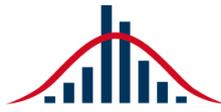


Energy Brainpool



Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: QUARTALSBERICHT (06/2023)

Freiburg / Berlin, Juli 2023

D. Ritter, D. Seebach, M. Haller (Öko-Institut)
J. Bogner, M. Claußner (Energy Brainpool)

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	I
Markttrends der Direktvermarktung in Q2 2023.....	1
1. Monitoring der Vermarktungsanteile innerhalb der EEG-Förderung.....	3
1.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell.....	3
1.2 Ausfallvergütung.....	5
2. Monitoring der Vermarktungsanteile außerhalb der EEG-Förderung.....	7
2.1 Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung.....	7
2.2 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	10
3. Monitoring wirtschaftlicher Kennzahlen der Direktvermarktung.....	15
3.1 Kennzahlen zum Marktprämienmodell.....	15
3.2 Kennzahlen zur sonstigen Direktvermarktung und PPA.....	18
3.3 Negative Preise.....	23
4. Case Study: Analyse der Ereignisse im Kurzfristhandel am 4. April.....	32
Quellenverzeichnis.....	36

Ansprechpartner Kapitel 1 bis 2.1:

David Ritter, Öko-Institut

Ansprechpartner Kapitel 2.2 bis 4:

Michael Claußner, Energy Brainpool

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Monatliche Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	3
Abbildung 2: Monatliche Entwicklung der vermarkteten Leistung in der Direktvermarktung als Summe von Marktprämie und sonstige Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	4
Abbildung 3: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	5
Abbildung 4: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	8
Abbildung 5: Leistung der Anlagen, die in den ersten zwei Quartalen des Jahres 2023 neu in die sonstige Direktvermarktung kamen, differenziert nach der vorherigen Vermarktungsform [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]	9
Abbildung 6: In den ersten zwei Quartalen des Jahres 2023 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeförderten und nicht-ausgeförderten Anlagen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	10
Abbildung 7: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2019 bis 2023 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 30.06.2023]	12
Abbildung 8: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 30.06.2023]	13
Abbildung 9: Monatliche Marktwerte vs. Basepreise [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]	15
Abbildung 10: Preisspreads der Day-Ahead-Auktion [Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot]	17
Abbildung 11: Solar-Price-Forward-Curve und EEG-Gebotshöchstwert für Freiflächenanlagen, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Solarerlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]	18

Abbildung 12: Price-Forward-Curve für Wind an Land und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]	19
Abbildung 13: Price-Forward-Curve für Wind auf See und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]	20
Abbildung 14: Base-Parity-Ratio je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]	22
Abbildung 15: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	25
Abbildung 16: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]	27
Abbildung 17: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot.....	28
Abbildung 18: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2022 und 2023 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	29
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].....	30
Abbildung 20: Prognoseabweichung Solar (ENTSO-E), deutsches Regelzonensaldo (netztransparenz.de) sowie DA, ID3, ID1 und VWAP500-Preise gemäß EPEX Spot am 4. April 2023	34

MARKTTRENDS DER DIREKTVERMARKTUNG IN Q2 2023

Nach dem turbulenten Jahr 2022 setzte sich die seit Jahresbeginn anhaltende Beruhigung der Strommarktsituation grundsätzlich auch im zweiten Quartal 2023 weiter fort. Für direktvermarktete Anlagen erneuerbarer Energien (EE) bedeuteten sinkende EE-Marktwerte zum Teil erstmals seit 2021 wieder Marktprämienzahlungen, zudem kam es kaum zur Abschöpfung von Überschusserlösen im Rahmen des Strompreisbremsengesetzes. Dennoch liegen die Monatsmarktwerte noch oberhalb des Vorkrisenniveaus in Q2/2021.

Eine der spannendsten Neuheiten in Q2/2023 dürfte die Trendumkehr bei negativen Preisen darstellen. So kam es wieder vermehrt zu betragsmäßig hohen negativen Day-Ahead-Preisen, mitunter aufgrund hoher Einspeisewerte nicht-regelbarer Solaranlagen an Feiertagen sowie angepasster EE-Vermarktungsstrategien, die sich auf die Gebotsstruktur bei negativen Preisen auswirken (vgl. Kapitel 3.3). Aus diesem Grund wurden auch diesbezügliche Ereignisse an den Kurzfristmärkten in einer Case Study näher betrachtet (vgl. Kapitel 4).

Die seit Beginn der Energiepreiskrise im Herbst 2021 fortschreitende EE-Marktintegration setzten sich auch in Q2/2023 weiter fort. Wie in Q1/2023 kam es auch im zweiten Quartal wieder vorrangig zu PPAs mit mehrjährigen Laufzeiten, wenngleich die Auswirkungen der politischen Debatte um einen Industriestrompreis auf den PPA-Markt unklar bleiben (vgl. Kapitel 2.2).

Tabelle 1 zeigt, dass das Marktprämienmodell mit knapp 85 GW dennoch das bei weitem vorherrschende Vermarktungsmodell bleibt (vgl. Kapitel 1.1), wenngleich die Leistung gegenüber Q2 2022 insbesondere wegen vieler Wechsel in die sonstige Direktvermarktung stagnierte (vgl. Kapitel 2.1). Entsprechend stark stieg die in der sonstigen DV vermarktete Leistung auf knapp 17 GW an (rund +50 % gegenüber Q2 2022). Dieser Anstieg resultiert primär aus dem Wechsel von ausgeführten Anlagen vom Marktprämienmodell in die sonstige Direktvermarktung zum Jahreswechsel. Anders als in den Jahren zuvor ist jedoch im weiteren Jahresverlauf kein kontinuierlicher Zuwachs in der sonstigen DV zu beobachten. Stattdessen wechseln Wind an Land Anlagen vermehrt in das Marktprämienmodell zurück. Dies dürfte mit dem Auslaufen terminmarktbasierter Marktwertfixierungsverträge zusammenhängen, die mit einem zwischenzeitlichen Wechsel in die sonstige DV einhergingen und während der Hochphase der Energiepreiskrise zwischen Herbst 2021 und Winter 2022 abgeschlossen wurden (vgl. Kapitel 2.1).

Die Leistung der Anlagen, die Ausfallvergütung in Anspruch genommen haben, ist gegenüber dem Vorjahreswert ebenfalls deutlich angestiegen. Im Verhältnis zu den anderen Vermarktungsformen spielt die Ausfallvergütung, entsprechend ihrer Rolle als Absicherung in vorübergehenden Ausnahmesituationen, allerdings weiter eine sehr untergeordnete Rolle (vgl. Kapitel 1.2).

