

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: QUARTALSBERICHT (03/2021)



Berlin und Freiburg, Mai 2021

M. Claußner, S. Göß, 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.....	8
2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung	8
2.2 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	9
3. Monitoring negativer Preise.....	15
3.1 Entwicklung im Vergleich zum Vorjahreszeitraum.....	15
3.2 Stunden mit negativen Preisen.....	16
3.3 6H-Regel (§ 51 EEG 2017)	21
3.4 4H-Regel (§ 51 EEG 2021).....	22
4. Case Study: Aktuelle Entwicklungen auf dem CO ₂ -Markt.....	23
5. Quellenverzeichnis.....	26

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: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	6
Abbildung 4: Entwicklung der Leistung in der Ausfallvergütung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	7
Abbildung 5: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	8
Abbildung 6: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland[Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Ende März 2021].....	10
Abbildung 7: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Ende März 2021].....	11
Abbildung 8: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]	13
Abbildung 9: PPA-Bewertung historisch und zukünftig (basierend auf Day-Ahead-Basepreisen und Future-Basepreisen vom 15. April 2021) [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future].....	13
Abbildung 10: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]	16
Abbildung 11: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]	17
Abbildung 12: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	18
Abbildung 13: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im Februar 2021 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	19

Abbildung 14: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im März 2021 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]20

Abbildung 15: Monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage während negativer Preise in 2020 und 2021 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....20

Abbildung 16: 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].....21

Abbildung 17: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkise Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot].22

Abbildung 18: Relative Preisbewegung des deutschen Base-Futures 2022 und EUA mit Fälligkeit im Dezember 2022 vom 1. Januar 2021 bis zum 19. April 2021 [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX und Montel News]24

AUF EINEN BLICK: DAS WICHTIGSTE IM VORJAHRESVERGLEICH

Tabelle 1 zeigt die vermarkteten Leistungen in den verschiedenen Vermarktungsformen jeweils für das Ende der ersten Quartale 2019, 2020 und 2021. Mit dem Ende der Vergütungsperiode für die ersten EE-Anlagen zeigt sich ein deutlicher Anstieg der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung, eine Reduktion der Leistungen in der Festvergütung und einen deutlich verlangsamten Zubau im Segment des Marktprämienmodells. Dies ist darauf zurück zu führen, dass insbesondere Windenergieanlagen an Land aus dem Marktprämienmodell und der Festvergütung in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Die Ausfallvergütung wird auch in Q1 2021 nur in sehr wenigen Fällen zur Absicherung der Finanzierung herangezogen.

Tabelle 1: Übersicht der vermarkteten Leistung (in MW) in Marktprämienmodell, Festvergütung, sonstiger Direktvermarktung und Ausfallvergütung im Vorjahresvergleich (Betrachtung zum Quartalsende) [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und Marktstammdatenregister]

Angaben in MW	Q1 2019	Q1 2020	Q1 2021
Marktprämienmodell	75.989	80.475	81.680
Festvergütung	39.245	40.264	39.033
Sonstige Direktvermarktung	197	327	3.182
Ausfallvergütung	84	124	260

Darüber hinaus vergleicht Tabelle 2 die Entwicklung zentraler Marktdaten in der Direktvermarktung im aktuellen Quartal mit den jeweiligen Vorjahreszeiträumen. In Q1 2021 ergaben sich 36 negative stündliche Strompreise. Das ist weniger als die Hälfte der negativen Preise in den jeweils ersten Quartalen der Vorjahre. Die mengengewichteten, durchschnittlichen Marktwerte für Strom aus EEG-Anlagen haben sich im Vergleich zu den Vorjahreswerten aufgrund des gestiegenen Strompreisniveaus in etwa verdoppelt und liegen sogar oberhalb der Werte für Q1 2019.

Tabelle 2: Übersicht zentraler Marktdaten in der Direktvermarktung in Q1 2019-2021 [Quelle:
Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

	Q1 2019	Q1 2020	Q1 2021
Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	89	128	36
Ø Marktwert¹ Solar in EUR/MWh	38	21	41
Ø Marktwert¹ Wind an Land in EUR/MWh	33	21	45
Ø Marktwert¹ Wind auf See in EUR/MWh	36	24	44

¹ Mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

1. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

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

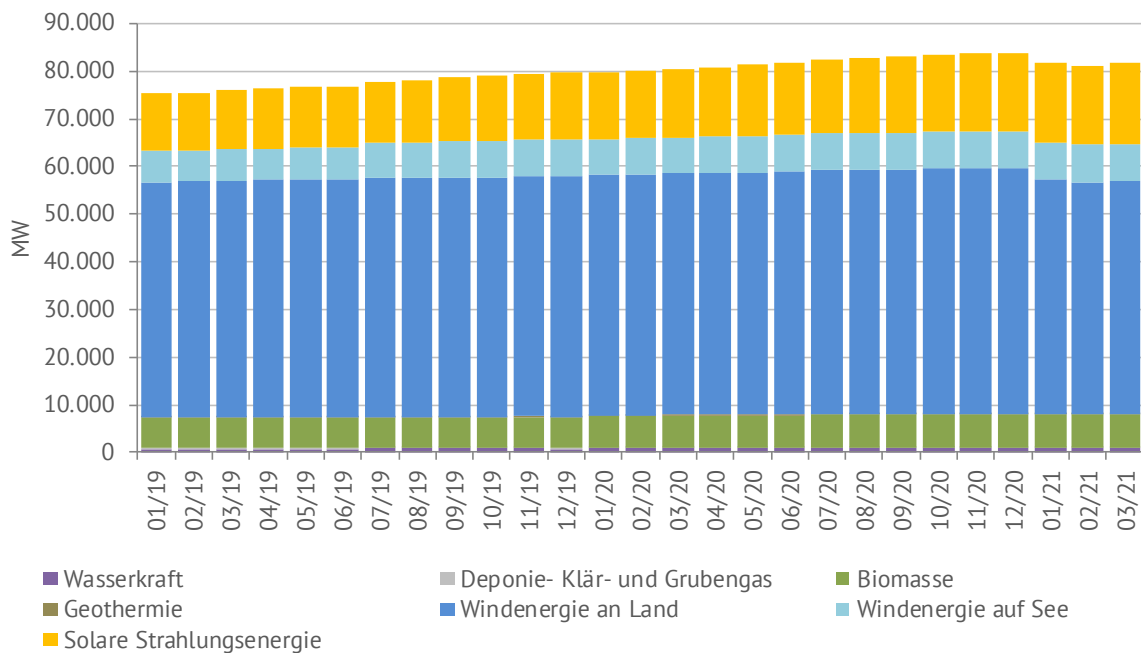


Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Seit der Einführung der Direktvermarktung ist die in dieser Form vermarktete Leistung nahezu durchgehend angewachsen. Ein deutlicher Rückgang der Gesamtleistung (ca. 2,1 GW) ergibt sich von Dezember 2020 auf Januar 2021 (siehe Abbildung 1). Dieser wird insbesondere durch einen Rückgang der Windenergieleistung an Land um 2.373 MW verursacht. In diesem Netto-Rückgang ist auch der Zuwachs an Windenergieanlagen mit einer Leistung von ca. 220 MW enthalten, die im ersten Quartal 2021 neu in die Direktvermarktung gekommen sind. Der Rückgang bei der Windenergie an Land ist darauf zurück zu führen, dass zum Ende des Jahres 2020 erstmals erneuerbaren Anlagen das Ende der 20-jährigen EEG-Förderperiode erreicht haben. Für das Jahr 2021 sind davon mit 3,7 GW hauptsächlich Windenergieanlagen an Land und in geringerem Umfang Biomasse- (0,4 GW) sowie Solar- und Wasserkraftanlagen (jeweils 0,1 GW) betroffen. Die ausgeförderten Anlagen sind zum größtenteils in die sonstige Direktvermarktung gewechselt (siehe Abschnitt 2.1). Der stärkste Anstieg in der EEG-geförderten Direktvermarktung ist mit 632 MW der Solarenergie zuzuschreiben.

Nach Nettorückgängen bei der installierten Gesamtleistung in der Direktvermarktung im Januar und Februar lag der Anstieg der Leistung im März 2021 mit 475 MW in etwa wieder auf dem monatlichen Niveau von 2020. Wie auch bereits in den Vormonaten entfiel der größere Anteil des Anstiegs (54 Prozent) auf Solar. Dadurch erhöhte sich der PV-Anteil an der insgesamt über die Direktvermarktung finanzierte Leistung in den letzten Monaten weiter und liegt aktuell bei 21 Prozent (Q1 2020: 18 Prozent), während der Anteil der Windenergie an Land auf 60 Prozent zurückging (Q1 2020: 63 Prozent). Die installierte Leistung der Windenergie auf See erhöhte sich gegenüber dem Vorjahreswert um nur 86 MW, eine Zunahme von ca. 1 Prozent.

1.2 WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

Monatliche Marktwerte

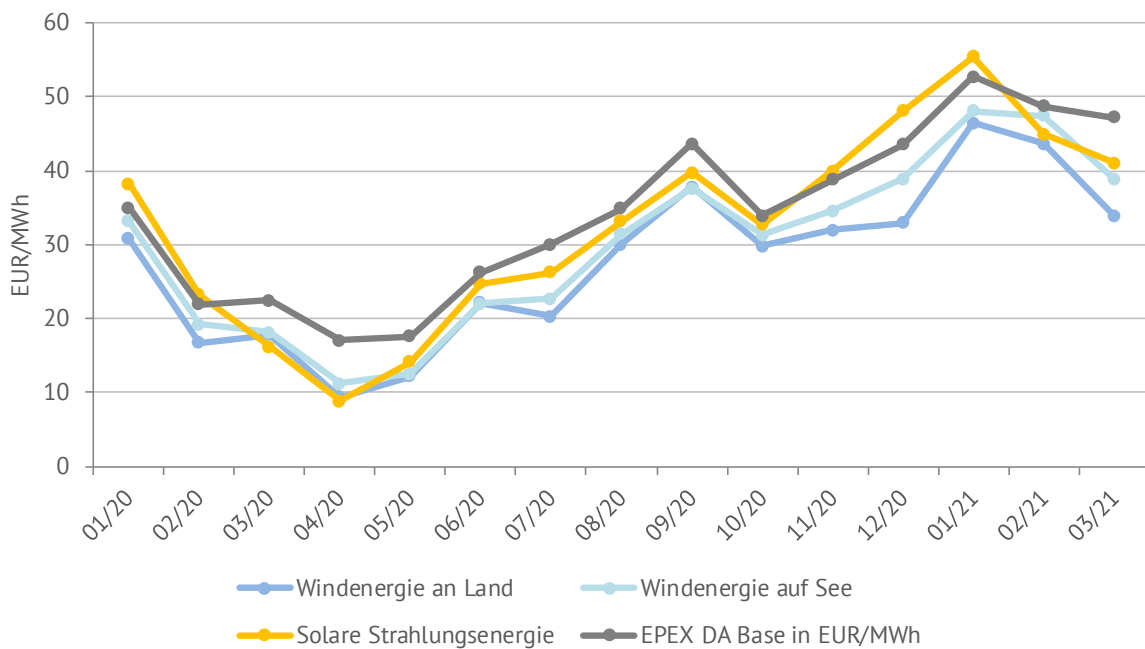


Abbildung 2: Monatliche Marktwerte je Technologie vs. Basepreis [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der monatlichen Marktwerte für Solar- und Windenergieanlagen in der Direktvermarktung im Vergleich zum monatlichen Basepreis. Die Marktwerte liegen typischerweise unterhalb des Basepreises. Der Grund liegt in der technologiespezifischen Profil-

wertigkeit der Erneuerbaren, denn sie speisen überdurchschnittlich oft zu Stunden mit niedrigerem Preisniveau ein (Merit-Order-Effekt). Aus dem Verhältnis des Marktwerts und des Basepreises ergibt sich der jeweilige Marktwertfaktor.

