MW. Dieser Rückgang ist insbesondere auf den verminderten Zubau von Onshore-Windanlagen zurückzuführen. Während in Q1 2017 und 2018 noch rund 1.400 MW und 950 MW Windanlagen an Land zugebaut wurden, fiel der Zubau in Q1 2019 mit ca. 350 MW bzw. in Q1 2020 mit ca. 130 MW wesentlich niedriger aus. Diese Werte lagen sogar deutlich unter der Leistung der im Rahmen der Direktvermarktung neu installierten PV-Anlagen, mit 690 MW in Q1 2019 und 450 MW in Q1 2020. Insgesamt entfällt der Hauptanteil der installierten Leistung in der Direktvermarktung immer noch deutlich auf Onshore-Wind. Das Marktprämienmodell ist die wichtigste Finanzierungform für Wind an Land in Deutschland. Es

werden rund 94 Prozent der bis zum Ende März 2020 in Deutschland installierten Onshore-Leistung über das Marktprämienmodell finanziert. Für die Solarenergie beträgt dieser Anteil rund 29 Prozent.

## 1.2 WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

### Monatliche Marktwerte

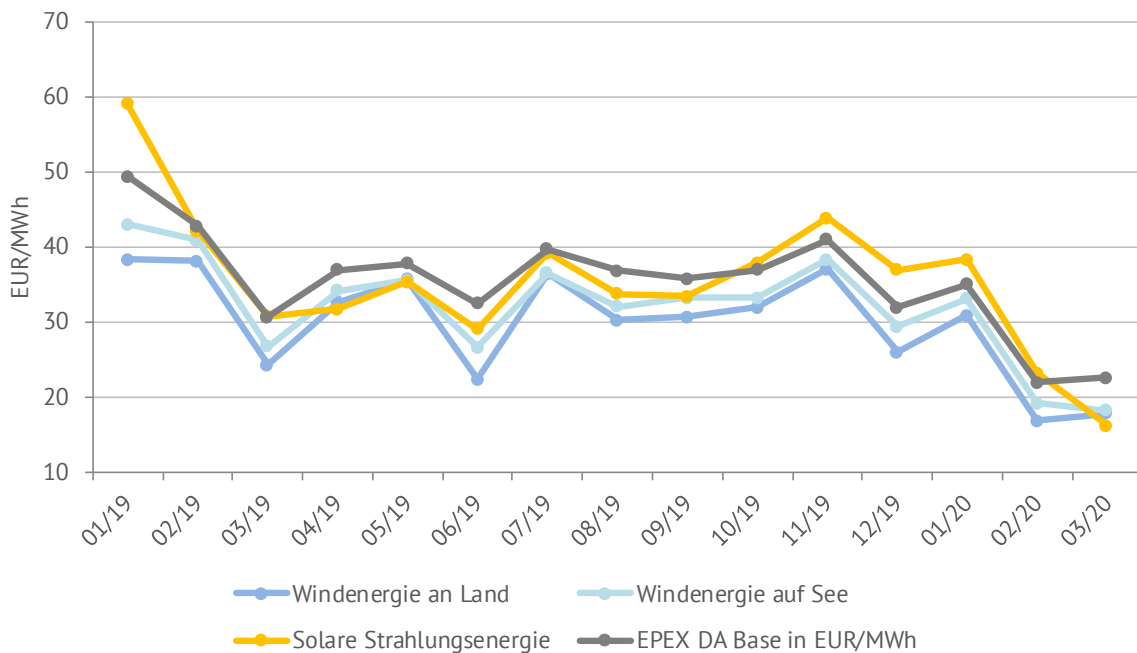


Abbildung 2: Monatliche Marktwerte je Technologie vs. Basepreis [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der monatlichen Marktwerte für Solar- und Windenergieanlagen in der Direktvermarktung im Vergleich zum monatlichen Basepreis. Der Unterschied zwischen Marktwerten und Basepreis ergibt sich aus den Marktwertfaktoren, welche die technologiespezifische Profilverwertigkeit berücksichtigen. Wie im ersten Quartal des Vorjahres lagen die Marktwerte der Windenergie auch in 2020 aufgrund des Merit-Order-Effekts erneuerbarer Energien nahezu durchgehend unterhalb des Basepreises. Auch der Marktwert Solar verhielt sich typisch: In den Wintermonaten bewegte er sich oberhalb des Basepreises (Januar und Februar), in den sonnigeren Monaten wird der Merit-Order-Effekt der PV stärker und lässt den Marktwert sinken (März). Atypisch war jedoch, dass der Marktwert Solar sogar unterhalb des Niveaus der Marktwerte der Windenergie fiel. Dies ist unter anderem auf einen im Vorjahresvergleich beson-



ders sonnigen März zurückzuführen, könnte allerdings auch mit einer durch die Covid-19-Pandemie zurückgegangenen Tagesstromnachfrage zusammenhängen (z.B. Stromverbrauch im Gewerbe- und Industriebereich). Sinkt die Nachfrage tagsüber stärker als nachts, so wirken sich die in diesem Zeitraum niedrigeren Preise besonders stark auf den Marktwert Solar aus, da PV- im Gegensatz zu Windenergieanlagen nur zu diesen Stunden einspeisen.

Insgesamt zeigten die Marktwerte ab Februar einen deutlichen Abwärtstrend und sanken von durchschnittlich 34 EUR/MWh im Januar auf 17 EUR/MWh im März. Neben dem historisch windreichen Februar (u.a. Sturmtief Sabine) waren der Nachfrageeinbruch im Zuge der Covid-19-Pandemie sowie der Verfall der Commodity-Preise die Treiber.

### Durchschnittliche Intraday-Glattstellungskosten



Abbildung 3: Durchschnittliche Kosten der 15-min Glattstellung am Intraday-Markt [eigene Berechnung nach EPEX Spot und ENTSO-E]

Abbildung 3 zeigt auf, wie viel die 15-min Glattstellung am Intraday-Markt im monatlichen Durchschnitt seit 2017 gekostet hat. Die Kosten ergeben sich aus der Differenz zwischen dem stündlichen Day-Ahead-Preis und den ID3-Viertelstundenpreisen, gewichtet mit der jeweiligen IST-Einspeisung gemäß ENTSO-E<sup>2</sup>. Verrechnet man diese Glattstellungskosten mit den am Day-

<sup>2</sup> Zur Berechnung der Monatsmarktwerte werden die Hochrechnungswerte gemäß netztransparent.de verwendet, die nicht mit der hier verwendeten ENTSO-E Zeitreihe identisch ist.

Ahead-Preis orientierten Marktwerten, erhält man den Intraday-Marktwert (basierend auf den Preisen des ID3-Index). Dies ist also ein Indikator für die kurzfristige, viertelstündige Wertigkeit des Stroms. Da der Prognosefehler sowie Ausgleichsenergiekosten hier unberücksichtigt bleiben, sollte er nicht als alleiniger Indikator für Direktvermarktungskosten der Technologien verwendet werden.

Der Technologievergleich zeigt: Vermarkter von Solaranlagen müssen besonders hohe Preisabweichungen zwischen Day-Ahead- und Intraday-Markt in Kauf nehmen (bis zu - 0,6 EUR/MWh), während sich die Glattstellungskosten für Wind auf See nahe null und für Wind an Land größtenteils oberhalb von -0,1 EUR/MWh bewegen. Der große Unterschied hat mit der hohen Gleichzeitigkeit und Regelmäßigkeit der PV-Rampen zu tun, sodass eine hohe Zahl an Marktteilnehmern zur gleichen Zeit am 15-min Intraday-Markt kaufen oder verkaufen möchten, um die Stundenmengen ihres Fahrplans in 15-minütiger Granularität auszugleichen. Dadurch entstehen entsprechend stärkere Preisabweichungen, die die betroffenen Akteure für den 15-min Ausgleich in Kauf nehmen müssen.

Insgesamt liegen die durchschnittlichen Kosten der 15-min Intraday-Glattstellung im ersten Quartal 2020 für Wind an Land und auf See auf vergleichbarem Niveau zum Vorjahreszeitraum, für Solar fallen die Kosten höher aus. Gerade der Wert für die PV unterliegt jedoch starken Schwankungen, die bisher nicht schlüssig begründet sind.

#### *Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt*

Anhand von Preisspreads lässt sich beurteilen, wie attraktiv die Flexibilisierung der Erzeugung von zum Beispiel Biomasse oder aber der Speichereinsatz und die Lastverschiebung der Stromnachfrage ist. Hohe Preisspreads implizieren, dass flexible Erzeuger einen hohen Deckungsbeitrag erzielen können, und dies kann Investitionen in derartige Technologien anreizen.

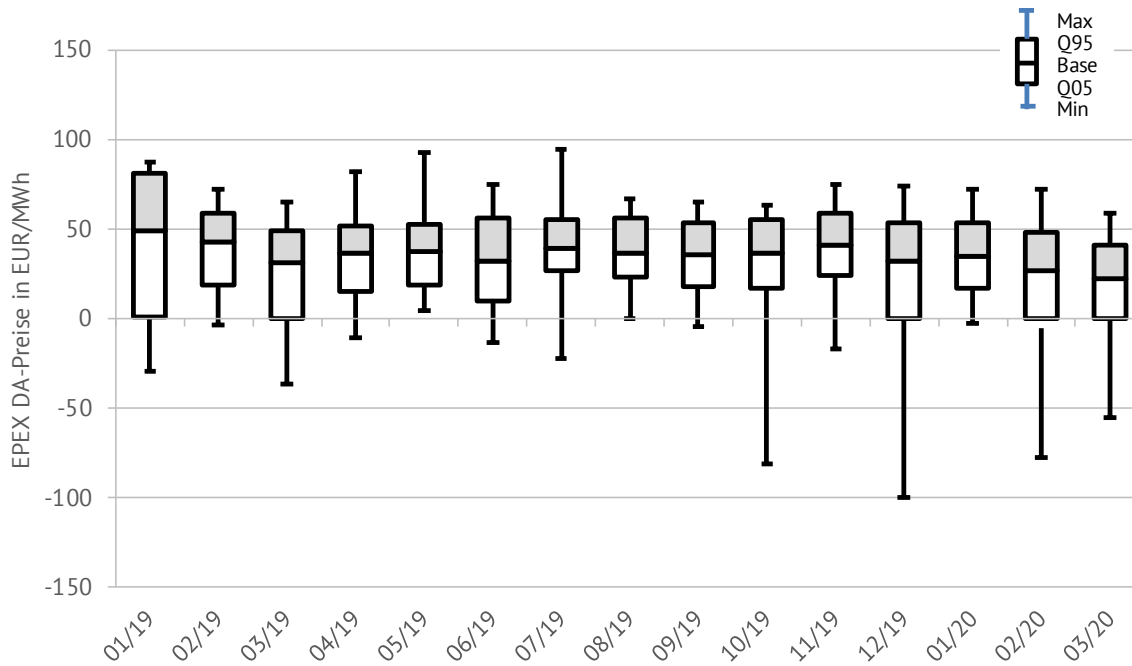


Abbildung 4: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

In **Abbildung 4** sind die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion seit Januar 2019 in der Form von Boxplots dargestellt, die Preisminima und -maxima sowie 5Prozent- und 95Prozent-Quantil umfassen. Im Vergleich zum ersten Quartal des Vorjahres fallen die Spreads im Februar und März 2020 deutlich höher aus, getrieben durch einzelne Stunden mit besonders negativen Preisen. Demgegenüber verhielten sich die Day-Ahead-Preise im Januar vergleichsweise wenig volatil. Hinsichtlich der aussagekräftigeren Spreads zwischen dem 5Prozent- und dem 95Prozent-Quantil ergeben sich in allen drei Monaten jedoch ähnliche Werte wie in den Monaten des Vorjahres (rund 36 bis 50 EUR/MWh).