Tabelle 1: Vermarktete Leistung in Marktprämienmodell, sonstiger DV und Ausfallvergütung in den Jahren 2021 bis 2023, jeweils zum Quartalsende [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]¹

Angaben in MW	Q2 2021	Q2 2022	Q2 2023
Marktprämienmodell	83.314	84.298	84.916
Sonstige Direktvermarktung	3.412	10.919	16.561
Ausfallvergütung	148	263	521

Auch bei der Entwicklung der wirtschaftlichen DV-Kennzahlen gibt es in Q2 2023 Veränderungen (vgl. Tabelle 2). Während die Anzahl negativer Strompreise auf einem ähnlichen Niveau zu Q2/2021 liegt, nahmen die EE-Marktwerte wie eingangs beschrieben im Vergleich zu 2022 deutlich ab. Die relative Profilwertigkeit (Base-Parity-Ratio)² zeigt im Technologievergleich zwar ihr typisches saisonales Muster, liegt für Wind allerdings signifikant über und für Solar unter dem Niveau der entsprechenden Vorjahresquartale (vgl. Kapitel 3.2). Einer der Gründe hierfür dürfte in der starken, gleichzeitigen Solareinspeisung vielerorts in Europa an Sonn- und Feiertagen des zurückliegenden Quartals liegen.

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

	Q2 2021	Q2 2022	Q2 2023
Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	69	24	64
Solar: Ø Marktwert³ in EUR/MWh [Ø BPR¹ in %]	53 [91%]	164 [88%]	67 [75%]
Wind an Land: Ø Marktwert in EUR/MWh [Ø BPR in %]	46 [80%]	143 [77%]	87 [95%]
Wind auf See: Ø Marktwert in EUR/MWh [Ø BPR in %]	49 [84%]	151 [81%]	89 [98%]

¹ Durch eine Überarbeitung der Auswertungsmethodik und Änderungen der Primärdaten sind die Werte für 2021 und 2022 leicht abweichend zu denen aus den vergangenen Quartalsberichten. So liegt nun zum Beispiel die Leistung für das Q2 2022 beim Marktprämienmodell um 3% und bei der sonstigen DV um 6% höher.

² Die Base-Parity-Ratio (BPR) in % drückt aus, wieviel eine wetterabhängige Stromlieferung aus förderfreien Wind- oder Solaranlagen im Vergleich zu einer konstanten Grundlastlieferung (Baseload) am Marktwert ist. Hieraus lassen sich mitunter Aussagen über die Marktwertkannibalisierung ableiten.

³ Mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

1. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

1.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IM MARKTPRÄMIENMODELLE

In Abbildung 1 ist die Leistung der Anlagen, die ihren Strom über das Marktprämienmodell vermarkten vom zweiten Quartal 2021 bis zum zweiten Quartal 2023 differenziert nach den Energieträgern dargestellt. Nach § 21 des EEG können Anlagenbetreiber die Leistung ihrer Anlage anteilig verschiedenen Vermarktungsoptionen zuordnen und damit den erzeugten Strom entsprechend anteilig vermarkten. Ist dies der Fall, wurde für die Auswertungen in diesem Bericht die Leistungen dementsprechend anteilig berücksichtigt.

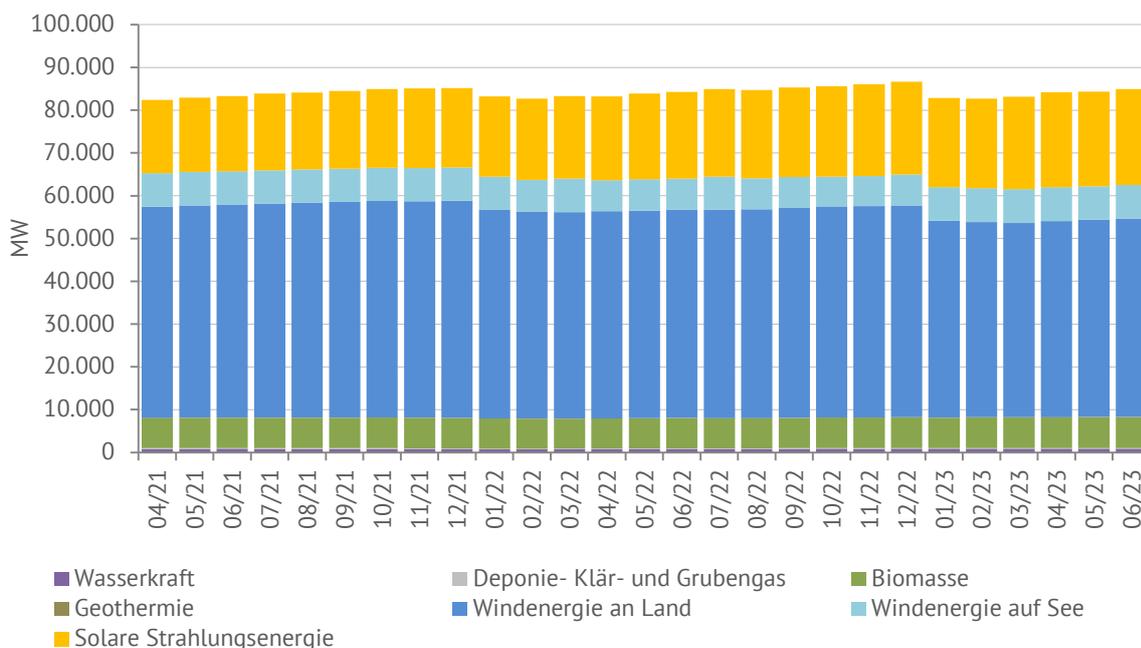


Abbildung 1: Monatliche Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Wie in den Jahren zuvor entfallen Stand Juni 2023 die größten Anteile an der im Marktprämienmodell vermarkteten Leistung auf Wind an Land (55%), Solarenergie (26%), Wind auf See und Biomasse (je 9%). Auf die anderen Energieträger entfallen nur ca. 1% der Leistung.

Zum Beginn des Jahres 2023 ging die Leistung im Marktprämiensegment, wie auch zu Beginn der beiden vergangenen Jahre, deutlich zurück. Mit ca. 4,0 GW fiel dieser Rückgang in 2023 etwas größer aus als in den vergangenen Jahren. Größtenteils ist dieser Effekt auf den Wechsel

von ausgeführten Anlagen in die sonstige Direktvermarktung zurückzuführen (siehe Abschnitt 2.1). Von den aus dem Marktprämiensegment ausscheidenden Leistungen entfielen ca. 3 GW auf Windenergie an Land und ca. 1 GW auf Solare Strahlungsenergie. Im Verlauf des ersten Halbjahrs stieg die Leistung wieder leicht um 2,2 GW (3%) an und lag zum Juni 2023 mit 85 GW geringfügig über dem Wert von Juni 2022 (84,3 GW).

In Abbildung 2 ist die insgesamt in der Direktvermarktung vermarktete Leistung dargestellt. Diese setzt sich aus den Leistungen im Marktprämiensmodell und in der sonstigen Direktvermarktung zusammen. Wir haben diese Summenbetrachtung hier neu aufgenommen, da in den letzten Berichten viele Wechsel vom Marktprämiensmodell zur sonstigen Direktvermarktung festgestellt wurden und mit dieser Betrachtung die um Wechsel bereinigte Entwicklung in der Direktvermarktung untersucht werden kann.