Der stetige Anstieg der Marktwerte im vierten Quartal 2020 setzte sich im Januar 2021 zunächst fort. Mit Marktwerten zwischen 48 (Wind an Land) und 55 EUR/MWh (Solar) wurden die höchsten Werte seit Januar 2019 erreicht. Ausgehend von diesem hohen Niveau fielen die Marktwerte im Februar und März etwas ab. Hinsichtlich der Vorjahreswerte liegen die Marktwerte in Q1 2021 auf einem deutlich höheren Niveau.

Ein wesentlicher Treiber der Spotpreise dürfte der kalte Winter und die dadurch gestiegene Strom- und vor allem Gasnachfrage sein. Letztere schlug sich in erhöhten Gasspotpreisen nieder. Neben hohen Gas- dürfte aber auch der starke Anstieg der CO₂-Preise (s. Kapitel 4) die Grenzkosten fossiler Kraftwerke erhöht und zu höheren Strompreisen geführt haben.

Darüber hinaus fiel die Windeinspeisung im Vergleich zum Vorjahresquartal deutlich schwächer aus, insbesondere im Februar. Gemäß Daten der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) lag diese im Februar 2021 um 48 Prozent niedriger als im Vorjahresfebruar, welcher jedoch als historischer Rekordmonat einzuordnen war. Stattdessen fiel der Februar weitestgehend sonnig aus, was sich in einem besonders niedrigen Marktwert Solar ausdrückte. So lag dieser im Februar 2021 unterhalb des Basepreises und des Marktwertes Wind Offshore, während er in 2020 noch darüber lag. In den Monaten Januar und März ergibt sich wiederum ein für ein Winterquartal typisches Bild beim Vergleich der technologiespezifischen Marktwerte. Der Marktwert Solar liegt oberhalb Offshore, gefolgt vom Marktwert Onshore. Grundsätzlich dürfte der andauernde, pandemiebedingte Lock-down weiterhin zu einer überproportionalen Reduktion der Tagesstromnachfrage führen. Hiervon wäre der Marktwert Solar durch sein Tagesprofil besonders betroffen. Inwiefern sich dies im Vergleich zu anderen Preiseffekten auf den Marktwert Solar in den letzten Monaten ausgewirkt hat, kann jedoch nicht verlässlich bewertet werden.²

Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt

² 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.

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.

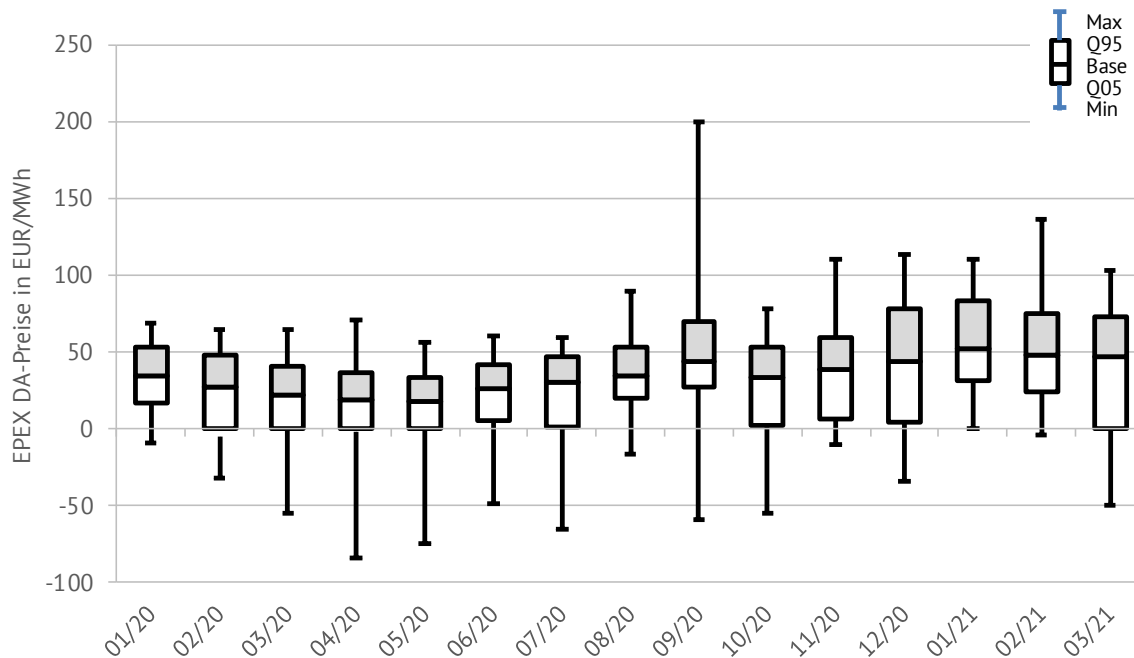


Abbildung 3: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

In Abbildung 3 sind die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion seit Januar 2020 in der Form von Boxplots dargestellt, die Preisminima und -maxima sowie 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantile umfassen. Die drei Monate des zurückliegenden Quartals verhalten sich hinsichtlich der Preisvolatilität am Day-Ahead-Markt weitestgehend ähnlich, der Rückgang bei der Höhe negativer Preise im Januar und Februar wurde durch Höchstpreise von 110 bzw. 136 EUR/MWh aufgefangen. Im Vergleich zu den Spreads im Vorjahreszeitraum lagen alle drei Monate zum Teil allerdings deutlich darüber. Dies gilt sowohl für den Spread der Maximal- und Minimalwerte (plus 5 bis 78 Prozent in den Einzelmonaten) als auch für den Abstand zwischen dem 5-Prozent und 95-Prozent-Quantil (plus 28 bis 53 Prozent). Mithilfe des letztgenannten Indikators können grundsätzlich robustere Aussagen über die Preisvolatilität getroffen werden, da extreme Einzelstunden nicht berücksichtigt sind. Auch im Vergleich zum Vorjahresdurchschnitt 2020 (44 EUR/MWh) liegen die Werte in Q1 2021 für diesen Indikator etwas darüber (51 bis 73 EUR/MWh).

1.3 AUSFALLVERGÜTUNG

Die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 auf niedrigem Niveau nahezu kontinuierlich angestiegen. 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. Nachdem in den letzten Quartalen der mit Abstand größte Anteil der durch die Ausfallvergütung finanzierten Leistung auf Solaranlagen entfiel, zeigt sich für das erste Quartal 2021 wieder ein stärkerer Anstieg der Windenergie an Land.

Von Dezember 2020 auf Januar 2021 hat sich die Leistung von Wind an Land in der Ausfallvergütung auf 162 MW in etwa verdreifacht (siehe Abbildung 4). Bei der Solarenergie setzt sich der Trend für einen schwankenden Verlauf mit einem kontinuierlichen Anstieg fort (durchschnittlich ca. 4 Prozent monatlicher Anstieg). Nach einem leichten Rückgang der Windleistung an Land entfallen zum Ende des ersten Quartals 2021, wie bereits im Jahr 2018, in etwa die Hälfte der gesamten AV-Leistung auf Solar (53 Prozent) und Windenergie an Land (44 Prozent). Insgesamt bleibt die über die Ausfallvergütung finanzierte erneuerbaren Leistung an der insgesamt installierten Leistung mit rund 0,2 Prozent weiterhin auf sehr niedrigem Niveau.

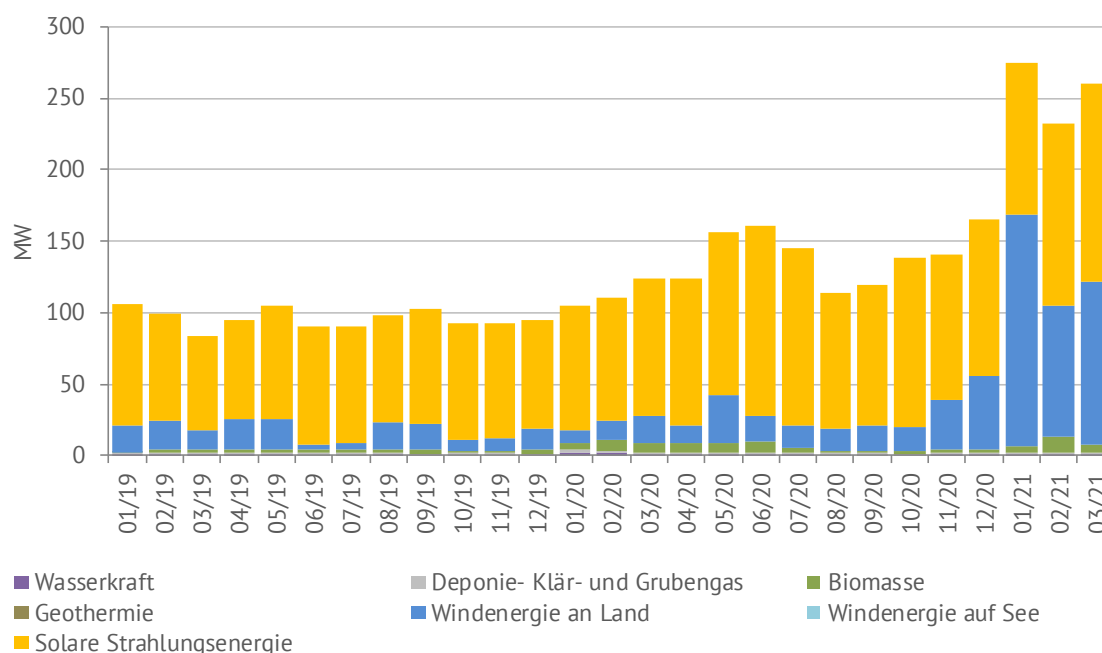


Abbildung 4: Entwicklung der Leistung in der Ausfallvergütung [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

2. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE AUßERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

2.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG

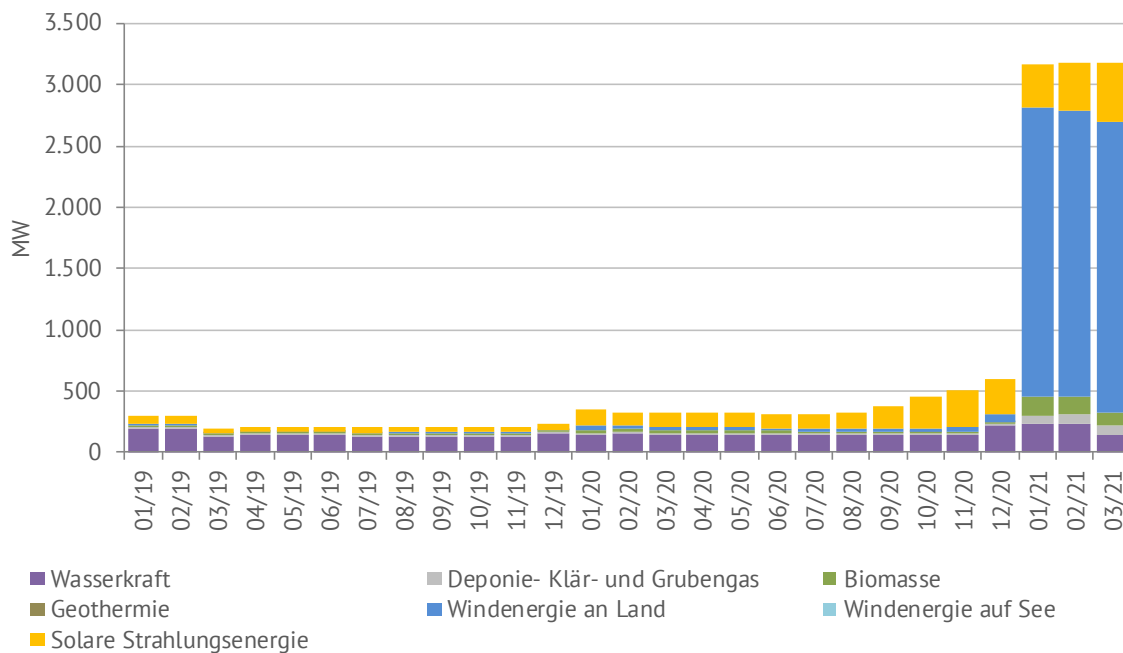


Abbildung 5: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung
[Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

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 im Sinne 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. Gegenüber den vorangegangenen Quartalen ergaben sich im ersten Quartal 2021 deutliche Veränderungen bei der über die sonstige Direktvermarktung vermarktete Kraftwerksleistung. Wie in Abbildung 5 zu sehen ist, hat sich diese von Dezember 2020 auf Januar 2021 mehr als versechsfacht. Der größte Anteil des Anstiegs entfällt auf Windenergieanlagen an Land, deren Kapazität steigt von 65 MW im Dezember 2020 auf 2.352 MW im Januar 2021. Hiervon entfallen ca. 96 Prozent auf ausgeförderte Anlagen, deren 20-jährige Förderperiode beendet ist. Insbesondere aufgrund von ausgeförderten Anlagen erhöht sich auch die Leistung von Biomasseanlagen in

der sonstigen Direktvermarktung auf 160 MW, was fast einer Verzehnfachung entspricht. Wie bereits in den vorherigen Quartalen stieg auch die Solarleistung im 1. Quartal 2021 weiter an (um durchschnittlich 20 Prozent pro Monat). Der beobachtbare Rückgang bei der Wasserkraft im März 2021 ist im Rahmen der typischen Schwankungen durch Wechsel zwischen den Vermarktungsformen, die es auch in den letzten Monaten gab.

Der Umfang der in der sonstigen Direktvermarktung finanzierten Leistung gegenüber der insgesamt installierten EE-Gesamtleistung bleibt weiterhin relativ gering, konnte aber seinen Anteil gegenüber dem ersten Quartal 2020 von ca. 0,3 Prozent auf 2,6 Prozent steigern. Auch für die kommenden Jahre ist mit einer dynamischen Entwicklung zu rechnen, da zum Beispiel auch in den nächsten vier Jahren jährlich ca. 3 GW an installierter Anlagenleistung das Förderende erreichen und alternative Finanzierungsoptionen für den Weiterbetrieb benötigen.

2.2 ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

Kontrahierte Leistung

EE-Anlagenbetreiber unterschiedlicher Vermarktungsmodelle können ihren Strom unter anderem auch über langfristige Stromlieferverträge (im Folgenden Power Purchase Agreements „PPA“) vermarkten – allerdings innerhalb des EEGs dann aufgrund des Doppelvermarktungsverbots gemäß § 80 EEG nur ohne eine damit verbundene Vermarktung der Grünstromeigenschaft. Abbildung 6 stellt die kontrahierte Leistung der in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüsse in Deutschland von 2016 bis 2021 dar.

Die Abbildung zeigt einen starken Anstieg bei den PPA-Abschlüssen in 2021 getrieben durch Weiterbetriebs-PPAs mit Windenergieanlagen an Land, die zum 01.01.2021 aus der 20-jährigen EEG-Förderung fielen. Diese Anlagen sind nun Teil der „PPA-Portfolios“ einiger Direktvermarkter, ihr Strom kann als Grünstrom beispielsweise an industrielle Letztverbraucher weitervermarktet werden. Hierzu sei erwähnt, dass sich die zeitliche Einordnung der PPA-Vertragsabschlüsse am Veröffentlichungszeitpunkt orientiert und zum Teil keine Informationen zum exakten Zeitpunkt des Vertragsabschlusses vorliegen.³ Des Weiteren ist nur in wenigen Einzelfällen bekannt, inwiefern sich diese Abnahmeverträge zwischen Anlagenbetreibern und Direktvermarktern von herkömmlichen EEG-Direktvermarktungsverträgen unterscheiden. Rechtlich defi-

³Die Verträge zum Eintritt in die ungeförderte, sonstige Direktvermarktung zwischen Windenergieanlagenbetreibern und Direktvermarktern wurden aller Voraussicht nach bereits in 2020 unterzeichnet. Die Direktvermarkter veröffentlichten jedoch erst Anfang 2021 Angaben zum Umfang ihrer „PPA-Portfolios“.

nierte Merkmale zur klaren Abgrenzung zwischen PPA-Verträgen und (sonstigen) Direktvermarktungsverträgen existieren bisher nicht, geeignete Merkmale könnten der Umfang der Preisfixierung oder die Vertragslaufzeit sein.

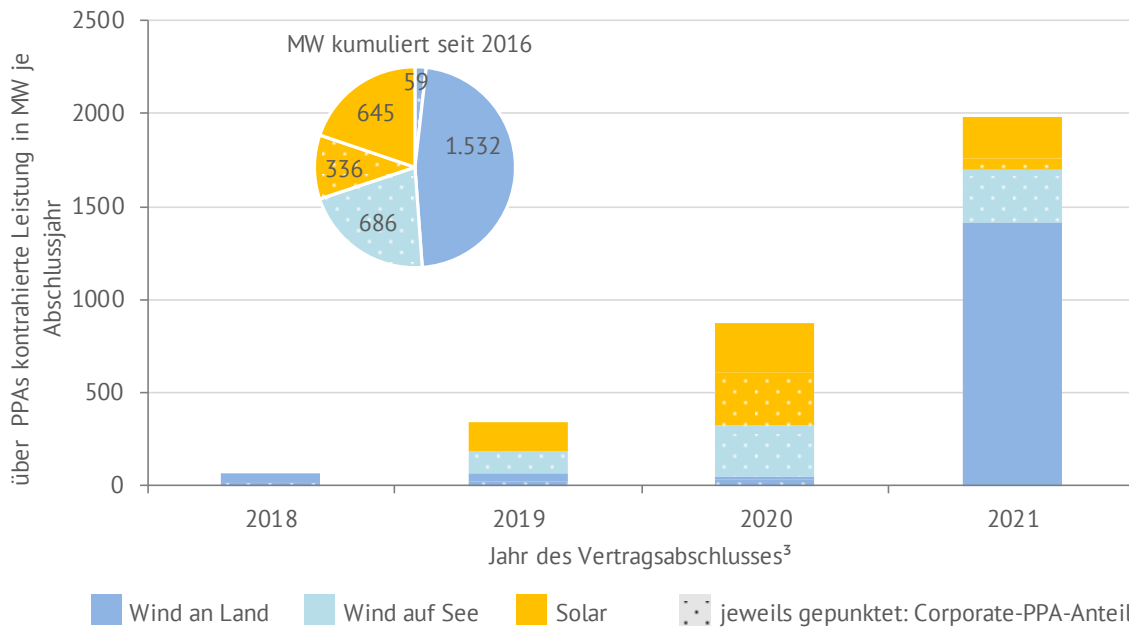


Abbildung 6: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Ende März 2021]⁴

Neben der finanziellen Absicherung des Weiterbetriebs von 1,4 GW an Windenergieanlagen an Land wurden in den ersten drei Monaten des Jahres 2021 in Deutschland außerdem über 110 MW installierte Leistung neuer Solaranlagen über PPAs abgesichert. Damit verstetigt sich die Marktdynamik für PPAs in Deutschland aus dem Jahr 2020. Die zu Beginn der Covid-19-Pandemie vermutete Zurückhaltung bei neuen Vertragsabschlüssen insbesondere für PPAs mit kürzeren Laufzeiten scheint vorerst überwunden. Inwiefern sich der PPA-Markt in zukünftigen Quartalen entwickelt, bleibt abzuwarten. Es ist denkbar, dass in den kommenden Monaten vermehrt Weiterbetriebs-PPAs für Windenergieanlagen abgeschlossen werden, insbesondere vor dem Hintergrund der beihilferechtlichen Einwände der EU-Kommission gegen die geplanten Ausschreibungen über eine Anschlussförderung in 2022 und 2023 für ausgeförderte Windenergieanlagen an Land.

