

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: JAHRESBERICHT 2020 & AUSBLICK IN 2021



Berlin/Freiburg, Februar 2021

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

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	II
Abbildungsverzeichnis	I
Auf einen Blick: Das Wichtigste im Vergleich der Vorjahre	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 Regionalnachweise und Mieterstrom	6
1.4 Ausfallvergütung	10
2. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung.....	12
2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung	12
2.2 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	13
2.3 Entwicklungen auf dem Markt für Herkunftsnachweise.....	19
3. Monitoring negativer Preise: Analyse des Ausnahmejahres 2020.....	23
3.1 Das Wichtigste im Vergleich der Vorjahre.....	23
3.2 Stunden mit negativen Preisen.....	24
3.3 6H-Regel (§ 51 EEG)	29
4. Ausblick: Trends der Direktvermarktung in 2021.....	31
4.1 Sonstige Direktvermarktung und PPAs	31
4.2 EEG 2021: Auswirkungen der Umstellung von 6H- auf 4H-Regel.....	34
Quellenverzeichnis.....	36

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung differenziert nach Veräußerungsformen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]	2
Abbildung 2: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	3
Abbildung 3: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de].....	4
Abbildung 4: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	5
Abbildung 5: Übersicht über die Entwicklung der Teilnehmerzahlen im Regionalnachweisregister beim Umweltbundesamt (UBA) zum Stand 14.1.2021 [Quelle: UBA 2021a]	7
Abbildung 6: Anzahl im Regionalnachweisregister (RNR) beim Umweltbundesamt registrierter Anlagen, Stand 16.2.2021 (Darstellung basierend auf UBA 2021).....	8
Abbildung 7: Installierte Leistung im Regionalnachweisregister (RNR) beim Umweltbundesamt registrierter Anlagen, Stand 16.2.2021 (Darstellung basierend auf UBA 2021)	8
Abbildung 8: Entwicklung der vermarkteten Leistungen im Mieterstrommodell [Quelle: eigene Darstellung nach MaStR].....	9
Abbildung 9: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	10
Abbildung 10: Durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung in Monaten [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	11
Abbildung 11: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de].....	12
Abbildung 11: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2018 bis 2020 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2020]	13
Abbildung 12: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2020].....	15

Abbildung 13: Grundlastparitätsfaktor je Technologie seit 2018 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]	17
Abbildung 14: PPA-Bewertung historisch seit 2018 und zukünftig (basierend auf Basepreisen Day-Ahead und Future) [Quelle: eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future].....	17
Abbildung 15: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen HKNR von 2013 bis 2020 nach Energieträger, bezogen auf das Ausstellungsdatum [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2020a) und AIB (2021)]	19
Abbildung 16: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2020 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2020a) und AIB (2021)]	20
Abbildung 17: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2020, bezogen auf das Datum der Transaktion im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2020a) und AIB (2021)].....	21
Abbildung 19: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	24
Abbildung 20: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]	25
Abbildung 21: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	26
Abbildung 22: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2019 und 2020 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	27
Abbildung 23: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2018 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	28
Abbildung 24: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2019 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	28
Abbildung 25: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2020 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	29
Abbildung 26: 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].....	29

Abbildung 27: Entwicklung der vermarkteten Leistung differenziert nach Veräußerungsformen
 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]31

Abbildung 28: Über off-site PPAs kontrahierte Leistung der Anlagen, die im Verlauf des
 jeweiligen Jahres „am Netz“ sind bzw. sein werden und damit der sonstigen Direktvermarktung
 zuzuordnen sind [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool,
 Stand: 22.02.2021]33

Abbildung 29: Gesamtstundenzahl zu negativen Preisen gemäß Day-Ahead-Auktion der EPEX
 Spot sowie ≥ 4 oder ≥ 6 Stunden in Folge negativ gemäß §5134

AUF EINEN BLICK: DAS WICHTIGSTE IM VERGLEICH DER VORJAHRE

Im Vergleich zu 2019 ist die vermarktete Leistung im Jahr 2020 in jeder der in Tabelle 1 dargestellten Veräußerungsformen gestiegen. Insbesondere bei den im Marktprämienmodell vermarkteten Leistungen setzt sich der kontinuierliche Anstieg der letzten Jahre fort. Die mittels Festvergütung vermarktete Leistung steigt nach einer Stagnation in den Jahren 2017/2018 im Jahr 2020 wieder etwas stärker an.

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

Angaben in MW	2017	2018	2019	2020
Marktprämienmodell	68.095	74.271	79.634	83.732
Festvergütung	39.449	39.515	40.443	42.404
Sonstige Direktvermarktung	176	269	231	601
Ausfallvergütung	37	69	95	165

Darüber hinaus vergleicht Tabelle 2 die Entwicklung der wichtigsten Marktdaten in der Direktvermarktung seit 2017. Da maßgeblich von der Covid-19-Pandemie geprägt, erweist sich das Jahr 2020 hier als Ausnahmejahr. So wurde das Rekordjahr 2019 für negative Preise (211 Mal) in 2020 nochmals deutlich übertroffen (298 Mal). Auch die mengengewichteten, durchschnittlichen Marktwerte für EEG-Anlagen sind auf historische Tiefstwerte gesunken, insbesondere bedingt durch den starken Einbruch während des Lockdowns im Frühjahr 2020. Dieser Zeitraum war von einer starken Nachfragereduktion bei gleichzeitig hoher Wind- und Solareinspeisung geprägt und lieferte gewissermaßen eine Voraussicht auf künftige Herausforderungen des Strommarkts bei deutlich erhöhten Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien (mehr hierzu in Kapitel 1.2).

Sowohl sinkende Marktwerte als auch das vermehrte Auftreten negativer Preise waren bereits im Vergleich von 2018 zu 2019 zu beobachten, jedoch nicht aus denselben Gründen. Damals waren diese Entwicklungen vorrangig im überdurchschnittlich hohen Strompreisniveau des Jahres 2018 sowie in außerordentlichen Wettereffekten begründet. Die Marktwerte in 2019 lagen auf ähnlichem Niveau wie in 2017.

Tabelle 2: Übersicht der wichtigsten Marktdaten in der Direktvermarktung 2017 bis 2020 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

	2017	2018	2019	2020
Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	146	134	211	298
Ø Marktwert¹ Solar in EUR/MWh	32	44	35	25
Ø Marktwert¹ Wind an Land in EUR/MWh	27	37	32	24
Ø Marktwert¹ Wind auf See in EUR/MWh	30	41	34	27

Daneben stellt Abbildung 1 die historische Entwicklung der vermarkteten Leistung je Veräußerungsform differenziert nach Erzeugungstechnologien dar. Während Wind an Land im Marktprämiemodell mit einem Marktanteil von 62 % der Leistung dominiert, machen PV-Anlagen mit 87 % den Großteil der Leistung in der Festvergütung aus. Die sonstige Direktvermarktung kommt in der Gesamtschau weiterhin auf einen sehr geringen Anteil von rund 0,2 % der EE-Gesamtleistung, der Großteil entfällt auf Wasserkraftwerke. Ähnliches gilt für die Ausfallvergütung mit 165 MW bzw. 0,1 %, der Großteil (67 % der Leistung) davon sind PV-Anlagen.

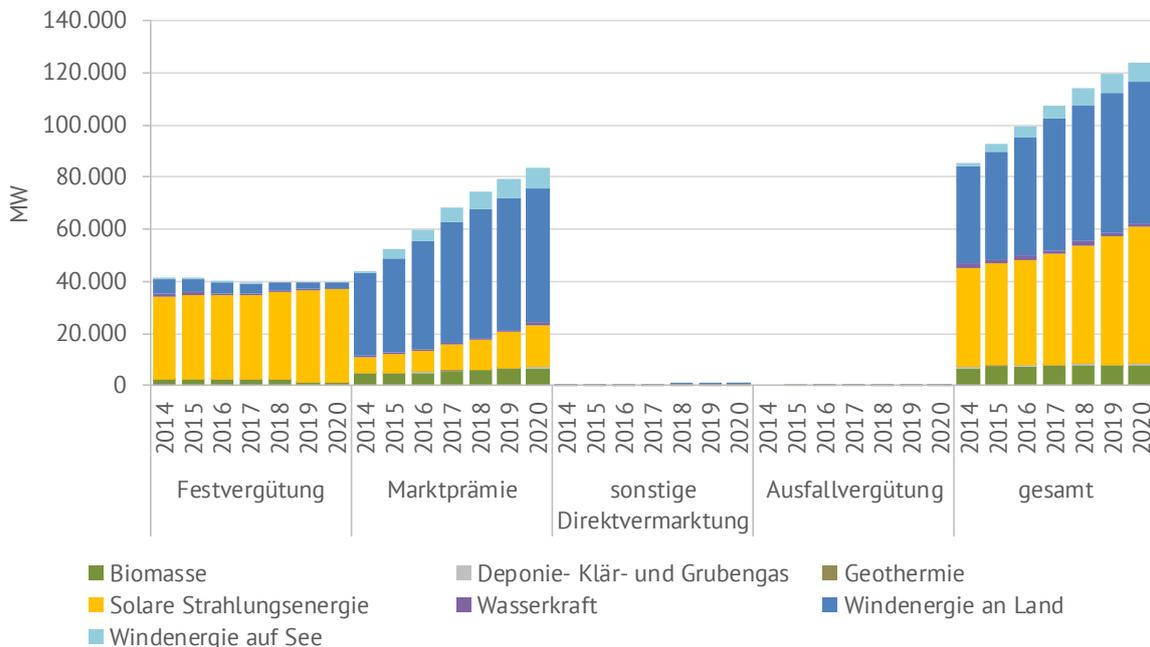


Abbildung 1: Entwicklung der vermarkteten Leistung differenziert nach Veräußerungsformen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]

¹ Mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

1. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

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

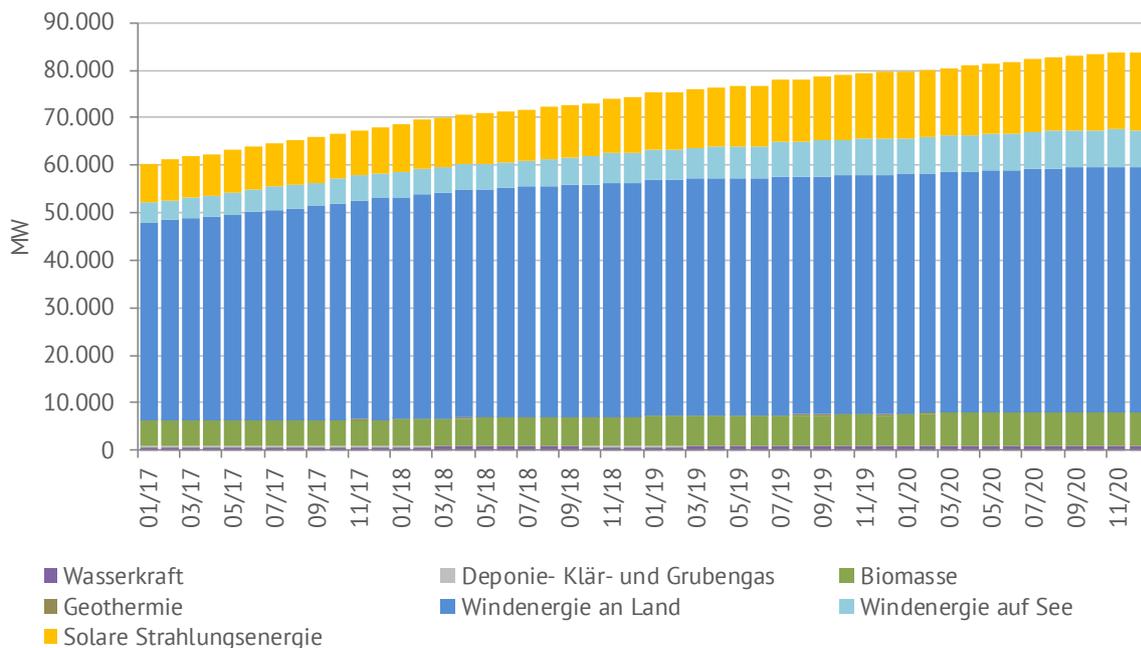


Abbildung 2: Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Seit 2017 ist die vermarktete Leistung in der geförderten Direktvermarktung durchgehend angestiegen. Dieser Trend setzt sich auch im Jahr 2020 fort. Ende Dezember 2020 lag die installierte Leistung in der Direktvermarktung bei 83.732 MW und ist damit im Jahr 2020 um ca. 4 GW angestiegen. Mit rund 66 % macht sie den Großteil der in Deutschland installierten EE-Gesamtleistung aus. Wie bereits im Jahr 2019 entfällt mit ca. 2,3 GW der größte Anteil des Leistungsanstiegs auf Solaranlagen. Der Anstieg bei Wind an Land lag im Jahr 2020 mit nur rund 1,3 GW auf ähnlichem Niveau wie im Jahr 2019 (1,1 GW) und damit deutlich niedriger als in den Jahren 2018 (2,8 GW) und 2017 (5,4 GW). Bei Wind auf See kamen nur ca. 40 MW hinzu.

1.2 WIRTSCHAFTLICHE KENNZAHLEN DER GEFÖRDERTEN DIREKTVERMARKTUNG (MARKTPRÄMIE)

Monatliche Marktwerte

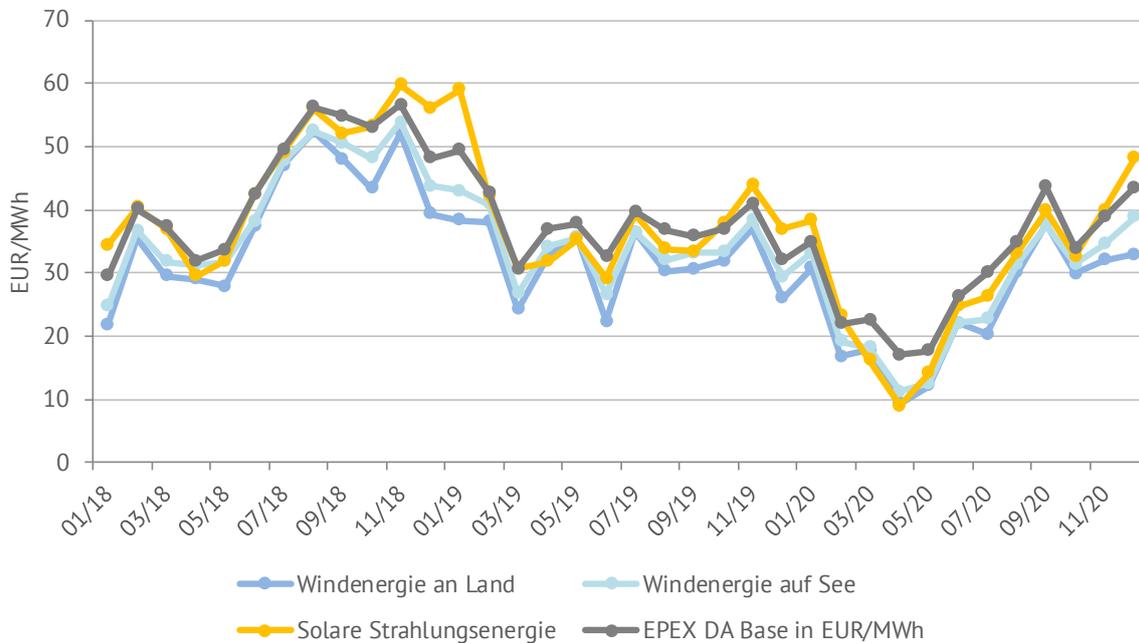


Abbildung 3: Monatliche Marktwerte vs. Basepreis [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 3 zeigt die Entwicklung der monatlichen Marktwerte für Solar- und Windenergieanlagen in der Direktvermarktung im Vergleich zum monatlichen Basepreis. Der Unterschied zwischen Marktwerten und Basepreis ergibt sich aus den Marktwertfaktoren, welche die technologiespezifische Profilverwertigkeit berücksichtigen.