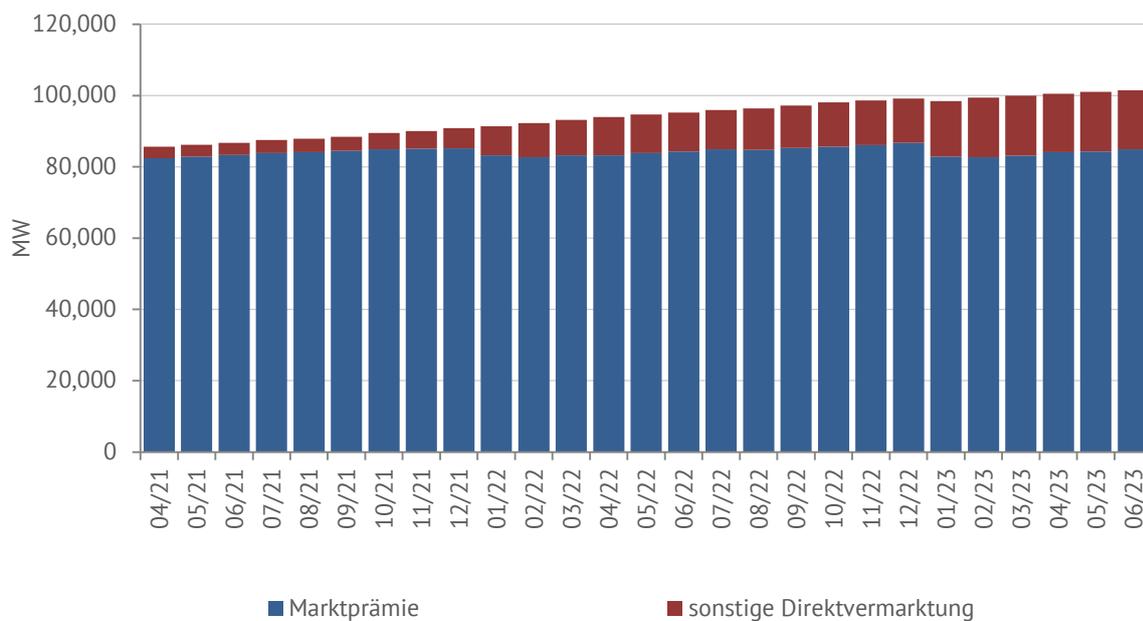


Abbildung 2: Monatliche Entwicklung der vermarkteten Leistung in der Direktvermarktung als Summe von Marktprämie und sonstige Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

84% der in Abbildung 2 dargestellten Leistung entfielen zum Juni 2023 auf das Marktprämiensmodell. Ein Jahr zuvor entfielen noch 89% auf das Marktprämiensmodell. Das ist darauf zurückzuführen, dass in diesem Zeitraum der Leistungsanstieg in der Direktvermarktung fast ausschließlich in der sonstigen Direktvermarktung stattfand, teilweise auch durch Wechsel aus dem Marktprämiensmodell (Details siehe Abschnitt 2.1). Im zweiten Quartal 2023 zeigt sich nun eine

leichte Trendumkehr. Gegenüber dem Wert zum Ende des ersten Quartals 2023 stieg die Leistung in der sonstigen Direktvermarktung nicht mehr, sondern ging sogar leicht zurück (300 MW). In einer Detailanalyse konnten wir feststellen, dass dieser Netto-Rückgang primär durch Windenergie an Land Anlagen verursacht wurde. Hier gingen insgesamt 850 MW aus der sonstigen Direktvermarktung. Der Großteil dieser Anlagen (89%) wechselte aus der sonstigen Direktvermarktung in das Markprämienmodell (siehe Abschnitt 2.1). Der zweitgrößte Anteil (6%) entfällt auf Anlagen, die stillgelegt wurden.

1.2 AUSFALLVERGÜTUNG

Das Ausmaß der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ist seit der Schaffung dieser Vergütungsform im Jahr 2015 nahezu kontinuierlich angestiegen. Dieser Trend setzt sich auch im ersten Halbjahr 2023 fort (siehe Abbildung 3). Im Vergleich zur insgesamt vermarkteten EE-Leistung liegt diese jedoch weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau. Zum Ende des zweiten Quartals im Jahr 2023 betrug die installierte Leistung von Anlagen, welche die Ausfallvergütung in Anspruch nahmen, 521 MW, was ca. 0,3 % der gesamten EE-Leistung entspricht. Dabei entfällt weiterhin der allergrößte Leistungsanteil auf Solarenergie (73%) gefolgt von Windenergie an Land (25%).