### 1.3 AUSFALLVERGÜTUNG

Das Ausmaß der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 auf niedrigem Niveau nahezu kontinuierlich angestiegen. Im März 2020 betrug die installierte Leistung von Anlagen, die Ausfallvergütung in Anspruch nehmen, 115 MW (ca. 0,1 Prozent der gesamten EE-Leistung). Dies entspricht einer leichten Zunahme gegenüber 95 MW Ende Dezember 2019 (siehe **Abbildung 5**). Da die Ausfallvergütung nur vorübergehend in Anspruch genommen werden darf und die Anzahl der Anlagen in dieser Veräußerungsform sehr gering ausfällt, ist der Leistungswert im Jahresgang üblicherweise deutlichen

Schwankungen unterworfen. Der weitaus größte Anteil der Anlagen entfällt weiterhin auf die solare Strahlungsenergie.

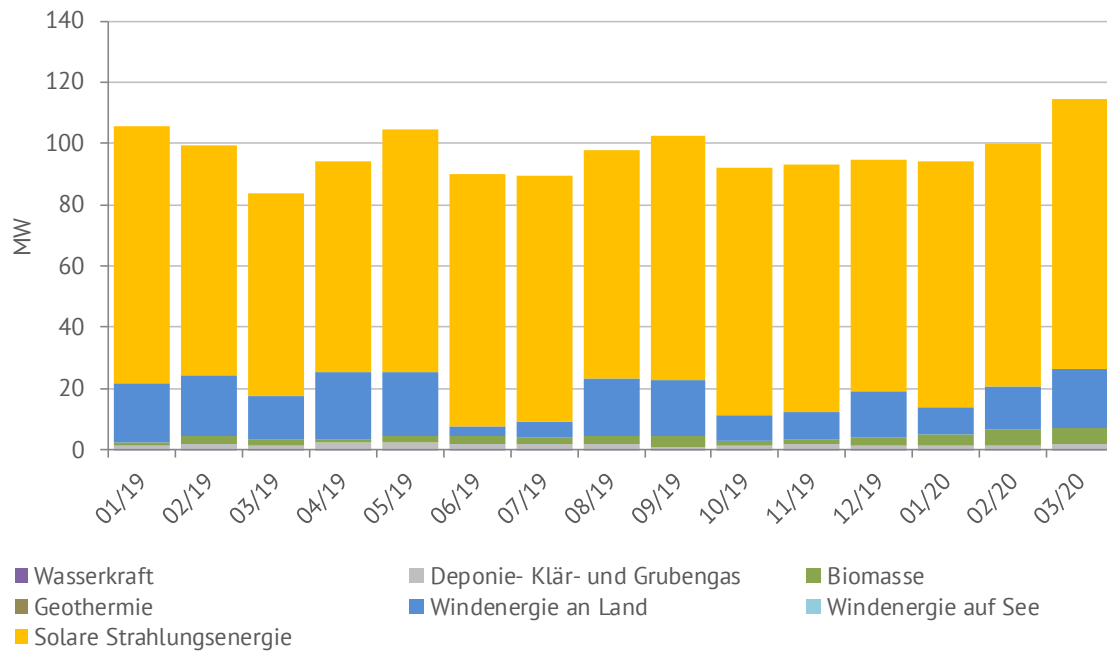


Abbildung 5: Entwicklung der Leistung in der Ausfallvergütung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

## 2. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE AUßERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

### 2.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG

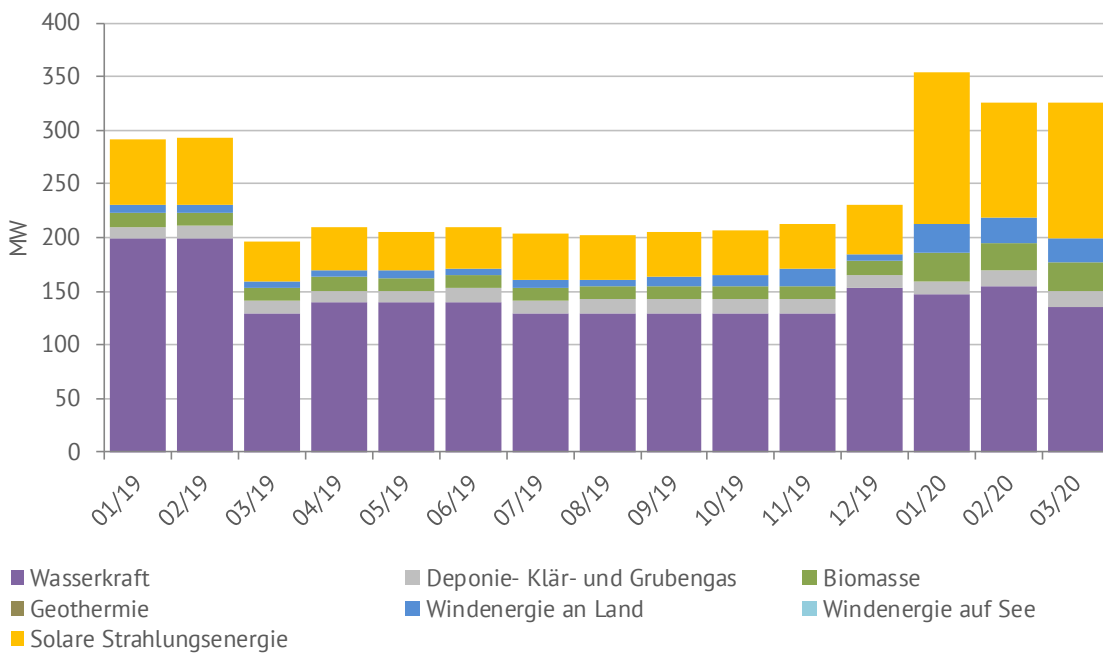


Abbildung 6: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung

[Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Anlagen, die sich in der sonstigen Direktvermarktung befinden, erhalten keine finanzielle Förderung nach dem EEG. Dennoch gibt es für Anlagenbetreiber daraus resultierende Vorteile, die diese Vermarktungsoption interessant machen. Da in der sonstigen Direktvermarktung keine Vermarktung i.S. einer Zuordnung der Grünstromqualität als EEG-Strom gegenüber den Endverbrauchern im Rahmen der Stromkennzeichnung stattfindet, ist eine Vermarktung des EE-Stroms als „Grünstrom“ möglich, ohne dass das Doppelvermarktungsverbot hier greifen würde.

Während das erste Quartal 2019 durch einen Rückgang bei der Wasserkraft-Kapazität in der sonstigen Direktvermarktung geprägt war, zeigt sich im ersten Quartal 2020 ein deutlicher Anstieg der PV-Leistung, die sich innerhalb des Zeitraums fast verdreifacht. Diese Kapazitätserhöhung bei der PV in Q1 2020 entsteht durch ca. 60 zusätzliche PV-Anlagen, die über die sonstige Direktvermarktung finanziert werden. Bezogen auf die insgesamt in Deutschland installierte PV-Leistung macht die PV-Leistung in der sonstigen Direktvermarktung mit 0,25 Prozent jedoch immer noch einen schwindend geringen Anteil aus.

Auch insgesamt bleibt der Umfang der installierten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung gegenüber der installierten EE-Gesamtleistung gering (0,3 Prozent). Eine dynamische Entwicklung ist für das Jahr 2021 abzusehen, wenn sich für die ersten Anlagen nach EEG-Förderende andere Vermarktungsoptionen ausschließen.

## 2.2 ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

### *Kontrahierte Leistung*

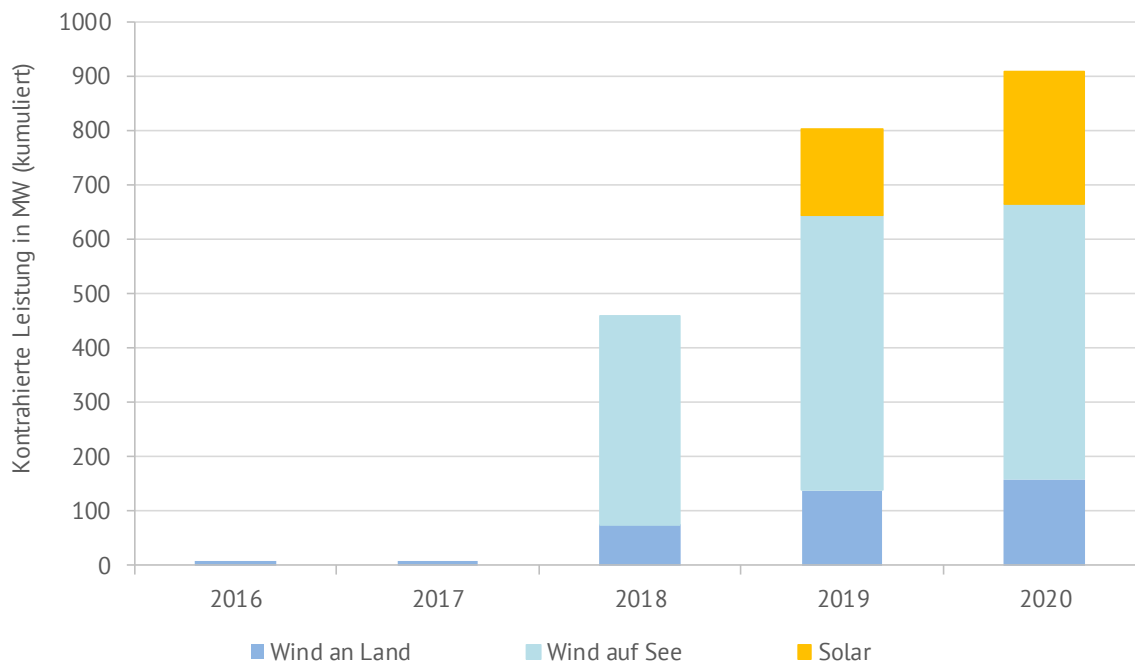


Abbildung 7: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2016 bis 2020<sup>3</sup> [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: April 2020]

EEG-Anlagenbetreiber unterschiedlicher Vermarktungsmodelle können ihren Strom unter anderem auch über langfristige Stromlieferverträge (im Folgenden Power Purchase Agreements „PPA“) vermarkten.