Im Vergleich zu den Vorjahresmonaten lagen die Marktwerte in fast allen Winter- und Herbstmonaten 2020 auf ähnlichem Niveau, in den Frühlings- und Sommermonaten jedoch deutlich darunter. Die Ursachen hierfür liegen in der zeitweise sehr hohen Wind- und Solareinspeisung sowie dem Ausbruch der Covid-19-Pandemie Anfang März, der neben einem Einbruch der Stromnachfrage im Gewerbe- und Industriesektor unter anderem Preisschocks an den Commodity-Märkten herbeiführte. In der Folge lieferten der April und Mai 2020 die bisher niedrigsten Marktwerte seit Beginn der Direktvermarktung. Sowohl Stromnachfrage als auch Commodity-Märkte erholten sich anschließend wieder sukzessive, sodass das Strompreisniveau am Spotmarkt im September mitunter über dem Wert des Vorjahresmonats lag.

Wie in den Vorjahren lagen die Marktwerte für die Windenergie auch im Jahr 2020 aufgrund des Merit-Order-Effekts erneuerbarer Energien durchgehend unterhalb des Basepreises. In 2018 und 2019 stach dabei stets der Januar mit besonders niedrigen Marktwerten für Wind hervor, als eine hohe Windeinspeisung mit feiertagsbedingt geringer Nachfrage zu Jahresbeginn zusammenfiel. Im Jahr 2020 ist dieser Effekt vor allem im Dezember sichtbar. Neben den bereits erwähnten Monaten des „Pandemieschocks“ (März bis Mai) zeigte sich zudem der sturmtiefgeprägte Februar als Rekordmonat für die Windeinspeisung, was die Marktwerte Wind entsprechend drückte.

Der Verlauf des Marktwerts Solar ähnelt dem der Vorjahre: Im Sommer knapp unterhalb des Basepreiseniveaus, im Winter darüber.² Im Vergleich zu Wind brach der Marktwert Solar zwischen März und Mai jedoch besonders stark ein. Neben der hohen Sonneneinstrahlung lag dies womöglich an der pandemiebedingten, überproportionalen Reduktion der Tagesstromnachfrage.³

Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt

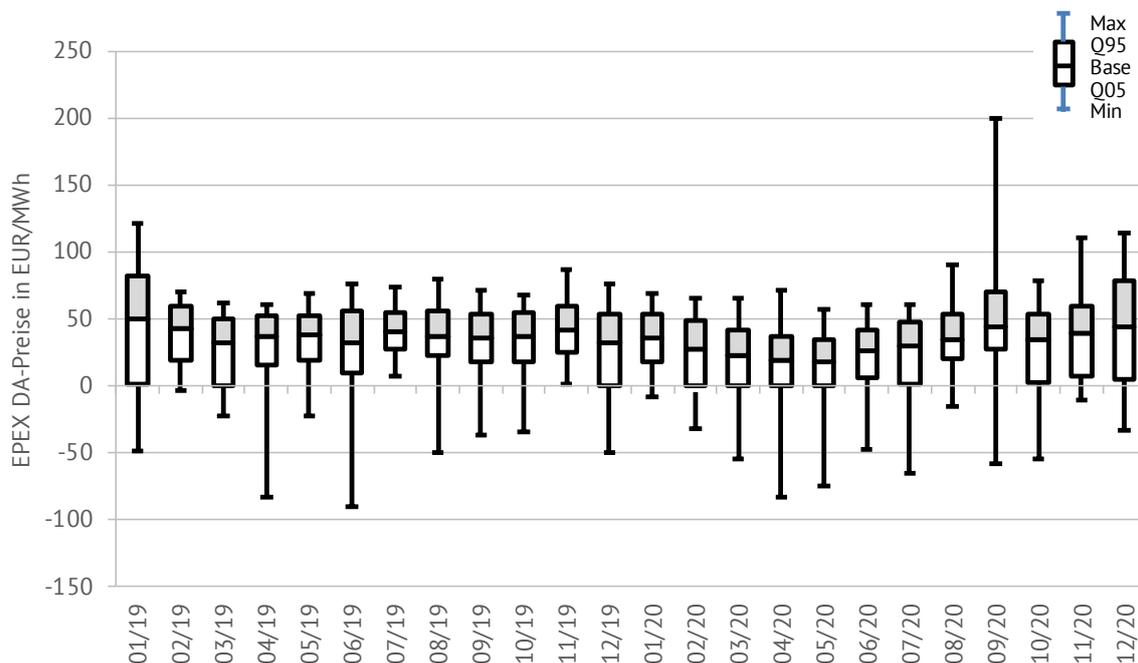


Abbildung 4: Preisspreads in der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

² Wie in vorangegangenen Berichten beschrieben, ist dies mitunter auf eine kältebedingt höhere Stromnachfrage in den Wintertagesstunden sowie den schwächeren Merit-Order-Effekt der PV zurückzuführen.

³ 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.

In Abbildung 4 sind die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion von Januar 2019 bis Dezember 2020 in der Form von Boxplots dargestellt. Diese umfassen Preisminima und -maxima sowie das 5 %- und 95 %-Quantil. Der durchschnittliche monatliche Spread zwischen Minimal- und Maximalpreis ist im Jahr 2020 gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen (131 vs. 113 EUR/MWh), die um einzelne Extremwerte bereinigten Spreads zwischen 5 %- und 95 %-Quantil sind im Jahresmittel relativ konstant geblieben (44 vs. 42 EUR/MWh).

Die höchsten Preisspreads traten 2020 in den Monaten September (259 EUR/MWh), April (154 EUR/MWh) und Dezember (148 EUR/MWh) auf. Im Vergleich dazu lagen die Höchstwerte im Jahr 2019 bei 170 (Januar) bzw. 166 EUR/MWh (Juni). Extremwertbereinigt verbleibt lediglich der Dezember 2020 als Monat mit überdurchschnittlich hoher Preisvolatilität, der Spread zwischen dem 5 %- und dem 95 %-Quantil lag bei 74 EUR/MWh. Dieser Wert liegt leicht unterhalb des Monatshöchstwerts des Jahres 2019 (Januar mit 81 EUR/MWh).

Während der Dezember 2020 sowohl durch besonders hohe positive als auch negative Preise auffiel, so war der September von historischen Preisspitzen geprägt (bis zu 200 EUR/MWh am Day-Ahead-Markt). Verursacht wurden diese durch ein Zusammenspiel aus einem extremen Wetterereignis, niedriger konventioneller Kraftwerksverfügbarkeit und einem vergleichsweise hohen Commodity-Preisniveau (vgl. Case Study im [Quartalsbericht 09/2020](#) (BMWi, 2020b)). Demgegenüber traten im Lockdown-Monat April historisch niedrige Preise auf, die im Wesentlichen auf die oben genannten Gründe für die niedrigen Marktwertniveaus zurückzuführen sind (vgl. [Quartalsbericht 06/2020](#), (BMWi, 2020a)).

1.3 REGIONALNACHWEISE UND MIETERSTROM

Regionalnachweise

Seit Anfang des Jahres 2019 ist es in Deutschland möglich, geförderten EE-Strom über sogenannte Regionalnachweise zu vermarkten. Diese werden vom Umweltbundesamt (UBA) ausgestellt und im Regionalnachweisregister (RNR) hinterlegt. Anlagenbetreiber können produzierte EEG-Strommengen zertifizieren lassen und sie so als Regionalstrom vermarkten. Jedoch muss für diese Mengen eine Reduktion der EEG-Förderung um 0,1 Cent pro kWh in Kauf genommen werden. Für Verbraucher besteht durch dieses System die Möglichkeit, sich für Stromlieferungen aus Anlagen in einem 50 km-Umkreis zu entscheiden. Die Regionalnachweise können allerdings nur für die Spezifizierung der Strommengen genutzt werden, welche im Rahmen der gesetzlichen Stromkennzeichnung als EEG-Strom den jeweiligen Verbrauchern zugewiesen werden.

Im Jahr 2020 wurden erstmals Regionalnachweise (RN) gemäß §79a EEG für die Ausweisung regionaler EEG-Anteile in der gesetzlichen Stromkennzeichnung genutzt. Seit Beginn des Jahres 2019 verzeichnete das RNR beim Umweltbundesamt einen kontinuierlichen Anstieg der registrierten Teilnehmer am Register (siehe Abbildung 5).

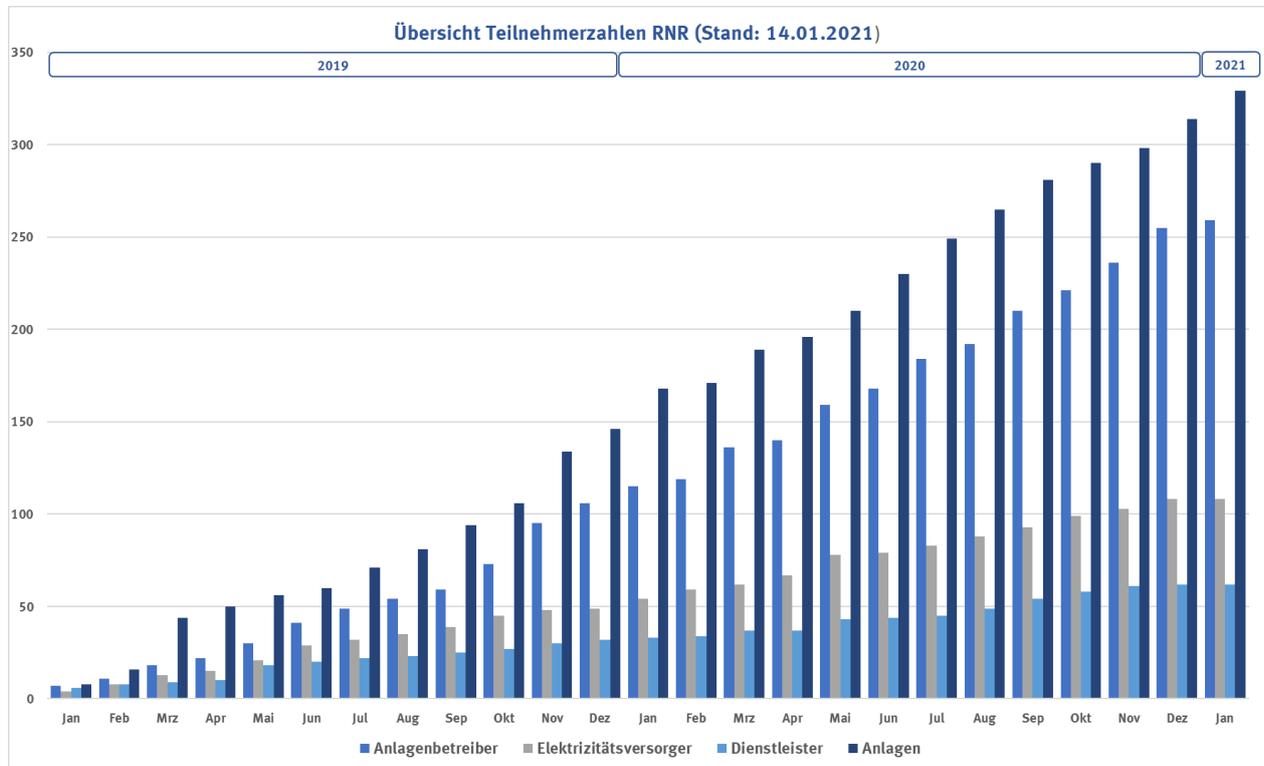


Abbildung 5: Übersicht über die Entwicklung der Teilnehmerzahlen im Regionalnachweisregister beim Umweltbundesamt (UBA) zum Stand 14.1.2021 [Quelle: UBA 2021a]

Bis zum Februar 2021 wurden insgesamt 356 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.057 MW im RNR beim Umweltbundesamt registriert, für deren EEG-geförderte Stromerzeugung auf Antrag des Anlagenbetreibers solche Regionalnachweise ausgestellt werden können. Dies umfasst vor allem Onshore-Windkraftanlagen sowie Photovoltaik, aber auch Biogas und Wasserkraft spielen eine relevante Rolle (siehe Abbildung 6 und Abbildung 7). 16 der hier aufgeführten Anlagen sind ebenfalls im Herkunftsnachweisregister registriert.

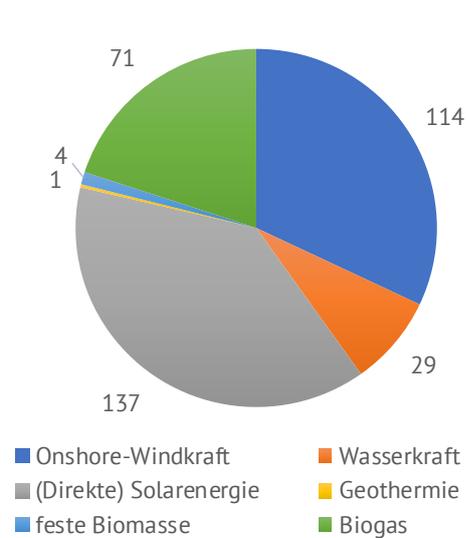


Abbildung 6: Anzahl im Regionalnachweisregister (RNR) beim Umweltbundesamt registrierter Anlagen, Stand 16.2.2021 [Quelle: Darstellung basierend auf UBA 2021]

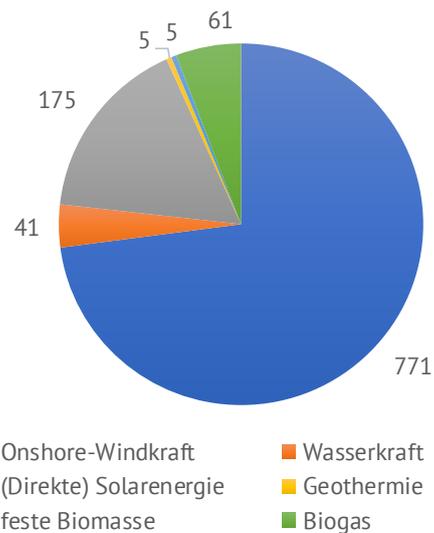


Abbildung 7: Installierte Leistung im Regionalnachweisregister (RNR) beim Umweltbundesamt registrierter Anlagen, Stand 16.2.2021 [Quelle: Darstellung basierend auf UBA 2021]

Da die Nachweisbeantragung und -ausstellung bis zu 24 Monate nach Erzeugung der jeweiligen EE-Strommenge erfolgen kann, sind Daten zur tatsächlichen Inanspruchnahme von Regionalnachweisen für die Erzeugung eines gegebenen Jahres erst mit entsprechender Zeitverzögerung verfügbar. Für den Produktionszeitraum 2019 wurden mit Stand 16.2.2021 im RNR insgesamt Regionalnachweise für eine Stromerzeugungsmenge in Höhe von 53.347 MWh ausgestellt. Für die Stromkennzeichnung gemäß §42 EnWG, welche sich auf das Lieferjahr 2019 bezieht, mussten zum Nachweis eines regionalen EEG-Strombezugs solche Regionalnachweise bis Ende Oktober 2020 entwertet werden. Entsprechend der Daten des RNR wurden hierfür im Kalenderjahr 2019 Regionalnachweise für eine Strommenge in Höhe von 2.748 MWh entwertet, im Kalenderjahr 2020 in Höhe von 56.648 MWh. In Summe beträgt dieser Wert somit 59.433 MWh (UBA 2021).

Mieterstrom

Solaranlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kWp können seit Juli 2017 durch den Mieterstromzuschlag über das EEG gefördert werden. Für diese Anlagen wird ein Mieterstromvertrag zur Lieferung von Strom zwischen Mieter und dem Anlagenbetreiber als Mieter-

stromlieferant abgeschlossen. Die Anlage kann durch den Vermieter oder durch einen Mieterstrom-Dienstleister betrieben werden (BNetzA 2020a).