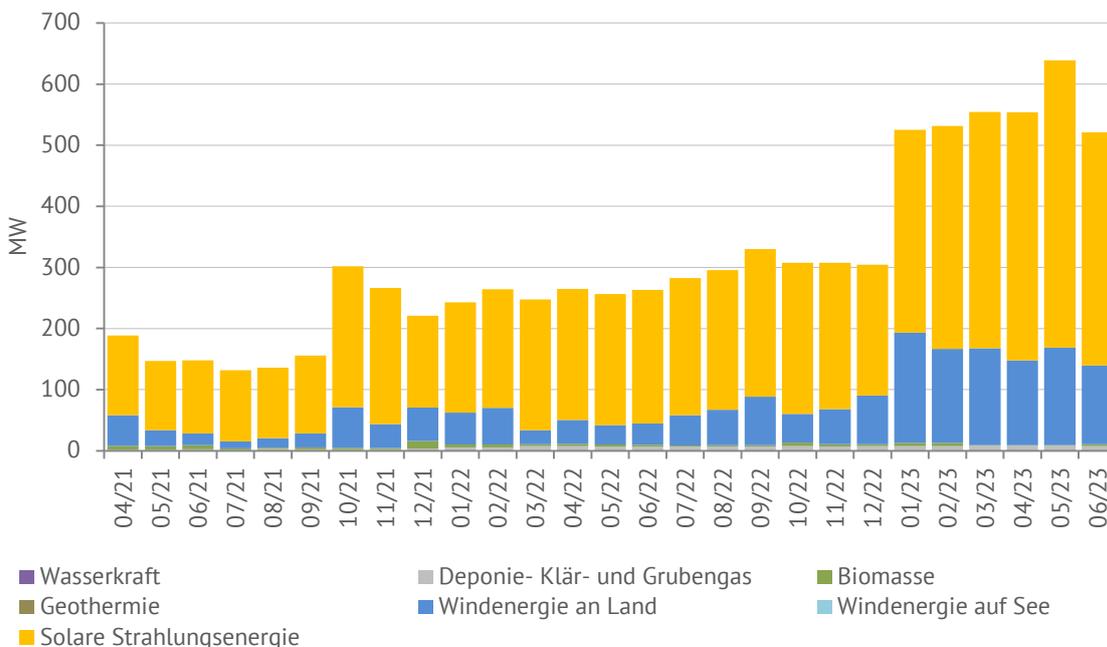


Abbildung 3: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Wie bereits in den letzten Jahren gab es zum Jahreswechsel 2022 / 2023 einen deutlichen Anstieg bei den Leistungswerten. Grundsätzlich weist die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung im Zeitverlauf deutliche Schwankungen auf. Dies hat zwei Gründe: Zum einen darf die Ausfallvergütung nur als vorübergehende Absicherung genutzt werden, wenn zum Beispiel zum Einspeisestart noch kein Direktvermarkter gefunden wurde. Zum anderen kann wegen der geringen Anzahl der Anlagen, die Ausfallvergütung in Anspruch nehmen, bereits das Verhalten weniger großer Anlagen zu Sprüngen in der Statistik führen. Dies ist besonders bei der Windenergie an Land der Fall. Bei einer detaillierteren Betrachtung fällt auf, dass vor allem in den ersten Jahren nach der Inbetriebnahme Ausfallvergütung in Anspruch genommen wird. Dies weist darauf hin, dass die Ausfallvergütung vor allem zur Überbrückung von Startschwierigkeiten zu Beginn der Förderung genutzt wird.

Die mittlere Leistung im ersten Halbjahr 2023 hat sich gegenüber dem ersten Halbjahr 2022 in etwa verdoppelt. Mit 640 MW verzeichnet der Mai 2023 den bisherigen Höchstwert der über die Ausfallvergütung finanzierten Leistung.

2. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE AUßERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

2.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG

Werden Anlagen über die sonstige Direktvermarktung vermarktet, erhalten sie keine EEG-Förderung. Gegenüber dem Marktprämienmodell ergeben sich für Anlagenbetreiber jedoch andere Vorteile, die diese Vermarktungsoption insbesondere bei hohen Börsen-Strompreisen interessant machen. So gilt zum Beispiel das Doppelvermarktungsverbot nicht, das für EEG-geförderten Strom eine Vermarktung als „Ökostrom“ untersagt. Dadurch können zusätzliche Erlöse durch den Verkauf von Herkunftsnachweisen generiert werden.

Abbildung 4 zeigt die im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung monatlich vermarktete Leistung nach Energieträgern. Die sprunghaften Anstiege zum Jahreswechsel sind überwiegend auf das Ausscheiden von (primär Windenergie an Land-) Anlagen aus dem EEG-Förderzeitraum zurückzuführen, welche in der sonstigen Direktvermarktung eine Anschlussfinanzierung finden konnten (siehe nachfolgende Detailbetrachtung). Der Anstieg zum Jahreswechsel 2022 / 2023 fällt mit ca. 3 GW noch einmal etwas größer aus als in den Jahren zuvor.

Nach einem weiteren Anstieg von Januar auf Februar 2023 (hauptsächlich durch Wind an Land verursacht) stagniert die Leistung zunächst und zeigt dann im zweiten Quartal 2023 einen leichten Rückgang. Wie in Abschnitt 1.1 beschrieben, ist dieser Rückgang primär zurückzuführen auf Windenergie an Land Anlagen, die in das Marktprämienmodell (zurück-) wechseln. Es ist zu vermuten, dass für viele dieser Anlagen zwischen Herbst 2021 und Ende 2022 terminmarktba-sierte Marktwertfixierungsverträge über mehrere Quartale oder ein Jahr abgeschlossen wurden (vgl. zurückliegender Jahresbericht 2022). Um zusätzlich zu den fixierten hohen Strompreisen auch Erlöse aus der Vermarktung grüner Herkunftsnachweise (HKN) zu generieren, wechselten die Betreiber hierfür zwischenzeitlich aus dem Marktprämienmodell in die sonstige DV. Im ersten Halbjahr 2023 scheinen viele der Anlagen am Ende ihrer Fixierungslaufzeit angekommen. Einerseits aufgrund der seit 2022 wieder deutlich gesunkenen Terminmarktpreise und Monatsmarktwerte, andererseits wegen Zahlungsrisiken im Rahmen der spotpreisbasierten Überschusserlösabschöpfung, dürften Betreiber anstelle eines weiteren Terminmarktgeschäfts und

dem Verbleib in der sonstigen DV wieder zurück in das Marktprämienmodell (mit spotbasierter Vergütung) gewechselt sein.

Der graduelle Zuwachs der Solarenergie in der sonstigen Direktvermarktung, der bedingt durch die hohen Börsenstrompreise seit dem letzten Quartal 2021 zu beobachten war, hat sich im ersten Halbjahr 2023 nicht fortgesetzt. Die PV-Leistung blieb im bisherigen Jahresverlauf in etwa konstant. Die Leistung von Windenergie auf See Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung lag zum Ende des zweiten Quartal 2023 in etwa auf dem Vorjahresniveau und war damit in etwa halb so hoch wie zum vorübergehenden Hochwert im Jahr 2022. Es bleibt abzuwarten, ob die Leistung in der sonstigen Direktvermarktung im weiteren Jahresverlauf weiter stagniert, oder ob sie wie in den vergangenen Jahren leicht ansteigt. Dies wird vom Marktumfeld abhängen und davon, ob die sonstige Direktvermarktung nur für ausgeförderte Anlagen attraktiv ist oder auch für förderfähige Anlagen.