⁴ Die Abbildung bildet keine vollständige Statistik ab, auch Vertragsbeginn und -ende sind 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.

Wie in Abbildung 7 zu sehen, liegt Deutschland im europäischen Vergleich hinsichtlich der kontrahierten Leistungen weiterhin im vorderen Mittelfeld, aber holt auf im Vergleich zu früheren Leitmärkten wie UK oder die skandinavischen Länder.⁵ Dieser Trend aus 2020 scheint sich in 2021 ebenso fortzusetzen.

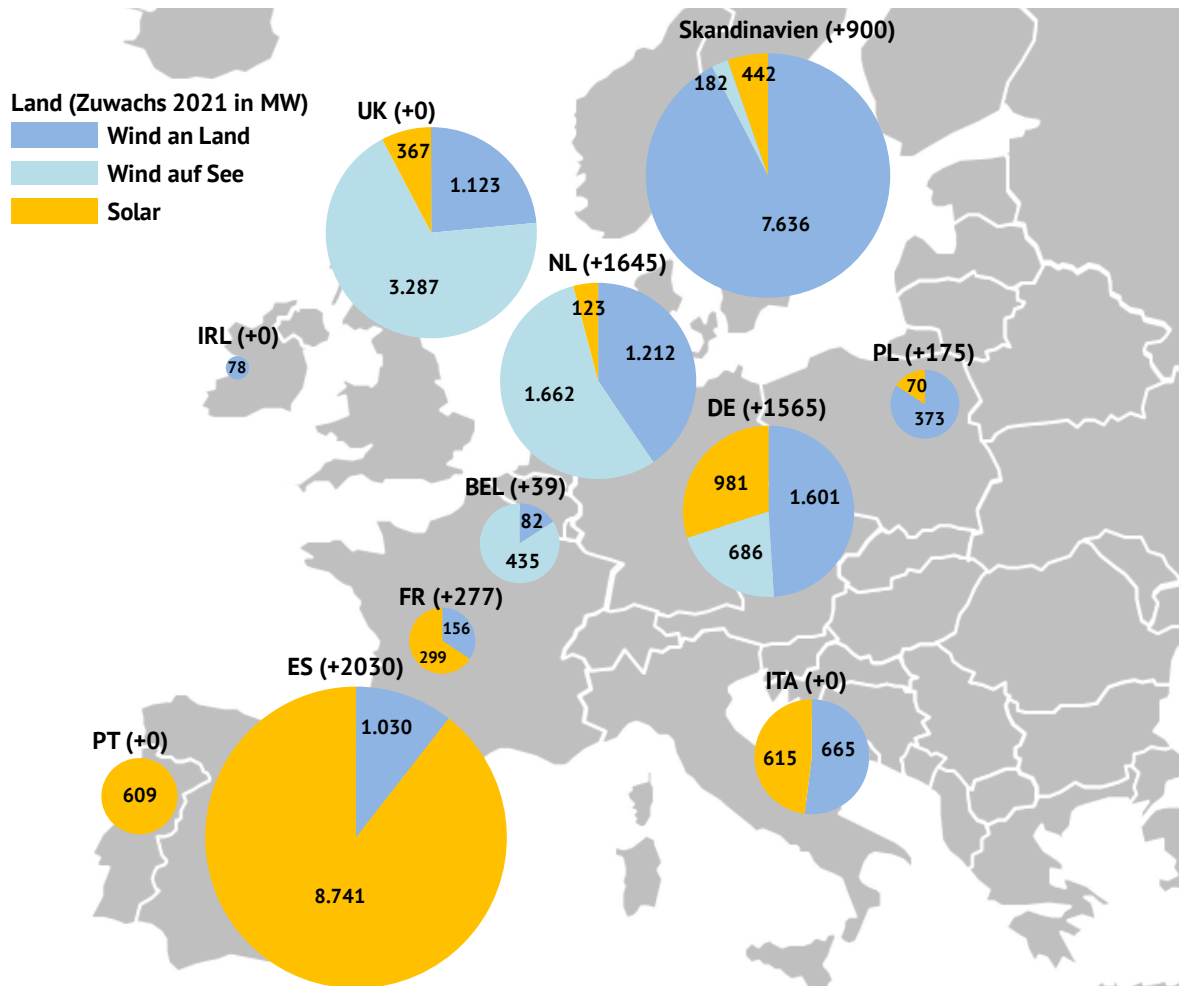


Abbildung 7: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: Ende März 2021]

Neben förderfreien Neuanlagen und ausgeförderten Anlagen haben auch EEG-geförderte Bestandsanlagen die Möglichkeit zur Grünstromvermarktung, insofern sie sich für den freiwilligen Ausstieg aus dem Marktprämienmodell und einen Wechsel in die sonstige Direktvermarktung

⁵ 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.

entscheiden. Ab Beginn der Vertragslaufzeit tauchen diese Leistungsmengen entsprechend auch in der Statistik zur sonstigen Direktvermarktung (siehe Kapitel 2.1 und Abbildung 5) auf.

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 und dem Einspeiseprofil⁶ 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.

Um vom Basepreis auf 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. Die technologie-spezifische Wertigkeit des PPA-Stroms wird so mit dem Basepreis vergleichbar („paritätisch“). Im Vergleich zum Marktwertfaktor, der der Berechnung des Marktwerts EEG-geförderter Strommengen dient, bezieht der Grundlastparitätsfaktor also zusätzlich zum Einspeiseprofil einen Abschlag für die Nicht-Vermarktung in Stunden negativer Preise mit ein.⁷

⁶ Der Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien verringert das generelle Preisniveau während der Einspeisung. Dieser Effekt wird für die von PPA-Anlagen erzielbaren Preise in ähnlicher Form berücksichtigt wie bei den Marktwerten der EEG-Anlagen.

⁷ In Zeiträumen ohne negative Preisen sind die beiden Faktoren identisch.

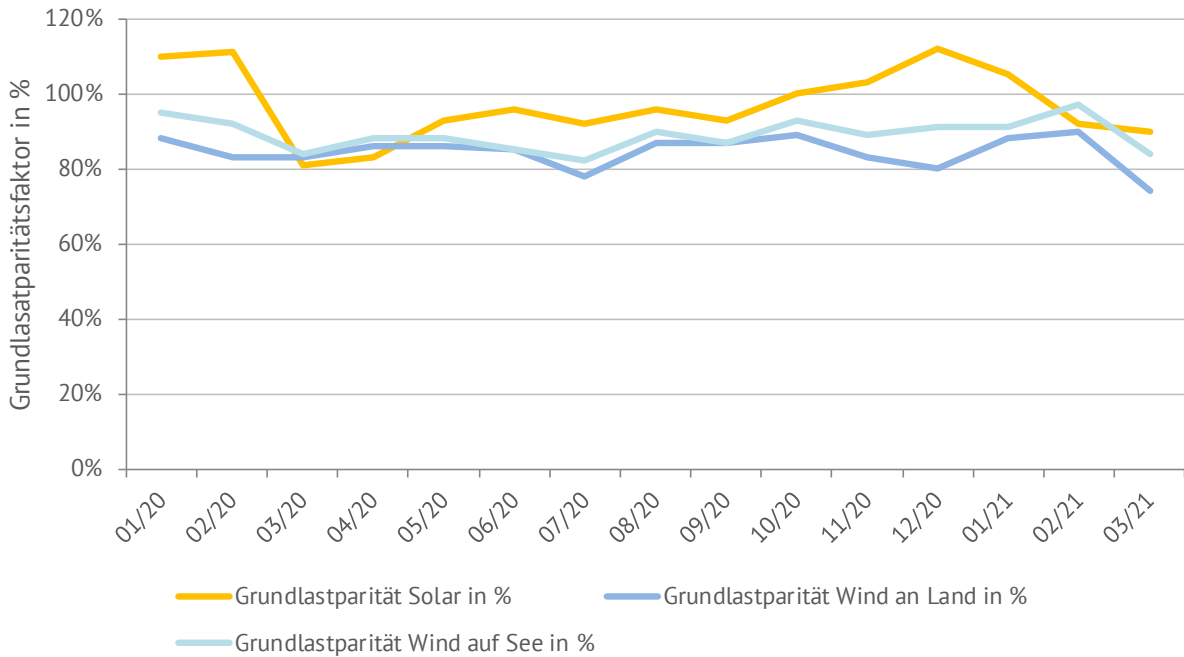


Abbildung 8: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

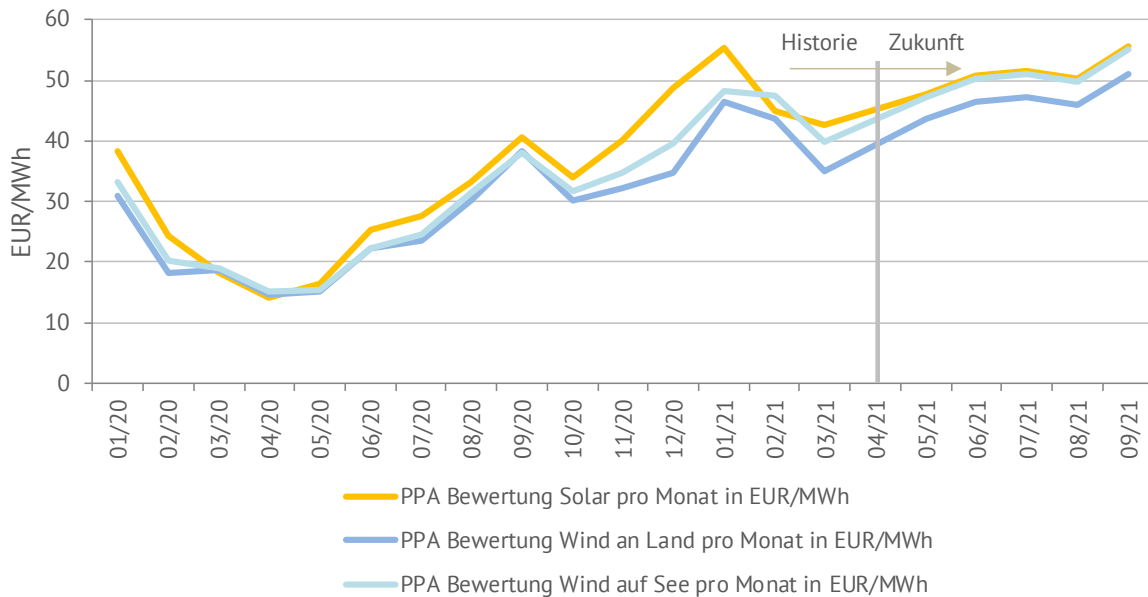


Abbildung 9: PPA-Bewertung historisch und zukünftig (basierend auf Day-Ahead-Basepreisen und Future-Basepreisen vom 15. April 2021) [Quelle: Eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future]