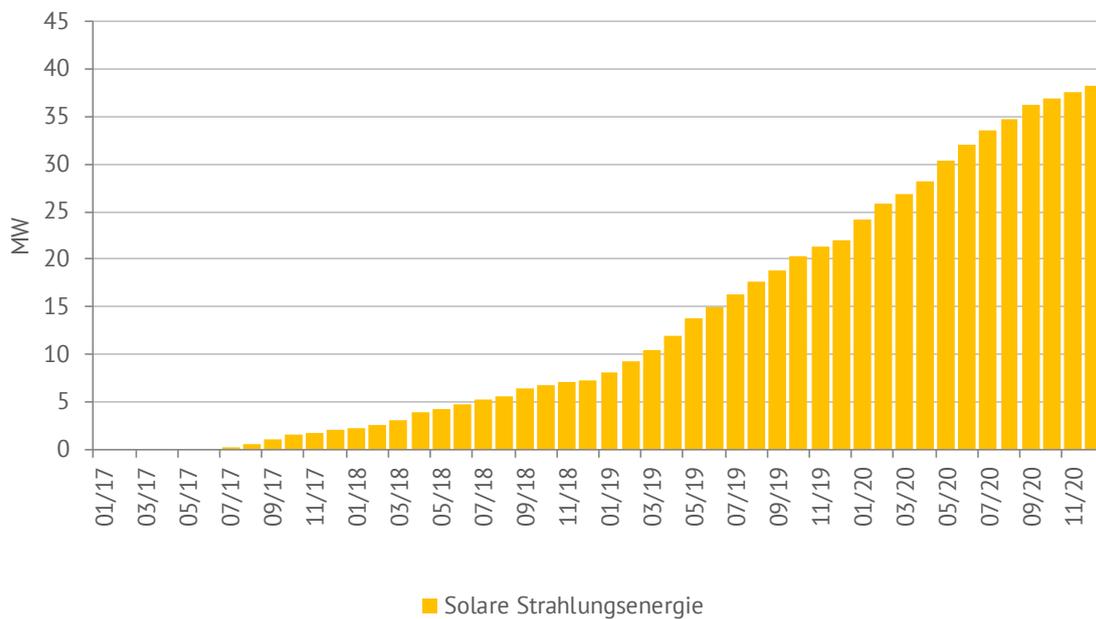


Abbildung 8: Entwicklung der vermarkteten Leistungen im Mieterstrommodell [Quelle: eigene Darstellung nach MaStR]

Abbildung 8 zeigt, dass seit der Einführung des Mieterstrommodells zwar die darüber vergüteten Anlagenleistung stetig anwächst, dies jedoch auf einem niedrigen Niveau geschieht. Als Grund für die geringe Nutzung wird insbesondere die mangelnde Wirtschaftlichkeit des Mieterstrommodells gesehen, da die zusätzlichen Kosten durch die Vermarktungsform häufig nicht durch den Mieterstromzuschlag abgedeckt werden (BMWi 2019). Dennoch ist festzuhalten, dass der im Jahr 2019 erfolgte Anstieg der im Mieterstrommodell vermarkteten Leistung auch im Jahr 2020 in vergleichbarem Umfang anhielt, während der Mieterstromzuschlag in Folge der absoluten Absenkung der EEG-Einspeisevergütung überproportional gesunken ist.

Mit Inkrafttreten des EEG 2021 traten zum Jahreswechsel neue Förderbedingungen für Mieterstrom in Kraft, insbesondere ein deutlich erhöhter Mieterstromzuschlag (siehe §48a EEG 2021). In welchem Umfang dies die Gesamtwirtschaftlichkeit von Mieterstrommodellen sicherstellt und somit zu einem Durchbruch des Mieterstrommodells führt, wird sich ab dem Jahr 2021 zeigen. Gemäß §23c EEG 2021 beträgt der jährliche Zubaudeckel für Mieterstrom – wie auch schon zuvor – eine neu registrierte Leistung von 500 MW.

1.4 AUSFALLVERGÜTUNG

Das Ausmaß der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 auf niedrigem Niveau nahezu kontinuierlich angestiegen. Ende 2020 betrug die installierte Leistung von Anlagen, die Ausfallvergütung in Anspruch nehmen, 165 MW (ca. 0,1 % der gesamten EE-Leistung). Somit stieg die Leistung gegenüber Ende 2019 um ca. 75 %. Jedoch sind die Leistungswerte im Jahresgang deutlichen Schwankungen unterworfen (siehe Abbildung 9). Der weitaus größte Anteil der Anlagen entfällt auf die Solarenergie, wobei im Jahr 2020 wieder verstärkt Windenergieanlagen an Land auf die Ausfallvergütung zurückgegriffen.

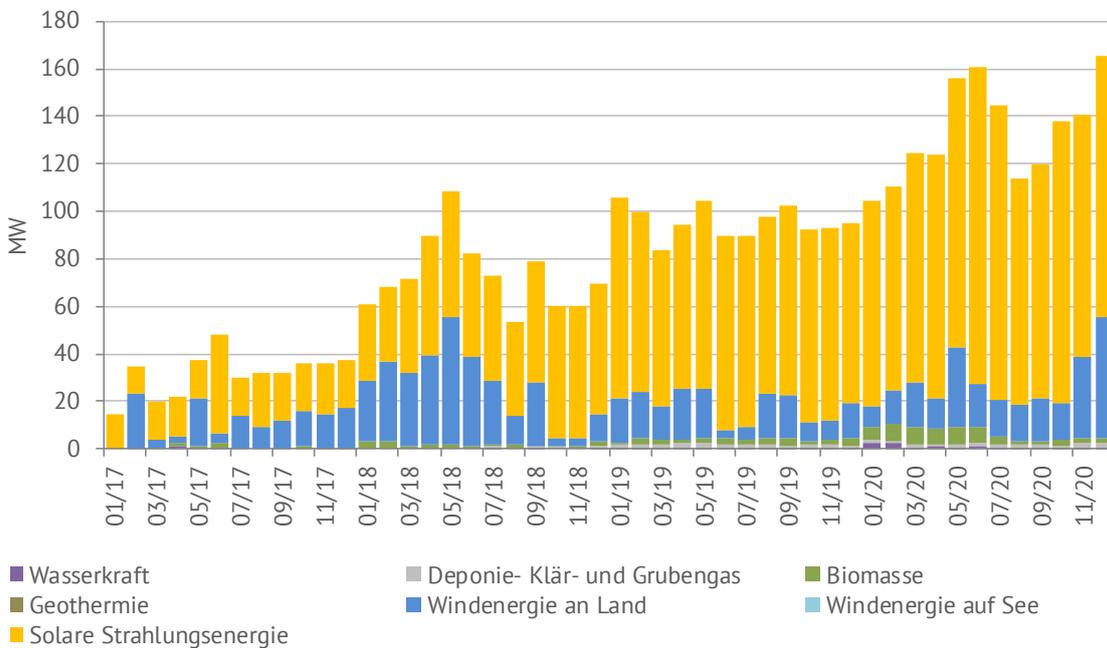


Abbildung 9: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Abbildung 10 zeigt, dass sich die durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme in 2020 für Wind- und Solarenergie, die beiden Technologien mit dem größten Anteil an installierter Leistung, auf dem Niveau der Vorjahre bewegt, bzw. für Windenergie leicht zurück ging. Der Durchschnittszeitraum der Ausfallvergütung ist für die wenigen Marktakteure, die Wasserkraft, Biomasse oder Deponie-, Klär- und Grubengas zur Stromerzeugung nutzen, im Vergleich dazu deutlich gestiegen.

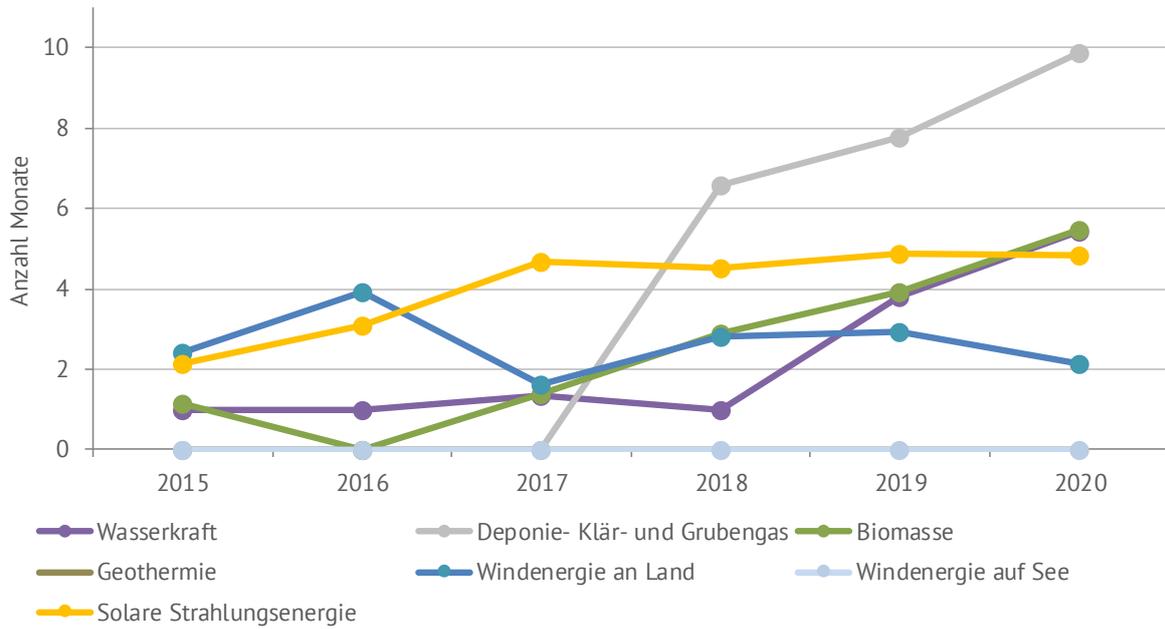


Abbildung 10: Durchschnittliche Dauer der Inanspruchnahme von Ausfallvergütung in Monaten [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

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.

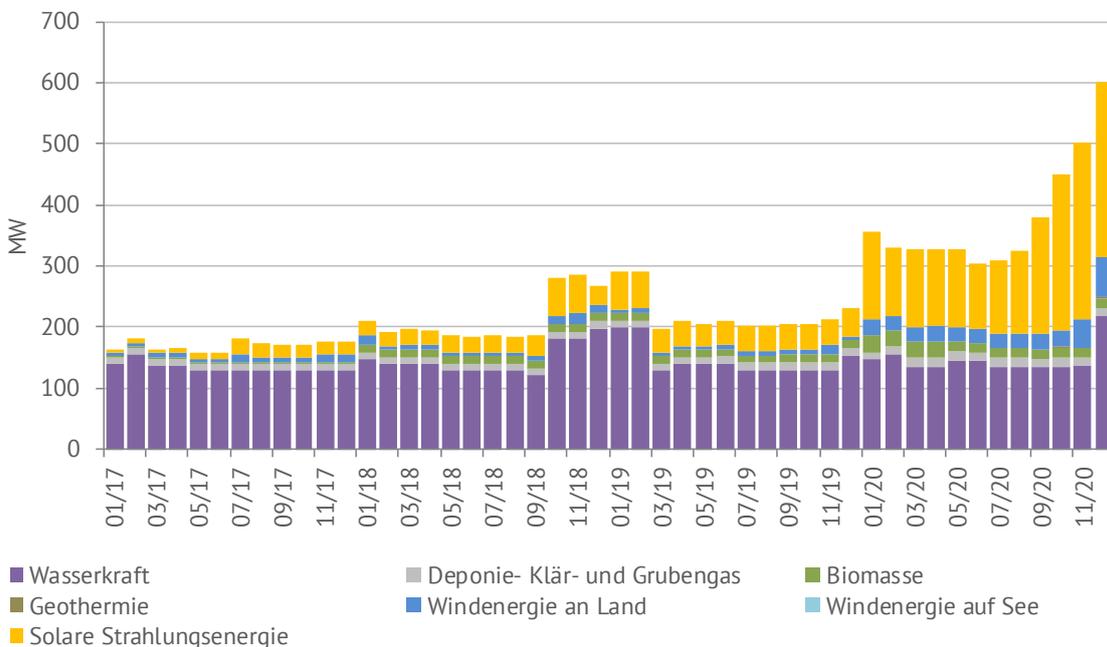


Abbildung 11: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Wenngleich sich der Umfang der installierten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung in 2020 gegenüber den Vorjahren fast verdreifacht hat (auf 601 MW zum Jahresende), so bleibt sein Anteil an der installierten EE-Gesamtleistung mit ca. 0,2 % gering. Der mit Abstand größte Anteil am Anstieg entfiel auf die Solarenergie, diese stieg im Jahr 2020 um ca. 240 MW. Dieser Anstieg kann durch PPA-finanzierte PV-Neuanlagen erklärt werden (mehr hierzu in Abbildung 28 in Kapitel 4.1). Erstmals wies zudem Wind an Land mit ca. 65 MW eine etwas größere Leistungsmenge in der sonstigen Direktvermarktung auf. Eine dynamische Entwicklung, insbesondere für Wind an Land, zeichnet sich für das Jahr 2021 ab (siehe Kapitel 4), da dann die ersten Anlagen nach EEG-Fördernde neue Vermarktungsoptionen 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. Die große Mehrheit der PPA-vermarkteten Anlagenleistung ist daher der sonstigen Direktvermarktung zuzuschreiben. Um zu einer verbesserten Übersichtlichkeit über die jeweiligen Vermarktungsformen beizutragen, beziehen sich alle in diesem Kapitel aufgeführten PPA-Abschlüsse deshalb nunmehr auf solche Anlagen, die aktuell (bzw. voraussichtlich bei Inbetriebnahme) keine EEG-Förderung für die PPA-vermarkteten Strommengen in Anspruch nehmen und die somit (bei Inbetriebnahme) der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet werden.⁵

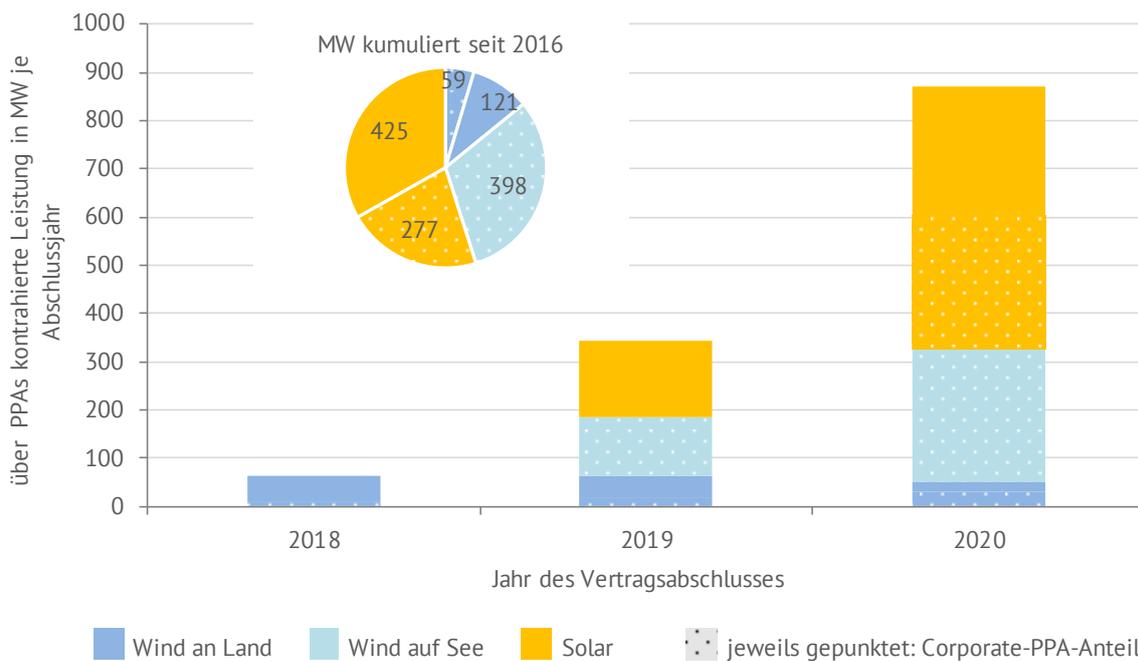


Abbildung 12: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2018 bis 2020 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2020]

⁵ Redaktioneller Hinweis: Aus dem oben genannten Grund wurde der Umfang der Offshore-PPAs für 2018 im Vergleich zu vorangegangenen Monitoringberichten nach unten korrigiert. Grund ist ein langfristiger Stromabnahmevertrag für den Offshore-Windpark Arkona (4 Jahre). Der Parkbetreiber nimmt jedoch eine EEG-Marktprämienvergütung in Anspruch, insofern gleicht der Abnahmevertrag eher einem langfristigen Direktvermarktungsvertrag im EEG-Marktprämienmodell.

