

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

## MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: QUARTALSBERICHT (03/2022)



Berlin/Freiburg, Mai 2022

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

## INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	II
Abbildungsverzeichnis .....	I
Das Wichtigste auf einen Blick.....	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).....	5
1.3 Ausfallvergütung .....	8
2. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung.....	10
2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung .....	10
2.2 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	11
3. Monitoring negativer Preise.....	19
3.1 Das Wichtigste im Vergleich der Vorjahre.....	19
3.2 Stunden mit negativen Preisen.....	21
3.3 6H-Regel (§ 51 EEG 2017) .....	26
3.4 4H-Regel (§ 51 EEG 2021).....	27
4. Case Study: Detailanalyse zum Wechsel von Anlagen in die sonstige Direktvermarktung.....	28
Quellenverzeichnis.....	31

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	3
Abbildung 2: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis und Marktwertfaktoren [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de].....	5
Abbildung 3: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	7
Abbildung 4: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de] .....	8
Abbildung 5: Durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung in Monaten (2022 vorläufige Auswertung basierend auf den Daten für das erste Quartal) [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	9
Abbildung 6: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	10
Abbildung 7: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2019 bis 2022 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2021] .....	11
Abbildung 8: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 13.04.2022].....	14
Abbildung 9: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber].....	16
Abbildung 10: Monatliche PPA-Bewertung historisch (basierend auf Day-Ahead-Preisen) und anhand EEX-Terminpreisen vom 12.04.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Day-Ahead und EEX DEBM] .....	17
Abbildung 11: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	21
Abbildung 12: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot] .....	22

Abbildung 13: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	23
Abbildung 14: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2021 und 2022 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	24
Abbildung 15: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im Januar 2022 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	25
Abbildung 16: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im Februar 2022 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	25
Abbildung 17: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im März 2022 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	26
Abbildung 18: 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].....	26
Abbildung 19: Häufigkeit der Stunden in Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkisfarbene Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	27
Abbildung 20: Leistung der Anlagen, die im ersten Quartal 2022 neu in der sonstigen Direktvermarktung waren [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR] .....	28
Abbildung 21: Im ersten Quartal des Jahres 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeförderten [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de] .....	29
Abbildung 22: Im ersten Quartal des Jahres 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach Inbetriebnahmejahr und Energieträger (rechte Seite) [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	30

## DAS WICHTIGSTE AUF EINEN BLICK

---

In der Direktvermarktung erneuerbarer Energien hat sich ein neuer Trend verfestigt. Getrieben vom hohen Strompreisniveau einerseits und dem Auslaufen der EEG-Förderung für Altanlagen andererseits erhöht sich die Anzahl an Anlagen, die über das Modell der sonstigen Direktvermarktung (DV) erneuerbaren Strom ohne EEG-Förderung in den Strommarkt bringen. Weiterhin bleibt das Marktprämienmodell mit 83.187 MW vermarkteter Leistung das vorherrschende Vermarktungsmodell, doch seit dem Jahreswechsel 2020/2021 ist verstärkt der Wechsel in die sonstige DV zu beobachten. Zum ersten Quartal 2022 stieg die Leistung der Anlagen in diesem Segment auf 9,6 GW, dies entspricht einer Verdreifachung gegenüber dem ersten Quartal in 2021. Zum einen ist dies auf den Wechsel ausgeförderter Anlagen (über 2,5 GW) in diese Veräußerungsform zurückzuführen. Angesichts historisch hoher Börsenstrompreise wurde ein solcher Wechsel aber auch von einer Vielzahl an EEG-Bestandsanlagen (über 2 GW) aus Gründen der Erlösoptimierung vollzogen (mehr hierzu weiter unten). Die Leistung der Anlagen, die Ausfallvergütung in Anspruch genommen haben, ist gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken. Weiterhin spielt die Ausfallvergütung mit 0,3 Prozent Anteil an der insgesamt installierten Leistung somit eine untergeordnete Rolle.

Tabelle 1: Übersicht der vermarkteten Leistung (in MW) in Marktprämienmodell, sonstiger Direktvermarktung und Ausfallvergütung im Vergleich zu den Jahren 2020 und 2021 (Betrachtung zum Quartalsende)  
[Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Angaben in MW	Q1 2020	Q1 2021	Q1 2022
<b>Marktprämienmodell</b>	80.475	82.032	83.187
<b>Sonstige Direktvermarktung</b>	327	3.195	9.647
<b>Ausfallvergütung</b>	124	264	233

Eine weitere wegweisende Veränderung bei der Vermarktung erneuerbarer Energien liegt im sprunghaften Anstieg der Marktwerte. Diese charakterisieren den durchschnittlichen Börsenwert von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen einer Technologie. Binnen 2 Jahren entwickelten sich die Marktwerte vom historischen Tief im Zusammenhang mit der ersten Welle der SARS-CoV-2-Pandemie in Q1 2020 zum ebenfalls historischen Maximum im Winter 2021/2022. Dazu liefert Tabelle 2 einen Überblick über die Häufigkeit von Stunden mit negativen Preisen sowie der Marktwerte zu einzelnen Technologien. Deutlich reduziert hat sich auch das Auftreten negativer Strompreise, von 128 in Q1 2020 auf 14 im zurückliegenden Quartal. Haupttreiber hierfür

sind die fortschreitende Reduktion des starren Mindesterzeugungssockels aufgrund der Stilllegung von Braunkohle- und Kernkraftwerken sowie mehr oder minder zufällig auftretende Wettereffekte.

Die Marktwerte Solar und Wind an Land liegen aktuell mehr als zwei- bzw. dreimal so hoch wie die erzielten anzulegenden Werte der EEG-Ausschreibung in diesem Zeitraum. Zum Gebotstermin 1. März lag der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert bei 51,9 EUR/MWh (Solar, Freifläche) und am 1. Februar 2022 bei 57,6 EUR/MWh (Wind an Land). Das weiterhin hohe Marktwertniveau dürfte eine Entlastung für das EEG-Konto bedeuten, die Marktprämie liegt derzeit für viele Anlagen bei 0 EUR/MWh. Ursächlich für das gestiegene Strompreisniveau sind in erster Linie die hohen Grenzkosten der fossilen Kraftwerke aufgrund der enormen Preissteigerungen im Gas- und Kohlepreis sowie bei den CO<sub>2</sub>-Preisen.

Tabelle 2: Übersicht der wichtigsten Marktdaten in der Direktvermarktung Q1 2020 bis 2022 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

	Q1 2020	Q1 2021	Q1 2022
<b>Anzahl der Stunden mit negativen Preisen</b>	128	36	14
<b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Solar in EUR/MWh</b>	21	41	181
<b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Wind an Land in EUR/MWh</b>	21	45	131
<b>Ø Marktwert<sup>1</sup> Wind auf See in EUR/MWh</b>	24	44	145

<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)

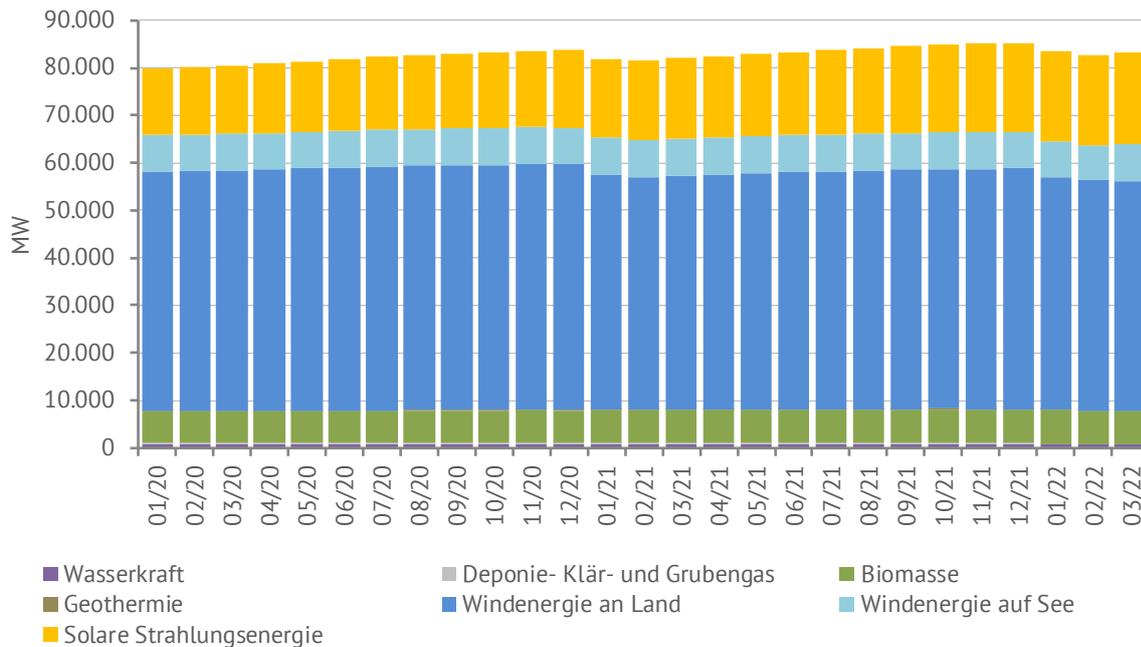


Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Wie bereits zu Beginn des Jahres 2021, ging auch zum Januar 2022 die über das Marktprämienmodell vermarktete Leistung zurück. Es war ein Netto-Rückgang von ca. 1,7 GW zu beobachten. Dies resultierte insbesondere aus dem Rückgang bei Windenergie an Land um ca. 1,9 GW. Dieser Rückgang wurde durch eine Zunahme bei solarer Strahlungsenergie von 280 MW gemindert.

Der Rückgang bei Windenergie an Land ist in erster Linie darauf zurück zu führen, dass zum Ende des Jahres 2021 erneut erneuerbare Anlagen das Ende der 20-jährigen EEG-Förderperiode erreicht haben. Für das Jahr 2021 scheiden mit 2,4 GW hauptsächlich Windenergieanlagen an Land und in geringerem Umfang Biomasse- (0,2 GW) sowie Solaranlagen (0,1 GW) aus der EEG-Förderung aus. Die ausgeförderten Anlagen sind größtenteils in die sonstige Direktvermarktung gewechselt (siehe Abschnitt 2.1).

Im Verlauf des Quartals 1 2022 blieb die in der geförderten Direktvermarktung vermarktete Leistungsmengen in etwa konstant. Der leichte Netto-Rückgang der Windenergie an Land Leis-

tung wurde durch einen kontinuierlichen Anstieg bei der solaren Strahlungsenergie ausgeglichen. Der Rückgang bei der Windenergie an Land ist auf einen anhaltenden Wechsel in die sonstige Direktvermarktung zurück zu führen. Insgesamt wechselten im Quartal 1/2022 Windenergie an Land-Anlagen mit einer Leistung von 3,3 GW in die sonstige Direktvermarktung und neue Anlagen mit einer Leistung von etwa 0,9 GW kamen im Marktprämienmodell hinzu. Die Gesamtleistung im Marktprämienmodell lag mit 83.187 MW um etwa 2 GW unter dem Jahresendwert 2021.