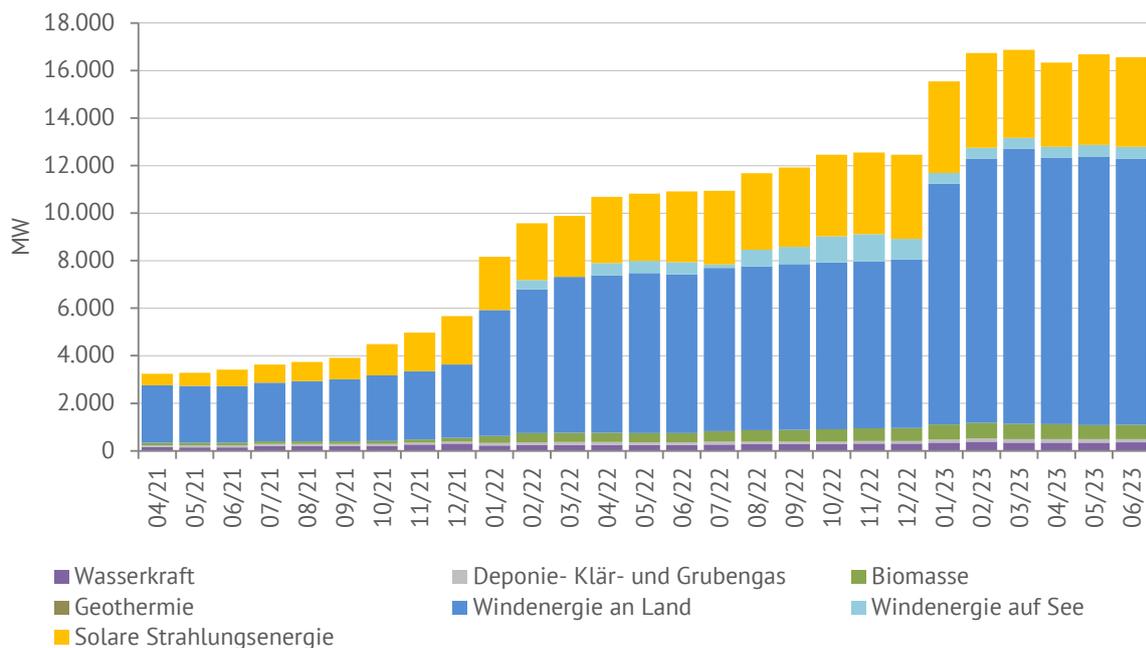


Abbildung 4: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

In Abbildung 5 ist die Leistung der Anlagen dargestellt, die in den ersten zwei Quartalen 2023 neu in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind, differenziert nach den Vergütungsformen im Vormonat. Nahezu alle Anlagen haben vor dem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung Marktprämie in Anspruch genommen, 5,5 GW im ersten Quartal und 0,6 GW im zweiten. Nur ein sehr geringer Anteil (ca. 0,1 % Q1 und 0,6% Q2) entfällt auf Anlagen, die im Vormonat in

der Ausfall- oder Festvergütung waren. Ebenfalls zu bemerken ist, dass keine der Anlagen, die im ersten Halbjahr 2023 neu in Betrieb genommen wurden, in der sonstigen Direktvermarktung gestartet ist.

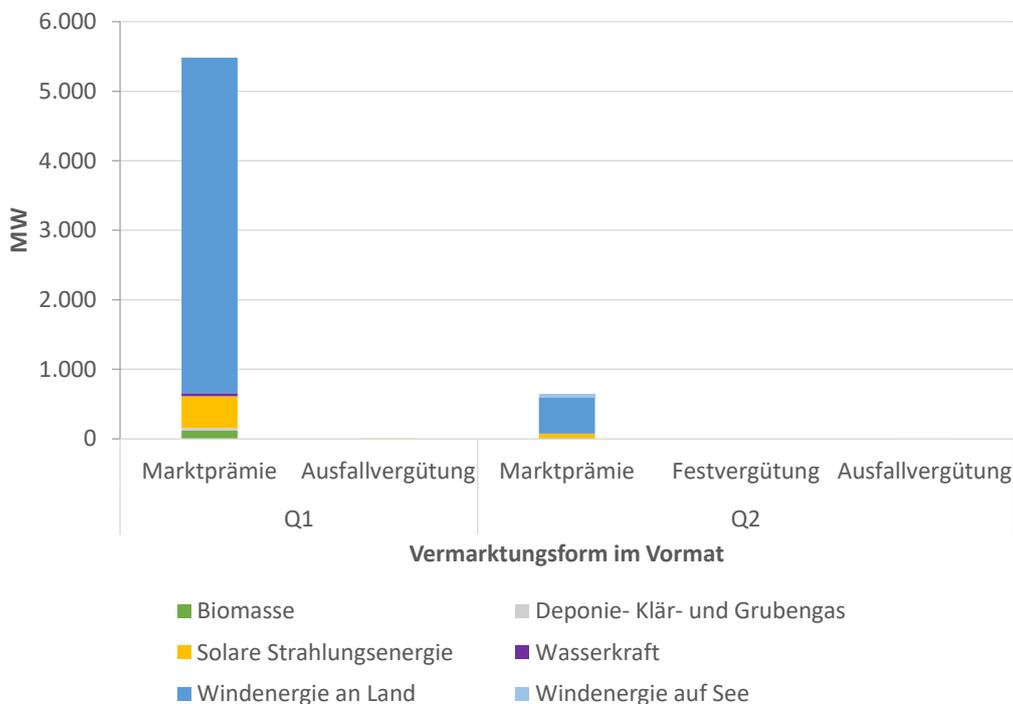


Abbildung 5: Leistung der Anlagen, die in den ersten zwei Quartalen des Jahres 2023 neu in die sonstige Direktvermarktung kamen, differenziert nach der vorherigen Vermarktungsform [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]

In Abbildung 6 ist dargestellt, ob es sich bei den gewechselten Anlagen um ausgeförderte Anlagen handelt, die bereits 20 Jahre im EEG gefördert wurden, oder um Anlagen, die weiterhin EEG-Vergütungsanspruch hätten bzw. außerhalb des EEG-Vergütungsrahmen laufen. Zu erkennen ist, dass im ersten Quartal knapp die Hälfte des Leistungszuwachses in der sonstigen Direktvermarktung auf ausgeförderte Anlagen entfällt. Die andere Hälfte des Leistungszuwachses entfällt auf Anlagen, die vor Ende der Förderperiode aus der Marktprämie in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Im zweiten Quartal machen diese Anlagen mit 88% den überwiegenden Anteil aus. Diese Wechsel dürften hauptsächlich aus Erlösoptimierungen der Anlagen-Betreiber resultieren. Liegt der anzulegende Wert der Bestandsanlage vorhersehbar unter dem erwarteten Vermarktungserlös am Spotmarkt oder einem terminmarktbasieren Fixpreisangebot des jeweiligen Direktvermarkters, so wird ein (vorübergehender) Wechsel in die sonstige Direktvermarktung, auch durch die dann zusätzlich mögliche Vermarktung von Herkunftsnachweisen, wirtschaftlich attraktiver.

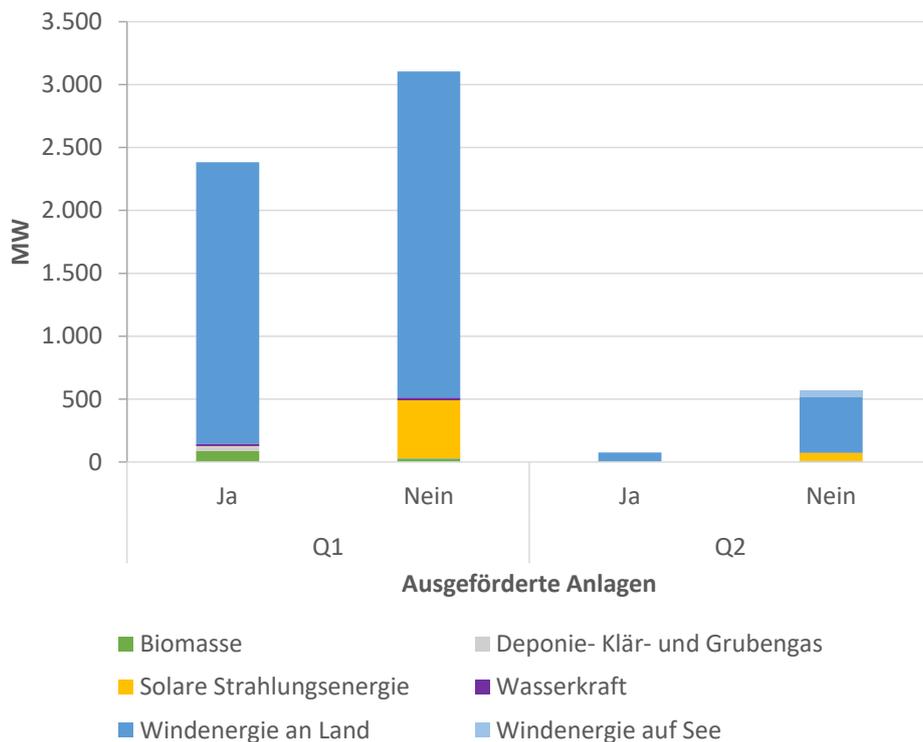


Abbildung 6: In den ersten zwei Quartalen des Jahres 2023 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeführten und nicht-ausgeführten Anlagen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