Abbildung 12 stellt die jährlich kontrahierte Leistung der in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüsse in Deutschland dar. Sie bildet damit keine vollständige Statistik ab, Vertragsbeginn und -ende sind zudem nicht in jedem Fall bekannt. Dies gilt insbesondere für Abschlüsse mit kleineren Windanlagen an Land nach EEG-Förderende (im Folgenden „Ü20“, mehr dazu in Kapitel 4). Zudem ist bei den erfassten Pressemeldungen keine einheitliche Definition der PPAs festzustellen, sowohl hinsichtlich Laufzeit als auch hinsichtlich Mengen- und Preisregelungen.

Während PPAs bis 2019 vor allem mit Ü20-Windanlagen an Land abgeschlossen wurden, kamen 2019 mehrere Offshore- und PV-PPAs zustande. In 2020 verstärkte sich dieser Trend, es wurden nahezu dreimal so viele PPAs abgeschlossen wie im Vorjahr. Während industrielle Großverbraucher bei der Abnehmerstruktur der Offshore-PPAs dominieren (Corporate PPAs), wurde die Mehrheit der Solar- und Windenergieanlagen an Land seit 2016 von Energieversorgern (EVU oder Utility PPA) kontrahiert. Im Vergleich zu den Vorjahresabschlüssen nahm der Corporate-Anteil technologieübergreifend jedoch deutlich zu.

Alle PV- und gut die Hälfte der Offshore-Wind-PPAs (zusammen über 1 GW kontrahierte Leistung) beziehen sich auf Neuanlagen und verdeutlichen die Einschätzung erster Marktakteure, dass die Stromgestehungskosten solcher Projekte unter dem für die Betriebsdauer erwarteten durchschnittlichen Marktpreisniveau liegen könnten. Dabei stellen aber nur die PPA-finanzierten, neuen Solarparks einen zusätzlichen Ausbau außerhalb der EEG-Förderung von 700 MW dar, wovon bisher knapp 300 MW in Betrieb genommen wurden (siehe Abbildung 11). Die insgesamt vier deutschen Offshore-PPAs wurden hingegen mit bereits bestehenden, seit 2015 im EEG-Marktpremienmodell operierenden Parks bzw. mit in Planung befindlichen Offshore-Windparks, die einen Zuschlag in den Ausschreibungen von 2017/2018 erhalten haben, abgeschlossen. Dennoch wurden Teilmengen der künftig geplanten Produktion über Corporate PPAs an industrielle Großverbraucher vermarktet. Aufgrund der hohen Bedeutung der vermarktbareren Grünstromeigenschaft des Stroms der Anlagen für diese Kundengruppe ist anzunehmen, dass die Anlagenbetreiber für diese Teilmengen⁶ ab PPA-Lieferbeginn (2024/25) den Wechsel in die sonstige Direktvermarktung nach § 21c EEG 2021 vollziehen. Die Gründe hierfür liegen vorrangig in der Erlösoptimierung. Während in den beiden damaligen Ausschreibungen Zuschlagswerte von durchschnittlich 0,44 bzw. 4,66 ct/kWh realisiert wurden (niedrigste Zuschläge je zu 0 ct/kWh), wird der anzulegende Wert der seit 2015 betriebenen Parks nach acht Jahren auf

⁶ Siehe § 33f EEG 2021 „Anteilige Direktvermarktung“

3,9 ct/kWh „gestaucht“⁷. In allen vier Fällen schien der Abschluss eines langfristigen Festpreis-PPA die lukrativere Option darzustellen. Insofern diese Anlagen Teile ihrer Strommengen künftig über PPAs in der sonstigen Direktvermarktung vermarkten, stellen sie zwar keinen zusätzlichen Ausbau dar, entlasten aber dennoch das EEG-Konto in Monaten mit Marktwerten unterhalb des jeweiligen anzulegenden Werts. Diese Vorgehensweise ist zukünftig auch für Betreiber EEG-geförderter PV-Bestandsanlagen denkbar, deren bezuschlagte anzulegende Werte auf ähnlich niedrigem Niveau liegen.

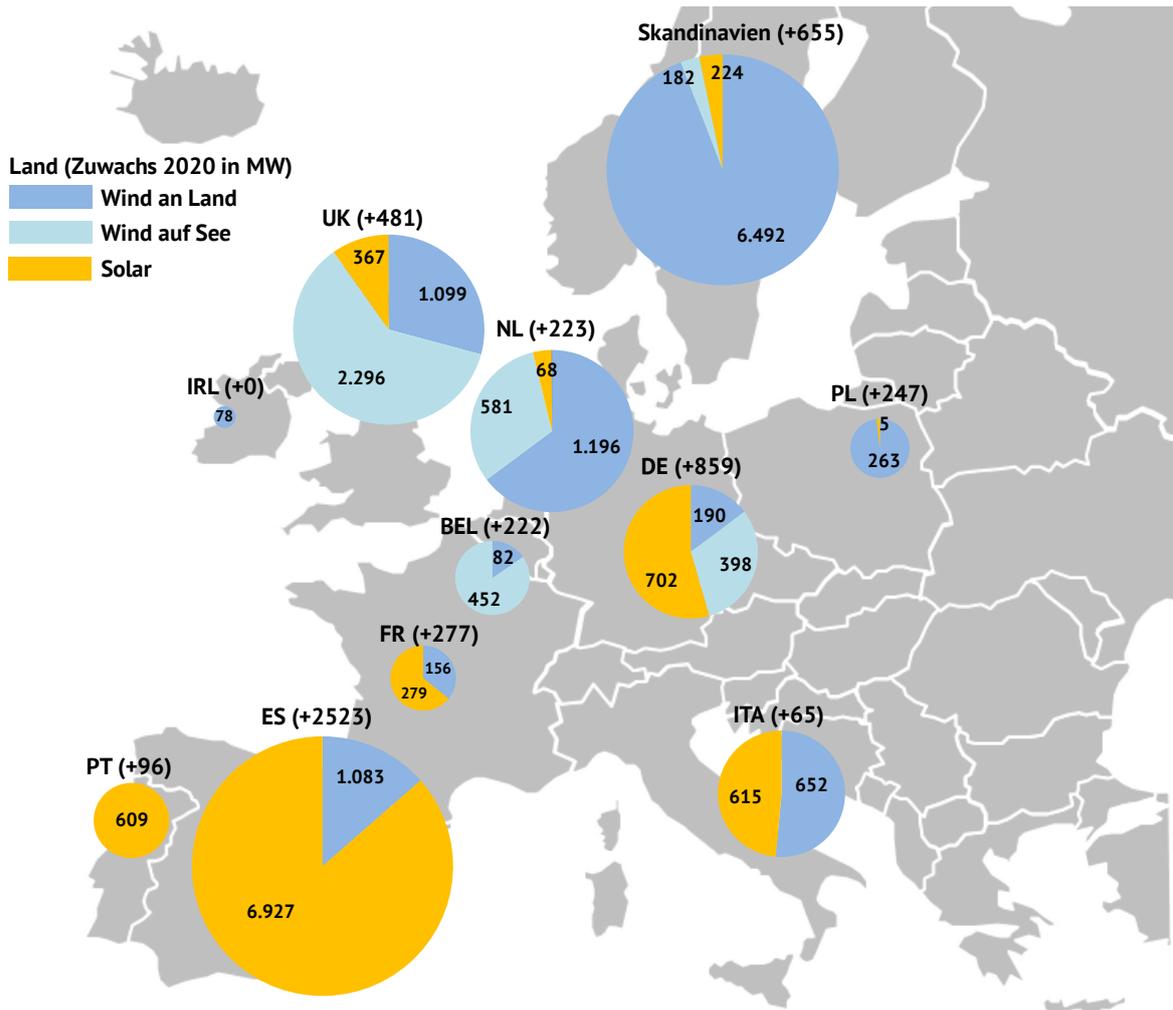


Abbildung 13: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 31.12.2020]

Im europäischen Vergleich hat Deutschland mit Blick auf die über PPAs kontrahierten Leistungen im letzten Jahr klar aufgeholt. Wie in Abbildung 13 zu sehen, wurden 2020 nur in Spanien

⁷ Gemäß EEG 2014 hatten die Anlagenbetreiber zum damaligen Inbetriebnahmezeitpunkt die Wahl zwischen Basis- und Stauchungsmodell. Letzteres geht mit einer höheren Anfangsvergütung einher 19,4 vs. 15,4 ct/kWh, die aber auf eine kürzere Laufzeit begrenzt ist (8 vs. 12 Jahre). Anschließend sinkt die Förderung auf den Grundwert von 3,9 ct/kWh.

mehr PPAs abgeschlossen als hierzulande. Neben der Solarenergie spielt im PPA-Trendmarkt Spanien zunehmend auch die Windenergie an Land eine Rolle. Der deutsche PPA-Markt weist einen sehr ausgeglichenen Technologiemarkt auf. Skandinavien als einer der Trendmärkte früherer Jahre hat in 2020 deutlich an Abschlusszahlen eingebüßt, was mitunter am dort derzeit vorherrschenden, niedrigen PPA-Preisniveau liegen dürfte.

Auch diese Zahlen 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 Einspeiseprofil⁸ 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.⁹

⁸ 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.

⁹ In Zeiträumen ohne negative Preisen sind die beiden Faktoren identisch.

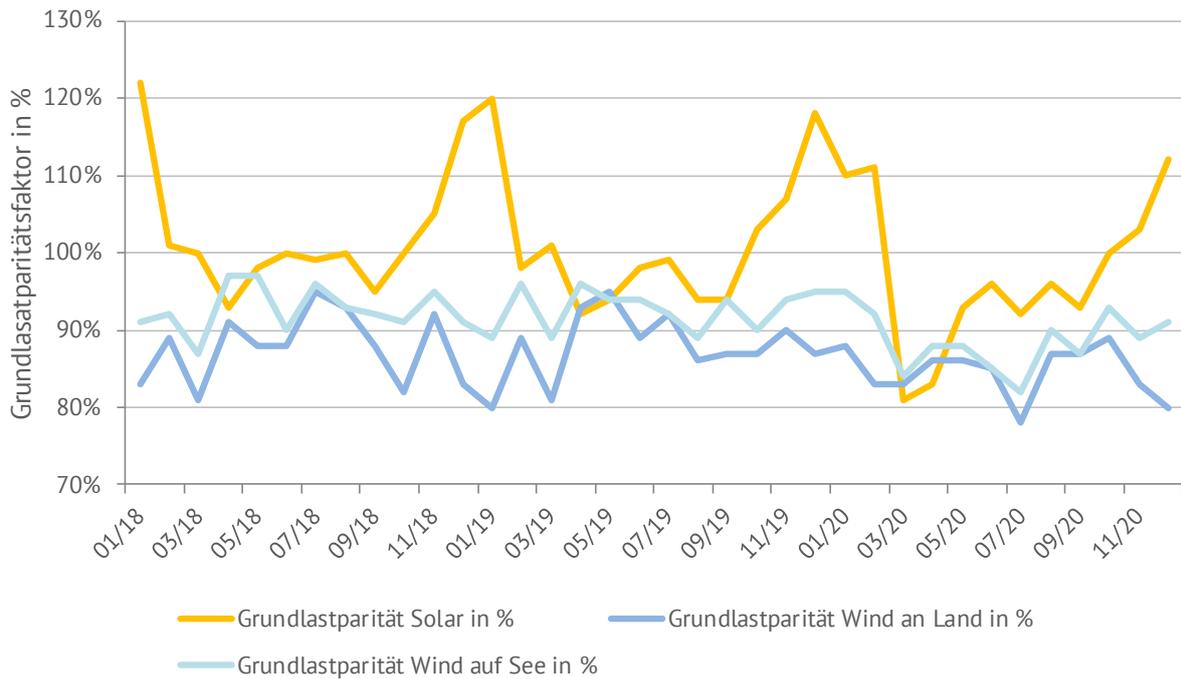


Abbildung 14: Grundlastparitätsfaktor je Technologie seit 2018 [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

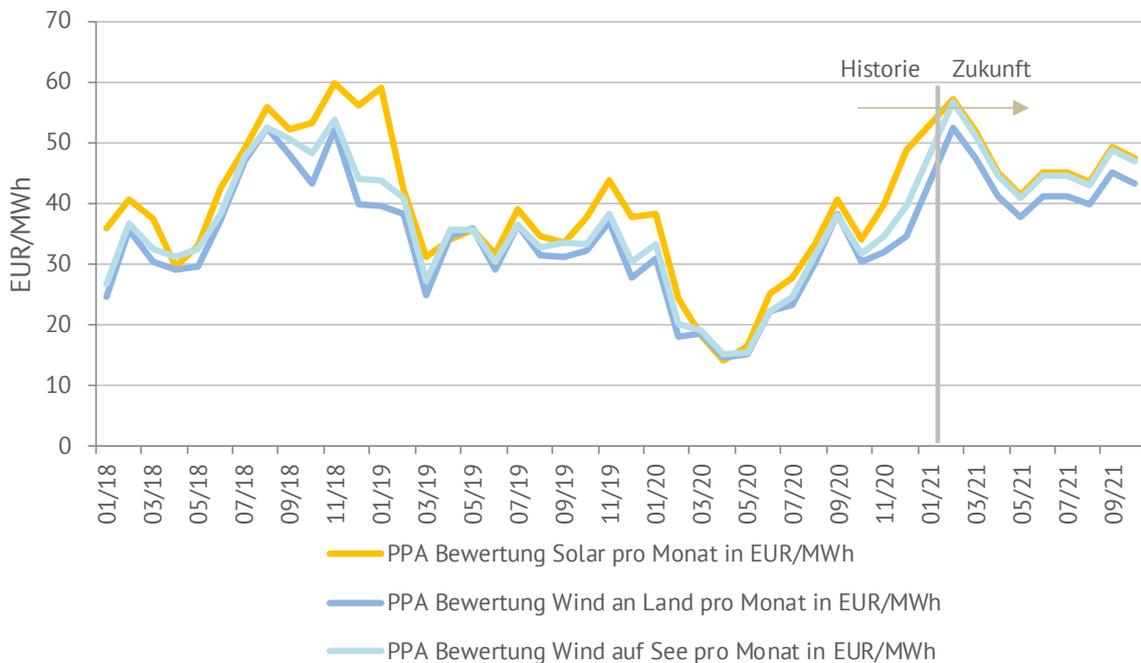


Abbildung 15: PPA-Bewertung historisch seit 2018 und zukünftig (basierend auf Basepreisen Day-Ahead und Future) [Quelle: eigene Darstellung nach EEX/EPEX Day-Ahead und Future]

Während die technologiespezifischen Grundlastparitätsfaktoren der letzten 36 Monate in Abbildung 14 dargestellt sind, zeigt Abbildung 15 die resultierenden monatlichen PPA-Bewertungen

im Zeitraum Januar 2018 bis September 2021. Dies schafft einen Überblick über die kurzfristige Entwicklung der Wertigkeit von PPA-Strom, wenngleich die spezifische Bewertung eines PPAs natürlich laufzeitabhängig erfolgen sollte. Bei langjährigen PPAs sind entsprechend langfristige Entwicklungen über den Terminmarkthorizont hinaus zu berücksichtigen. Während die Historie auf realen Werten für den Grundlastparitätsfaktor beruht, werden dessen monatspezifisch gemittelten Werte der letzten 36 Monate für die Abschätzung zukünftiger PPA-Bewertungen vereinfacht fortgeschrieben. Aufgrund des fortschreitenden EE-Ausbaus ist aber mit zunehmenden Merit-Order-Effekten und daher mit einer Degression der Grundlastparitätsfaktoren zu rechnen. Wie bereits in den Vorjahren lagen die Grundlastparitätsfaktoren der Windenergie in 2020 größtenteils unter denen der Solarenergie. Neben den durchschnittlich höheren Preisen während der PV-Einspeisung zu Tagesstunden ist dies einem stärkeren Merit-Order-Effekt für die Windkraft zuzuschreiben, der sich aus der höheren installierten Kapazität, höheren Volllaststunden sowie einer starken Einspeisekorrelation von Wind an Land und auf See ergibt.