## 1.2 WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

### Monatliche Marktwerte

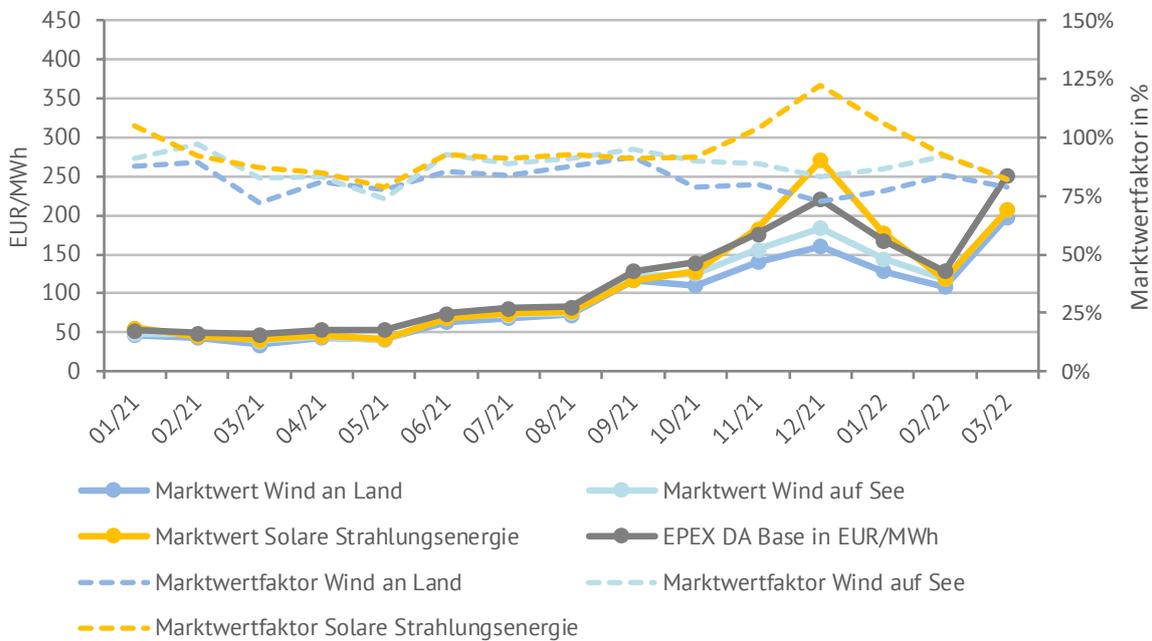


Abbildung 2: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis und Marktwertfaktoren [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Seit Mitte 2021 stiegen die Marktwerte zusammen mit dem Basepreisniveau deutlich an, so dass diese im Mittel im ersten Quartal 2022 den zwei- bis dreifachen Wert des Vorjahres erreicht haben. Die Marktwertfaktoren verhielten sich jahreszeitlich, im Winter ergeben sich häufig hohe Marktwertfaktoren für Solarstrom, die von einer niedrigen Solarstrommenge begleitet werden. In den häufig windreichen Wintermonaten ist der relative Börsenwert von Windstrom hingegen typischer Weise niedrig.

Zur Erläuterung: 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 in Prozent berücksichtigen (s. gestrichelte Linien, rechte Achse).

Darüber hinaus hat allerdings auch die Volatilität der Marktwerte von Monat zu Monat deutlich zugenommen. Teilweise lagen alleine die monatlichen Marktwertveränderungen mit über 100 EUR/MWh auf dem 2-fachen Niveau der Marktwerte des Vorjahresquartals.

Hauptgrund für das hohe Preisniveau ist die weiterhin sehr angespannte Lage auf den Commodity-Märkten, die sich mit dem Ausbruch des Kriegs in der Ukraine noch einmal erheblich verschärft hat. Die gestiegenen Kosten der Brennstoffbeschaffung erhöhen die Grenzkosten der Stromproduktion fossiler Kraftwerke. Für durchschnittliche Gaskraftwerke vervierfachten sich die kurzfristigen Grenzkosten von in Q1 2021 auf Q1 2022 von 52 EUR/MWh auf 224 EUR/MWh, bei Steinkohlekraftwerken von 39 auf 111 EUR/MWh<sup>2</sup>. Noch im Vorjahr hatten Gaskraftwerke Steinkohlekraftwerke in der Merit-Order überholt waren zur günstigeren Stromerzeugungstechnologie geworden. Hinzu kommen die Stilllegungen von Kohle- und Kernkraftwerken gegen Ende 2021, die eine Reduktion der Angebotskapazitäten am Markt zur Folge haben und sich deshalb ebenso strompreiserhöhend auswirken.

Auch die erhöhte Marktpreisvolatilität ist zum Teil auf das hohe Commodity-Preisniveau zurückzuführen. Die hohen Commodity-Preise wirken sich in all jenen Stunden auf den Strompreis am Day-Ahead-Markt aus, in denen fossile Kraftwerke trotz ihrer hohen Produktionskosten zur Bedarfsdeckung eingesetzt werden und den Preis am Markt setzen. In Stunden, in denen der Strombedarf durch nicht-fossile, günstiger produzierende Kraftwerke gedeckt werden kann, orientiert sich der Preis an den kurzfristigen Grenzkosten dieser günstigeren Kraftwerke. Der Preisunterschied zwischen Stunden mit und ohne fossile Lastdeckung hat mit dem starken Anstieg der fossilen Brennstoffpreise jedoch derart zugenommen und die Steigung der Merit-Order-Kurve erhöht, dass Marktpreise nun sensibler auf Angebots- und Nachfrageschwankungen reagieren. Für den Durchschnittspreis eines Monats spielen insbesondere wetterbedingte Effekte nun eine noch stärkere Rolle, da sie einer der Hauptdeterminanten dafür sind, in vielen Stunden des Monats fossile Kraftwerke preissetzend wirken. So zeichnete sich der Februar durch eine im Vergleich zu Januar signifikant erhöhte Windeinspeisung aus, sodass fossile Kraftwerke (v.a. Gas) in weniger Stunden des Monats benötigt wurden und preissetzend wirkten. Entsprechend fielen die Monatsmarktwerte auf ein Niveau, das zuletzt im Oktober beobachtet wurde.

---

<sup>2</sup> Gaspreis Spot GPL/THE, Steinkohlepreis Spot ICE, EUA-Preis Spot EEX,  $\eta_{el,Gas}$  50 %,  $\eta_{el,Kohle}$  40 %

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

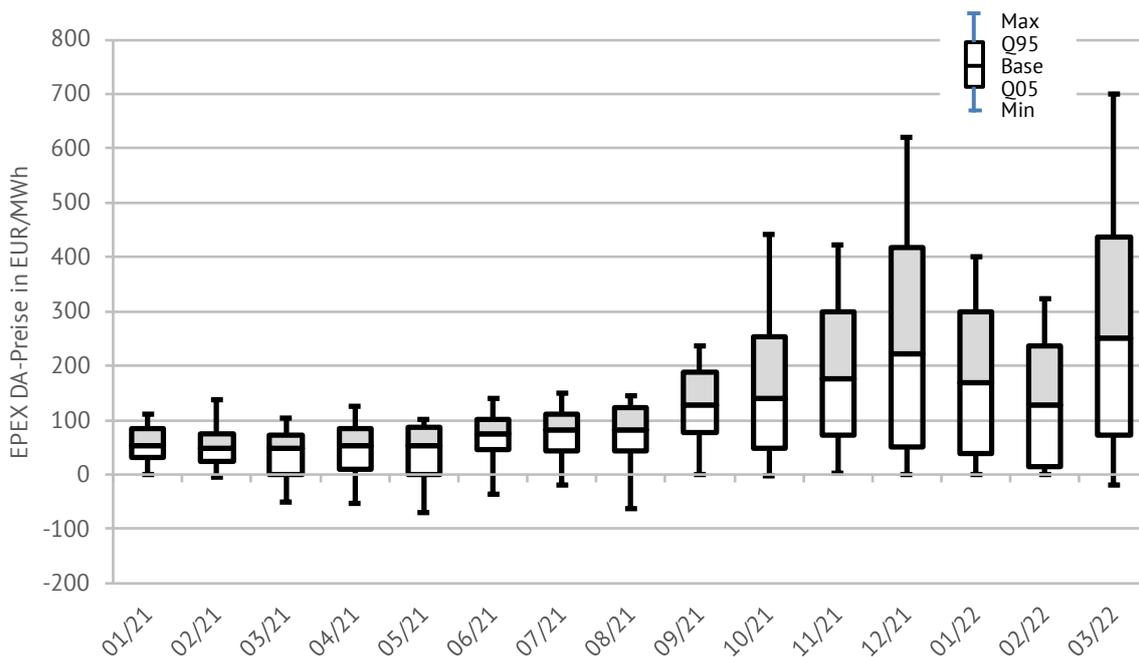


Abbildung 3: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

In Abbildung 4 sind die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion von Januar 2021 bis März 2022 in der Form von Boxplots dargestellt. Diese umfassen Preisminima und -maxima sowie das 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantil.

In einzelnen Monaten des letzten Quartals hat sich die Preisvolatilität im Vergleich zu den Monatswerten in Q4/2021 noch einmal vergrößert. So lag der maximale Preisspread des März 2022 mit 720 EUR/MWh um rund 100 EUR/MWh oberhalb des höchsten Wert des Vorjahres (Dezember). Im Quartalsmittel lag der Preisspread mit rund 480 EUR/MWh auf einem ähnlichen Niveau zum Vorquartal (495 EUR/MWh). Bereinigt man die Auswertung um Extremwerte und zieht die Differenz des 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantils heran, ergibt sich für den Vergleich mit dem Vorquartal ein ähnliches Bild (282 EUR/MWh in Q1/2022 vs. 266 EUR/MWh in Q4/2021). Vergleicht man das aktuelle mit dem ersten Quartal des Vorjahres, haben sich sowohl die monatlich maximalen als auch die extremwertbereinigten Preisspreads mehr als vervierfacht.

Haupttreiber für die gestiegene Volatilität in beiden Quartalen waren dabei Preisspitzen in Knappheitssituationen, hervorgerufen durch hohe Commodity-Preise (vgl. Erläuterungen hierzu weiter oben unter „Marktwerte“). Die starke Windeinspeisung im Februar dürfte dafür gesorgt haben, dass die Anzahl der Preisspitzen in diesem Monat geringer ausfiel als im Januar oder

März. Extrem negative Preise spielten im Vergleich zu Preisspitzen kaum eine Rolle in Q1/2022.

### 1.3 AUSFALLVERGÜTUNG

Das Ausmaß der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 nahezu kontinuierlich angestiegen, wenn auch auf niedrigem Niveau. Zum Ende des ersten Quartals im Jahr 2022 betrug die installierte Leistung von Anlagen, welche die Ausfallvergütung in Anspruch nahmen, bei 233 MW (dies entspricht ca. 0,3% der gesamten EE-Leistung). Der beobachtete Wert liegt damit etwas niedriger als der Wert zum Ende des ersten Quartals im Jahr 2021 (264 MW). Jedoch sind die Leistungswerte im Jahresgang deutlichen Schwankungen unterworfen (siehe Abbildung 4). So erreichten die Werte im Oktober 2021 mit 312 MW einen Höchststand. Der weitaus größte Anteil der betroffenen Erzeugungskapazität zu diesem Zeitpunkt entfiel auf die Solarenergie (ca. 75%), gefolgt von Windenergieanlagen an Land (ca. 21%).