2.2 ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

EE-Anlagenbetreiber unterschiedlicher Vermarktungsmodelle können ihren Strom unter anderem auch über langfristige Stromlieferverträge (im Folgenden Power Purchase Agreements „PPA“) vermarkten. Bei einer Zuordnung der Anlage zur sonstigen Direktvermarktung, erhalten sie dabei keine EEG-Förderung zusätzlich zu den Erlösen aus den PPA-Abschlüssen und können so die Grünstromeigenschaft der Anlage über Herkunftsnachweise vermarkten.

PPA-Laufzeiten und Abnehmerstruktur in Deutschland

Wie im Jahresbericht 2022 beschrieben, war die Energiekrise geprägt von einer hohen Marktpreisvolatilität und kürzeren PPA-Laufzeiten von durchschnittlich sechs Jahren. Doch bereits im ersten Quartal 2023 wurde im Rahmen der fortlaufenden Fachpresserecherche Energy Brainpools eine verdoppelte Durchschnittslaufzeit von zwölf Jahren verzeichnet. Im zweiten Quartal

2023 lag die durchschnittliche Laufzeit öffentlich publizierter PPAs mit über neun Jahren weiterhin gut ein Drittel über dem Niveau von 2022. Von den insgesamt zehn neu abgeschlossenen PPA in diesem Quartal wurden sieben von Industriekunden ("Corporate-PPA") und drei von Energiehändlern ("Utility-PPA") kontrahiert. Die drei erfassten "Utility-PPA" haben eine durchschnittliche Laufzeit von sieben Jahren, während die sieben erfassten "Corporate-PPA" eine durchschnittliche Laufzeit von über 11 Jahren aufweisen. Denkbare Gründe für die wieder längeren Laufzeiten sind weiterhin die Beruhigung des Terminmarktes hinsichtlich der Marktpreisvolatilität sowie die reduzierte politische Unsicherheit in Bezug auf die langfristige Strommarktentwicklung in der EU. Nach Markteinschätzung Energy Brainpools könnte insbesondere die aktuelle energiepolitische Debatte rund um die Einführung eines Industriestrompreises in Deutschland jedoch weiter einen verlangsamen Einfluss auf das PPA-Abschlussverhalten zumindest mancher industrieller Marktteilnehmer haben.

Kontrahierte Leistung in Deutschland

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 auf⁴. Wo bekannt, werden in den vorliegenden Daten mehrerer 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 Windanland-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 Marktwertfi-

⁴ 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.

xierung am Terminmarkt. Nach Kenntnis von Energy Brainpool beträgt die bisherige Vertragslaufzeit wenige Monate bis zu einem Jahr, die Preise sind fixiert. Diese Verträge haben also sehr ähnliche Eigenschaften und Vertragsgegenstände wie ein PPA, werden aber in der Regel als Direktvermarktungsvertrag eingeordnet (trotz der teilweise stattfindenden Übertragung von Herkunftsnachweisen). Im hier diskutierten Datensatz sind keine solcher Verträge enthalten.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass die in Abbildung 7 dargestellte Entwicklung der Abschlusszahlen in Deutschland in 2022 und 2023 grundsätzlich nur bedingt mit den Zahlen der Vorjahre verglichen werden kann, insbesondere aufgrund der vermuteten Untererfassung nicht medial diskutierter, kleinerer Wind-an-Land-PPA-Abschlüsse.

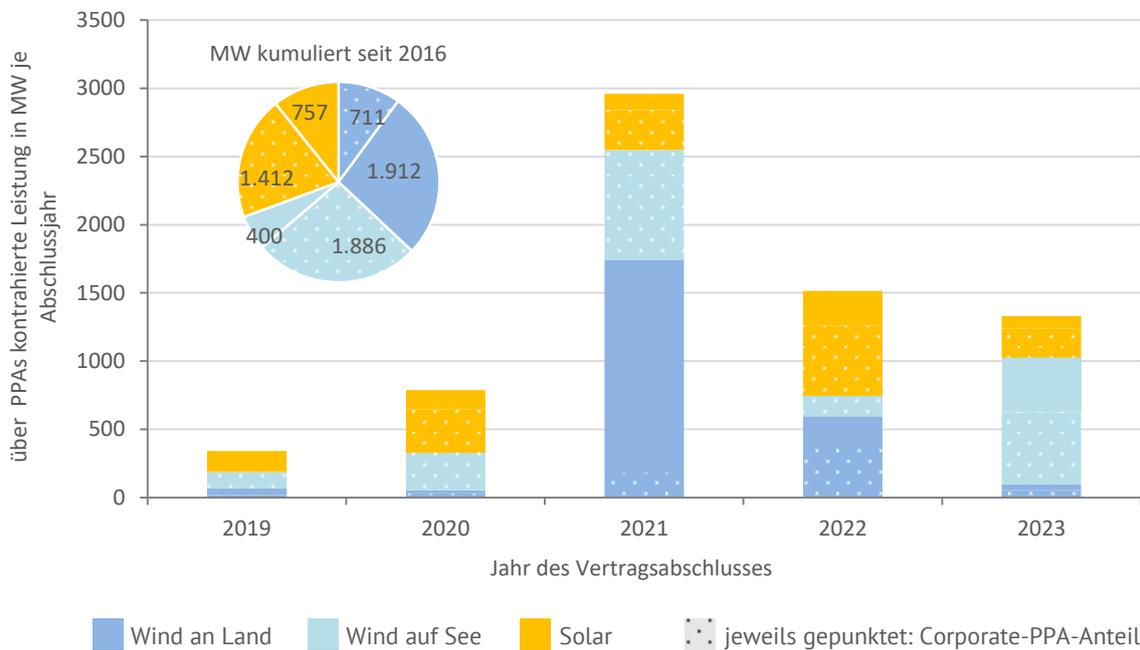


Abbildung 7: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2019 bis 2023 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 30.06.2023]⁵

Es ist ersichtlich, dass die meisten veröffentlichten PPAs im Jahr 2023 auf Offshore-Windenergieanlagen und auf Industriekunden als Abnehmer zurückgehen. Auch Energieversorgungsunternehmen haben im Jahr 2023 vor allem PPAs zu Offshore-Windenergieanlagen abgeschlossen.