Abbildung 7 stellt die kontrahierte Leistung der in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüsse in Deutschland von 2016 bis 2020 dar. Sie bildet damit keine vollständige Statistik ab, Vertrags-

<sup>3</sup> Redaktioneller Hinweis: Der Umfang der Offshore-PPAs wurde für 2018 im Vergleich zum vorangegangenen Monitoringbericht 12/2019 nach oben korrigiert. Grund ist ein langfristiger Stromabnahmevertrag für den Offshore-Windpark Arkona, der zum Zeitpunkt des Abschlusses nicht explizit als „PPA“ veröffentlicht, rückwirkend jedoch in die Datenbank aufgenommen wurde.

beginn und -ende sind zudem nicht in jedem Fall bekannt. Zudem ist bei den erfassten Pressemeldungen keine einheitliche Definition der PPAs festzustellen, sowohl hinsichtlich Laufzeit als auch hinsichtlich Mengen- und Preisregelungen. Während PPAs bis 2018 vor allem mit Windanlagen an Land nach EEG-Förderende (im Folgenden „Ü20“) abgeschlossen wurden, war insbesondere 2019 erstmals von einer Vielzahl an Neuanlagen-PPAs mit Solar- und Offshore-Windparks und geprägt. Dies verdeutlicht die Einschätzung erster Marktakteure, dass die Stromgestehungskosten solcher Projekte unter dem zukünftig erwarteten Marktpreisniveau liegen könnten. Für das nächste Jahrzehnt deutet einiges darauf hin, dass die Zahl der PPAs vor allem durch Abschlüsse mit Ü20-Windanlagen sowie PV-Neuanlagen zunehmen wird. Inwiefern etwaige volkswirtschaftliche Folgen der Covid-19-Pandemie den PPA-Markt beeinflussen, bleibt jedoch abzuwarten. Vor allem im Hinblick auf PPAs mit kürzeren Laufzeiten ist hier bis dato eine Zurückhaltung bei neuen Vertragsabschlüssen festzustellen.

Sollten sich Betreiber EEG-geförderter Bestandsanlagen darüber hinaus in der Zukunft für eine PPA-Vermarktung und den Ausstieg aus dem Marktprämienmodell entscheiden, so käme dies aus heutiger Sicht einem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung gleich, sodass derartige PPA-Mengen ab Beginn der Vertragslaufzeit auch in der sonstigen Direktvermarktung (siehe Abbildung 6) auftauchen können.

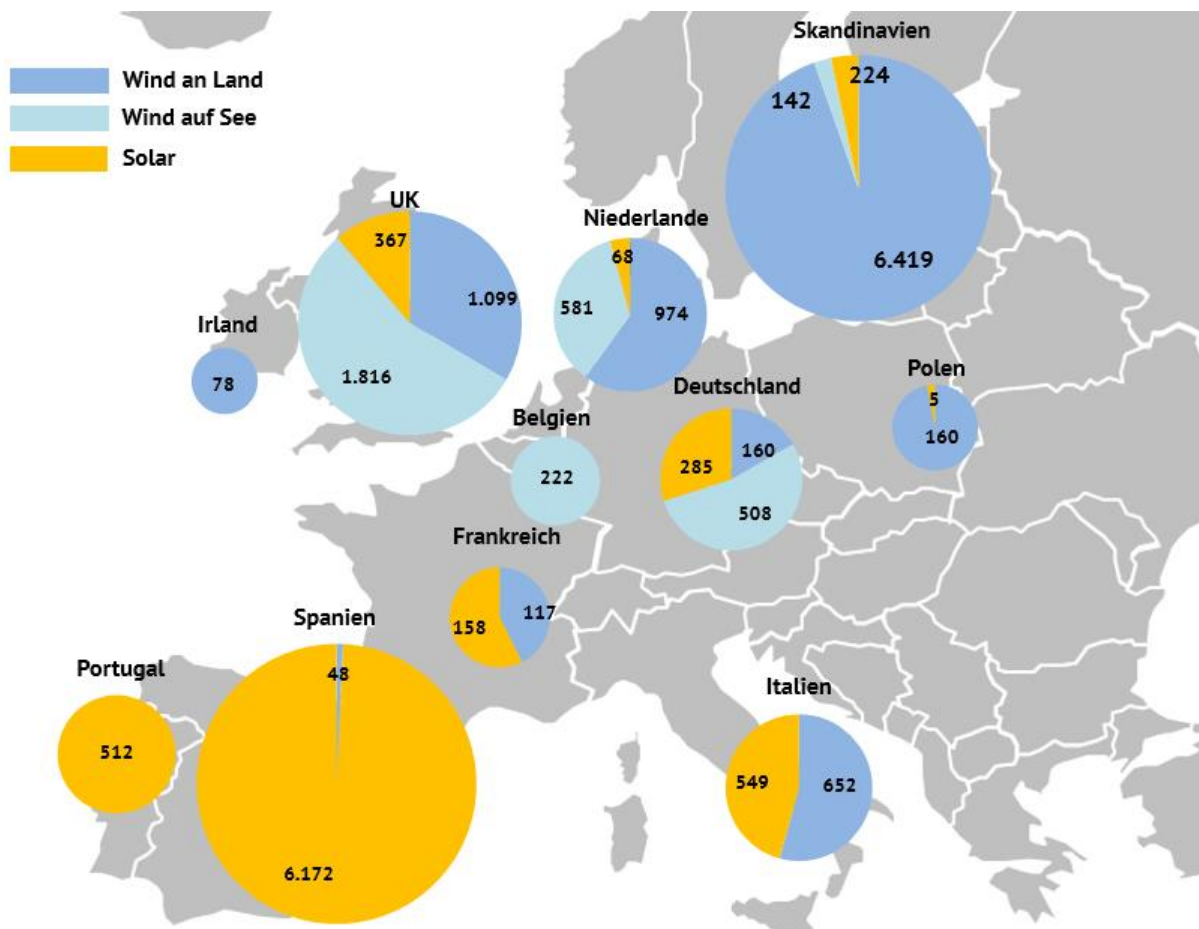


Abbildung 8: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung  
[Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: November  
2019]

Im europäischen Vergleich liegt Deutschland hinsichtlich der kontrahierten Leistungen weiterhin eher im Mittelfeld. Wie in Abbildung 8 zu sehen, wurden in Skandinavien sowie auf der iberischen Halbinsel bereits jeweils über 6 GW kontrahiert, auch diese Zahlen bilden nur in der Fachpresse diskutierte Projekt ab. Außerdem ist die Bandbreite dessen, was in Europa begrifflich mit „PPA“ gemeint ist, noch breiter. Ein Beispiel: In Großbritannien spielen auch PPAs ohne Preisbindung eine Rolle, in Deutschland würde dies eher als Direktvermarktungsvertrag mit langer Laufzeit bezeichnet werden. Während sich die Mehrheit der PPAs in Skandinavien vor allem auf Windparks an Land bezieht, ist die Solarenergie Treiber des PPA-Zubaus in Spanien und Portugal. Die meisten Offshore-PPAs wurden bisher in Großbritannien abgewickelt.



### *Entwicklung der Kenngrößen zur PPA-Bewertung*

Verzichten Wind- und Solaranlagenbetreiber auf eine EEG-Förderung, so bieten PPAs eine Möglichkeit zur Absicherung des Preisrisikos. Möchte man die Stromerzeugung aus diesen förderfreien Anlagen bewerten, so hängt der durchschnittliche Erlös in EUR/MWh („PPA-Bewertung“) neben dem Marktpreisniveau sowohl vom Einspeiseprofil selbst als auch von der Stundenanzahl mit negativen Strompreisen während der Einspeisung ab. Hintergrund ist, dass Anlagen ohne EEG-Förderung ihren Strom nur zu positiven Strompreisen gewinnbringend vermarkten können, während der alternative Betrieb innerhalb der EEG-Förderung auch bei negativen Strompreisen Erlöse für den Anlagenbetreiber generiert. Weiterhin verringert der Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien das generelle Preisniveau während der Einspeisung („Merit-Order-Effekt“). Um also die erzielbaren Erlöse einer PPA-Anlage zu bewerten, müssen diese Faktoren berücksichtigt werden. Der mengengewichtete Durchschnitt der Preise aller Stunden, in denen eine PPA-Anlage einspeist, weicht folglich entsprechend vom durchschnittlichen Strompreis, dem Basepreis, ab.

Um vom Basepreis auf die die technologiespezifische PPA-Bewertung zu schließen, wird dieser mit einem Faktor, dem sogenannten Grundlastparitätsfaktor, multipliziert. Er quantifiziert die relative Wertigkeit einer Lieferung fluktuierenden erneuerbaren Stroms zu einer Grundlastlieferung gemessen am Börsenstrompreis. Dieser berücksichtigt sowohl den Abschlag für die vermarktete Menge (Abschaltung bei negativen Preisen) als auch das Einspeiseprofil (Prinzip des Marktwertfaktors) und macht die technologie-spezifische Wertigkeit des PPA-Stroms mit dem Basepreis vergleichbar („paritätisch“). Im Vergleich zum Marktwertfaktor, der der Berechnung des Marktwerts EEG-geförderter Strommengen dient, bezieht der Grundlastparitätsfaktor also zusätzlich einen Abschlag für die Nicht-Vermarktung in Stunden negativer Preise mit ein. In Zeiträumen ohne negative Preisen sind die Werte identisch.