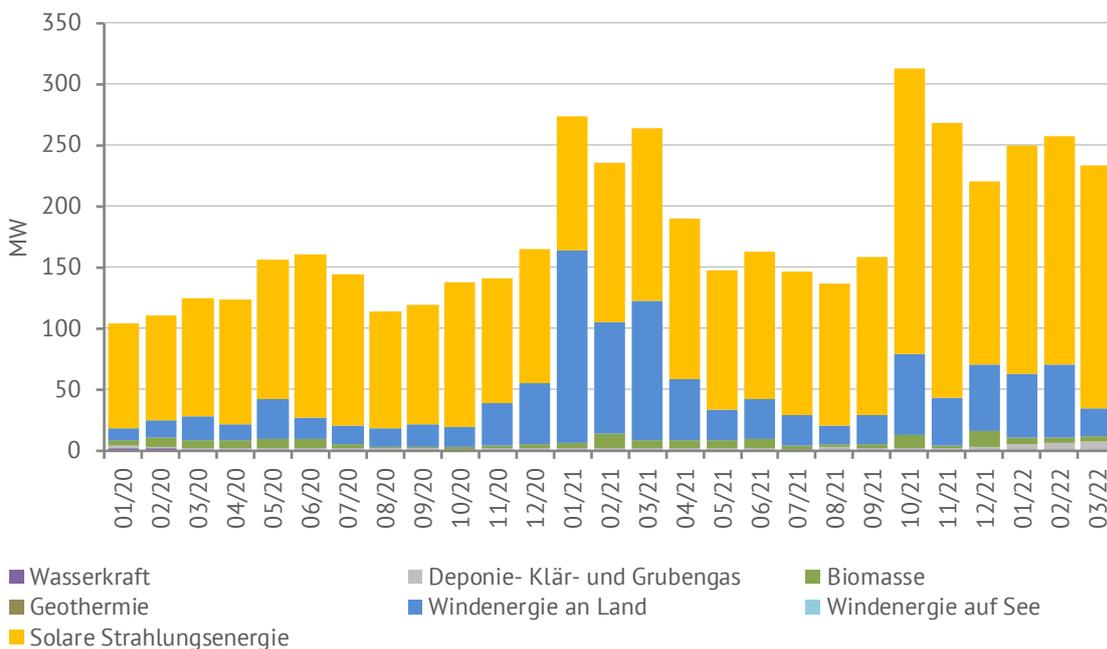


Abbildung 4: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

In Abbildung 5 ist die durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung seit 2017 dargestellt. Nachdem für die meisten Energieträger die Dauer tendenziell angestiegen ist, zeichnet sich für das Jahr 2022 ein Rückgang der Inanspruchnahme ab. Insbesondere bei Solaranlagen, die auch den größten Anteil bei der Ausfallvergütung ausmachen, ging die mittlere Inanspruchnahme deutlich um etwa 2,5 Monate zurück. Es ist zu berücksichtigen, dass für das Jahr

2022 bisher nur Daten für das erste Quartal in die Auswertung einfließen konnten und sich die Werte im Jahresverlauf noch ändern können.

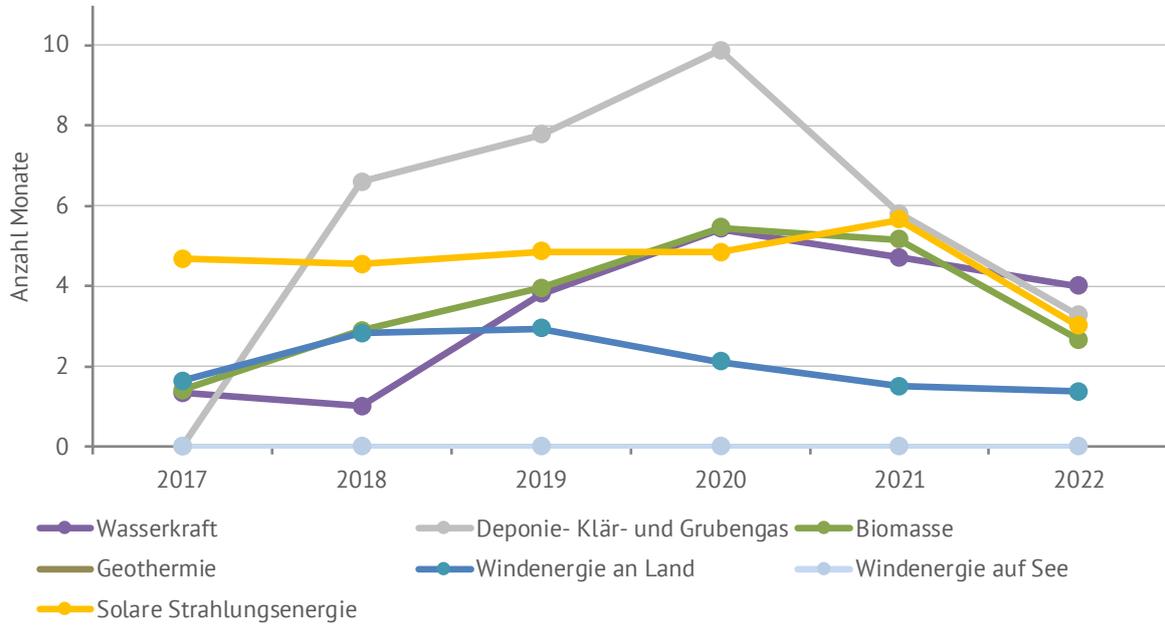


Abbildung 5: Durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung in Monaten (2022 vorläufige Auswertung basierend auf den Daten für das erste Quartal) [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

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

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

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, u. a. gilt hier das Doppelvermarktungsverbot nicht und eine Vermarktung als „Ökostrom“ wird möglich (Verkauf von Herkunftsnachweisen).

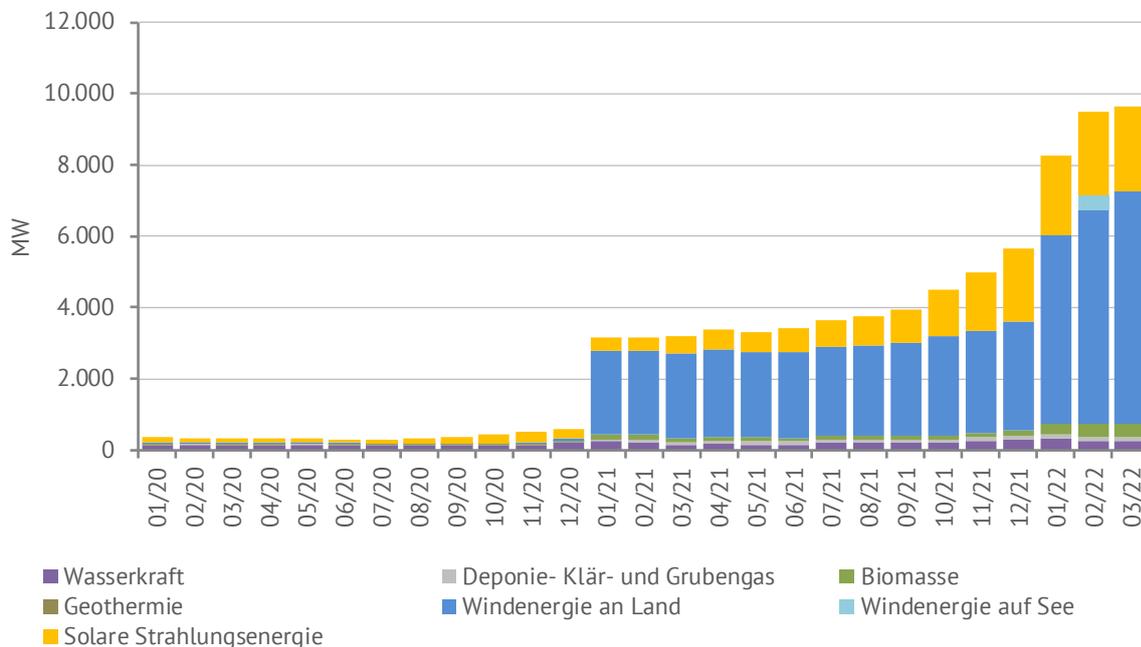


Abbildung 6: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Zum Jahreswechsel 2020/2021 ergab sich in der sonstigen Direktvermarktung ein erheblicher Leistungsanstieg (ca. um den Faktor fünf). Dieser wurde primär durch Windenergieanlagen an Land verursacht, die ihr Förderende erreicht haben und in der sonstigen Direktvermarktung eine Anschlussfinanzierung finden konnten. Im weiteren Jahresverlauf zeigte sich ein weiterer sehr dynamischer Leistungsanstieg insbesondere bei der solaren Strahlungsenergie. Zum Jahresende 2021 wurde eine Leistung von ca. 5,7 GW in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet. Zum Jahreswechsel 2021/2022 ist – wie im Jahr zuvor - ein deutlicher Leistungszuwachs um etwa 2,6 GW zu verzeichnen, der maßgeblich erneut durch das Ausscheiden von ausgeförderten Windenergie an Land-Anlagen zu erklären ist. Im Verlauf des ersten Quartals des Jahres 2022 ist

ein weiterer, kontinuierlicher Leistungsanstieg bis auf einen Wert von 9,6 GW zu erkennen, der insbesondere auf den Wechsel von nicht ausgeförderten Anlagen in Folge des hohen Strompreisniveaus zurückzuführen ist (siehe hierzu auch Kapitel 4). Seit Februar 2022 werden erstmals auch Windenergie auf See-Anlagen über die sonstige Direktvermarktung vermarktet. Wie in der Detailanalyse in Kapitel 4 gezeigt wird, wechselten diese Anlagen mit einer Gesamtleistung von 400 MW aus dem Marktprämienmodell. Die Anlagen wurden in den Jahren 2014 und 2015 in Betrieb genommen.

## 2.2 ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

### *Kontrahierte Leistung in Deutschland*

EE-Anlagenbetreiber unterschiedlicher Vermarktungsmodelle können ihren Strom unter anderem auch über langfristige Stromlieferverträge (im Folgenden Power Purchase Agreements „PPA“) vermarkten. Erhalten sie dabei keine EEG-Förderung, können sie so ihre Grünstromeigenschaft vermarkten.

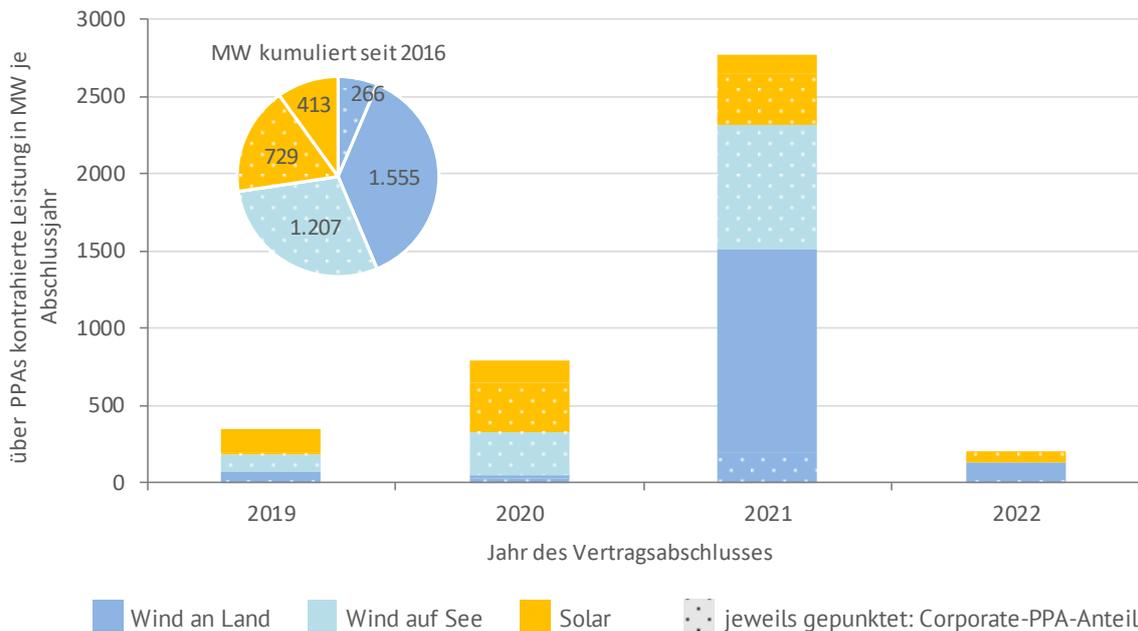


Abbildung 7: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2019 bis 2022 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2021]

Abbildung 7 stellt die kumulierte kontrahierte Leistung der in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüsse der einzelnen Jahre in Deutschland dar. Sie bildet damit keine vollständige Statistik ab. Vertragsbeginn und -ende sind nicht in jedem Fall bekannt, auch mehrere PPA-Abschlüsse

mit sich überlappenden Anlagen und Zeiträumen nach dem „Zwischenhändler“-Prinzip treten vereinzelt auf<sup>3</sup>. Wo bekannt, werden in den vorliegenden Daten mehrere PPAs über die gleichen Strommengen nur einfach gezählt. Bei Solar-PPAs bewertet Energy Brainpool die Methodik derzeit als ausreichend präzise, um ein guter Indikator für den PPA-Neuanlagenzubau zu sein. Bei Abschlüssen kleinerer Windanlagen an Land nach EEG-Förderende ist jedoch einerseits die generierte Datengrundlage nicht ausreichend, um Doppelzählungen (seriell abgeschlossene PPAs mit jeweils kürzerer Laufzeit für die gleiche Anlage) auszuschließen. Andererseits vermutet Energy Brainpool eine größere Untererfassung nicht medial diskutierter, kleinerer Wind-an-Land-PPA-Abschlüsse.