Analog zu den Marktwerten (s. Kapitel 1.2) hat sich auch die PPA-Bewertung je Technologie in 2020 einen pandemiebedingten Frühlingseinbruch erlebt und sich anschließend wieder erholt. Der im Vergleich zu Wind ungewöhnlich niedrige Wert des Solarstroms im März bis Mai wird vorwiegend durch dessen Grundlastparitätsfaktor bestimmt (pandemie- und wetterbedingt, s. Kapitel 1.2). Für den Rest des Jahres 2020 zeigt dessen Entwicklung jedoch das typische saisonale Muster der Vorjahre. So fallen PPA-Bewertung und Grundlastparitätsfaktor für die Solarenergie in sonnenarmen Wintermonaten überdurchschnittlich hoch aus und umgekehrt (s. Kapitel 1.2). Jedoch sind die Strommengen in den Wintermonaten viel geringer.

Für die Windenergie ähnelt der Verlauf der monatlichen Grundlastparitätsfaktoren in 2020 zum Großteil ebenfalls dem der Vorjahre. Die größte Ausnahme bildet der Monat Juli, in dem die Profitwertigkeit der Windenergie deutlich unter den Werten der Vorjahre lag. Da die Windeinspeisung im Juli nicht signifikant höher lag als in vergleichbaren Sommermonaten in 2020 bzw. in den Vorjahren, könnten Kalender- und Tageszeiteffekten hier eine Rolle gespielt haben.

Gemäß der vorherrschenden börslichen Handels- oder Abrechnungspreisen an den Terminmärkten wird für das erste Halbjahr 2021 eine in der Tendenz dem Jahr 2020 ähnliche monatliche Strompreisentwicklung erwartet, wenn auch mit geringerem Preisverfall über die Monate Februar bis April. Ab der zweiten Jahreshälfte rechnen die Terminmarktakteure mit einem steigenden Preistrend. Einer der Gründe dürfte in den Hoffnungen der Marktteilnehmer auf einen erfolgreichen Verlauf der Impfstrategien liegen.

Erneute Lockdowns in den Herbstmonaten könnten so möglichst vermieden werden. Die PPA-Bewertungen folgen dem Terminmarkttrend entsprechend.

2.3 ENTWICKLUNGEN AUF DEM MARKT FÜR HERKUNFTSNACHWEISE

Die Ausweisung von Grünstrom in der gesetzlichen Stromkennzeichnung ist ausschließlich auf Basis entwerteter Herkunftsnachweise für Strom aus erneuerbaren Energien (EE-HKN) zulässig. Der deutsche HKN-Markt ist nach wie vor von einer geringen Verfügbarkeit nationaler EE-HKN geprägt, da die Ausstellung und Verwendung von HKNs für EEG-geförderten Strom gemäß § 80 EEG (Doppelvermarktungsverbot) nicht möglich ist.

Die Ausstellung deutscher EE-HKN betrifft somit bisher vor allem die Stromerzeugung alter, nicht EEG-geförderter Wasserkraftwerke und Biomasseanlagen. Letztere umfassen unter anderem die Biomasse-Mitverbrennung und Müllverbrennung, da diese Technologien im HKN-Register in die Kategorien „Biomasse“ und „Sonstige EE“ eingeordnet werden (siehe Abbildung 16). Auch wenn die PV im Vergleich zum Gesamtvolumen der ausgestellten HKN nach wie vor nur einen sehr geringen Anteil hat, so ist doch bemerkenswert, dass sich die Menge an PV-Strom, für welche im Jahr 2020 HKN ausgestellt wurden, auf ein Volumen von gut 47 GWh vervielfacht hat (AIB 2021). Unter anderem ist dies auf den aufkommenden PPA-Markt zurückzuführen. In den Vorjahren schwankte diese Strommenge im Bereich zwischen 1,5 und 6 GWh (UBA 2020a).

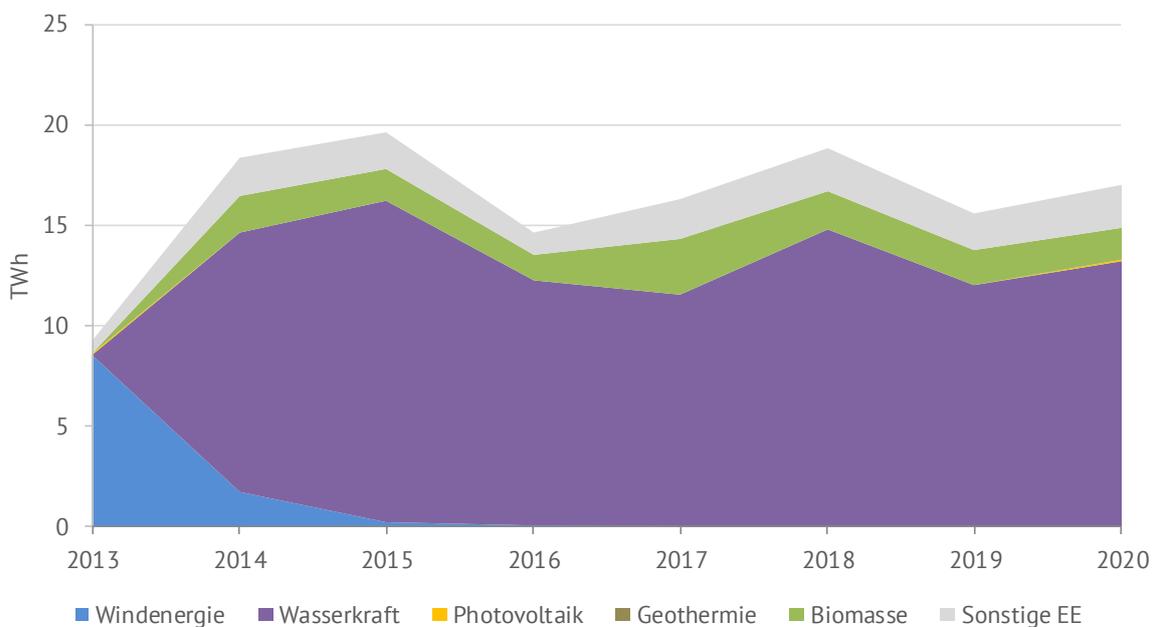


Abbildung 16: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen HKNR von 2013 bis 2020 nach Energieträger, bezogen auf das Ausstellungsdatum [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2020a) und AIB (2021)]

Die deutsche HKN-Nutzung bzw. -Entwertung ist in noch wesentlich stärkerem Maße dominiert von der Wasserkraft, wie aus Abbildung 17 ersichtlich ist. Hier sind auch aus dem europäischen Ausland importierte HKNs enthalten, die beispielsweise von norwegischen Wasserkraftwerken generiert wurden (siehe Abbildung 18). Der leicht positive Trend in der Nutzung von HKNs aus den vergangenen Jahren setzt sich auch 2020 fort. Insgesamt wurden im Jahr 2020 HKNs für eine EE-Stromerzeugungsmenge in Höhe von gut 110 TWh entwertet.

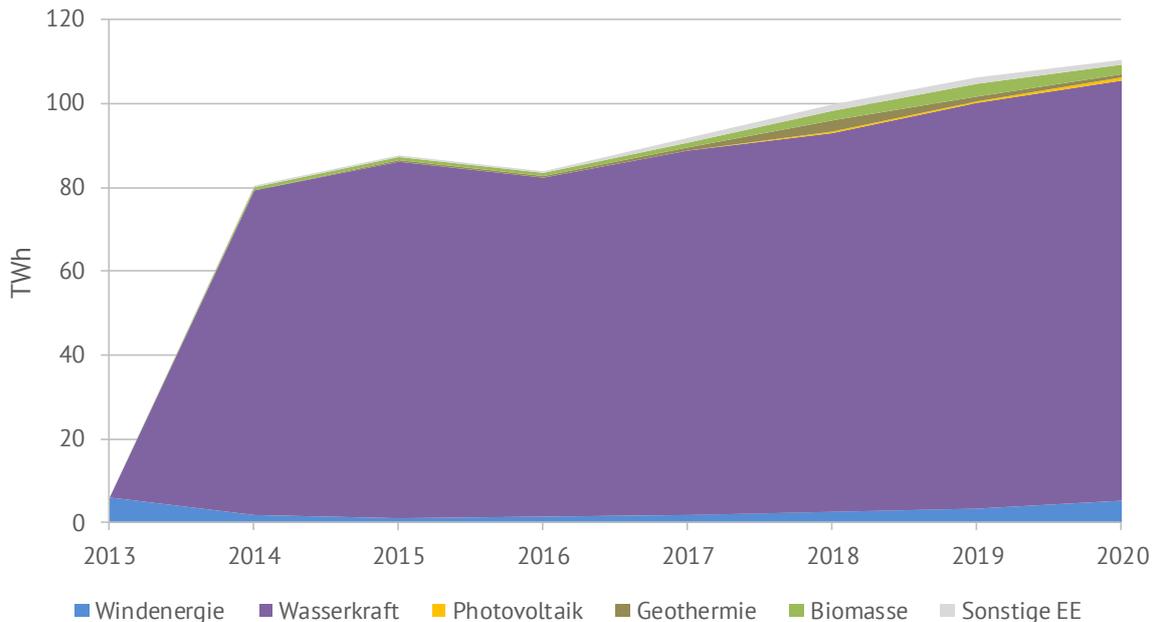


Abbildung 17: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2020 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2020a) und AIB (2021)]

Abbildung 18 fasst die in den Bestand des deutschen Herkunftsnachweisregisters ein- und ausgehenden Ströme an HKNs zusammen: So stieg die Zahl der in Deutschland entwerteten HKNs seit 2013 kontinuierlich auf gut 110 TWh im Jahr 2020. Demgegenüber bewegt sich die Zahl der deutschen Ausstellungen beständig auf einem konstanten Niveau zwischen 15 und 20 TWh, so dass die zunehmende Ökostromnachfrage vor allem über ein Mehr an Importen gedeckt wurde (Netto-Import im Jahr 2020 in Höhe von gut 98 TWh). Die Menge an HKNs, welche aufgrund der abgelaufenen Lebensdauer im Herkunftsnachweisregister „verfallen“, war im Betrachtungszeitraum von minimaler Relevanz.

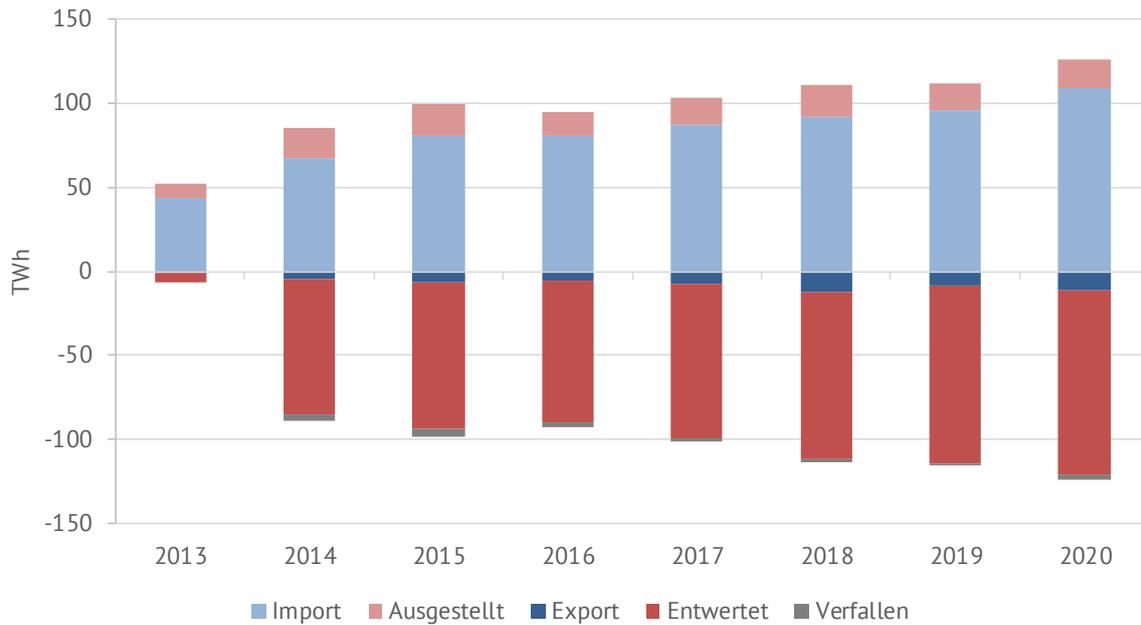


Abbildung 18: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis 2020, bezogen auf das Datum der Transaktion im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2020a) und AIB (2021)]

Ab dem Jahr 2021 sind für diesen Markt neue Impulse zu erwarten, insbesondere da trotz der mit dem EEG 2021 eingeführten Anschlussregelung für ausgeförderte Anlagen eine deutliche Zunahme der sonstigen Direktvermarktung für erste „Ü20“-Anlagen mithilfe von HKNs erwartet werden kann. Dies spiegelt sich auch in den aktuellen Daten aus dem Herkunftsnachweisregister wider. Nach Angaben des Umweltbundesamtes wurden im Zeitraum Juni bis Dezember 2021 593 EE-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1.439 MW im HKNR registriert, deren Inbetriebnahmedatum vor dem 31.12.2000 liegt. Dies umfasst fast ausschließlich Onshore-Windkraftanlagen (siehe Tabelle 3). Zehn dieser Anlagen wurden sowohl im HKNR als auch im RNR registriert (UBA 2021).

Tabelle 3: Registrierung von EE-Anlagen mit Inbetriebnahmedatum bis 31.12.2000 im Herkunftsnachweisregister im Zeitraum Juni bis Dezember 2021 (Quelle: UBA 2021)

	ANZAHL	INSTALLIERTE LEISTUNG [MW]
Onshore-Windkraft	590	0,2
Deponiegas	2	2,4
sonstige Erneuerbare Energien	1	0,0
Gesamt	593	1.439

Hinzu kommen 177 weitere EE-Anlagen, welche im Zeitraum bis zum 16.02.2021 registriert wurden, auch hier fast ausschließlich Onshore-Windkraftanlagen. Neben Windkraft waren zu diesem Stichtag insgesamt außerdem zwei Solaranlagen, drei Deponiegasanlagen und zwei Anlagen zur Nutzung „sonstiger Erneuerbarer Energie“ mit Inbetriebnahmedatum von Ende 2000 registriert. Aufgrund des Inbetriebnahmedatums und des Registrierungszeitraums kann man annehmen, dass die jeweiligen Anlagenbetreiber diese Anlagen registriert haben, um sie nach Ende des EEG-Förderzeitraums in Verbindung mit dem jeweiligen Herkunftsnachweis in der „sonstigen Direktvermarktung“ zu vermarkten. Welcher Anteil dieser Anlagen tatsächlich in die sonstige Direktvermarktung wechselt oder in Anbetracht der kurzfristig durch das EEG 2021 eingeführten befristeten Anschlussförderregelung für ausgeförderte Anlagen zunächst doch noch im Rahmen des EEG weiterbetrieben wird, lässt sich aus diesen Daten jedoch zum aktuellen Zeitpunkt nicht ableiten.