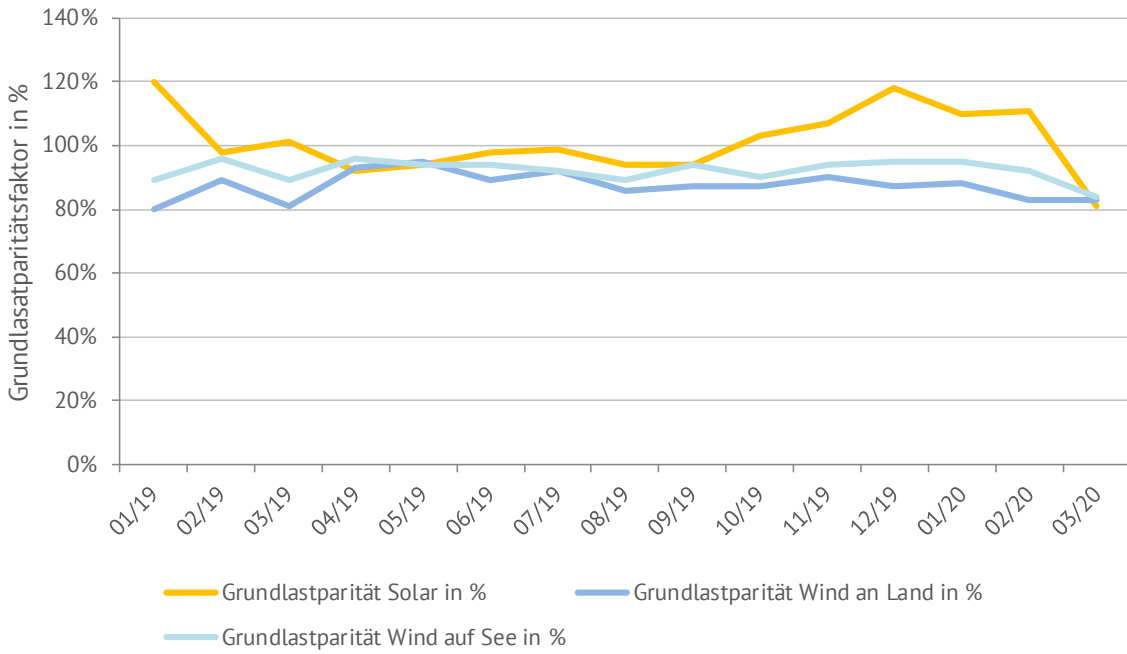


Abbildung 9: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

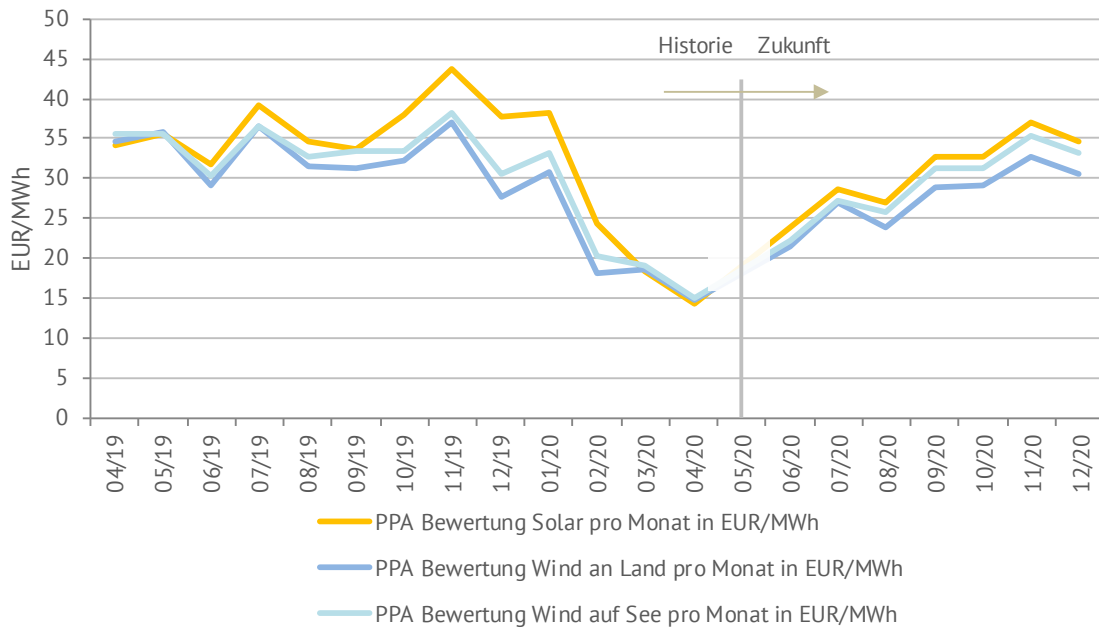


Abbildung 10: PPA-Bewertung historisch und zukünftig (basierend auf Basepreisen Day-Ahead und Future-Preisen vom 8. Mai 2020) [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future]

Während die technologiespezifischen Grundlastparitätsfaktoren der letzten 15 Monate in Abbildung 9 dargestellt sind, zeigt Abbildung 10 die resultierenden monatlichen PPA-Bewertungen im Zeitraum April 2019 bis Dezember 2020. Dies schafft einen Überblick über die kurzfristige Entwicklung der Wertigkeit von PPA-Strom, wenngleich die spezifische Bewertung eines PPA natürlich laufzeitabhängig erfolgen sollte. Bei langjährigen PPAs sind auch langfristige Entwicklungen zu berücksichtigen, die über den Terminmarkthorizont hinausgehen. Während die Historie auf realen Werten für den Grundlastparitätsfaktor beruht, werden dessen monatspezifisch gemittelten Werte der letzten 36 Monate für die Abschätzung zukünftiger PPA-Bewertungen vereinfacht fortgeschrieben. Aufgrund des voranschreitenden Ausbaus erneuerbarer Energien ist jedoch mit zunehmenden Merit-Order-Effekten und daher mit einer Degression der Grundlastparitätsfaktoren zu rechnen.

Mit Blick auf die letzten drei Monate erlebte die PPA-Bewertung für jede der betrachteten Technologien einen starken Einbruch im Februar und März und erreichte Tiefstwerte unterhalb von 25 bzw. 20 EUR/MWh. Wie bereits in der Marktwertanalyse in Kapitel 1.2 beschrieben, führten Sturmtiefs im Februar sowie Covid-19-Pandemie und Commodity-Preiskrise im März zu einem

starken Preisverfall. Auch hier könnte ein pandemiebedingter Rückgang der Tagesstromnachfrage im Gewerbe- und Industriebereich der Grund für die niedrigere Wertigkeit von PV-Strom im März sein (vgl. Abbildung 9).

Gemäß der vorherrschenden Meinung an den Terminmärkten werden für die nächsten Monate wieder steigende Strompreise erwartet, sodass auch die PPA-Bewertungen hier steigen. Allerdings nähern sich die PPA-Bewertungen demzufolge erst gegen Ende 2020 wieder dem Vorjahresniveau. Die aktuelle Markteinschätzung ist jedoch mit besonders großer Vorsicht zu genießen, die weitere Entwicklung bleibt zu beobachten. Die Auswirkungen auf die Abschlüsse langfristiger PPAs sind derzeit noch nicht verlässlich abzuschätzen.

### 3. MONITORING NEGATIVER PREISE UND DER AUSFALLVERGÜTUNG

#### 3.1 ENTWICKLUNG IM VERGLEICH ZUM VORJAHRESZEITRAUM

Tabelle 3: Häufigkeit negativer Preise bzw. der Anwendungsfälle des §51 in 2019 und 2020 in der DA-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

	Q1 2019	2019	Q1 2020
<b>Stunden mit negativen Preisen</b>	89	211	128
<b>6H §51</b>	56	123	111

Tabelle 3 zeigt die Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen bzw. von mindestens 6 Stunden negativer Preise am Stück („6H-Regel“ nach § 51 EEG 2017) für 2019 und 2020. Im Vergleich zum Vorjahresquartal sind beide Kennzahlen deutlich angestiegen. So gab es am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot in den ersten drei Monaten des Jahres 2020 bereits 43 Prozent mehr Stunden mit negativen Preisen bzw. rund doppelt so viele Stunden innerhalb des § 51. Bezogen auf das Gesamtjahr 2019 entspricht dies bereits 61 Prozent der Stunden mit negativen Preisen bzw. 90 Prozent der Fälle des § 51, alleinig im ersten Quartal 2020. Dies ist insofern bemerkenswert, da 2019 bereits ein historisches Rekordjahr hinsichtlich der Anzahl negativer Preise darstellte. Ein wesentlicher Grund ist die zeitweise besonders hohe Wind- und Solareinspeisung, die auf eine reduzierte Stromnachfrage im Zuge der Covid-19-Pandemie trifft.