Eine einheitliche Definition von PPAs in der Fachpresse hat sich zudem bisher nicht etabliert. Ein relevantes Beispiel hierfür sind Direktvermarktungsverträge neuer Art mit einer Marktwertfixierung am Terminmarkt. Nach Kenntnis von Energy Brainpool beträgt die bisherige Vertragslaufzeit wenige Monate bis zu einem Jahr, die Preise sind fixiert. Vereinzelt berichteten Marktakteure neuerdings auch über Angebote über mehrere Jahre, was sich gut mit einer Preissteigerung der langfristigen Terminhandelskontrakte erklären lässt. Diese Verträge haben also sehr ähnliche Eigenschaften und Vertragsgegenstände wie ein PPA, werden aber in der Regel als Direktvermarktungsvertrag eingeordnet. Im hier diskutierten Datensatz sind keine solcher Verträge enthalten.

Insgesamt kam es im ersten Quartal zu acht publizierten PPA-Abschlüssen, wovon jedoch nur zu vier dieser Abschlüsse Daten veröffentlicht wurden, die über die Nennung der Vertragsparteien und den Lieferzeitraum hinausgehen.

Diese vier PPAs umfassen eine Leistung von 205 MW, wovon 73 auf Solar und 132 MW auf Wind an Land entfielen. Die gesamte Solarleistung wurde dabei von gewerblichen bzw. industriellen Endverbrauchern (nachfolgend: „Corporates“) kontrahiert. Bei der Windenergie an Land wurden dabei 88 Prozent der Leistung von Energieversorgern (EVU) und 12 Prozent von Corporates kontrahiert. Von den acht beobachteten Abschlüssen wurden sieben mit bereits bestehenden Anlagen geschlossen, deren EEG-Förderzeitraum abgelaufen ist (Wind an Land, v.a. EVU-PPA) oder aber ein vorzeitiger Wechsel aus dem EEG-Marktprämienmodell in die sonstige Direktvermarktung erfolgte (Solar). Ein solcher Schritt erlaubt EE-Anlagen die Vermarktung von Herkunftsnach-

---

<sup>3</sup> Dies ist ein bekanntes Phänomen des Stromhandels: Der churn-factor im Stromhandel liegt in Deutschland in der Regel über 10, auf jede verbrauchte kWh kommen also mehr als 10 gehandelte kWh, vgl. European Commission (2020): Quarterly Report on European Electricity Markets 4/2019, Fig. 19.

weisen, um ihre Erlöse zu optimieren. Lediglich ein Abschluss (Solar) bezog sich auf eine Neu-  
anlage. Die Laufzeit der beobachteten acht PPAs liegt im Mittel bei 5 Jahren mit einer Mindest-  
bzw. Maximaldauer von einem bzw. zehn Jahren.

Die Entwicklungen des ersten Quartals zu den oben genannten Kennzahlen je Technologie stel-  
len gewissermaßen eine Fortsetzung der Trends des letzten Jahres dar. Aufgrund der oben an-  
gesprochenen, möglichen Untererfassung insbesondere von PPAs mit ausgeführten Windanla-  
gen an Land gestaltet sich ein Vergleich der kontrahierten Leistungen in Q1/2022 mit dem Vor-  
jahresquartal als schwierig. Angesichts der mehr als 2 GW ausgeführter Windanlagen an Land,  
die seit Januar 2022 in der sonstigen Direktvermarktung aufgeführt sind, dürfte die Dunkelziffer  
der PPA-Abschlüsse höher liegen.

Kontrahierte Leistung in Europa

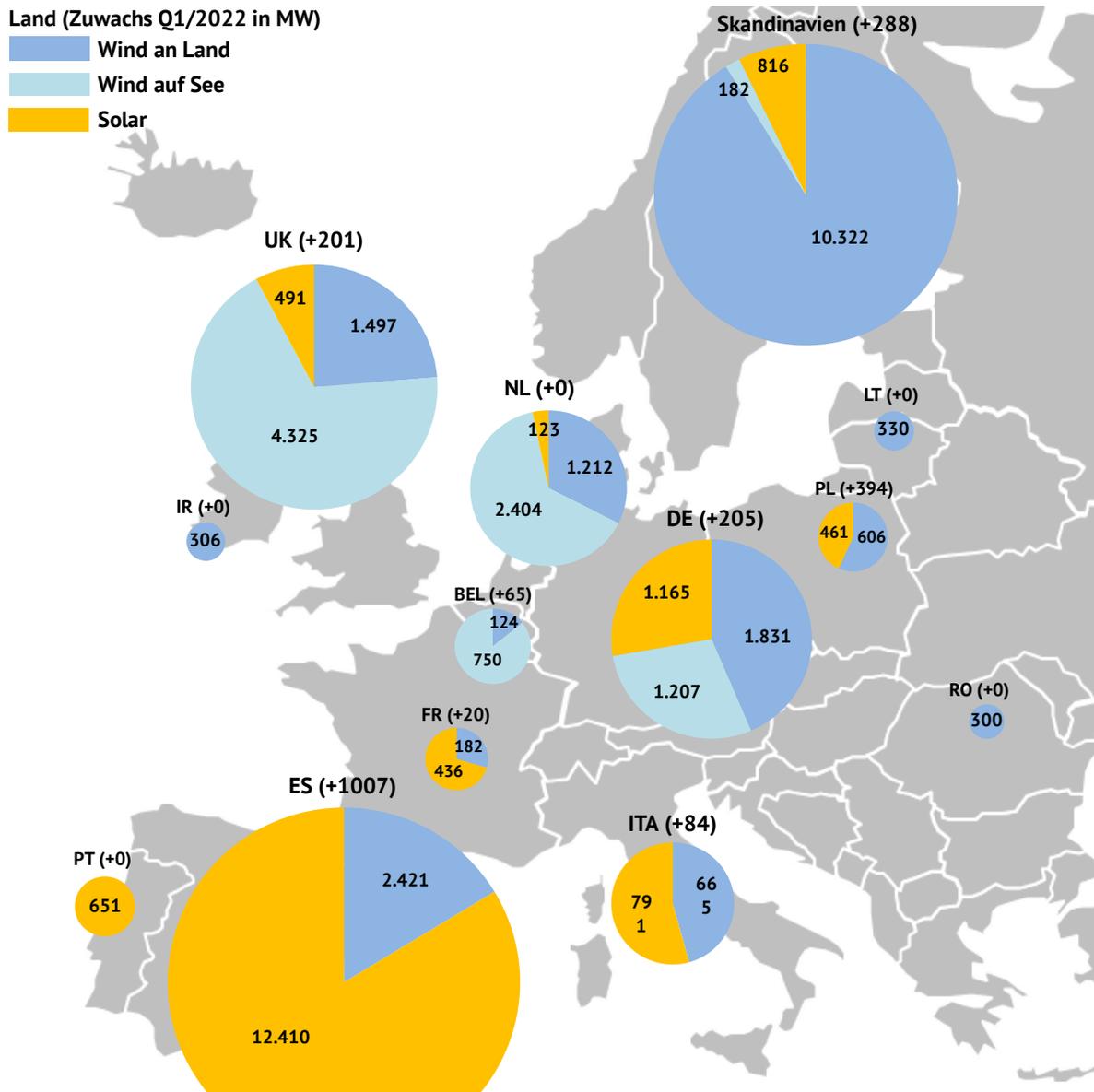


Abbildung 8: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 13.04.2022]

In der obigen Abbildung wird die über PPAs kontrahierte Leistung in den einzelnen europäischen Ländern unterteilt nach den verschiedenen Technologien dargestellt sowie ein Verweis auf den Zuwachs im letzten Quartal geliefert. Deutschland liegt hier mit einer insgesamt kontrahierten Leistung von über 4 GW weiterhin im oberen europäischen Mittelfeld.

In der Hälfte der dargestellten Länder wurde im letzten Quartal kein PPA-Abschluss beobachtet. Im Vergleich zu den europäischen Ländern, in denen PPAs-Abschlüsse im letzten Quartal beobachtet wurden befindet sich Deutschland mit 205 MW etwas unterhalb des Durchschnitts von 283 MW. Auffallend hoch waren die Zuwächse einerseits erneut im Boom-Markt Spanien und, gemessen an den Abschlusszahlen der bis Ende 2021, auch in Polen. Ursächlich hierfür ist ein

besonders großes Onshore-Wind PPA in Spanien mit einer Leistung von 906 MW mit Lieferbeginn in 2024 und ein 300-MW-Solar-PPA in Polen (Lieferstart noch in diesem Jahr). Mit Blick auf die Anzahl der publizierten PPA-Abschlüsse ist in Q1/2022 demnach ein Rückgang im Vergleich zu den Vorquartalen festzustellen. Trotz der seit dem 2. Halbjahr 2021 hohen Terminmarktpreise zeichnet sich noch keine Beschleunigung des PPA-finanzierten EE-Ausbaus in Europa ab. Denkbar ist, dass hierbei Lieferkettenprobleme, verzögerte Genehmigungsprozesse und/oder eine abwartende Haltung von Marktakteuren aufgrund der allgemeinen Verunsicherung am Energiemarkt im Zuge des Ukraine-Kriegs eine Rolle spielen. Aufgrund der Preisvolatilität sowie gestiegener Kreditrisiken im nervösen Terminmarkthandel gestaltet sich die handelsseitige Absicherung von Langfrist- und Strukturierungsrisiken über Hedging-Geschäfte derzeit als risikoreicher als üblich. Dies könnte den Appetit des Marktes auf PPA-Abschlüsse schmälern, insbesondere bei den für Neuanlagen üblichen langen Laufzeiten (circa 10 Jahre), die über die liquide handelbaren Terminmarkthorizonte hinausgehen (i.d.R. 3 Jahre).

Auch die Zahlen zu Europa bilden nur in der Fachpresse diskutierte Projekte ab. Außerdem ist die Bandbreite dessen, was in Europa begrifflich mit „PPA“ gemeint ist, noch breiter. Ein Beispiel: In Großbritannien werden auch Stromabnahmeverträge im Rahmen des dortigen Förderregimes über Contracts-for-Difference als PPA bezeichnet, in Deutschland würde dies eher als Direktvermarktungsvertrag mit langer Laufzeit gelten.

#### *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 Einspeiseprofil<sup>4</sup> 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.

---

<sup>4</sup> 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.