Während die technologiespezifischen Grundlastparitätsfaktoren der letzten 15 Monate in Abbildung 8 dargestellt sind, zeigt Abbildung 9 die resultierenden monatlichen PPA-Bewertungen

im Zeitraum Januar 2020 bis September 2021. 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 monatsspezifisch 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 eine Entwicklung analog zu den Marktwerten der EEG-Anlagen. Wie bereits in der Marktwertanalyse in Kapitel 1.2 beschrieben, sorgte ein Mix aus Nachfrage- und Commodity-Preiseffekten im ersten Quartal 2021 für ein hohes Spotpreisniveau im Vergleich zum ersten Vorjahresquartal. Die Grundlastparitätsfaktoren in Abbildung 8 veranschaulichen unter anderem den Einfluss des Wetters auf die PPA-Bewertungen. Bei der Windenergie gab es hier im zurückliegenden Quartal aufgrund der geringen Einspeisung im Januar und Februar etwas höhere Werte, im März ging der Wert allerdings wieder zurück. Wie in Kapitel 1.2 beschrieben, entwickelte sich der Wert von Solarstrom am Strommarkt im Januar und März typisch für Wintermonate, jedoch lag er im Februar aufgrund der hohen Sonneneinstrahlung ungewöhnlich niedrig. Neben Wettereffekten könnten in den ersten drei Monaten des Jahres 2021 weiterhin die durch den Lock-Down bedingte überproportionale Reduktion der Tagesstromnachfrage im öffentlichen, Gewerbe- und Industriesektor für eine niedrige Wertigkeit von Solarstrom gesorgt haben. Gemäß der vorherrschenden Meinung an den Terminmärkten werden für die nächsten Monate steigende Strompreise erwartet. Die PPA-Bewertungen folgen dieser Bewegung. Damit setzt sich der Trend fort, und die PPA-Bewertungen bleiben weiterhin weit über dem Niveau des Vorjahres. Dies ist eine gute Nachricht für die Betreiber ausgeförderter Windenergieanlagen, die noch kein PPA abgeschlossen haben bzw. sich um eine Finanzierung des Weiterbetriebs über die sonstige Direktvermarktung bemühen. Im Vergleich zum Monitoringbericht des Vorquartals ist die Markterwartung einer künftigen Preiserholung insbesondere auf die seither weiter gestiegenen CO₂-Preise zurückzuführen. Allerdings sind die weiteren Entwicklungen im Zuge der noch nicht ausgestandenen Covid-19-Pandemie weiter zu beobachten.

3. MONITORING NEGATIVER PREISE

3.1 ENTWICKLUNG IM VERGLEICH ZUM VORJAHRESZEITRAUM

Tabelle 3: Häufigkeit negativer Preise bzw. der Anwendungsfälle des §51 (6H-Regel) in 2020 und 2021 in der DA-Auktion der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

	Q1 2020	2020	Q1 2021
Stunden mit negativen Preisen	128	298	36
6H §51	111	192	17

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 Q1 2020 und 2021, sowie für das gesamte Jahr 2020. Im Vergleich zum Vorjahreszeitraum sind diese Kennzahlen gesunken. So gab es am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot im ersten Quartal des Jahres 2021 etwa 70 Prozent weniger Stunden mit negativen Preisen bzw. sogar 85 Prozent weniger Fälle des § 51. Mit steigender Stromnachfrage und geringerer Einspeisung aus insbesondere der Windenergie an Land liegt die Anzahl der negativen Stunden im Jahr 2021 bislang auf niedrigem Niveau. Die zeitweise besonders hohe Wind- und Solareinspeisung, die auf eine reduzierte Stromnachfrage im Zuge der Covid-19-Pandemie traf, hatte im Jahr 2020 einen wesentlichen Anteil an der hohen Anzahl negativer Stunden. So lag die Anzahl negativer Stunden des „Ausnahmejahres“ 2020 mitunter über der des Rekordjahrs von 2019.

3.2 STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN

Anzahl und Höhe negativer Preise

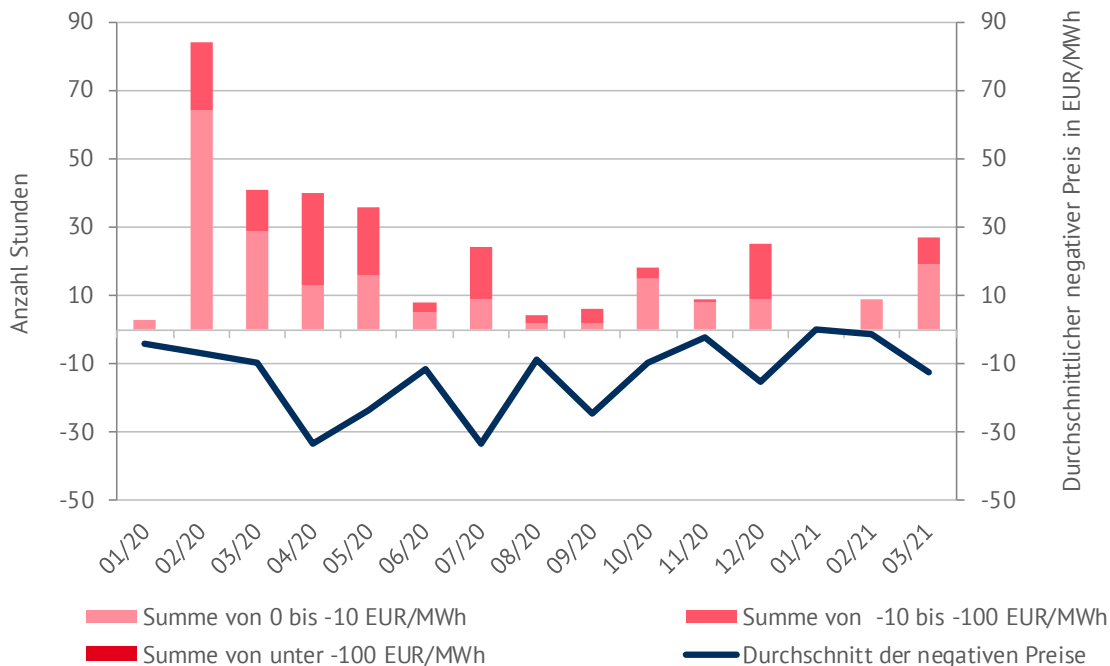


Abbildung 10: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 10 stellt den Monatsdurchschnitt und die Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe in den letzten 15 Monaten dar (Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot). In jedem Monat des Jahres 2020 traten negative Preise auf. Aufgrund besonders günstiger Wetterbedingungen und der daraus resultierenden verstärkten EE-Erzeugung in Kombination mit der Covid-19-Pandemie trat insbesondere das erste Halbjahr 2020 in Bezug auf negative Preise durch historische Höchstwerte in Erscheinung. Diese Trends setzen sich im ersten Quartal 2021 nicht mehr fort. So kam es im Januar 2021 zu keinerlei Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen und die Anzahl negativer Preise im Februar und März 2021 blieb weit unter der Anzahl in den Vorjahresmonaten. Neben dem geringeren Windenergiedargebot im ersten Quartal 2021 könnte dies auch mit einem kältebedingt erhöhten Heiz- und damit Strombedarf zusammenhängen.

Die betragsmäßig „kleineren“ negativen Preise im Bereich von 0 bis -10 EUR/MWh machten im Februar und März über 75 Prozent der aufgetretenen negativen Preise aus. Entsprechend lagen auch die Monatsdurchschnittswerte betragsmäßig niedriger als im Vorjahr, mit Werten von -1,26 EUR/MWh im Februar und -12,51 EUR/MWh im März. Im Vergleich zum ersten Quartal

2020 besteht ein signifikanter Unterschied nur für den damaligen Rekordmonat Februar. Die geringe Zahl negativer Preise im Februar 2021 lässt sich auf den Unterschied in der Winterzeugung zurückführen. So lag die Erzeugung aus Windenergie im Februar 2021 nur bei der Hälfte der Erzeugung im Vorjahresmonat.

Negative Preise nach Tageszeiten

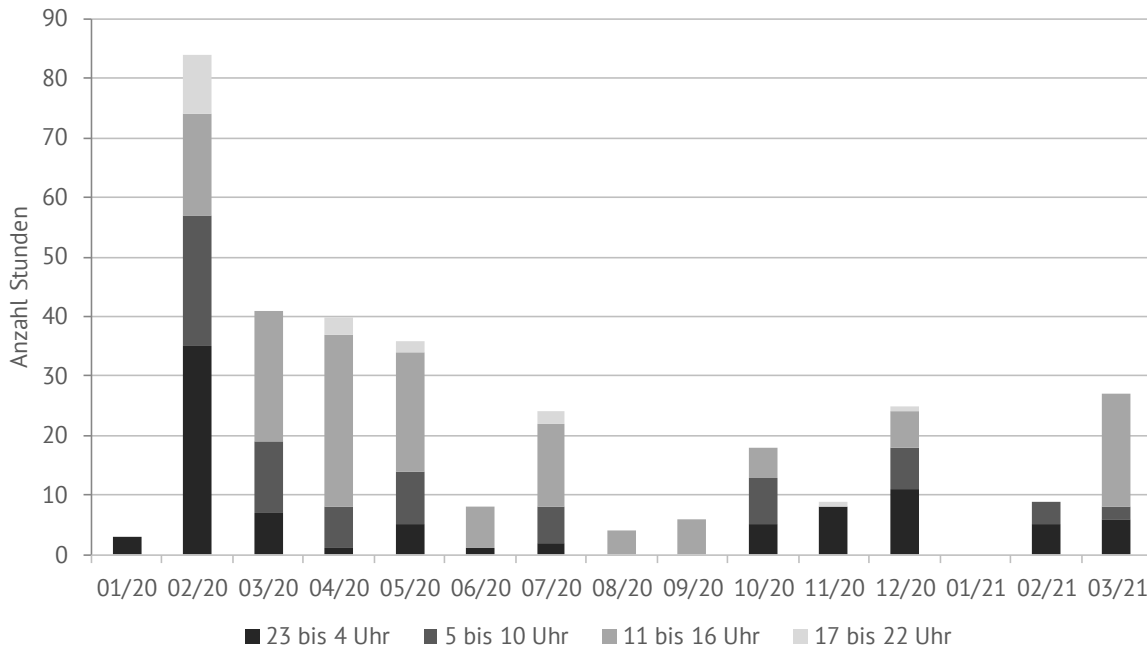


Abbildung 11: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 11 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 15 Monaten auftraten. Demnach traten 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. Im März 2021 lag der Mittagsanteil relativ hoch. Grund war die Kombination hoher Solareinstrahlung und hoher Windgeschwindigkeiten Ende des Monats.