3. MONITORING NEGATIVER PREISE: ANALYSE DES AUSNAHMEJAHRES 2020

3.1 DAS WICHTIGSTE IM VERGLEICH DER VORJAHRE

Tabelle 4: Häufigkeit negativer Preise und der Anwendungsfälle des § 51, Durchschnitt der negativen Preise sowie durchschnittlicher Angebotsüberhang beim Auftreten negativer Preise von 2017 bis 2020 in der DA-Auktion der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

	2017	2018	2019	2020
Stunden mit negativen Preisen	146	134	211	298
6H § 51	89	65	123	192
Ø der negativen Preise in EUR/MWh	-26	-14	-17	-16
Ø Angebotsüberhang in MW	2.143	1.813	2.556	1.762

Neben der Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen bzw. von mindestens 6 Stunden negativer Preise am Stück (bisherige „6H-Regel“ nach § 51 EEG 2017) zeigt Tabelle 4 außerdem den Durchschnitt der über das Jahr aufgetretenen negativen Preise sowie den durchschnittlichen Angebotsüberhang in diesen Stunden in MW für 2017 bis 2018. Mit Blick auf die Häufigkeit negativer Preise bzw. der Anwendungsfälle des § 51 war 2020 nach 2019 erneut ein Rekordjahr: Nach einem Anstieg um 41 bzw. 56 % gegenüber 2019 wurden mit 298 negativen Preisen und 192 § 51-Zeitfenstern der 6H-Regel historische Höchstwerte erreicht. Die Gründe hierfür liegen vor allem in zeitlichen Überlappungen eines pandemiebedingten Nachfragerückgangs mit hoher Wind- und Solareinspeisung. Vermutlich spielte auch eine unterdurchschnittliche Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke in diesen ausgedehnten Zeiträumen mit sehr niedrigen Strompreisen eine Rolle.

Die Häufigkeit liefert allerdings noch keine Aussage darüber, „wie negativ“ die Preise tatsächlich waren. Aussagen darüber lassen sich anhand der durchschnittlichen Höhe der Preise und des in diesen Stunden vorherrschenden börslichen Stromangebotsüberhangs treffen. Diese Werte nahmen im Vergleich zu 2019 betragsmäßig ab. Während sich die durchschnittliche Höhe mit -16 EUR/MWh insgesamt jedoch weiter im Schwankungsbereich der Vorjahre bewegt, so liegt der durchschnittliche Angebotsüberhang mit 1.762 MW wieder deutlich unter dem Wert für

2019 und auf ähnlichem Niveau wie 2018. Im Schnitt hätten also 1.762 MW an zusätzlicher flexibler Nachfrage dazu beitragen können, negative Preise am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot zu vermeiden (mehr dazu in Kapitel 3.2).

3.2 STUNDEN MIT NEGATIVEN PREISEN

Anzahl und Höhe negativer Preise

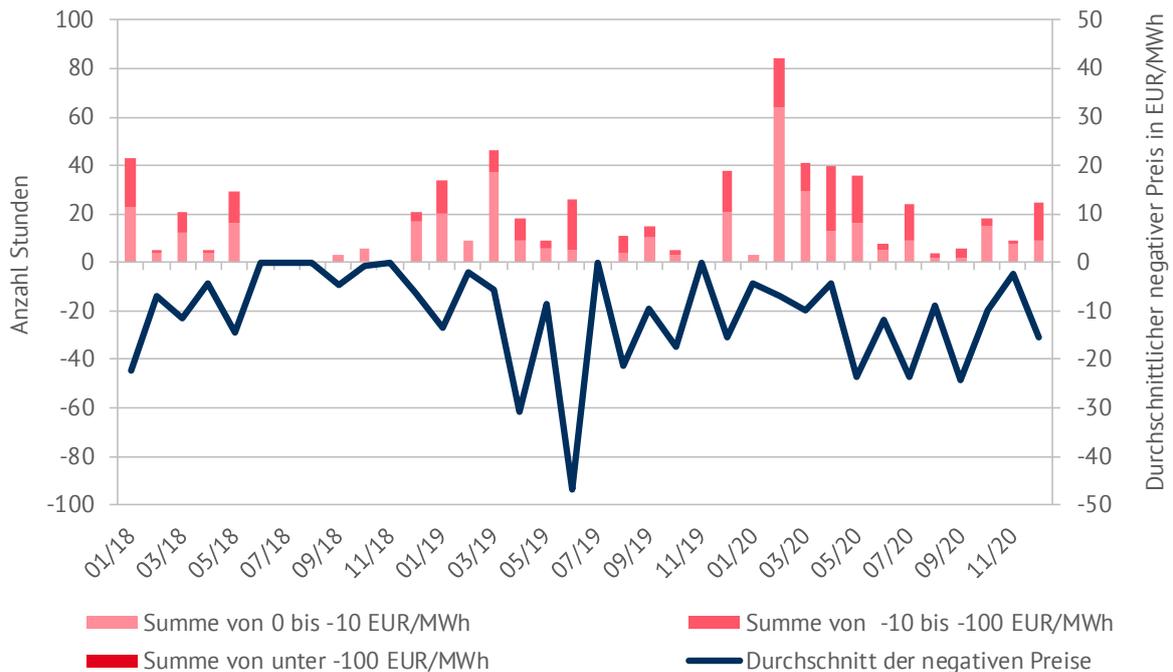


Abbildung 19: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 19 stellt den Monatsdurchschnitt und die Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe in den letzten 36 Monaten dar (Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot). Erstmals traten in 2020 in jedem Monat eines Jahres negative Preise auf. Der Februar 2020 lieferte mit 84 negativen Preisen einen neuen Höchstwert und übertraf damit den Vorjahresmärz. Die Anzahl negativer Preise hat im Vergleich zu 2019 gleichermaßen im Bereich zwischen 0 und -10 EUR/MWh als auch zwischen -10 und -100 EUR/MWh zugenommen (+41 Prozent). Seit 2018 liegt die Mehrheit der negativen Preise oberhalb der Marke von -10 EUR/MWh, dieser Trend setzte sich auch in 2020 fort. Die monatlichen Durchschnittswerte unterscheiden sich nicht signifikant von den Vorjahreswerten. Abgesehen von wiederkehrenden Feiertageffekten lassen sich bei der Anzahl und Höhe negativer Preise jedoch weder saisonale Muster noch klare Trends erkennen. Angesichts der anstehenden Reduktion von Kernkraft- und Kohlekapazitäten ist bereits ab diesem Jahr durchaus mit einer veränderten Strompreisstruktur bei Extrempreisen zu rechnen.

Negative Preise nach Tageszeiten

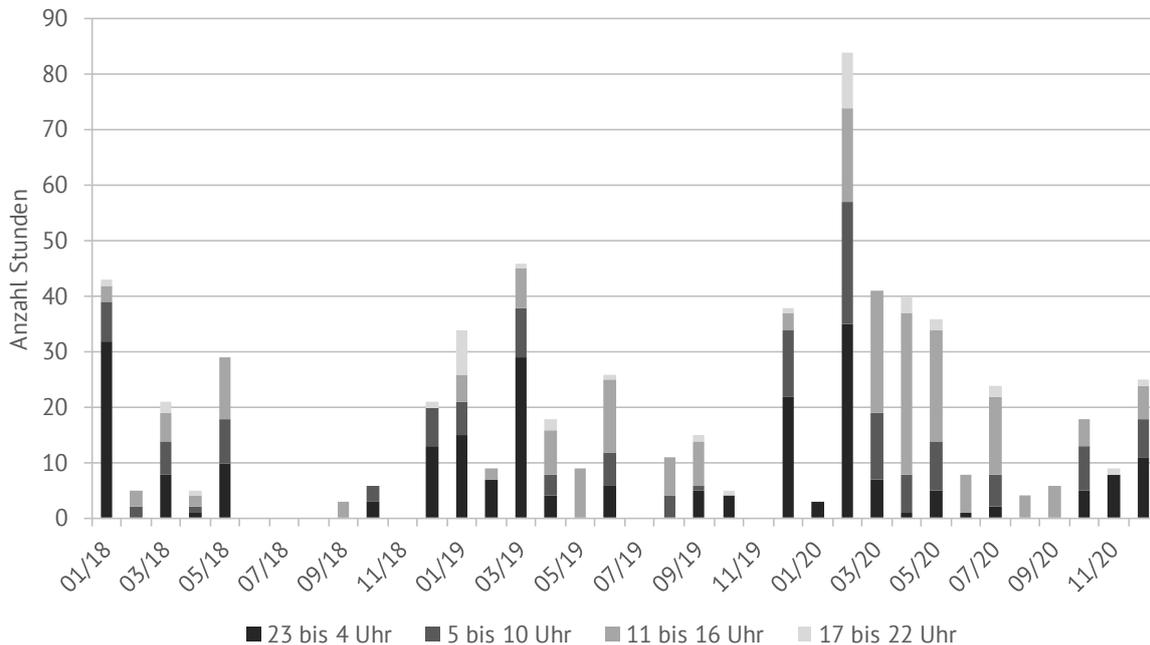


Abbildung 20: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 20 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 36 Monaten vorkamen. 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. Insgesamt hat sich die Verteilung der negativen Preise auf die Tageszeiten seit 2017 nicht wesentlich verändert, was auf einen relativ konstanten Einfluss der Erzeugung aus Wind- und Solarenergie auf das Zustandekommen von negativen Preisen hindeutet. Einzige Ausnahme bilden die sonnigen Monate März bis Mai während des pandemiebedingten Lockdowns, die einen besonders hohen Anteil an negativen Strompreisen zwischen 11 und 16 Uhr aufweisen. Auch hier könnte ein Grund in der überproportionalen Reduktion der Tagesstromnachfrage durch einen eingeschränkten Gewerbe- und Industriebetrieb liegen.

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 wer-

den 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, wenngleich nur für den Anteil von Angebot und Nachfrage, der an der Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot teilnimmt. Abbildung 21 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 21: 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.

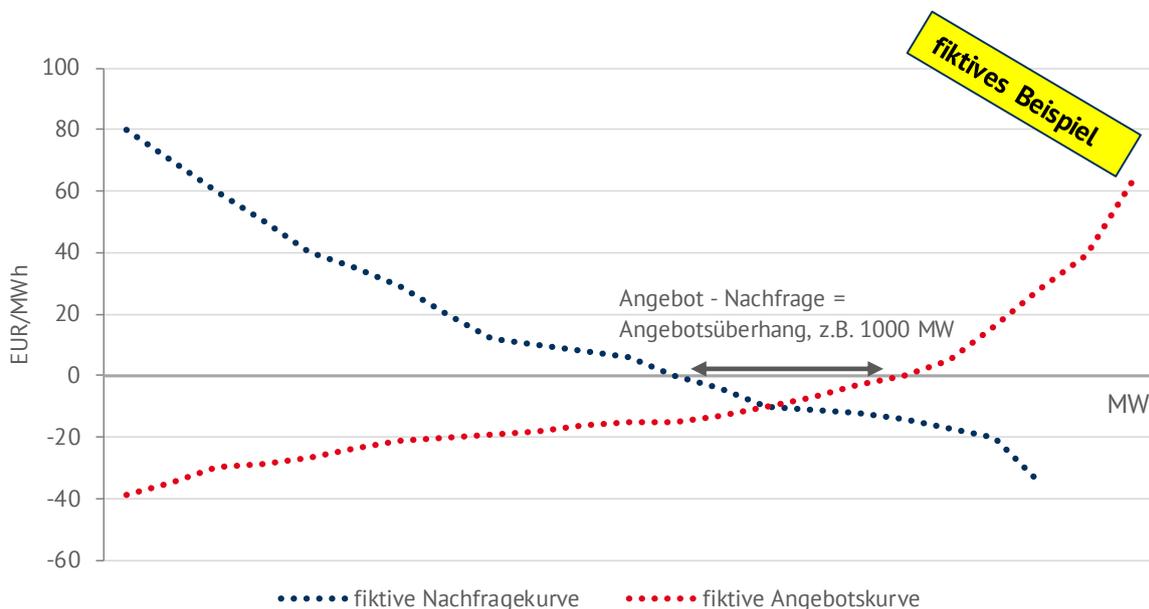


Abbildung 21: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

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 2020 besser einordnen zu können, vergleicht Abbildung 22 die durchschnittlichen Angebotsüberhänge je Monat mit dem Jahr 2019. Der Vergleich zeigt bemerkenswerterweise: Trotz der deutlich erhöhten Anzahl negativer Preise in 2020, insbesondere im ersten Halbjahr, wären die negativen Preise im Schnitt mit einer geringeren flexiblen Nachfrage zu vermeiden gewesen (2020: 1762 MW; 2019: 2648 MW). Im Jahr 2020 hatte lediglich der April

eine vergleichsweise große Anzahl sehr hoher Angebotsüberhänge zu verzeichnen. Demgegenüber war der zahlenmäßige Rekordmonat Februar von äußerst niedrigen Angebotsüberhängen geprägt, die im Durchschnitt nur vom August und November untertroffen werden. Im Gegensatz zum April hätte in diesen Monaten also nicht viel Flexibilität gefehlt, um den Großteil der negativen Preise zu vermeiden.

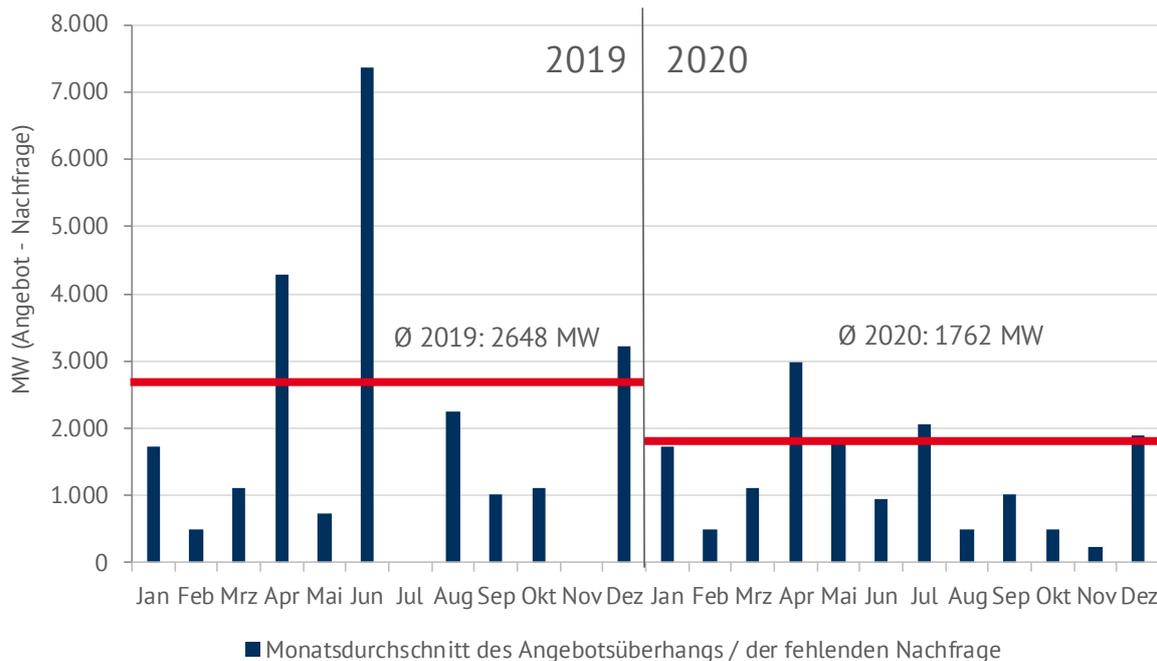


Abbildung 22: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2019 und 2020 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Vergleicht man die jährliche Verteilung der aufgetretenen Angebotsüberhänge in 2020 mit denen der Vorjahre (siehe Histogramme der Abbildungen 23 bis 25), so schlägt sich die hohe Anzahl negativer Preise in 2019 und 2020 vor allem in einer im Vergleich zu 2018 starken Zunahme der Zahl negativer Preisstunden mit kleinen Angebotsüberhängen unter 500 bzw. 1.000 MW nieder.