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 (vgl. Kapitel 1.2), bezieht der Grundlastparitätsfaktor also zusätzlich zum Einspeiseprofil einen Abschlag für die Nicht-Vermarktung in Stunden negativer Preise mit ein.<sup>5</sup>

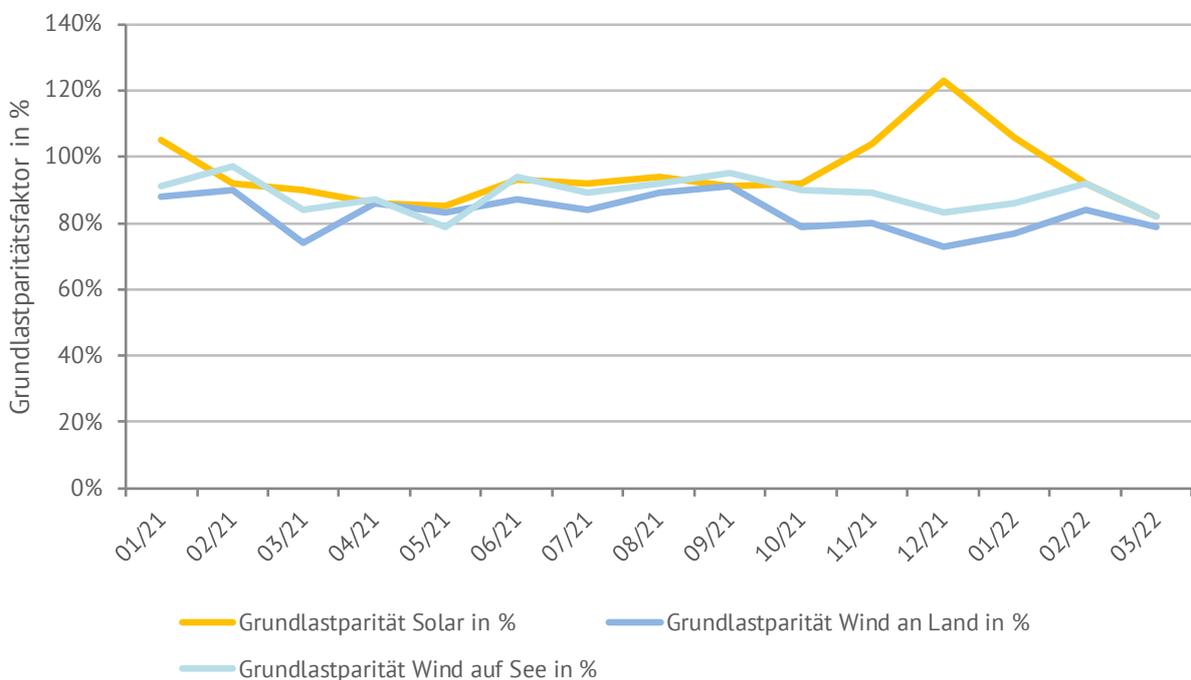


Abbildung 9: Grundlastparitätsfaktor je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

<sup>5</sup> In Zeiträumen ohne negative Preise sind die beiden Faktoren identisch.

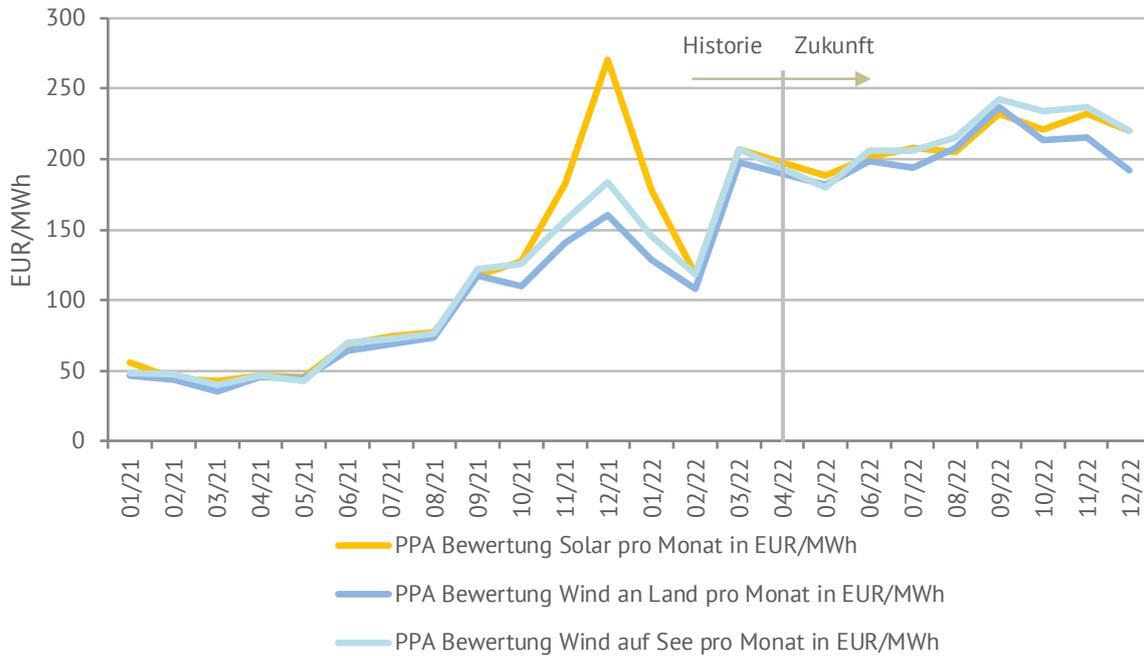


Abbildung 10: Monatliche PPA-Bewertung historisch (basierend auf Day-Ahead-Preisen) und anhand EEX-Terminpreisen vom 12.04.2022 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Day-Ahead und EEX DEBM]

Während die technologiespezifischen Grundlastparitätsfaktoren der letzten 36 Monate in Abbildung 9 dargestellt sind, zeigt Abbildung 10 die resultierenden monatlichen PPA-Bewertungen im Zeitraum Januar 2021 bis April 2022. Dies schafft einen Überblick über die kurzfristige Entwicklung der Wertigkeit von PPA-Strom, wengleich die spezifische Bewertung eines PPA natürlich laufzeitabhängig erfolgen sollte. Bei langjährigen PPAs sind entsprechend langfristige Entwicklungen über den Terminmarkthorizont hinaus zu berücksichtigen.

Wie bereits in den vorhergegangenen Quartalsberichten lagen die Grundlastparitätsfaktoren der Windenergie in 2021 größtenteils unter denen der Solarenergie, welche analog zu den Marktwertfaktoren auch dieses Jahr das für die relative Wertigkeit von Solarstrom typische saisonale Muster zeigen.<sup>6</sup> Auch wenn sich die Tagesstruktur der Strompreise unter anderem durch die erhöhte Preisvolatilität und dem grundsätzlich höheren Strompreisniveau verändert hat, so sind hinsichtlich des grundsätzlichen Verlaufs des Merit-Order-Effekts von Wind- und Solaranlagen keine signifikanten Veränderungen im letzten Quartal zu beobachten.

<sup>6</sup> Die Wertigkeit von Solarstrom ist in den Wintermonaten typischerweise hoch. Zum einen ist der Merit-Order-Effekt aufgrund der geringeren Sonneneinstrahlung weniger stark ausgeprägt, zum anderen profitiert der Tageslastgang der Solarenergie von der zu diesen Zeitpunkten erhöhten Heizstromnachfrage, welche sich preiserhöhend auswirkt.

Analog zu den Marktwerten hat sich auch die PPA-Bewertung je Technologie in diesem Quartal weiter erhöht. Der monatliche Verlauf folgt im Wesentlichen dem Strompreisniveau, wie bereits in Kapitel 1.2 beschrieben.

### 3. MONITORING NEGATIVER PREISE

#### 3.1 DAS WICHTIGSTE IM VERGLEICH DER VORJAHRE

Tabelle 3: Häufigkeit negativer Preise und der Anwendungsfälle des § 51, Durchschnitt der negativen Preise sowie durchschnittlicher Angebotsüberhang beim Auftreten negativer Preise in der DA-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

	Q1 2020	Q1 2021	Q1 2022
<b>Stunden mit negativen Preisen</b>	128	36	14
<b>davon 4H § 51 EEG 2021 [Anteil in Prozent]</b>	115 [90%]	32 [89%]	14 [100%]
<b>davon 6H § 51 EEG 2021 [Anteil in Prozent]</b>	111 [87%]	17 [47%]	6 [43%]
<b>Ø der negativen Preise in EUR/MWh</b>	-7,87	-9,69	-4,20
<b>Ø Angebotsüberhang in MW</b>	1.113	608	3.861

Die Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen bzw. von mindestens 4 oder 6 Stunden negativer Preise am Stück („4H-Regel“ bzw. „6H-Regel“ nach § 51 EEG 2021 bzw. 2017) ist im ersten Quartal 2022 dem Trend der beiden Vorjahresquartale gefolgt und weiter gesunken.

Nach dem sturm- und pandemiegeprägten Rekordquartal Q1/2020 sind diese Kennzahlen allesamt um über 85 Prozent gesunken. Neben Wettereffekten dürfte insbesondere der fortlaufende Kernkraft- und Kohleausstieg zu den Gründen hierfür zählen. So haben bereits mehrere GW an Kraftwerken den Markt verlassen, die einen inflexiblen Mindesterzeugungssockel aufweisen. In diesen Fällen muss ein Teil der Kraftwerkskapazität technisch bedingt auch dann angeboten werden, wenn die Stromnachfrage bereits größtenteils oder vollständig durch erneuerbare Energien gedeckt werden kann. Dies erhöht die Häufigkeit des Auftretens von Angebotsüberhängen und negativen Strompreisen am Markt. Das Ausscheiden dieser Kraftwerkskapazitäten wirkt sich deshalb reduzierend auf die Anzahl von Stunden mit negativen Preise aus.

Darüber hinaus zeigt Tabelle 3 den Durchschnitt der über die Quartale hinweg aufgetretenen negativen Preise und den durchschnittlichen Angebotsüberhang in diesen Stunden in MW. Anhand dieser Kennzahlen können Aussagen darüber getroffen werden, wie „negativ“ die Preise in diesen Zeiträumen waren. Die durchschnittliche Höhe von -4,20 EUR/MWh hat dabei im Ver-

gleich der Vorjahre in Q1/2022 abgenommen, wohingegen der durchschnittliche Angebotsüberhang mit 3.861 MW sehr deutlich über den Werten der Vorjahre liegt. Im Schnitt war also trotz ähnlichem Preisniveau deutlich mehr zusätzliche Nachfrageleistung nötig, negative Preise am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot zu vermeiden (mehr dazu in Kapitel 3.2). Das deutet darauf hin, dass weniger Leistung im Bereich betragsmäßig niedriger negativer Preise am Markt angeboten wird und sich die Stufen der negativen Merit-Order entsprechend vergrößert haben. Dies dürfte mit dem Wegfall des inflexiblen Mindesterzeugungssockels der zu Jahresbeginn aus dem Markt geschiedenen Kohle- und Kernkraftwerke liegen.

Daneben lässt sich unter Berücksichtigung der Vermarktungsstrategie von Direktvermarktern ein weiterer Grund feststellen. Da für einen wachsenden Teil der Anlagen die Marktprämie aufgrund hoher Monatsmarktwerte auf null reduziert wird, verschwindet für sie der Anreiz, Strom zu negativen Preisen anzubieten. Das bedeutet, in der negativen Merit-Order-Kurve verschob sich durch die höheren Marktwerte ein Teil des Angebots aus dem negativen Teil auf oder um 0 EUR/MWh. Die Wechselwirkung aus Höhe der gleitender Marktprämie und Höhe der negativen Gebote durch Direktvermarkter kann auch für die Entwicklung neuer EE-Fördermodelle wie Contracts-for-Differences ein interessanter Nebeneffekt für verschiedene Ausprägungen eines reformierten Förderdesigns sein.