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 werden 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 12 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 12: Verschiebt man die Angebotskurve um 1.000 MW nach links (bzw. die Nachfragekurve nach rechts), 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.

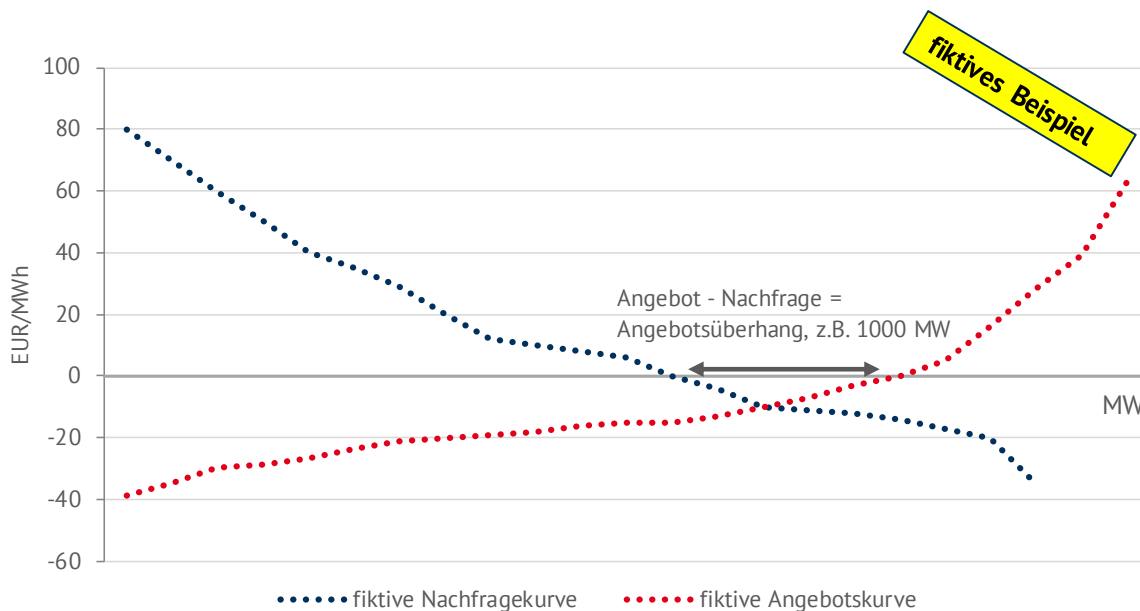


Abbildung 12: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

Diese Betrachtungsweise lässt sich auch auf die Stunden mit negativen Preisen des zurückliegenden Quartals beziehen. Die Abbildungen 13 bis 15 stellen die aufgetretenen Angebotsüberhänge je Monat als Histogramm dar.

So sind im Februar nicht nur kaum negative Preise aufgetreten, mit durchschnittlich 90 MW wäre auch sehr wenig flexible Nachfrage zur Vermeidung der negativen Preise nötig gewesen. Der Angebotsüberhang und somit negative Preise wären im Februar 2021 mit sehr geringer Flexibilität zu vermeiden gewesen. Im März 2021 lag der Angebotsüberhang im Durchschnitt jedoch bei 1125 MW und somit auf ähnlichem Niveau wie im Vorjahresmonat. In knapp der Hälfte

der negativen Stunden im März wären zwischen 1000 und 3500 MW an zusätzlicher Nachfrage notwendig gewesen, um den negativen Preis zu vermeiden.

Um die negativen Preise dieser ersten 3 Monate im Jahr 2021 besser einordnen zu können, vergleicht Abbildung 15 die durchschnittlichen Angebotsüberhänge dieser Monate im Jahr 2021 mit den Monaten des Jahres 2020.

Der Vergleich mit dem Vorjahr zeigt: Die deutlich niedrigere Anzahl negativer Preise und deren geringerer Betrag in EUR/MWh im ersten Quartal 2021 führte im Schnitt auch zu einem geringeren Angebotsüberhang in MW (2020: 1762 MW; Q1 2021: 866 MW).

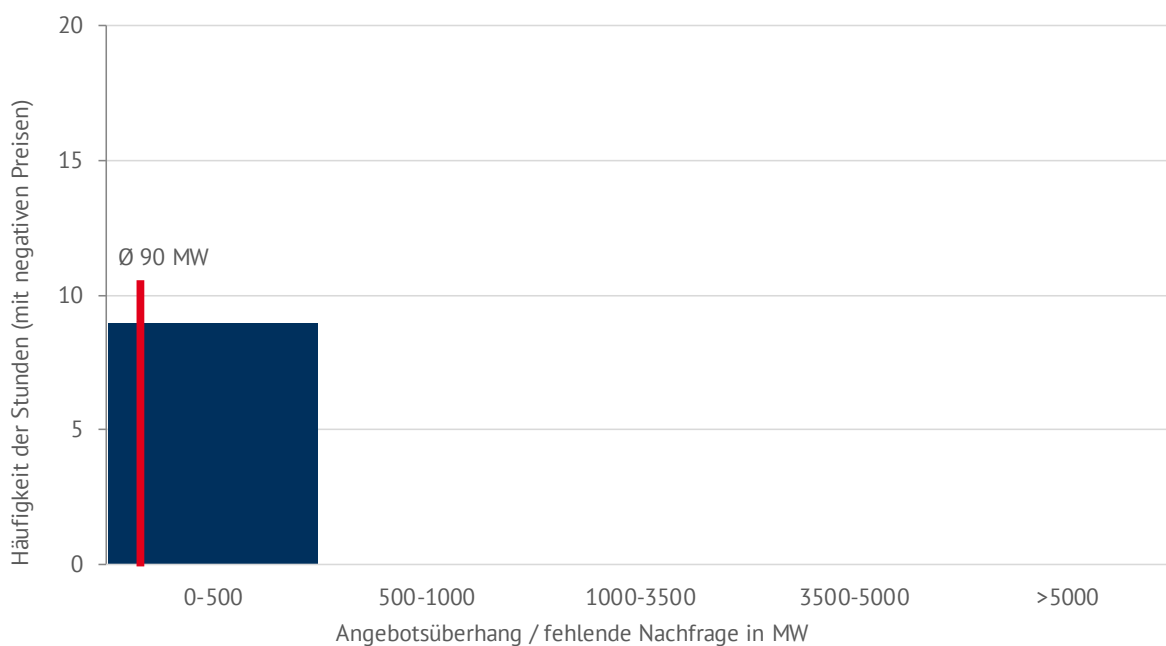


Abbildung 13: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im Februar 2021 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

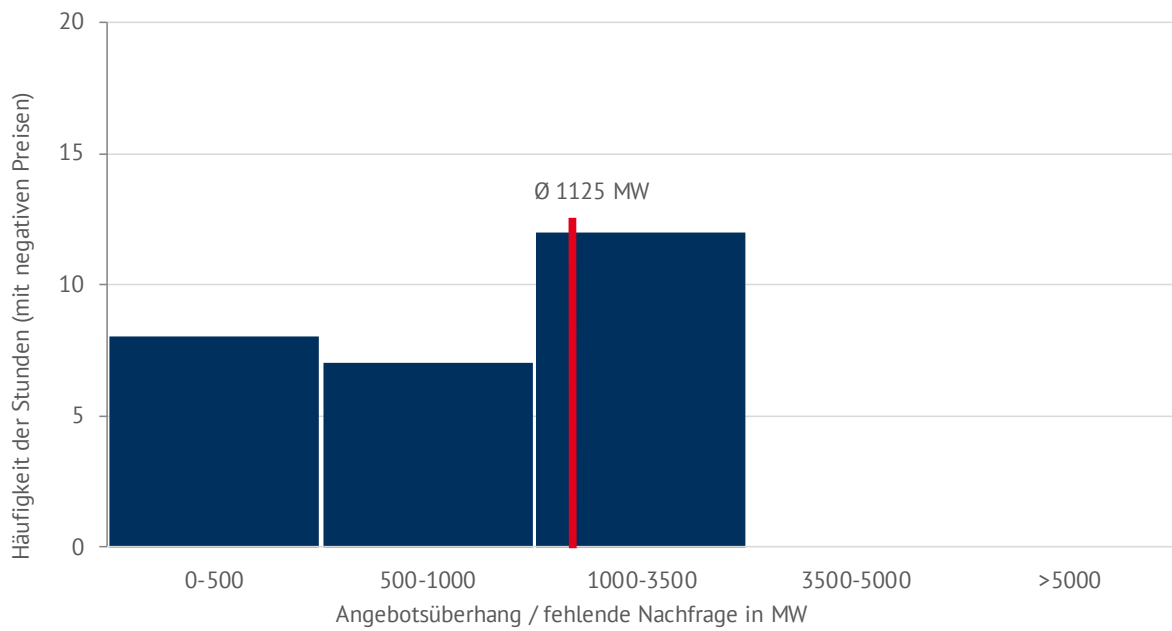


Abbildung 14: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage während negativer Preise im März 2021 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