⁵ Im Vergleich zum vorherigen Quartalsbericht wurden zwei PPAs mit einer Gesamtleistung von 89 MW, die in 2022 bzw. Q1 2023 abgeschlossen wurden, nachgetragen.

Kontrahierte Leistung in Europa

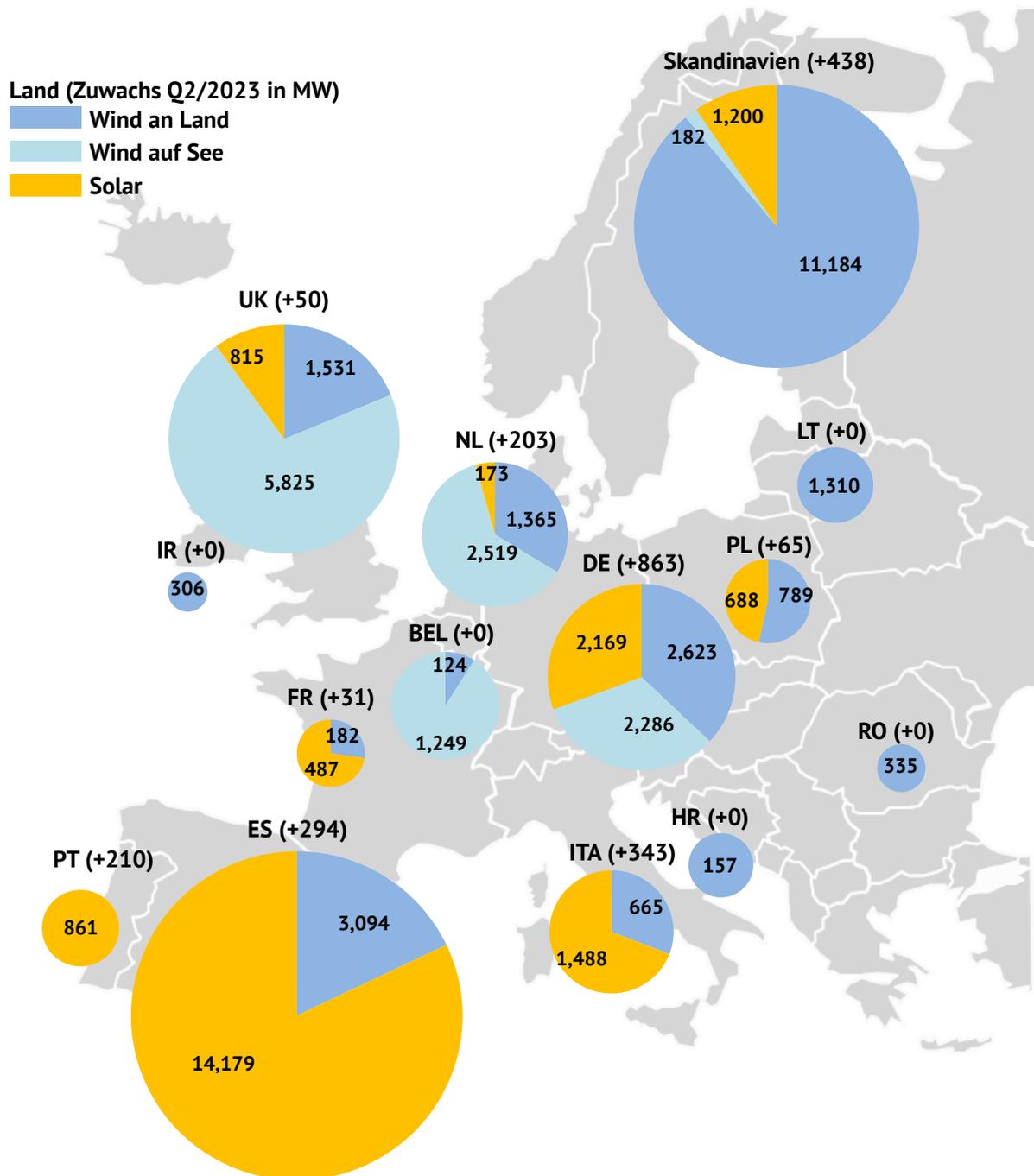


Abbildung 8: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 30.06.2023]

In Abbildung 8 wird der Zuwachs an über PPAs kontrahierter Leistung nach Technologie in verschiedenen europäischen Ländern dargestellt. Deutschland behauptet weiterhin einen Platz im oberen Mittelfeld mit einer Gesamtkontrahierung von über 7 GW. Im zweiten Quartal 2023 führt

Deutschland den europaweiten Zuwachs an kontrahierter Leistung an, noch vor Skandinavien und Italien.

Die Ergebnisse unserer Fachpresserecherche deuten darauf hin, dass im zweiten Quartal 2023 insgesamt 2,5 GW an Wind- und Solarkraftwerksleistung in Europa über PPAs kontrahiert wurden, während es im ersten Quartal 2023 2,9 GW waren. Dies deutet auf eine Erholung des PPA-Markts im Vergleich zum Jahr 2022 hin, in dem insgesamt nur 6,8 GW kontrahiert wurden.

Jedoch sollte die hier dargestellte Entwicklung vorsichtig interpretiert und um weitere Indikatoren ergänzt werden, um ein umfassenderes Bild zur Marktintegration erneuerbarer Energien abzuleiten.