### 3.2 STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN

#### Anzahl und Höhe negativer Preise

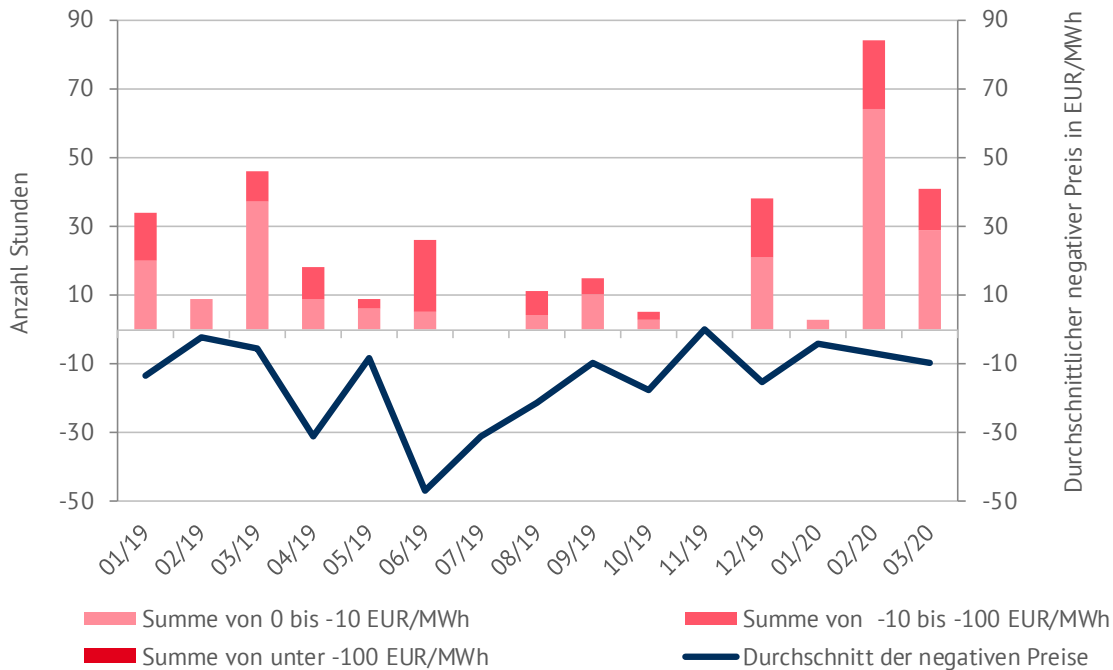


Abbildung 11: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 11 stellt den Monatsdurchschnitt und die Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe in den letzten 15 Monaten dar (Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot). Außer im Juli und November traten in jedem der dargestellten Monate negative Preise auf. Im Januar 2020 sank der Wert der Stundenkontrakte am Day-Ahead-Markt lediglich dreimal unter 0 und lag stets über -10 EUR/MWh. Die 84 negativen Preise im Februar stellen einen historischen Monatsrekord dar, sie umfassen 66 Prozent aller Stunden mit negativen Preisen im ersten Quartal 2020. Nur rund ein Viertel davon (20) lag jedoch im Bereich -10 bis -100 EUR/MWh. Auch im März fielen mit 12 von insgesamt 41 negativen Strompreisen weniger als 30 Prozent in diesen Bereich. Dieser Anteil fiel in manchen Monaten des Jahres 2019 deutlich höher aus (Juni, August, Dezember).

Dieser Trend spiegelt sich auch im monatlichen Durchschnitt der negativen Preise wieder: In allen drei Monaten des ersten Quartals lagen diese oberhalb von -10 EUR/MWh und damit über dem Niveau nahezu aller Monate in 2019. Insgesamt nahm die Anzahl der negativen Preise in Q1 2020 also deutlich zu, zurückzuführen ist dies vor allem auf eine Zunahme betragsmäßig „niedriger“ negativer Preise.

### Negative Preise nach Tageszeiten

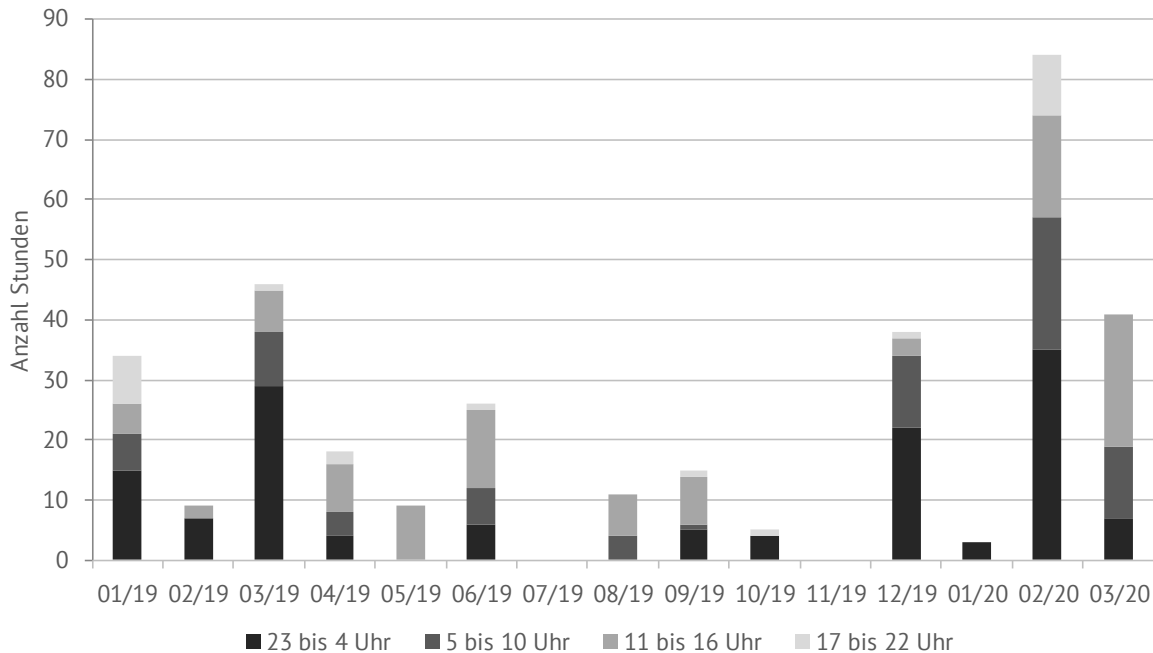


Abbildung 12: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 12 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 15 Monaten auftraten. Demnach treten diese besonders in den Wintermonaten häufig nachts und in den Morgenstunden auf, während der Anteil der Mittagsstunden aufgrund der PV-Einspeisung in den Sommermonaten höher ist. Dieses typische Muster setzte sich im zurückliegenden Quartal fort. Im Januar und Februar fielen 60 der 87 negativen Preise in die Nacht- und Morgenstunden (69 Prozent), während sich dieser Anteil im März auf 46 Prozent reduzierte. Neben der erhöhten PV-Einspeisung im März könnte auch hier eine krisenbedingt überproportionale Nachfragereduktion in den Tagesstunden zu einem größeren Anteil der Mittagsstunden an den negativen Preisen beigetragen haben.

#### *Angebotsüberhang bzw. fehlende Nachfragegebote an der Strombörse während negativer Preise*

Bis dato wird das Ausmaß negativer Preise vor allem durch ihre Höhe bestimmt, d.h. in einer Stunde mit einem Preis von -50 EUR/MWh geht man von einem stärkeren marktlichen Überangebot aus als in einer Handelsstunde mit -10 EUR/MWh. Mit dieser Betrachtungsweise lässt sich jedoch keine Aussage darüber treffen, wieviel Überangebot in MW den Marktpreis negativ wer-

den hat lassen bzw. wieviel zusätzliche Nachfragekapazität in dieser Stunde notwendig gewesen wäre, um einen negativen Preis zu verhindern. Diese Kennzahl kann jedoch aus den stündlichen Angebots- und Nachfragekurven der EPEX Spot abgeleitet werden, wenngleich nur für den Anteil von Angebot und Nachfrage, der an der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot teilnimmt. Abbildung 13 stellt diese exemplarisch dar. Bildet man die Differenz aus den angebots- und nachfrageseitigen Geboten zu 0 EUR/MWh, so erhält man die oben beschriebene Kennzahl (Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage). Zum Vergleich im Beispiel der Abbildung 13: Verschiebt man die Angebotskurve um 1.000 MW nach rechts (bzw. die Nachfragekurve nach links), so bildet der neue Schnittpunkt beider Gebotskurven einen Preis von 0 EUR/MWh. Folglich beträgt der Angebotsüberhang bzw. die fehlende Nachfrage in diesem Beispiel 1.000 MW.

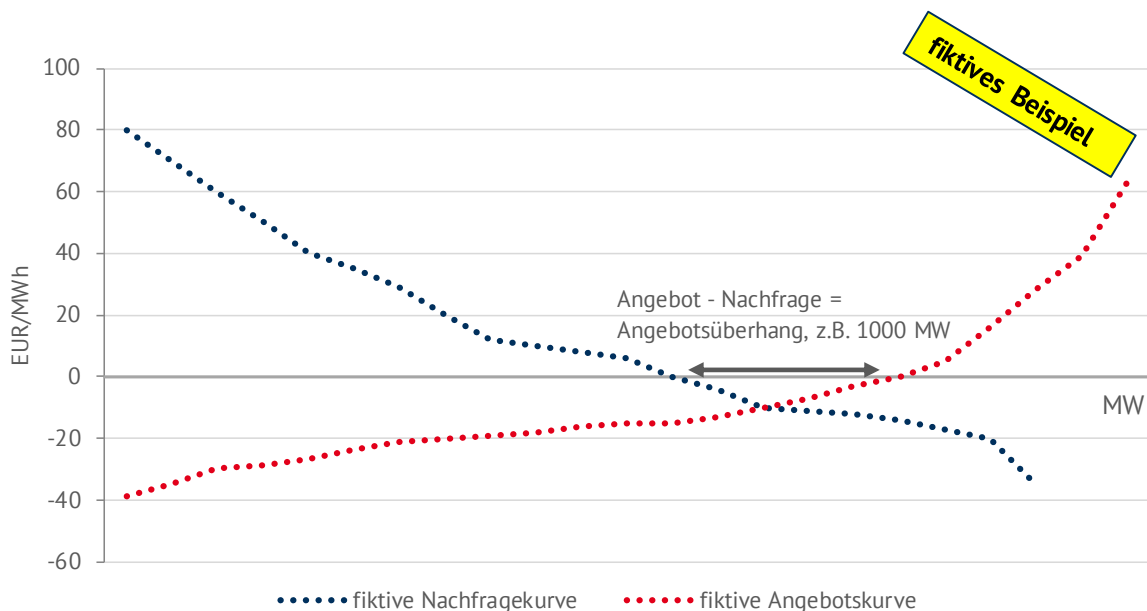


Abbildung 13: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

In Stunden mit negativen Preisen ist dieser Indikator positiv und umgekehrt. Abbildung 14 veranschaulicht dies am Beispiel der Tagesstunden des 29.03., in denen von 10 bis 16 Uhr negative Preise auftraten. In der Stunde des höchsten negativen Preises, von 14:00 bis 15:00 Uhr, wären demnach über 2.500 MW an flexibler Nachfrage oder entsprechend geringerer starrer Erzeugungleistung nötig gewesen, um einen negativen Preis zu verhindern.