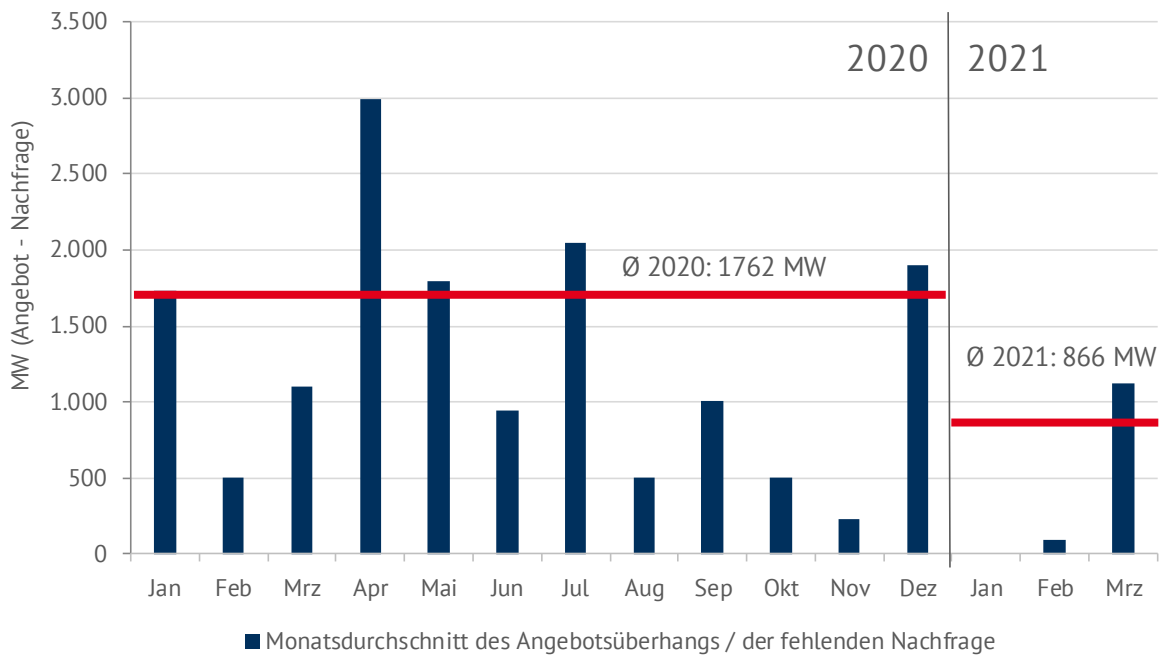


Abbildung 15: Monatlicher, durchschnittlicher Angebotsüberhang/fehlende Nachfrage während negativer Preise in 2020 und 2021 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

3.3 6H-REGEL (§ 51 EEG 2017)

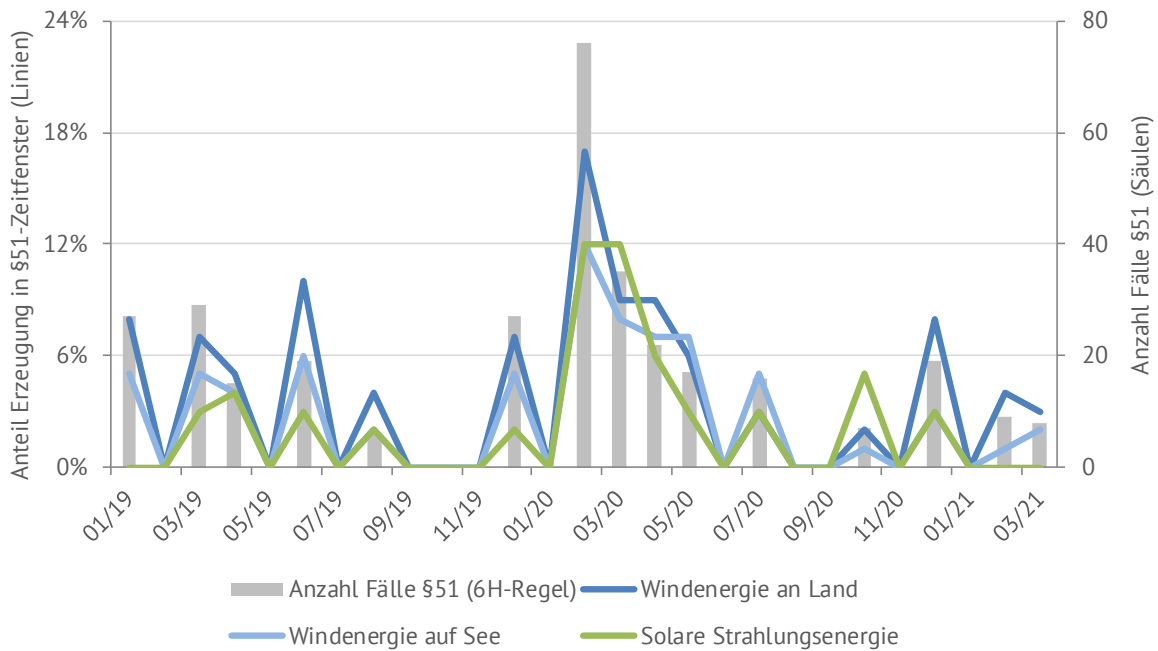


Abbildung 16: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Nach der aktuell geltenden Regelung des § 51 EEG 2021 in Verbindung mit § 100 EEG 2021 reduziert sich die Förderung für EEG-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen wurden oder deren anzulegender Wert in einem Gebotstermin vor dem 1. Januar 2021 ermittelt wurde, weiterhin für diejenigen Perioden auf null, in denen mindestens sechs Stunden mit negativen Preisen am Stück auftreten. Gemäß Abbildung 16 mussten die Betreiber einer von dieser Regelung betroffenen Bestandsanlage mit Inbetriebnahme nach dem 01.01.2016 eine solche Förderkürzung im ersten Quartal 2021 sowohl im Februar als auch im März in Kauf nehmen. Mit 17 Fällen griff diese Regelung jedoch wesentlich seltener als im Vorjahresquartal (111 Fälle).

Die resultierenden Einbußen hinsichtlich erhaltener Marktprämienzahlungen liegen deutlich unter den Einbußen des Vorjahresquartals als auch unter denen des Vorquartals. Während im Oktober und Dezember 2020 beispielsweise 2 bzw. 8 Prozent der Windstromerzeugung an Land in diese Zeitfenster fielen, waren es im Februar und März dieses Jahres 4 bzw. 3 Prozent. PV-Anlagen waren im ersten Quartal gar nicht von den negativen Stunden beeinflusst, während sich die Anteile bei Wind auf See im ersten Quartal auf niedrigem Niveau zwischen 1 und 2 Prozent sta-

bilisiert haben. 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 2021 höher als bei den anderen Technologien.

3.4 4H-REGEL (§ 51 EEG 2021)

§ 51 EEG 2021 sieht vor, dass sich die Förderung für EEG-Anlagen, deren anzulegender Wert in einer Ausschreibung nach dem 1. Januar 2021 bestimmt wurde, in Perioden auf null reduziert, in denen mindestens vier aufeinanderfolgende Stunden mit negativen Preisen auftreten. Die relevanten Anlagen würden somit voraussichtlich vor allem ab 2022 in Betrieb gehen.

Um eine Abschätzung der Auswirkungen der neuen 4h-Regel zu geben, zeigt Abbildung 17 die Anzahl der Fälle der 6h-Regel für Bestandsanlagen sowie die Fälle der 4h-Regel für Neuanlagen im Vergleich. Je nach Struktur der negativen Preise innerhalb eines Monats kann sich die Anzahl der Fälle also stark erhöhen. Für Februar 2021 hätte sich keine Änderung ergeben. Fast eine Verdreifachung der Fälle von 8 auf 23 wäre jedoch für den März 2021 unter der neuen 4h-Regel aufgetreten. Nicht in allen Monaten des vergangenen Jahres sind jedoch derart große Auswirkungen zu sehen, wie ein Blick etwa auf Februar, März und Juli 2020 deutlich macht.

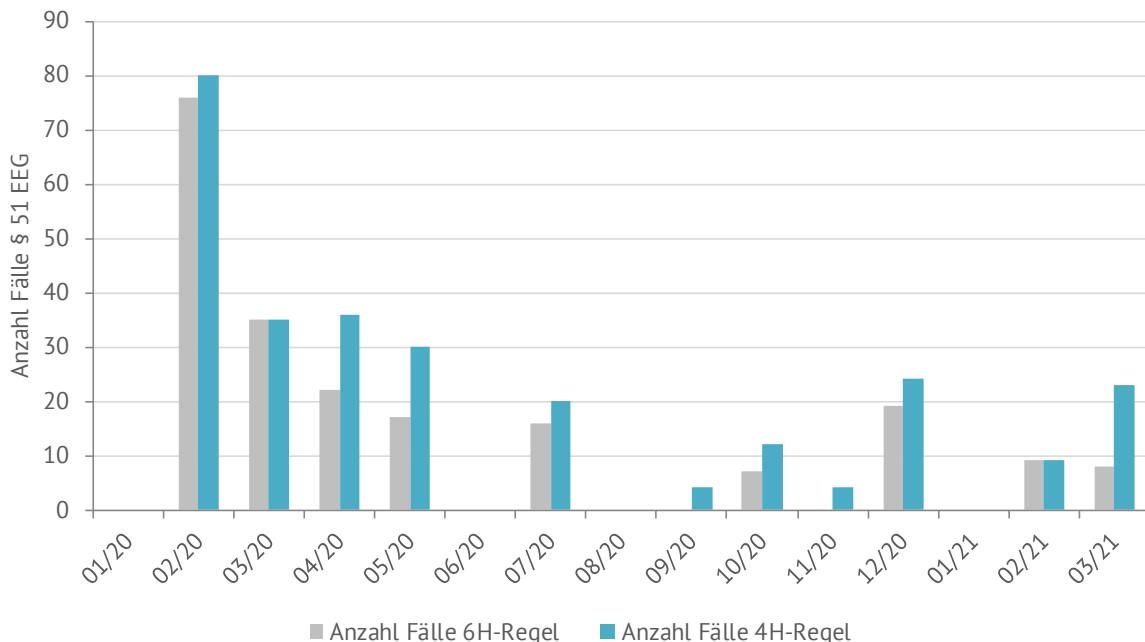


Abbildung 17: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkise Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

4. CASE STUDY: AKTUELLE ENTWICKLUNGEN AUF DEM CO₂-MARKT

Angetrieben von verschärften Klimazielen, wirtschaftlichen Entwicklungen und spekulativen Kaufgeschäften steigen die Preise für CO₂-Zertifikate im EU ETS aktuell auf unerreichte Höhen. Mit bis zu knapp 45 EUR/Tonne ziehen die EUA⁸-Preise im ersten Quartal 2021 auch die Strompreiserwartung am Terminmarkt nach oben. Mit Spannung werden die Neuregelungen für das EU ETS im Laufe dieses Jahres erwartet, wobei Klarheit zu wichtigen Punkten wie der möglichen Revision der Marktstabilitätsreserve oder der Einbindung weiterer Sektoren in das EU ETS frühestens im Juni 2021 erwartet werden.