## 3.2 STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN

### Anzahl und Höhe negativer Preise

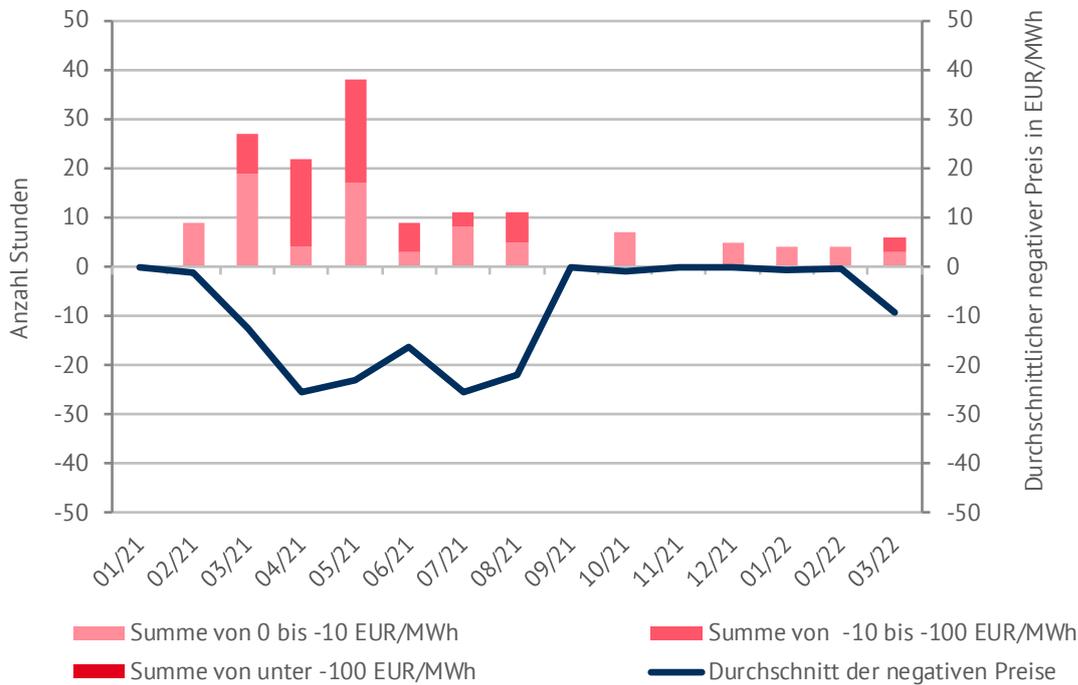


Abbildung 11: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 11 stellt die durchschnittlichen negativen Preise als auch die Anzahl von Stunden mit negativen Preisen gruppiert nach Höhe in den letzten 15 Monaten dar (Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot). Im Vergleich zu 2021 traten in 2022 bisher in jedem Monat negative Preise auf. Die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen lag in den Monaten des letzten Quartals stets zwischen 4 und 6 Stunden. Wenn es zu Stunden mit negativen Preisen kam, lagen diese bis auf eine Stunde im März stets oberhalb von -10 EUR/MWh. Im Vergleich zum Vorjahresquartal unterscheidet sich insbesondere der Monat März, wo sich in 2022 mit 6 Stunden gegenüber 27 Stunden in 2021 die Anzahl um mehr als das Vierfache verringerte. Sowohl Wettereffekte als auch der reduzierte Mindesterzeugungssockel dürften die Gründe hierfür sein.

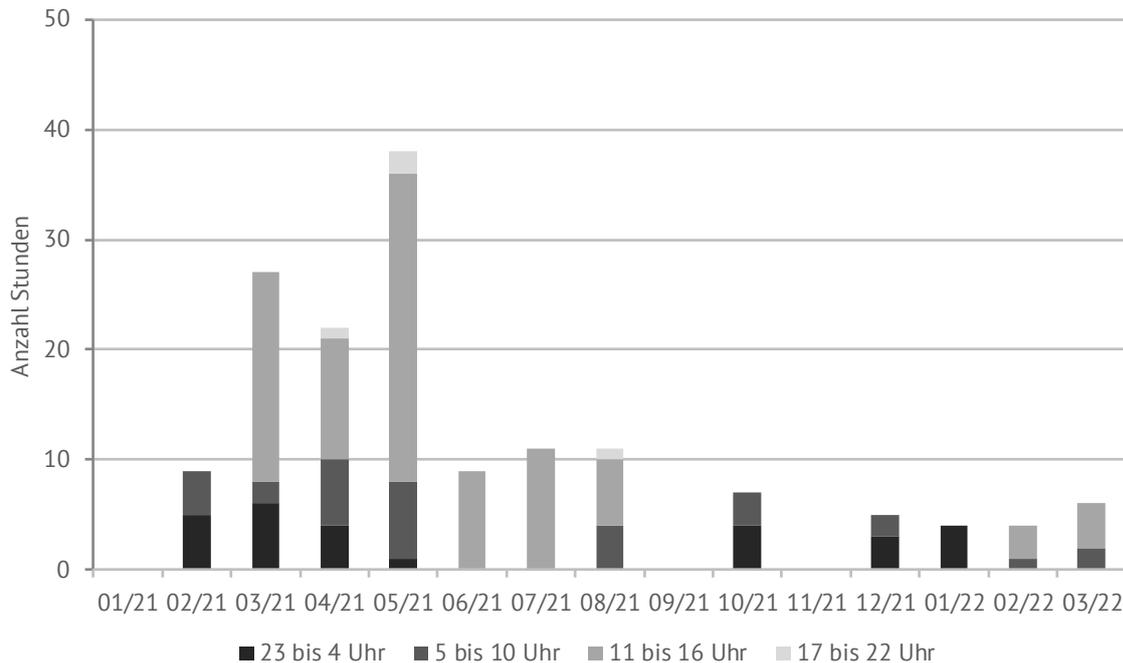
*Negative Preise nach Tageszeiten*

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

Abbildung 12 stellt dar, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 15 Monaten vorkamen. Während es im letzten Januar lediglich nachts zu negativen Strompreisen kam, verlagerte sich diese Zeiträume im Februar und März auf den Mittagszeitraum. Eine ähnliche Tendenz ist auch im Vorjahresquartal zu beobachten. Alle Zeiträume mit negativen Strompreisen im letzten Quartal befanden sich zudem an einem Wochenende, das typischerweise mit niedrigerer Stromnachfrage einhergeht.

*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, wie viel Überangebot in MW den Marktpreis negativ werden hat lassen bzw. wie viel 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, wengleich 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 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.

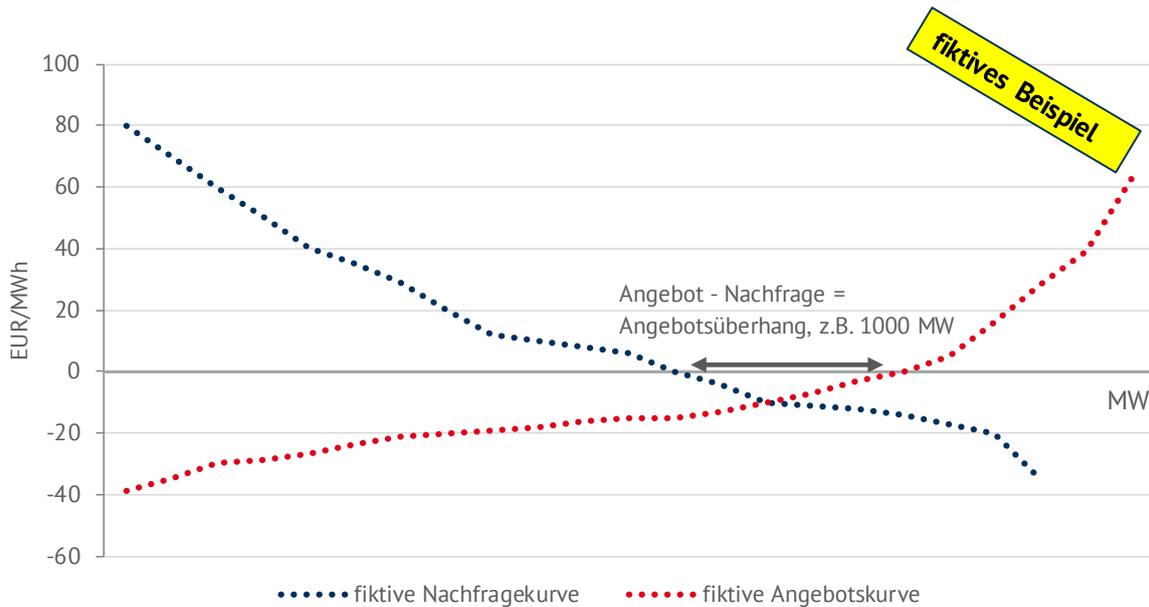


Abbildung 13: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

In Stunden mit negativen Preisen ist dieser Indikator positiv und umgekehrt. Diese Betrachtungsweise lässt sich auch auf die Stunden mit negativen Preisen des zurückliegenden Quartals beziehen.

Um die negativen Preise im Jahr 2022 besser einordnen zu können, vergleicht Abbildung 14 die durchschnittlichen Angebotsüberhänge je Monat mit dem Jahr 2021. So hätte die zusätzliche, flexible Nachfrage in 2021 nur halb so umfangreich sein müssen, um die negativen Preise zu vermeiden (2022: 3.935 MW; 2021: 1.629 MW).

Besonders sticht der März 2022 hervor. In diesem Monat lag der Durchschnittswert bei 5.880 MW, der höchste Wert seit Juni 2019. Dieser hohe Durchschnittswert im März ist auf eine niedrige Anzahl negativer Preise zurückzuführen, die alle in der Day-Ahead-Auktion für die Nachmittagsstunden am 20.03. entstanden. In diesen Stunden überlagerten sich eine jeweils hohe Wind- und Solarstromerzeugung, was zu besonders hohen Angebotsüberhängen führen

kann. In den Stunden 13, 14, 15 und 16 dieses Tages kam es zu Höchstwerten von 5.205, 7.927, 8.657 bzw. 7.653 MW fehlender flexibler Nachfrage. Bereits in den letzten Jahren traten die höchsten Angebotsüberhänge stets in den Nachmittagsstunden auf und sind auf ähnliche Markteffekte zurückzuführen.

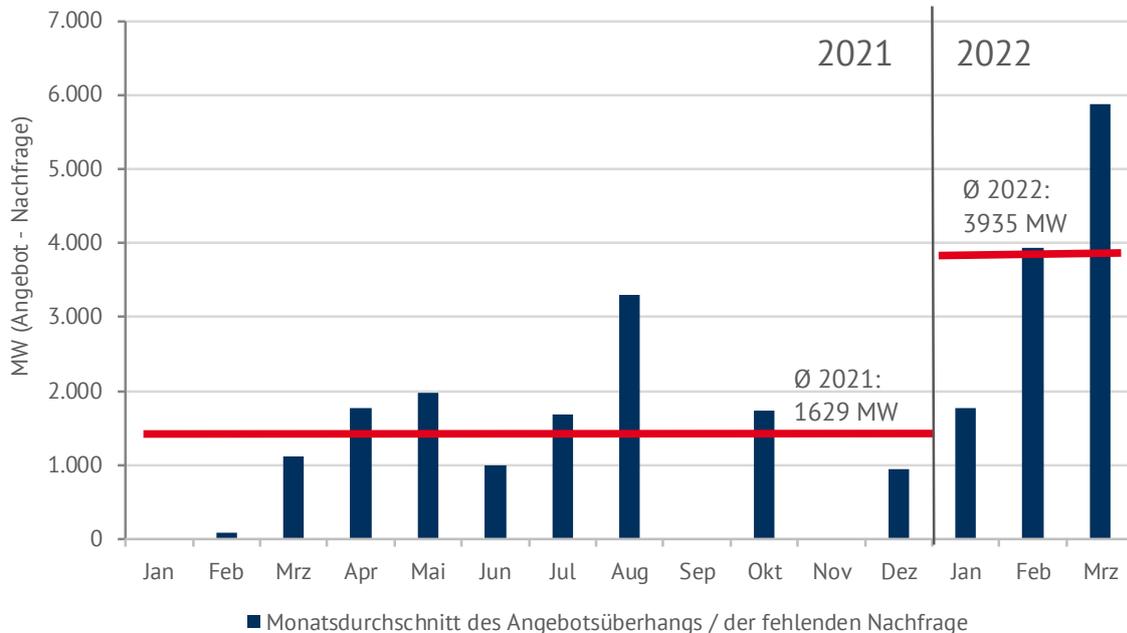


Abbildung 14: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2021 und 2022 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Aus der monatlichen Verteilung der aufgetretenen Angebotsüberhänge in den Histogrammen in Abbildung 15 bis Abbildung 17 lassen sich zudem Aussagen zur Häufigkeit verschiedener Niveaus von Angebotsüberhängen ableiten. So schlägt sich die Anzahl negativer Preise im Januar und Februar vor allem in einer im Vergleich zum März höheren Anzahl negativer Preisstunden mit mittleren Angebotsüberhängen von 1000 bis 3.500 MW nieder. Im März hingegen trat die Mehrzahl von negativen Preisstunden vor allem mit großen Angebotsüberhängen von mehr als 5.000 MW auf. Insgesamt fand also eine Verschiebung von den Segmenten mit kleineren bis mittleren Angebotsüberhängen hin zu den Segmenten mit großen Angebotsüberhängen statt.