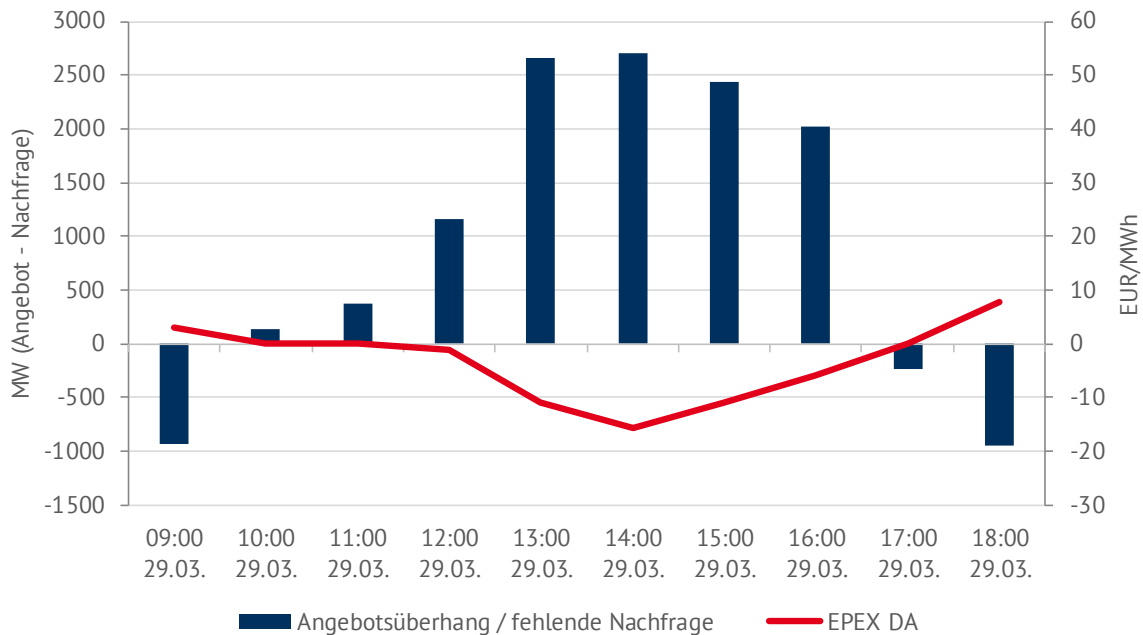


Abbildung 14: zeitlicher Verlauf des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage vor, während und nach Stunden mit negativen Preisen am 29.03.2020 [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Im zurückliegenden Quartal kamen in jedem Monat negative Preise zustande. Abbildung 16 und Abbildung 17 zeigen dabei, dass negative Preise im März zwar weniger häufig als im Februar vorkamen (41 Mal vs. 84 Mal), dafür war mit 1.830 MW aber durchschnittlich etwas mehr flexible Nachfrage zur Vermeidung der negativen Preise nötig als im Februar (1.650 MW). In den drei Stunden mit negativen Preisen im Januar lag dieser Durchschnitt mit 443 MW besonders niedrig (vgl. Abbildung 15).

Insgesamt wären 30 der 128 negativen Preisstunden im ersten Quartal mit lediglich bis zu 500 MW mehr Stromnachfrage (oder weniger Stromangebot) nicht zustande gekommen. Anders herum herrschte in einer Stunde im März ein Überangebot von mehr als 5.000 MW am deutschen Day-Ahead-Markt. Im Durchschnitt lag der Angebotsüberhang bzw. die fehlende Nachfrage in Q1 2020 mit 1.679 MW leicht unter dem Niveau des Jahres 2019 (2.648 MW; vgl. Abbildung 18).

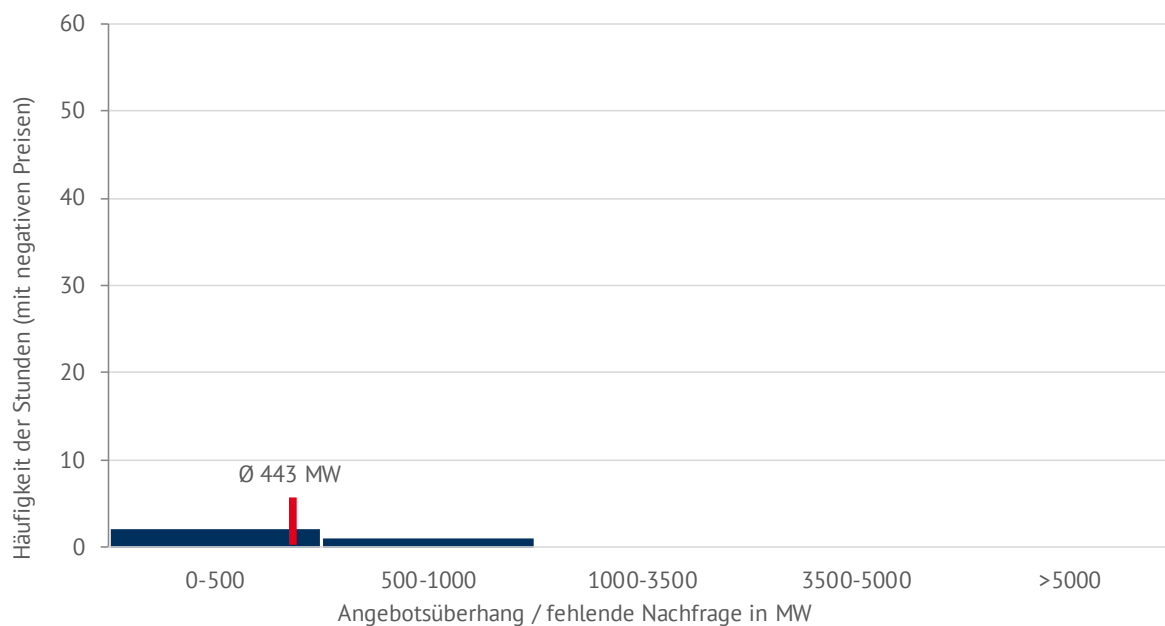


Abbildung 15: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im Januar 2020  
[Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

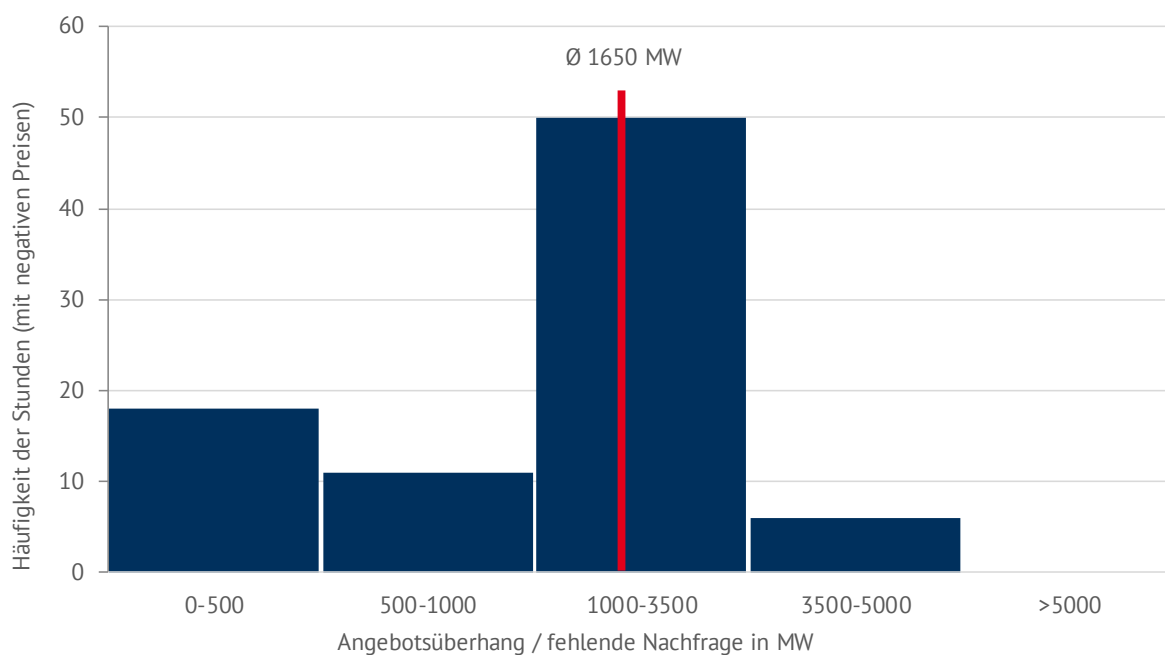


Abbildung 16: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im Februar 2020  
[Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

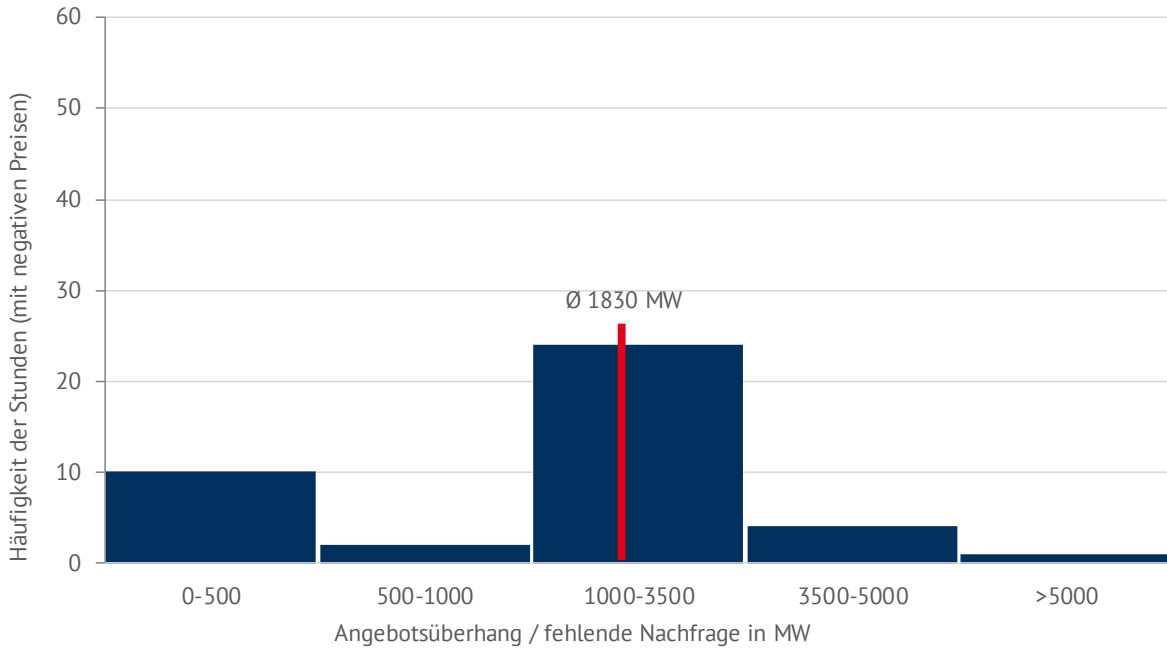


Abbildung 17: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im März 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