Aktuelle CO₂-Marktentwicklung und Strompreiseinfluss

Im letzten Jahr wurde auf EU-Ebene eine Anhebung des europäischen Klimaziels bis 2030 verstärkt diskutiert. Nachdem die EU-Verhandlungen über eine Verschärfung des CO₂-Minderungsziel im Oktober starteten, zogen auch die Preise für CO₂-Zertifikate stark an. Gleichzeitig stiegen die wirtschaftlichen Erwartungen für 2021, mitunter auch aufgrund der Aussicht auf den Beginn der Impfkampagnen gegen das Covid-19-Virus. Auch dies schlug sich positiv auf die CO₂-Preisentwicklung nieder, sodass diese Ende 2020 bereits bei über 33 EUR/Tonne lagen.

Diese Trends setzen sich im ersten Quartal 2021 fort. Mit der neuen Phase 4 der EU ETS (2021 bis 2030), ersten Gesetzesinitiativen im Rahmen des EU-Pakets „Fit for 55“ zur Erreichung des verschärften europäischen Klimaziels bis 2030 und ersten Fortschritten im Rahmen der Covid-19-Impfkampagnen stiegen die Preise für die Verschmutzungsrechte im ersten Quartal 2021 auf bis zu knapp 45 EUR/Tonne. Außerdem müssen Compliance-Käufer ihre CO₂-Emissionsrechte für das Jahr 2020 bis Ende April 2021 erwerben und anschließend entwerten. Unternehmen, die sich bisher noch nicht ausreichend mit Zertifikaten eingedeckt hatten, dürften einen weiteren Nachfragetreiber darstellen. Gleichzeitig wurde der CO₂-Markt des EU ETS im ersten Quartal 2021 auch interessant für spekulative Investoren und Finanzinstitute. Es wird vermutet, dass manche dieser Marktteilnehmer EUAs in Erwartung steigender Preise durch verschärfte Klimaziele aufkauften und die Nachfrage somit weiter nach oben trieben.

Da die Kosten für CO₂-Zertifikate von Betreibern fossiler Kraftwerke in ihre kurzfristigen Grenzkosten zur Stromproduktion mit einkalkuliert werden müssen, können sich CO₂- auch auf Strompreise auswirken. In der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot gilt dies grundsätzlich immer dann,

⁸ European Emissions Allowance (EUA)

wenn fossile Kraftwerke an der Börse den Preis setzen. Allerdings können die Kraftwerksbetreiber sich bereits im Vorhinein durch Terminmarktgeschäfte mit CO₂-Zertifikaten eindecken und so von zwischenzeitlich günstigeren CO₂-Preisentwicklungen profitieren. Daneben wirken sich am Spotmarkt insbesondere auch kurzfristige Wettereffekte stark auf die Preise aus.

Am Terminmarkt können Erwartungen über das Wetter demgegenüber nicht gehandelt werden, auch der Umfang bereits getätigter Absicherungsgeschäfte am CO₂-Terminmarkt durch die Kraftwerksbetreiber ist für Terminmarktakteure nicht einsehbar. Entsprechend stark korrelieren die Preise für langfristig handelbare Stromlieferungen mit der CO₂-Preisentwicklung.

Abbildung 1 verdeutlicht diesen Zusammenhang und zeigt die relative Preisentwicklung des Frontjahres für eine deutsche Grundlaststromlieferung und für EUA im Laufe des Jahres 2021, normiert auf den Startwert vom 04.01.2021 (erster Handelstag 2021). Die Korrelation der beiden Basiswerte in den ersten dreieinhalb Monaten 2021 beträgt 0,974.⁹

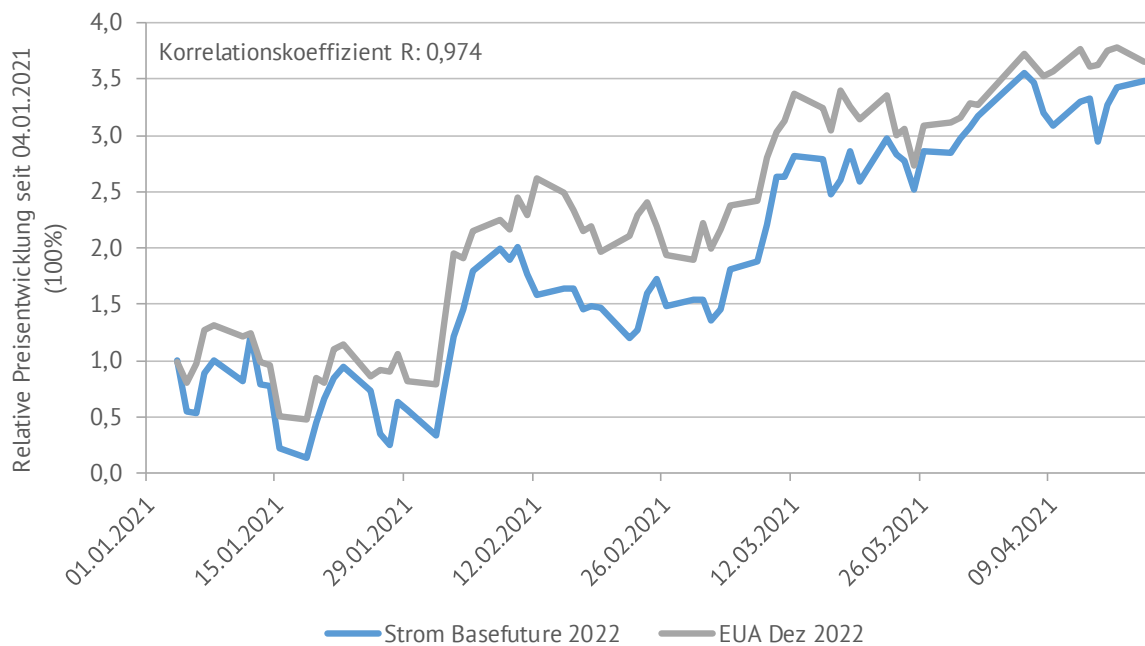


Abbildung 18: Relative Preisbewegung des deutschen Base-Futures 2022 und EUA mit Fälligkeit im Dezember 2022 vom 1. Januar 2021 bis zum 19. April 2021 [Quelle: EEX und Montel News]

⁹ Der maximal mögliche Wert des Korrelationskoeffizienten beträgt 1 (stark positiv korreliert), der niedrigstmögliche -1 (stark negativ korreliert).

Was wird in den kommenden Monaten verhandelt?

Unter der Ägide des Klimaplan 2030 der Europäischen Kommission wurde ein Revisionsprozess für das EU ETS in Gang gebracht. Im Juni 2021 wird ein erster Vorschlag erwartet. Welche Themen sollen bis dahin diskutiert werden?

Zu allererst steht die Frage im Raum, welche Auswirkungen das im April verhandelte verstärkte Klimaziel von mindestens 55 Prozent weniger Emissionen in 2030 im Vergleich zu 1990 auf den Emissionshandel haben wird. Hier wird sicherlich nachgesteuert werden müssen: Die Obergrenze („Cap“) für in Umlauf gebrachte Zertifikate könnte reduziert werden.

Weiterhin wird ein Update der Marktstabilitätsreserve diskutiert. Die Marktstabilitätsreserve sieht vor, dass das Angebot an Zertifikaten jährlich an die Überschussmenge von Zertifikaten im Markt angepasst wird. Dadurch soll es zu weniger Ungleichgewichten und einem stabilen CO₂-Markt kommen. Hier könnten neue Grenzwerte für die Entnahme, Rückgabe und Löschung von Zertifikaten definiert werden.

Einen in geopolitischer Hinsicht oftmals kontroversen Punkt stellen Mechanismen gegen „Carbon Leakage“ dar. Wie kann etwa verhindert werden, dass energieintensive Industrien ins Ausland abwandern oder dass CO₂-intensive Produkte in die EU importiert werden? Die Details eines „Carbon Border Adjustment Mechanism“, welcher bestimmte Importprodukte ebenfalls mit einem CO₂-Preis belegen und zur Entschärfung des „Carbon Leakage“-Problems beitragen soll, sind noch auszustalten.

Im Zuge größerer klimapolitischer Ambitionen wird auch zunehmend die Emissionsreduktion in anderen Sektoren, wie im Verkehr und den Gebäuden wichtiger. Die Einführung von Emissionshandelssystemen ist auch hier ein mögliches Instrument, das aktuell auf EU-Ebene diskutiert wird. Hier stellt sich insbesondere die Frage, ob und unter welchen Voraussetzungen diese Sektoren in das EU ETS aufgenommen werden können, oder ob die dortigen Emissionen wie bisher getrennt von den Sektoren Stromerzeugung und Industrie behandelt werden. Der Preiseffekt einer Ausweitung des EU ETS auf diese Sektoren wird vom Niveau der CO₂-Vermeidungskosten der neuen Sektoren abhängen.

Mit Blick auf das kommende Quartal dürfte die Entwicklung am CO₂-Markt also in jedem Fall ihre Dynamik beibehalten und kann mit Spannung erwartet werden.

5. QUELLENVERZEICHNIS

EEX (European Energy Exchange) (2021): Marktdaten, Futures. [online]

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

EPEX-Spot (European Power Exchange) (2021): Day-Ahead Auktion, Marktdaten. [online]

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

ENTSO-E Transparency Platform (2021). [online] <https://transparency.entsoe.eu/>

Montel News (2021). [online] <https://www.montelnews.com>

Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2021): Informationen zur Direktvermarktung [online] <https://www.netztransparenz.de/>

IMPRESSUM

Autoren:

Energy Brainpool:

Michael Claußner

Simon Göß

Öko-Institut:

David Ritter

Markus Haller

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag des BMWi

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

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

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

Mai 2021

© 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.