Im Ausnahmejahr 2020 hat sich im Vergleich zum Vorjahr zudem die Zahl der Stunden mit Angebotsüberhängen von 1.000 bis 3.500 MW nahezu verdoppelt. Gleichermäßen gilt dies für die Anzahl der negativen Preisstunden, die nur durch eine um 3,5 bis 5 GW (22 Mal in 2020 vs. 12 Mal in 2019) bzw. um mehr als 5 GW (9 Mal in 2020 vs. 4 Mal in 2019) erhöhte Stromnachfrage oder reduzierte Einspeisung nicht zustande gekommen wären. Insgesamt also eine Erhöhung in allen Segmenten, die sich zahlenmäßig vor allem auf Angebotsüberhänge zwischen 0 und 3.500 MW verteilt.

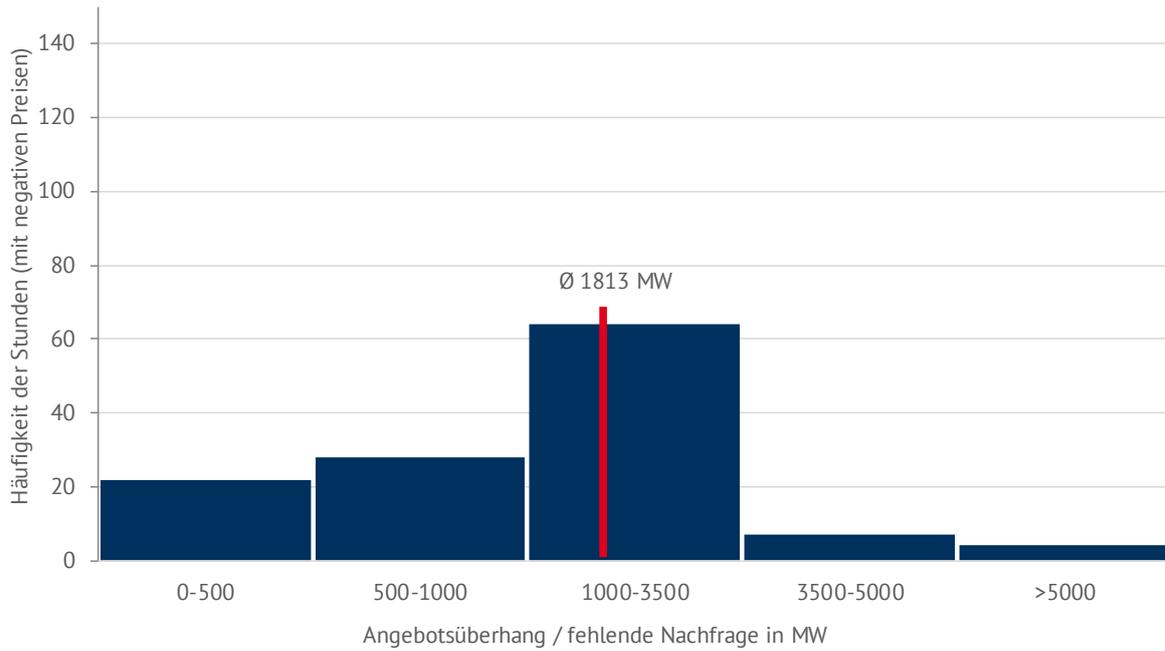


Abbildung 23: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2018 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

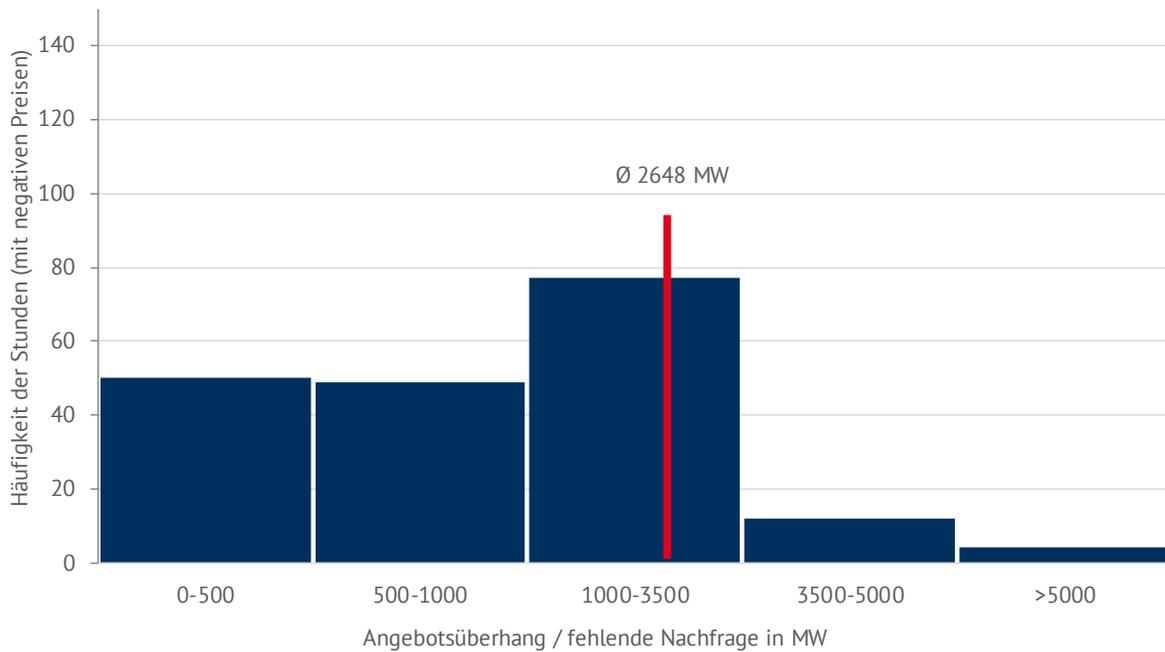


Abbildung 24: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2019 [Eigene Darstellung nach EPEX Spot]

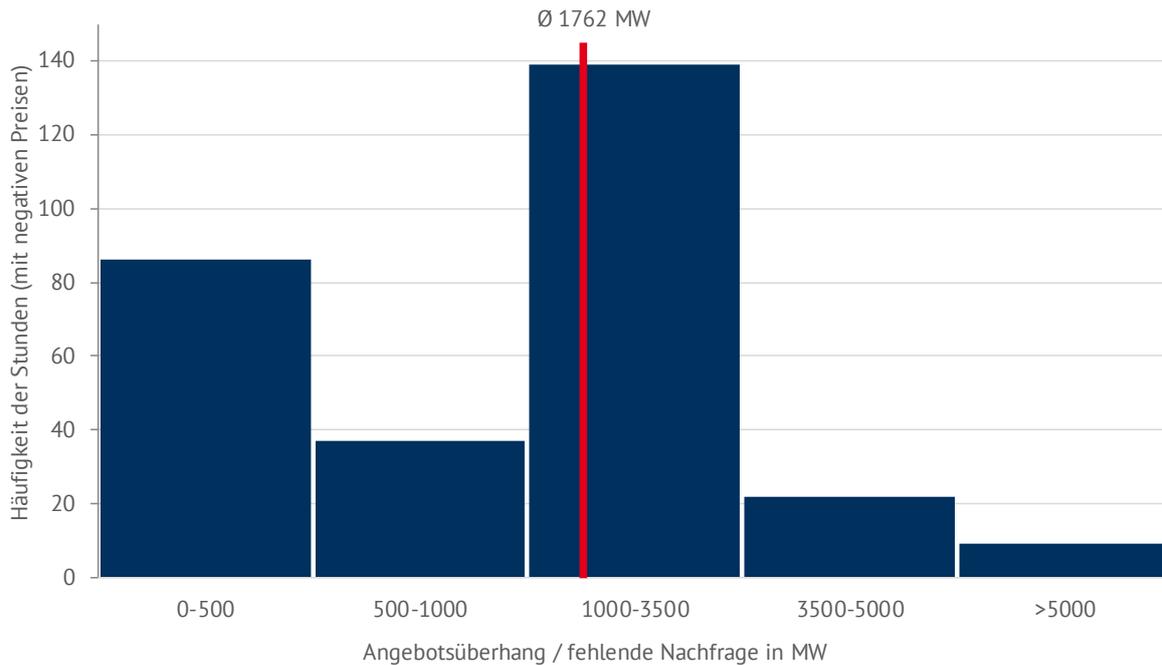


Abbildung 25: Histogramm des Angebotsüberhangs/der fehlenden Nachfrage in 2020 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

3.3 6H-REGEL (§ 51 EEG)

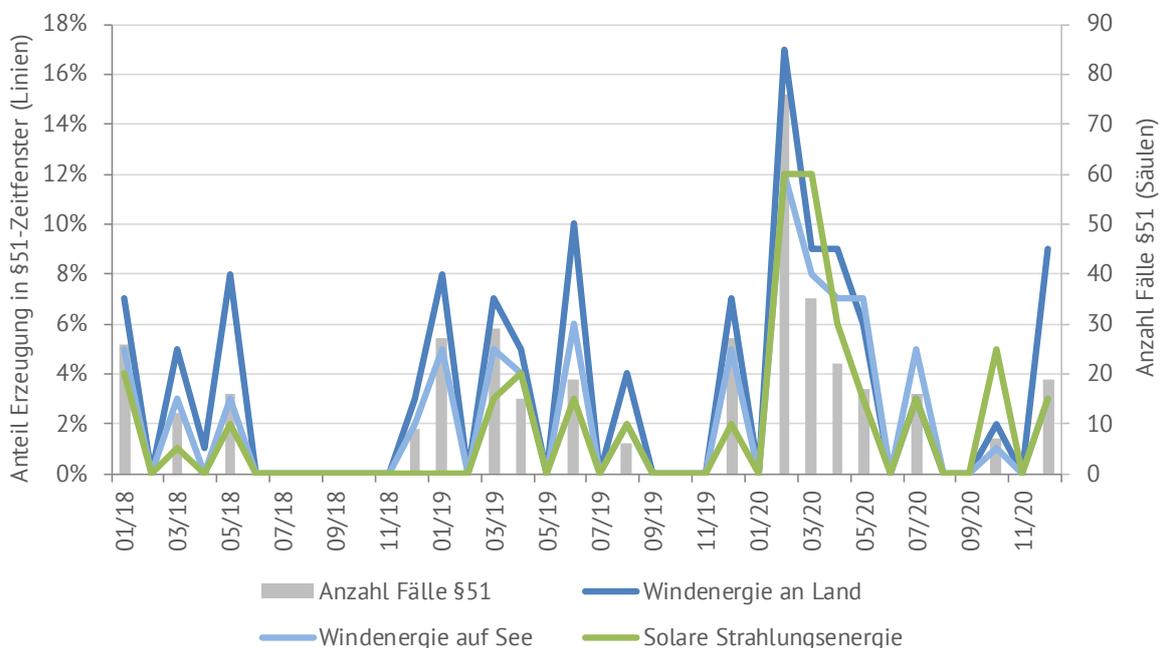


Abbildung 26: Häufigkeit der Perioden von mindestens sechs Stunden am Stück mit negativen Preisen sowie Anteil der betroffenen EEG-Anlagen nach Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Nach der aktuell geltenden „6-Stunden-Regel“ des § 51 EEG 2017 reduziert sich die Förderung für EEG-Anlagen für diejenigen Perioden auf null, in denen mindestens sechs Stunden mit nega-

tiven Preisen am Stück auftreten. Neben der Häufigkeit negativer Stundenpreise im Allgemeinen war das Pandemiejahr 2020 auch für das Auftreten von § 51-Fällen ein Rekordjahr.

Gemäß Abbildung 26 mussten die Betreiber einer von dieser Regelung betroffenen Anlage mit Inbetriebnahme zwischen 01.01.2016 und 01.01.2021 eine solche Förderkürzung besonders häufig im sturmtiefgeprägten Rekordmonat Februar in Kauf nehmen. 76 der 84 negativen Preisstunden fielen in diesem Monat auf Zeiträume mit mindestens sechs aufeinanderfolgenden negativen Preisen. Abgesehen vom ersten Quartal bewegten sich die monatlichen Fallzahlen des § 51 EEG in 2020 jedoch auf einem mit dem Vorjahr vergleichbaren Niveau.

Gewissermaßen gilt dies auch für die durchschnittlichen, resultierenden Einbußen hinsichtlich erhaltener Marktprämienzahlungen je Technologie. Die Ausnahmen bilden der Februar sowie die Monate des Pandemieausbruchs März bis Mai, in denen stets zwischen 7 und 17 Prozent der Windstromerzeugung an Land bzw. auf See in diese Zeitfenster fielen. Der bisherige Höchstwert im Juni des Vorjahres (10 Prozent) wurde damit deutlich übertroffen.

Auch die PV blieb in diesen Monaten mit Anteilen von bis zu 12 Prozent nicht von den Vergütungsausfällen verschont. Im Technologievergleich ist das Jahr 2020 dennoch ein auffälliges: Aufgrund der in der Regel höheren Erzeugung zu negativen Preisen lag der Anteil der in §51-Zeitfenstern erzeugten Strommengen aus Windkraftanlagen an Land in den Vorjahren um das Doppelte über den Anteilen der PV und Wind auf See. Im Jahr 2020 ist dieses Muster nicht zu erkennen, stattdessen liegen die Anteile der PV und/oder der Windenergie auf See in mehreren Monaten über dem Anteil der Windenergie an Land. Unter anderem könnte dies mit Tageszeiteffekten sowohl auf Erzeugungs- als auch Verbrauchsseite (pandemiebedingte Lastverschiebungen) zu tun haben. Die zukünftige Entwicklung bleibt mit Spannung zu erwarten, da das Einspeiseverhalten neuer EEG-Anlagen ab dem 01.01.2021 durch die Verschärfung des § 51 auf eine 4H-Regel geprägt sein wird (mehr hierzu in Kapitel 4.2).

4. AUSBLICK: TRENDS DER DIREKTVERMARKTUNG IN 2021

4.1 SONSTIGE DIREKTVERMARKTUNG UND PPAS

Erste Auswertungen der Direktvermarktungsdaten für die Monate Januar und Februar 2021 zeigen einen signifikanten Anstieg der installierten Leistung (um den Faktor fünf) in der sonstigen Direktvermarktung (siehe Abbildung 27). Dieser resultiert insbesondere aus dem Ausscheiden aus dem Marktprämienmodell der rund 2,3 GW ausgeführten Windenergieanlagen an Land mit EEG-Förderende zum 31. Dezember 2020. Der bei der Marktprämie zum Jahreswechsel sichtbare Rückgang der Leistung der Windenergie an Land entspricht in etwa diesem Niveau (ca. 2,4 GW).