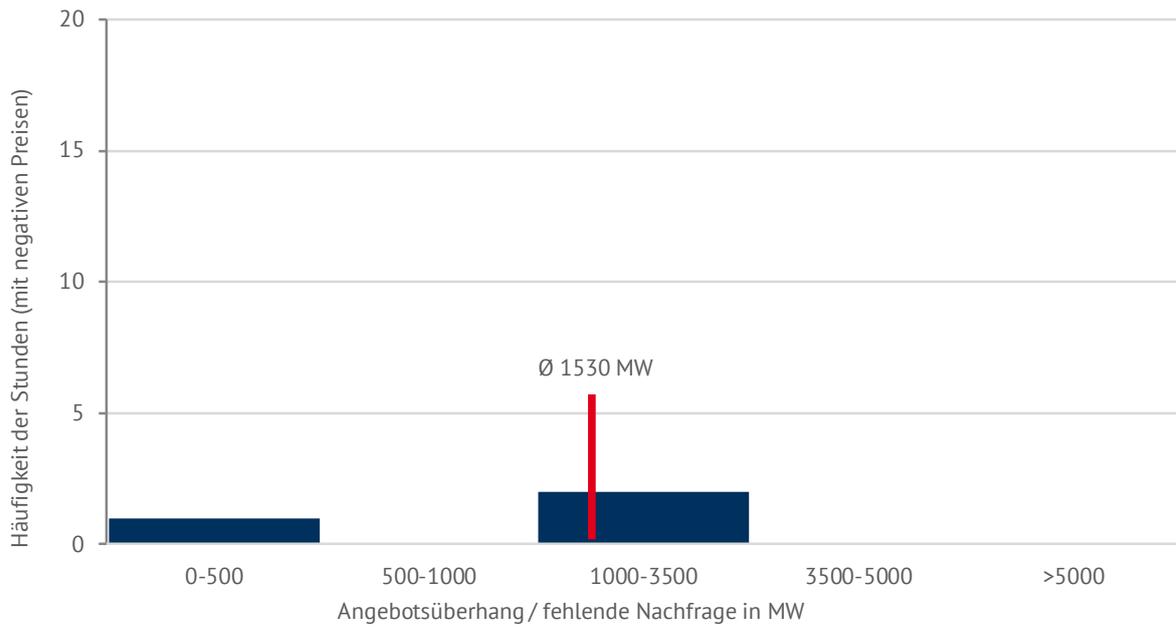


Abbildung 15: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im Januar 2022 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

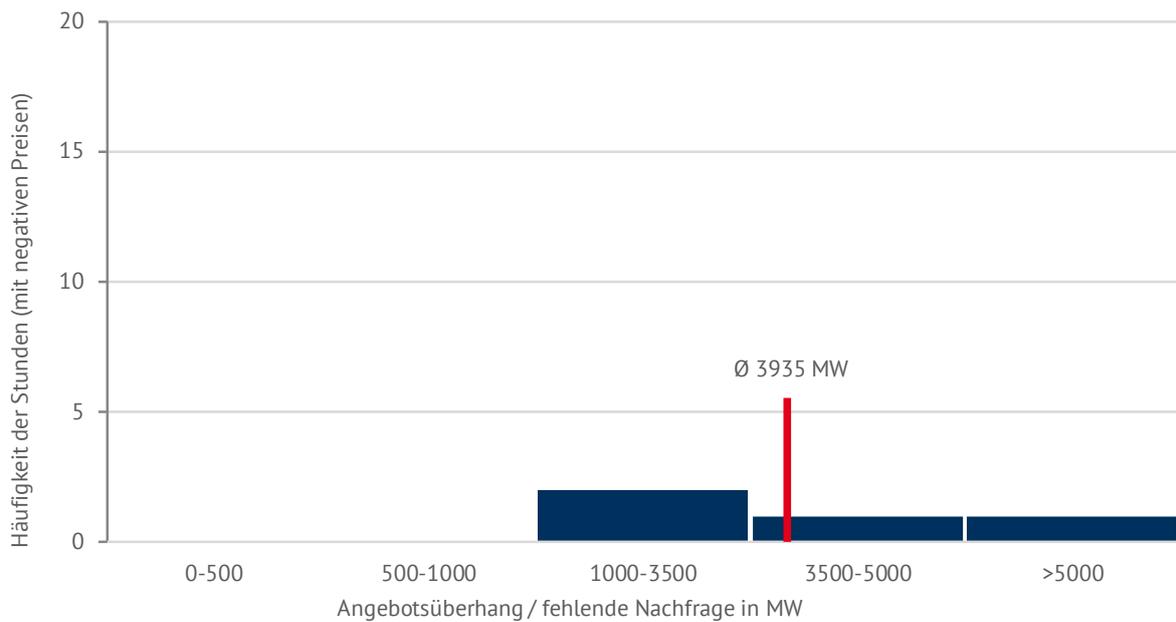


Abbildung 16: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im Februar 2022 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

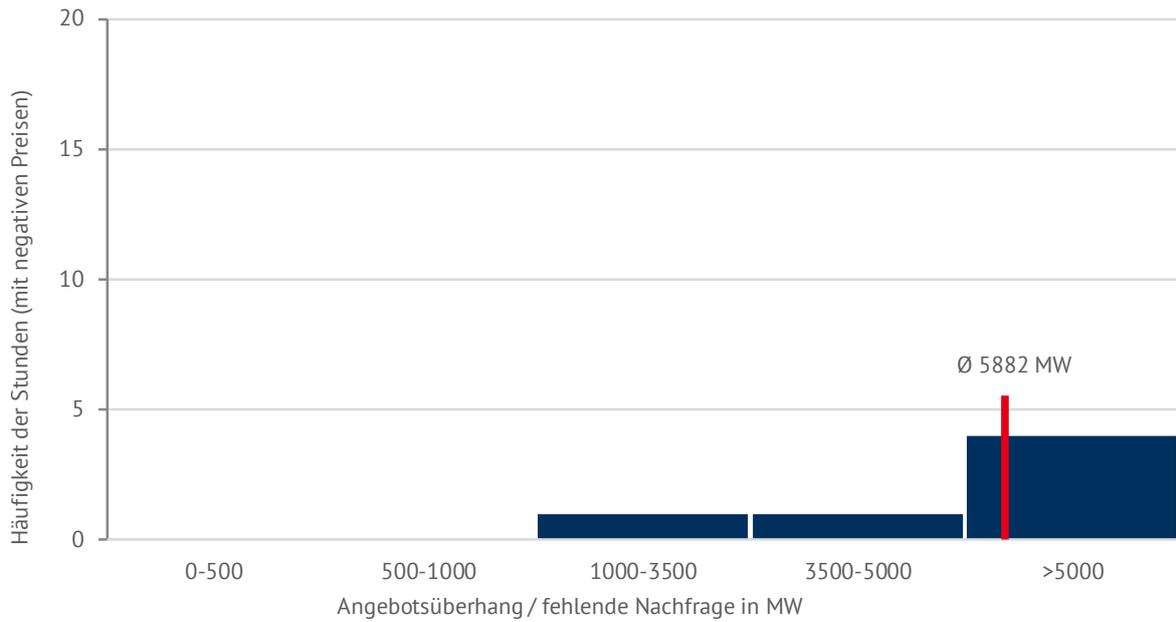


Abbildung 17: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage im März 2022 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

### 3.3 6H-REGEL (§ 51 EEG 2017)

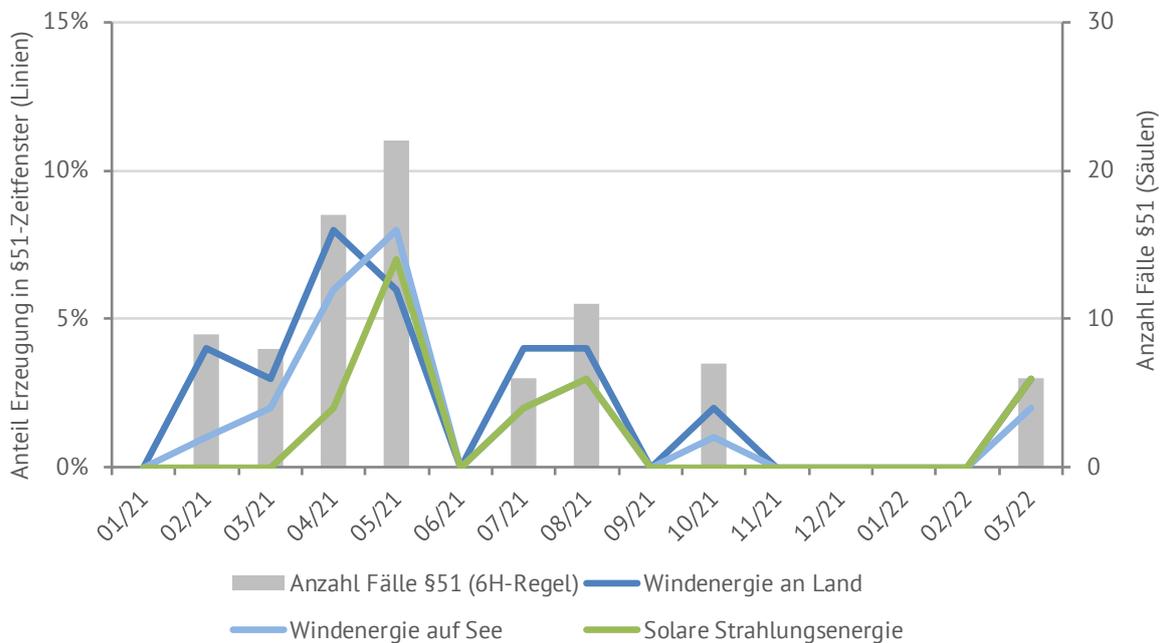


Abbildung 18: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Nach der „6-Stunden-Regel“ des § 51 EEG 2017 reduziert sich die Förderung für EEG-Anlagen mit Inbetriebnahme ab 2017 und Ausschreibungszuschlag vor 2021 für diejenigen Perioden auf

null, in denen mindestens sechs Stunden mit negativen Preisen am Stück auftreten. Im letzten Quartal kam dies bedingt durch hohe Wind- und Solarenergieeinspeisung in Kombination mit geringerer Nachfrage am Wochenende nur am Nachmittag des 20. März vor. Die Solarenergie war an diesem Nachmittag insgesamt etwas stärker von der 6H-Regel betroffen.

### 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 betroffenen Anlagen werden somit voraussichtlich vor allem ab 2022 in Betrieb gehen.

Um eine Abschätzung der Auswirkungen der neuen 4H-Regel zu geben, zeigt Abbildung 19 die Anzahl der Fälle der 6H-Regel für Bestandsanlagen sowie die Fälle der 4H-Regel für Neuanlagen im Vergleich. Im letzten Quartal traten beide Ereignisse in ihrer Häufigkeit gleich oft auf.