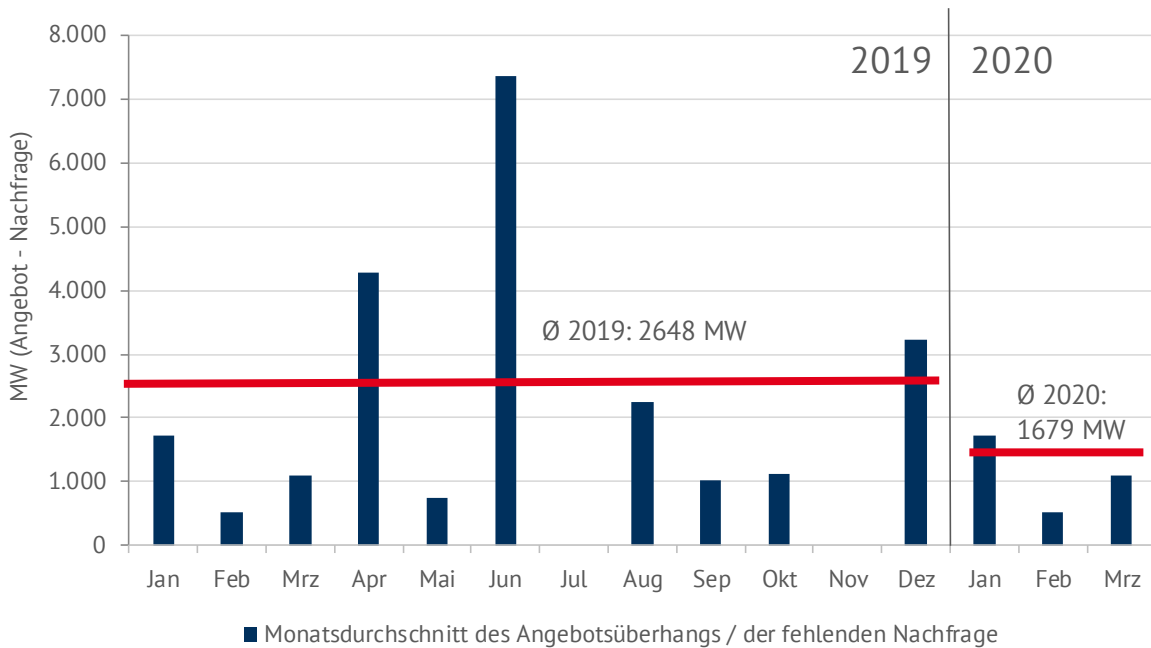


Abbildung 18: Monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage in 2019 und 2020 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

### 3.3 6H-REGEL (§51 EEG)

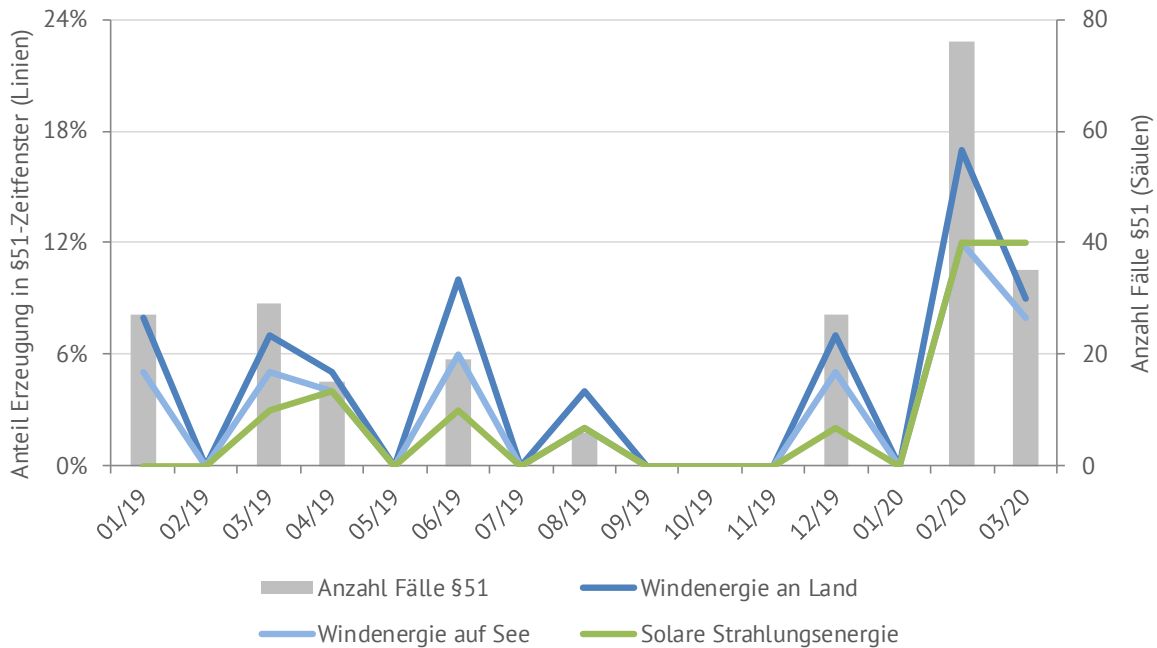


Abbildung 19: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Treten sechs Stunden mit negativen Preisen am Stück auf, reduziert sich die Förderung für EEG-Anlagen für diese Periode auf null („6-Stunden-Regel“ nach § 51 EEG 2017). Gemäß Abbildung 19 mussten die Betreiber einer von dieser Regelung betroffenen Anlage mit Inbetriebnahme nach 01.01.2016 eine solche Förderkürzung im letzten Quartal im Februar und März in Kauf nehmen, in diesen Fällen mit 76 und 35 Mal in außerordentlich vielen Stunden. Diese Rekordwerte brachten beträchtliche Einbußen hinsichtlich erhaltener Marktprämienzahlungen mit sich. Während im Februar 17 Prozent der Windstromerzeugung an Land in diese Zeitfenster fielen, waren es bei PV und Wind auf See rund 12 Prozent. Auch im März lagen die Anteile je nach Technologie zwischen 8 und 12 Prozent, und damit deutlich über den monatlichen Höchstwerten des Vorjahres. Der Anteil der in §51-Zeitfenstern erzeugten Strommengen aus Windkraftanlagen an Land ist aufgrund der in der Regel höheren Erzeugung zu negativen Preisen auch im ersten Quartal 2020 besonders hoch. Im März fiel dieser Anteil für die erzeugten Solarstrommengen im Vergleich der Technologien allerdings erstmals am höchsten aus. Selbst in den sonstigen Monaten des Vorjahres war dies bisher niemals der Fall. Dies legt abermals die Vermutung nahe, dass eine pandemiebedingte, überproportionale Reduktion der Tagesstromnachfrage zu einer besonders hohen Anzahl negativer Preise in den Tagesstunden beitrug.

## 4. CASE STUDY: HINTERGRÜNDE DER AKTUELLEN TURBULENZEN AM SPOTMARKT

Aus der Analyse zu negativen Preisen in Kapitel 3 geht hervor, dass das erste Quartal des Jahres 2020 diesbezüglich einige Rekorde mit sich brachte. Unter anderem aufgrund der fortwährenden Covid-19-Pandemie setzte sich die Häufung negativer Preise auch im Folgemonat April fort. Um die Hintergründe dieser besonderen Situation zu analysieren, ziehen wir einen rekordträchtigen Tag des Aprils heran – den Dienstag, 21. April. An diesem Tag sank der Tagesdurchschnittspreis für eine Baseload-Stromlieferung auf -16,15 EUR/MWh. Damit ergab sich das erste Mal überhaupt ein negativer Preisschnitt für einen Werktag (Montel News, 2020). In der Peakload-Zeit von 14 bis 17 Uhr lagen die Preise sogar durchgehend unter -80 EUR/MWh (vgl. Abbildung 20).

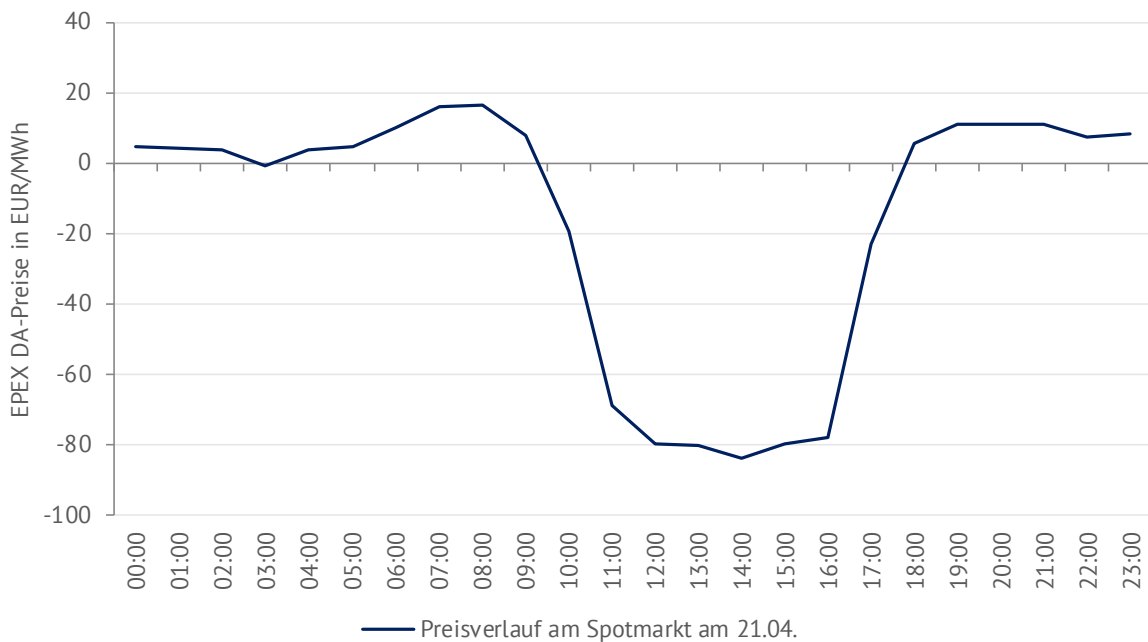


Abbildung 20: Settlementpreise der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot am 21.04.2020 [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Dabei stellt sich die Frage: Welche Faktoren kamen hier zusammen? Bei der Beantwortung der Frage, wo die Gründe für ein derart niedriges Preisniveau liegen, hilft die Betrachtung der altbekannten Faktoren der Preisbildung: Angebot und Nachfrage.