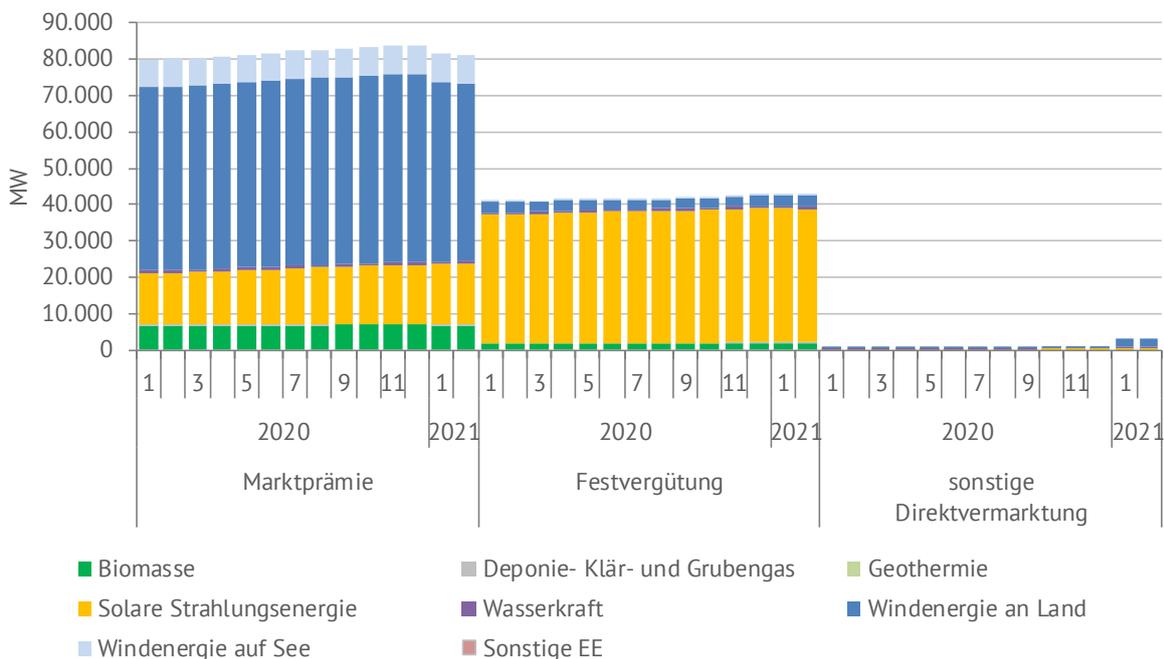


Abbildung 27: Entwicklung der vermarkteten Leistung differenziert nach Veräußerungsformen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]

Insgesamt ist für das Jahr 2021 mit einem Volumen von circa 3,7 GW ausgeführter Windenergieanlagen an Land zu rechnen (siehe Tabelle 5), wovon aktuell circa 1,4 GW im Rahmen der übergangsweisen Anschlussvergütung von den Netzbetreibern pflichtvermarktet und fest vergütet werden (Monatsmarktwert zzgl. 0,25 bis 1 ct/kWh). Unter den 2,3 GW Ü20-Windenergieanlagen in der sonstigen Direktvermarktung ist von mindestens 1,5 GW öffentlich bekannt, dass sie einen PPA-Vertrag abgeschlossen haben bzw. im PPA-Portfolio der großen Direktvermarkter vorkommen (Montel, 2021). Jedoch bleibt für den Großteil dieser Anlagen (1,3 von 1,5 GW) ebenso wie für die verbleibende Leistung der Windenergie an Land in der sonstigen Direktvermarktung (rund 0,8 GW) unklar, inwiefern sich die abgeschlossenen Verträge der Betreiber durch

Preis- und Mengenregelungen, die Länge der Lieferverpflichtung und/oder eine eingeschränkte Kündbarkeit von den bisherigen Direktvermarktungsverträgen im Marktprämienmodell abheben. Diejenigen dieser Anlagen, die feste Lieferverpflichtungen über PPAs mit einer Laufzeit von mindestens zwei Jahren eingegangen sind, können und werden nicht an den diesjährigen Ausschreibungen der Bundesnetzagentur¹⁰ teilnehmen. Insgesamt beträgt das vorgesehene Ausschreibungsvolumen 1,5 GW. Angesichts von lediglich rund 1,4 GW an Windenergieanlagen in der vorübergehenden Festvergütung müssten darüber hinaus auch Anlagen aus der sonstigen Direktvermarktung an der Ausschreibung teilnehmen, um eine Unterzeichnung möglichst zu vermeiden. Eine Teilnahme dieser Anlagen hängt mitunter davon ab, inwiefern diese Anlagen bis 2022 vertraglich gebunden sind sowie inwiefern die Höhe der angebotenen Anschlussfinanzierung (3,8 ct/kWh) attraktiv genug für einen Wechsel aus der sonstigen Direktvermarktung erscheint.

Der zweitgrößte Posten der ausgeförderten EE-Kapazitäten im Jahr 2021 entfällt mit 400 MW auf Biomasse-Anlagen. Hier konnte in der sonstigen Direktvermarktung zum Jahreswechsel ein Anstieg von ca. 100 MW registriert werden, sodass deren Leistung um in etwa das Achtfache gesteigert wurde. Da solch ein starker Anstieg bisher noch nicht aufgetreten ist, kann davon ausgegangen werden, dass dieser insbesondere durch ausgeförderte Anlagen verursacht wurde und somit die verbleibende Leistung von ca. 300 MW aktuell noch über die Anschlussfinanzierung in der Festvergütung finanziert wird.

Tabelle 5: Ausgeförderte EE-Kapazitäten in den Jahren 2021 bis 2025 in GW [Quelle: eigene Darstellung nach MaStR]

	2021	2022	2023	2024	2025	SUMME
Biomasse	0,4	0,2	0,2	0,2	0,6	1,5
Windenergie an Land	3,7	2,4	2,9	2,6	2,0	13,5
Windenergie auf See	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Solare Strahlungsenergie	0,1	0,1	0,1	0,1	0,7	1,1
Wasser und sonstige EE	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3
gesamt	4,2	2,7	3,2	3,0	3,3	16,5

¹⁰ Ausgeschrieben wird eine Anschlussfinanzierung von bis zu 3,8 ct/kWh bis 2022

In den nächsten Jahren wird die Windenergie an Land weiterhin den Hauptanteil der ausgeführten Kapazitäten ausmachen, bis zum Jahr 2025 insgesamt ca. 13,5 GW. Nach den ersten Erfahrungen zu Beginn dieses Jahres ist davon auszugehen, dass ein Großteil der Anlagen für die Finanzierung ihres Weiterbetriebs weiterhin in die sonstige Direktvermarktung wechseln werden. Dadurch wird diese Vermarktungsform weiter an Relevanz gewinnen.

Wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben, verzeichnete die Leistung von Solaranlagen in der sonstigen Direktvermarktung im Jahr 2020 einen erheblichen Anstieg (ca. Faktor sechs bzw. rund 240 MW), der in der Zunahme an PPA-finanzierten Neuanlagen begründet lag (s. Abbildung 28). Seit dem Jahreswechsel erhöhte sich die PV-Leistung in der sonstigen Direktvermarktung abermals um weitere 168 MW. Basierend auf den in der Fachpresse publizierten PPA-Abschlüssen ist davon auszugehen, dass sich diese Zahl im Laufe des Jahres weiter erhöht und weitere PPA-Solaranlagen ans Netz gehen (s. Abbildung 28). Für das Jahr 2021 bleiben neue PV-Parks daher neben Ü20-Windenergieanlagen die größten Treiber des PPA-Markts, es kann eine weiter steigende Entwicklung der Abschlusszahlen erwartet werden.

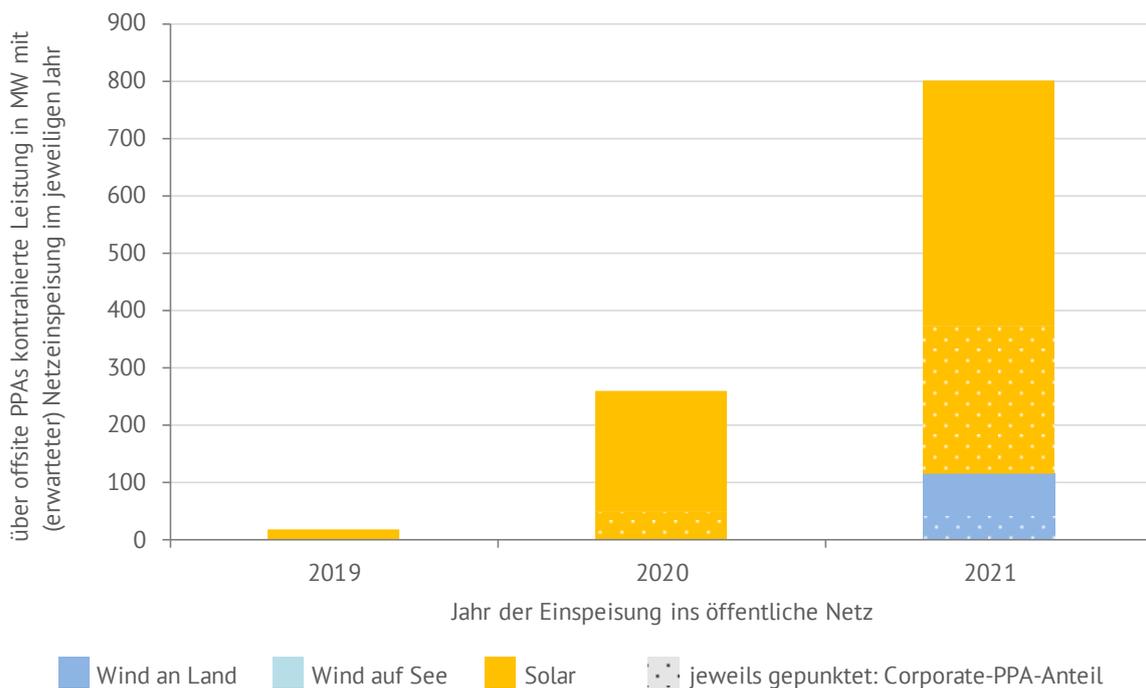


Abbildung 28: Über off-site PPAs kontrahierte Leistung der Anlagen, die im Verlauf des jeweiligen Jahres „am Netz“ sind bzw. sein werden und damit der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen sind [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 22.02.2021]

4.2 EEG 2021: AUSWIRKUNGEN DER UMSTELLUNG VON 6H- AUF 4H-REGEL

Ergänzend zu den Kurzanalysen des vorangegangenen [Quartalsbericht 09/2020](#) (BMWi, 2020b) zur Novelle des EEG 2021 untersuchen wir hier die Auswirkungen der Änderung des §51 EEG am Beispiel historischer Preis- und Einspeisezeitreihen.

Konkret wurde das Bezugszeitfenster für die Aussetzung der Vergütung bei negativen Preisen am Day-Ahead-Markt von sechs auf vier aufeinanderfolgende Stunden reduziert. Ein kürzeres Zeitfenster kann zu einem häufigeren Auftreten des Vergütungsausfalls führen. Bislang galt der § 51 EEG für Windkraftanlagen ab 3 MW sowie für sonstige EE-Anlagen ab 500 kW Leistung, wenn diese nach 2015 in Betrieb genommen wurden. Die neue Regelung gilt nun für Anlagen mit Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2021, Anlagen kleiner 500 kW sind weiterhin davon ausgeschlossen, ebenso gilt dies nun für Pilotwindenergieanlagen an Land und auf See. Ergänzend wurde zudem eingeführt, dass sich der Vergütungszeitraum für betroffene Anlagen um die Anzahl der Stunden mit Vergütungsausfall nach § 51a EEG 2021 verlängert, aufgerundet auf ganze Kalendertage. Inwiefern die Umstellung von 6- auf 4H-Regel zu häufigeren Vergütungsausfällen führt, zeigt Abbildung 29 am Beispiel eines hypothetischen Vergleichs des Auftretens dieser Fälle in den letzten sechs Jahren.

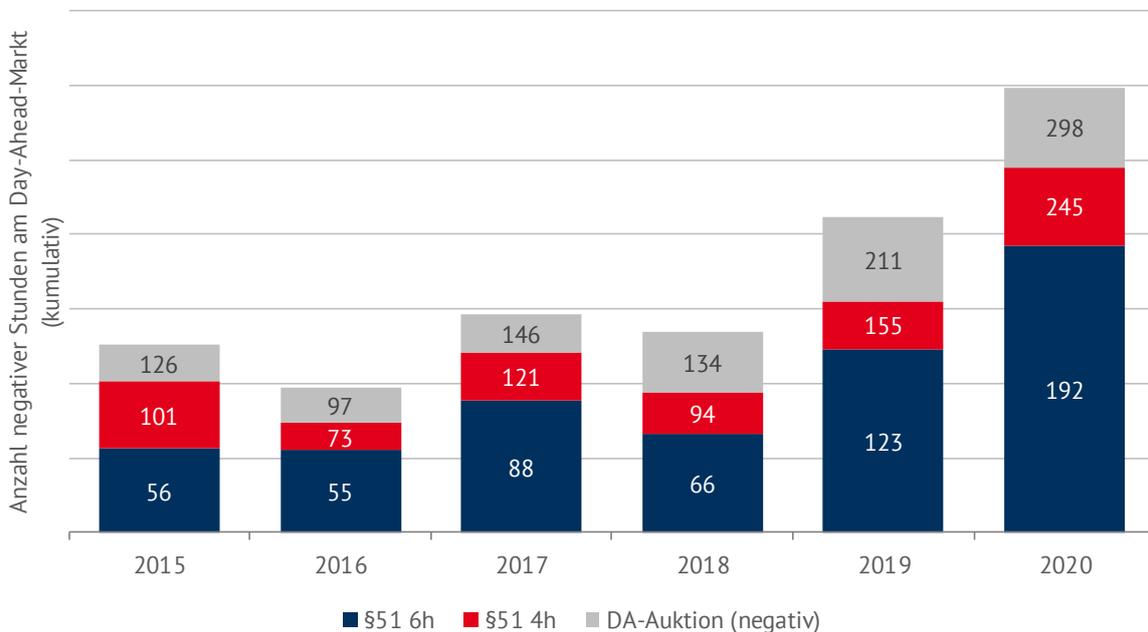


Abbildung 29: Gesamtstundenzahl zu negativen Preisen gemäß Day-Ahead-Auktion der EPEX Spot sowie ≥ 4 oder ≥ 6 Stunden in Folge negativ gemäß §51

So stieg die Anzahl negativer Stunden sowohl in 1-, 4- und 6-Stunden-Zeitfenstern seit 2018 kontinuierlich an. Ebenfalls ersichtlich ist, dass bei Ansetzen der neuen 4h-Regelung auf die

vergangenen sechs Jahre die Anzahl der Stunden mit Vergütungsausfall um 26 bis 80 Prozent und somit signifikant höher gelegen wäre. Für Betreiber von Neuanlagen, die ab 2021 ans Netz gehen, bedeutet dies, dass sie mit höheren Vergütungsausfällen aufgrund negativer Strompreise in der Day-Ahead-Auktion rechnen müssen, der Vergütungsausfall jedoch am Ende des Förderzeitraums durch Verlängerung des Vergütungszeitraums kompensiert wird.

QUELLENVERZEICHNIS

AIB (Association of Issuing Bodies) (2021): AIB Quarterly Statistics, zuletzt aktualisiert am 4. Februar 2021. [online] <https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/facts/Summary%20of%20Activity/202012%20v2.xlsx> [10.02.2021]

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2020a): Monitoringbericht der Direktvermarktung 06/2020. [online] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-q2-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=2 [21.02.2021]

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie) (2020b): Monitoringbericht der Direktvermarktung 09/2020. [online] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-der-direktvermarktung-quartalsbericht-09-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3 [21.02.2021]

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2021): Marktstammdatenregister. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html [10.02.2021]

EEX (European Energy Exchange) (2021): Marktdaten, Futures. [online] <https://www.eex.com/de#/de> [21.02.2021]

EPEX-Spot (European Power Exchange) (2021): Day-Ahead Auktion, Marktdaten. [online] <http://www.epexspot.com/de/> [21.02.2021]

Montel News (2021): German PPA portfolios grow as subsidies expire. [online] <https://www.montelnews.com/News/Story.aspx?id=1196839&highlightCsv=ppa> [21.02.2021]

Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2021): Informationen zur Direktvermarktung [online] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung> [21.02.2021]

UBA (Umweltbundesamt) (2021): Datenauszug aus dem Regionalnachweisregister und dem Herkunftsnachweisregister, Stand 16. 02.2021, persönliche Mitteilung des Umweltbundesamtes vom 18.02.2021

UBA (Umweltbundesamt) (2021a): Übersicht über Teilnehmerzahlen im Regionalnachweisregister, Stand 14.01.2021 persönliche Mitteilung des Umweltbundesamtes vom 14.01.2021

IMPRESSUM

Autoren:

Energy Brainpool:

Fabian Huneke

Michael Claußner

Öko-Institut:

David Ritter

Dominik Seebach

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag des BMWi

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com mailto:

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

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

Februar 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.