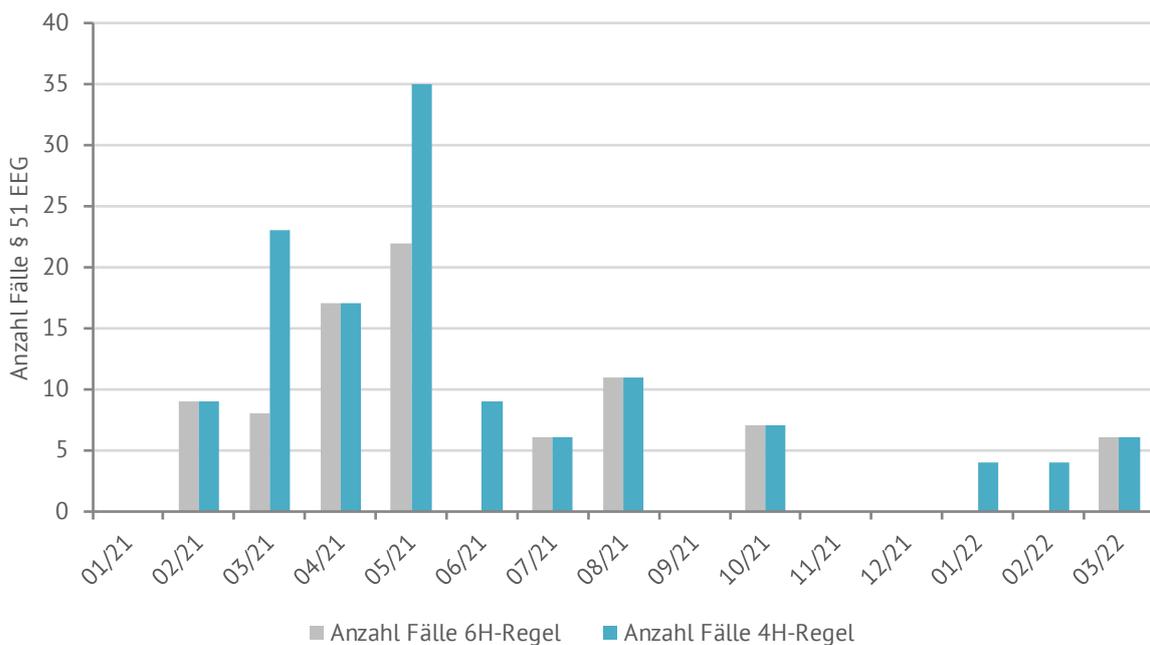


Abbildung 19: Häufigkeit der Stunden in Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkisfarbene Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

## 4. CASE STUDY: DETAILANALYSE ZUM WECHSEL VON ANLAGEN IN DIE SONSTIGE DIREKTVERMARKTUNG

Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, zeigen sich in der sonstigen Direktvermarktung seit letztem Jahr erhebliche Zuwächse. In dieser Detailanalyse wurden die genaueren Hintergründe mit Blick auf das erste Quartal 2022 untersucht.

In Abbildung 20 ist die Leistung der Anlagen dargestellt, die im Quartal 1 des Jahres 2022 neu in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Ebenso dargestellt ist, welche Vergütungsform die Anlagen im Vormonat (also vor dem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung) in Anspruch genommen hatten oder ob es sich um Neuanlagen handelt. Der Leistungszuwachs im Segment der sonstigen Direktvermarktung ist nahezu ausschließlich nicht auf neu in Betrieb genommene Anlagen, sondern auf den Wechsel von Bestandsanlagen aus dem Marktprämien- bzw. dem Festvergütungsmodell zurückzuführen. Der weitaus größte Leistungsanteil (ca. 87%) entfällt hierbei auf Anlagen, die aus dem Marktprämienmodell gewechselt haben.

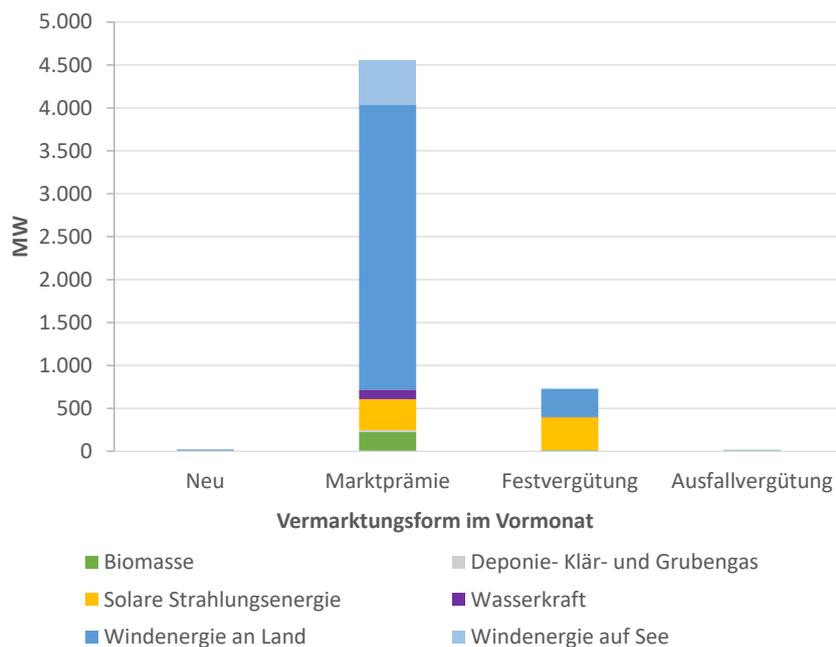


Abbildung 20: Leistung der Anlagen, die im ersten Quartal 2022 neu in der sonstigen Direktvermarktung waren [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]

Abbildung 21 und Abbildung 22 geben Aufschluss über das Alter bzw. den Inbetriebnahmezeitpunkt sowie den Energieträger der Anlagen, die im ersten Quartal des Jahres 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Wie Abbildung 21 zu erkennen ist, entfiel der etwas größere Anteil auf ausgeführte Anlagen, dominiert durch Windenergieanlagen an Land. Diese Anlagen wurden größtenteils im Jahr 2001 errichtet (siehe Abbildung 22).

Der Technologiemitmix der in die sonstige Direktvermarktung gewechselten Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme nach 2001 (und damit weiterhin bestehendem Förderanspruch) gestaltet sich deutlich durchmischer. Neben der Windenergie an Land entfallen hier auch signifikante Leistungsanteile auf die Windenergie auf See und die Solarenergie, gefolgt von Biomasse und Wasserkraft.

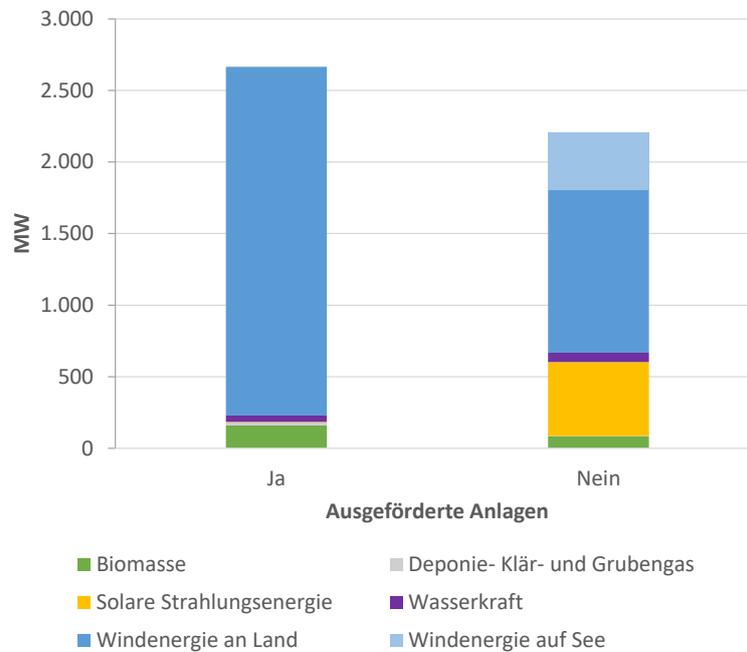


Abbildung 21: Im ersten Quartal des Jahres 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeförderten [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Bei der Aufschlüsselung nach Inbetriebnahmejahren in Abbildung 22 treten zum einen die Anlagen mit dem Inbetriebnahmejahr 2001 hervor, die zum Jahreswechsel 2021/2022 ihre 20-jährige Förderdauer beendet haben. Zum anderen wird deutlich, dass in den letzten Jahren Photovoltaik-Anlagen den dominierenden Anteil bei den Neuanlagen in der sonstigen Direktvermarktung haben.

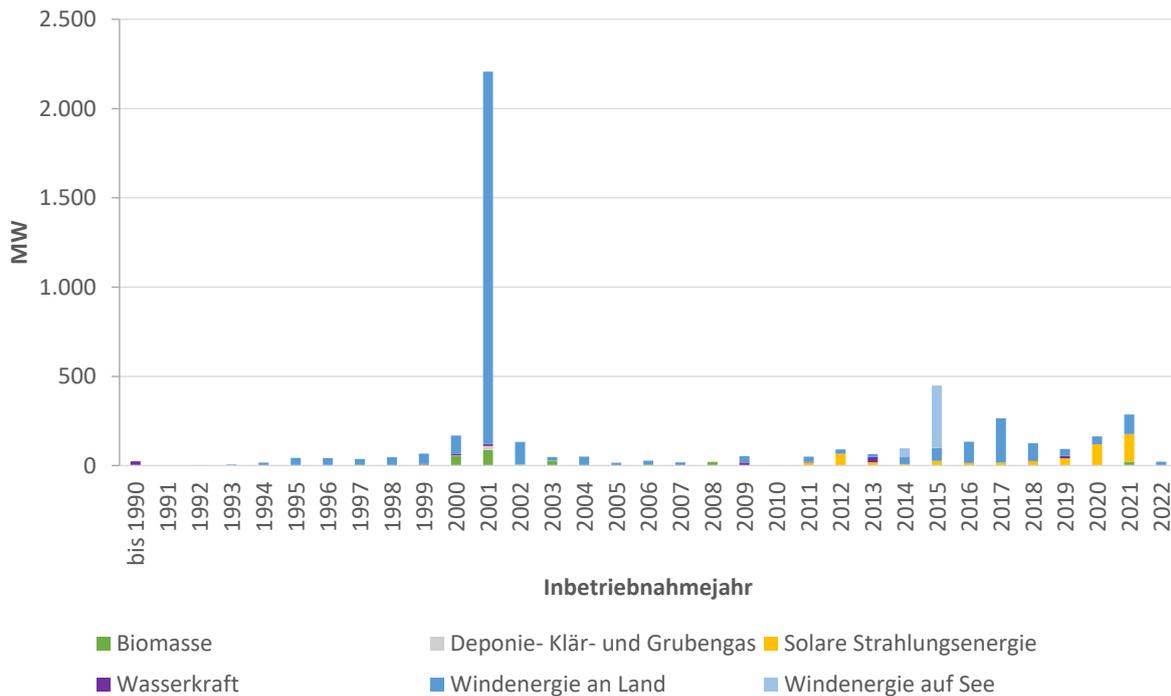


Abbildung 22: Im ersten Quartal des Jahres 2022 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach Inbetriebnahmejahr und Energieträger (rechte Seite) [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Insbesondere die direktvermarkteten Bestandsanlagen, die aus dem Marktprämienmodell in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind, haben diesen Schritt angesichts der hohen Strompreise vermutlich aus Gründen der Erlösoptimierung vollzogen. Denn insofern der erwartbare Monatsmarktwert in einem Monat eindeutig bzw. mit hoher Wahrscheinlichkeit über dem anzulegenden Wert einer Anlage liegt, wird die Absicherung durch die Marktprämie in diesem Monat nicht mehr benötigt. Stattdessen lassen sich die Erlöse aus dem Stromverkauf durch einen Wechsel in die sonstige Direktvermarktung sogar noch zusätzlich um Erlöse aus dem Verkauf grüner Herkunftsnachweise ergänzen.

Angesichts der in Abbildung 10 (Kapitel 2.2) dargestellten Vorausschau der künftigen Wertentwicklung für förderfreien Wind- und Solarstrom auf Basis der Terminmarktpreise für den Zeitraum Q2-Q4/2022 erscheint es als wahrscheinlich, dass es zu einem ähnlichen Wechselverhalten auch in folgenden Quartalen dieses Jahres kommt.

## QUELLENVERZEICHNIS

---

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2022a):** Marktstammdatenregister. [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Monitoringberichte/Marktstammdatenregister/MaStR\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Monitoringberichte/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html) [10.05.2022]

**BNetzA (Bundesnetzagentur) (2022b):** Marktstammdatenregister. [online] [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/start.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html) [22.05.2022]

**EEX (European Energy Exchange) (2022):** Marktdaten, Futures. [online] <https://www.eex.com/de#/de> [20.04.2022]

**EPEX-Spot (European Power Exchange) (2022):** Day-Ahead Auktion, Marktdaten. [online] <http://www.epexspot.com/de/> [20.04.2022]

**Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2022):** Informationen zur Direktvermarktung [online] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung> [12.04.2022]

## IMPRESSUM

Autoren:

Energy Brainpool:

Fabian Huneke

Michael Claußner

Christopher Troost

Öko-Institut:

David Ritter

Markus Haller

Dominik Seebach

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) mailto:

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

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

Mai 2022

© 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.