Die Stromnachfrage wird grundsätzlich vor allem von der Temperatur (Klimaanlagen, Heizung) sowie dem kalender- und tageszeitabhängigen Verbraucherverhalten (Ferien / Feiertage, Beleuchtung) beeinflusst. In diesem Zusammenhang wirkten sich insbesondere die im März und

April veranlassten, pandemiebedingten Betriebsschließungen im Gewerbe- und Industriebereich auf das werktägliche Verbraucherverhalten aus: Wie Daten von ENTSO-E Transparency zeigen, lag die durchschnittliche Last an Werktagen in den ersten drei Kalenderwochen des Aprils rund 10 Prozent unter dem Vorjahreswert. Darüber hinaus lag auch die Durchschnittstemperatur in diesem Zeitraum etwas höher als im Vorjahr.

Auf der Angebotsseite hingegen finden wir ein Zusammenspiel mehrerer Gründe für den historisch niedrigen Tagesdurchschnittspreis am 21. April. Zum einen kam es zu einer besonderen Wetterkonstellation, die eine außergewöhnlich hohe, gleichzeitige Einspeisung der Solar- und Windkraftwerke nach sich zog. Wie stark diese Einspeisung ausfiel, lässt sich Abbildung 21 entnehmen. Die gemeinsame Leistung von Solar- und Onshore-Windanlagen wurde zum Zeitpunkt der Day-Ahead-Auktion für den 21. April in der Spitze auf knapp 57,9 GW prognostiziert. Damit lag sie deutlich über den vier Spitzentagen im Jahr 2019, welche zum Vergleich angelegt sind.

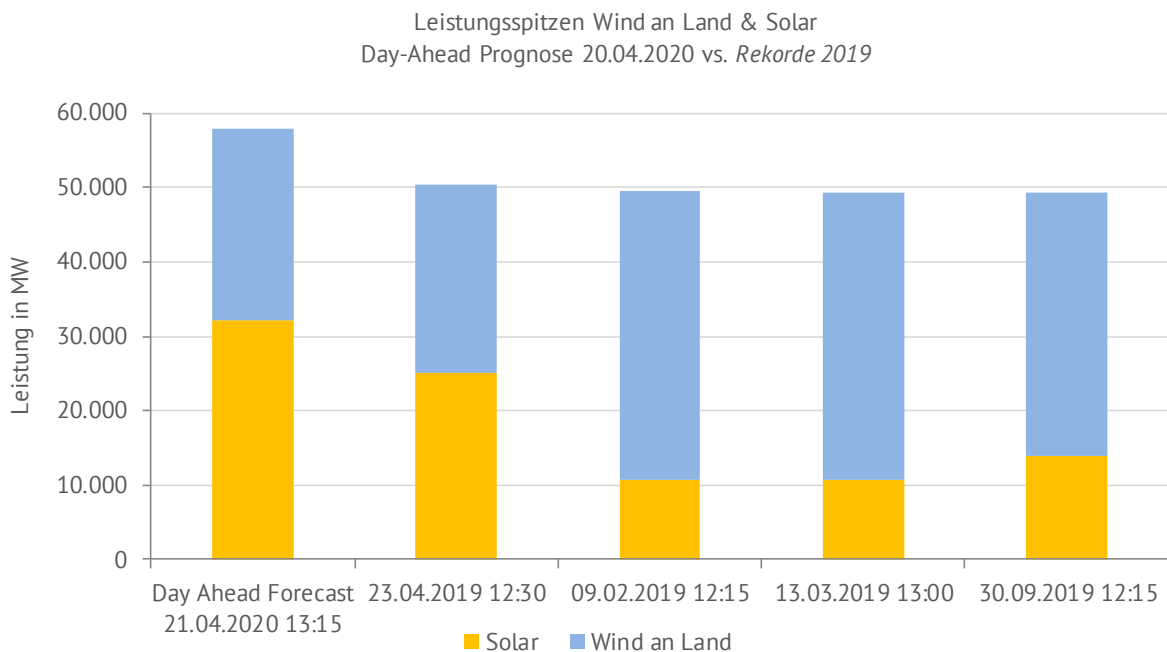


Abbildung 21: Gemeinsame Leistungswerte Wind Onshore & Solar; für den jeweiligen Tag ist der Maximalwert angegeben [Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E Transparency]

Darüber hinaus ließ der starke Preisverfall an den Commodity- und Emissionsmärkten die Grenzkosten von Kohle- und Gaskraftwerken sinken. Auch diese Entwicklung hat einen Einfluss auf die Durchschnittspreise am Spotmarkt. Sie kommt allerdings nur in denjenigen Stunden zum Tragen, in denen diese Kraftwerke zur Stromerzeugung benötigt werden und letztendlich den Preis in der Day-Ahead-Auktion setzen. Hinsichtlich des konventionellen Kraftwerksparks spielt ein weiterer Faktor eine Rolle bei der Preisbildung zu Zeiten starker Einspeisung erneuerbarer Energien: Das

ist die Fähigkeit der konventionellen Kraftwerke, kurzfristig auf ein Preisniveau unterhalb ihrer Grenzkosten zu reagieren. Während Gaskraftwerke dazu beispielsweise sehr gut in der Lage sind, ist ein Herunterfahren oder gar Abschalten von Kernkraftwerken ein langwieriger und kostenintensiver Prozess.

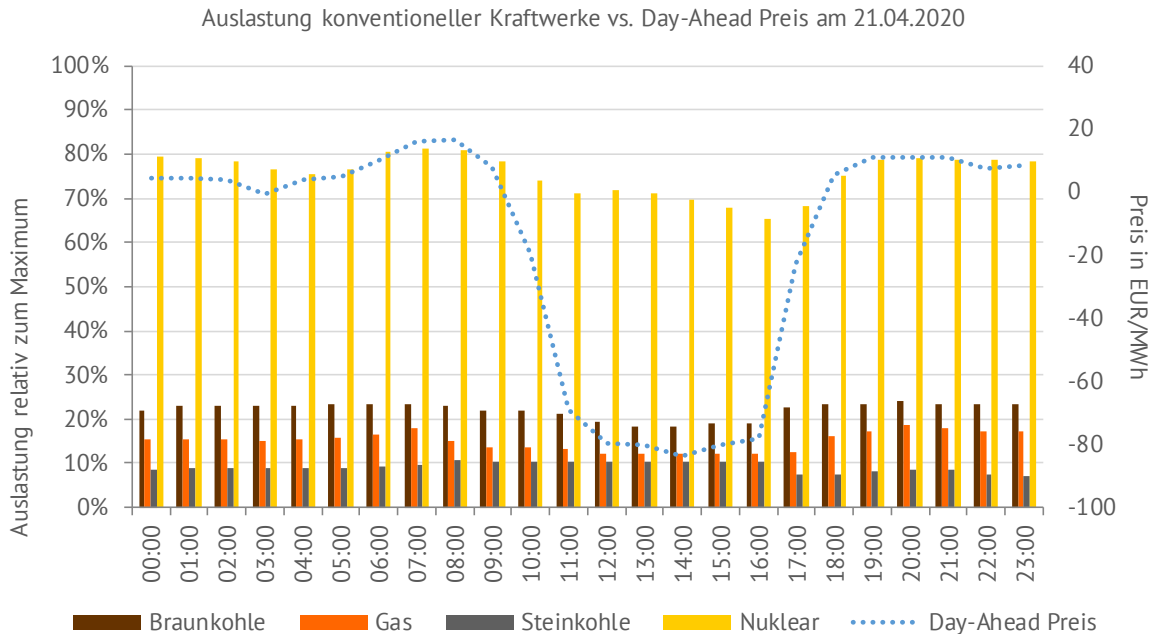


Abbildung 22: Day-Ahead Strompreise der EPEX Spot und die Auslastung konventioneller Kraftwerke am 21.04.2020 relativ zum bisherigen Maximalwert in 2020; mögliche Kraftwerksausfälle oder Wartungen unberücksichtigt [Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSO-E Transparency, EPEX Spot]

Wie Abbildung 22 zeigt, konnten die Kernkraftwerke nur eingeschränkt auf die negativen Preise am 21. April reagieren, während Steinkohle- und Gaskraftwerke ihre Leistung um 14 Uhr auf jeweils rund 10 Prozent reduzierten. In Anbetracht der Tatsache, dass die Kernkraft nur noch 15 Prozent der installierten konventionellen Kapazität darstellt und die konventionellen Kraftwerke schon um 18 Uhr eine Residuallast von 14,2 GW decken mussten (Biomasse und Wasserkraft nicht beachtet), ist davon auszugehen, dass bezüglich der Flexibilität tatsächlich an einem Minimum gearbeitet wurde.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die hohe erneuerbare Erzeugungsleistung einen größeren Anteil am extremen Preisrutsch am 21. April hatte als die mangelnde Flexibilität. Hinzu kamen die aktuellen Auswirkungen der Covid-19-Pandemie.

## QUELLENVERZEICHNIS

---

**EEX (European Energy Exchange) (2020):** Marktdaten, Futures. [online]

<https://www.eex.com/de#/de>

**EPEX-Spot (European Power Exchange) (2020):** Day-Ahead Auktion, Marktdaten. [online]

<http://www.epexspot.com/de/>

**ENTSO-E Transparency Platform (2020).** [online] <https://transparency.entsoe.eu/>

**Montel News (2020):** Spot plunges to EUR -90 in Belgium, EUR -80 in Germany. [online]

<https://www.montelnews.com/News/Story.aspx?id=1107443&highlightCsv> [05.05.2020]

**Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2020):** Informationen zur Direktvermarktung [online] <https://www.netztransparenz.de/>



## IMPRESSUM

Autoren:

Energy Brainpool:

Fabian Huneke

Michael Claußner

Öko-Institut:

David Ritter

Dominik Seebach

Markus Haller

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag des BMWi

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Mai 2020

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Heraus- und Auftraggebers unzulässig und strafbar.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.