3. MONITORING WIRTSCHAFTLICHER KENNZAHLEN DER DIREKTVERMARKTUNG

3.1 KENNZAHLEN ZUM MARKTPRÄMIENMODELL

Monatsmarktwerte

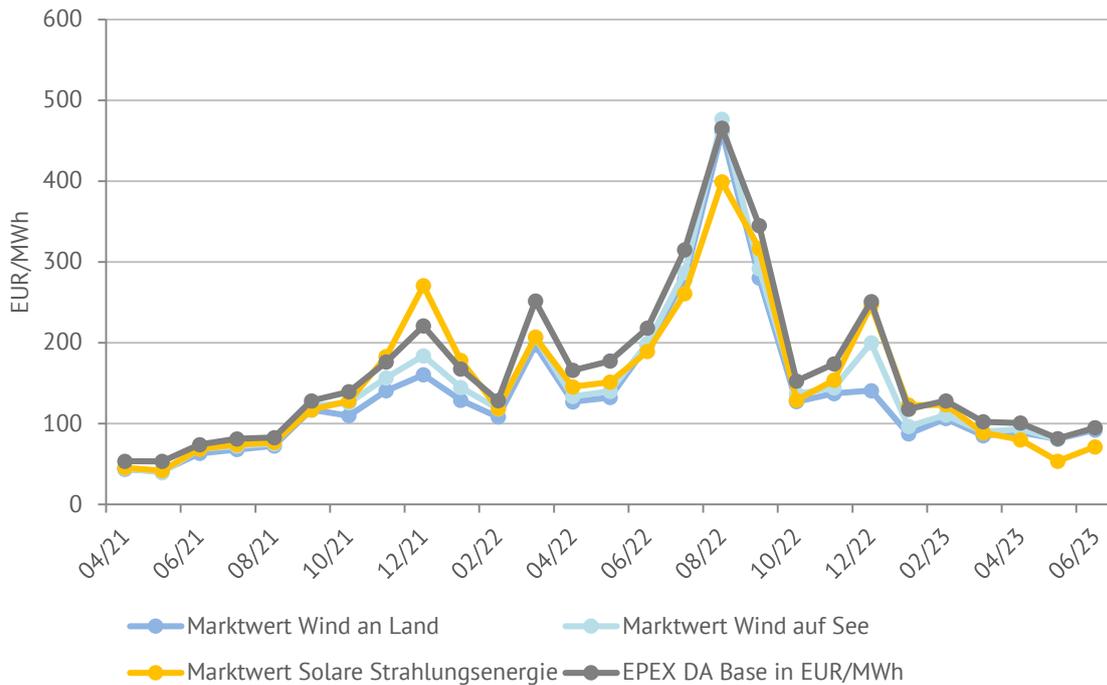


Abbildung 9: Monatliche Marktwerte vs. Basepreise [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 9 zeigt die Entwicklung der Monatsmarktwerte für Solar- und Windenergieanlagen im Vergleich zum Basepreis.⁶ Seit dem Ausbruch der Energiepreiskrise Mitte 2021 sind die Marktwerte analog zum Basepreisniveau erheblich angestiegen, was dazu geführt hat, dass sie im Durchschnitt im zweiten Quartal von 2022 den dreifachen Wert des entsprechenden Vorjahresquartals erreicht haben. Im zweiten Quartal 2023 sind die Marktwerte sowie das Basepreisniveau im Durchschnitt im Vergleich zum Vorjahresniveau wieder gefallen, liegen aber weiterhin über dem Niveau von 2021. Vor allem im Juni dieses Jahres sind die Werte im Vergleich zum Vorjahresmonat um mehr als die Hälfte geringer. Auf Monatsbasis zeigt der Technologievergleich in etwa das übliche saisonale Muster der Jahre vor 2022. So lagen die Marktwerte für

⁶ Der Unterschied zwischen Marktwerten und Basepreis ergibt sich aus den Marktwertfaktoren, welche die technologiespezifische Profilwertigkeit berücksichtigen.

Wind im zweiten Quartal 2023 in allen Monaten oberhalb des Marktwerts Solar. Die extrem hohen Einspeisewerte für Solar an nachfrageschwachen Wochenenden und Feiertagen haben in Q2/2023 noch stärker als in den Vorjahresquartalen zu geringen Marktwerten geführt. Zudem lag der Marktwert für Wind auf See im Juni 2023 leicht über dem Basepreis, was zurückzuführen ist auf eine besonders geringe Marktwertkannibalisierung für Windanlagen in diesen Monaten. Auch die Volatilität der Marktwerte über die Technologien hinweg nahm im zweiten Quartal 2023 im Vergleich zur starken Volatilität in 2022 wieder ab. Die höchsten Marktwertveränderungen traten von Mai zu Juni 2023 auf und lagen bei +33 % für Solar, +18 % für Wind auf See und +14 % für Wind an Land, im Vergleich zu Vorjahreswerten von bis zu knapp 50 %.

Angesichts der Monatsmarktwerte Solar zwischen 54 und 80 EUR/MWh ist im Hinblick auf die Überschusserlösabschöpfung im Rahmen des Strompreisbremsengesetzes davon auszugehen, dass es kaum zur Abschöpfung von Erlösen für Solarstrommengen in Q2/2023 kommen wird. Die Monatsmarktwerte für Windenergie lagen demgegenüber zwischen 81 und 92 (an Land) bzw. 95 EUR/MWh (auf See). Aufgrund des Mindestwerts der Referenzkosten von 100 EUR/MWh für Wind auf See erscheint es in diesem Zusammenhang ausschließlich bei ausgewählten Windenergieanlagen an Land mit einer hohen Standortgüte denkbar, dass es in Q2 zu einer Erlösabschöpfung in geringem Maße kommt.

Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt

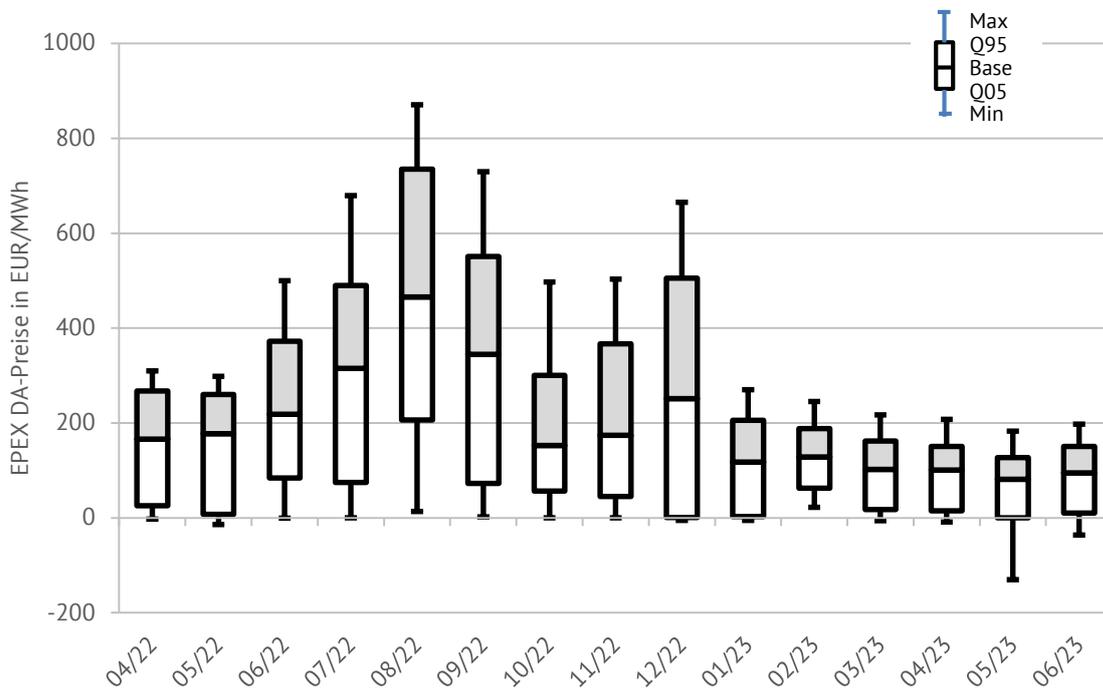


Abbildung 10: Preisspreads der Day-Ahead-Auktion [Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot]

Abbildung 10 zeigt die Preisspreads der Day-Ahead-Auktion in Form von Boxplots, welche die Basepreise, Preisminima und -maxima sowie das 5-Prozent- und 95-Prozent-Quantil darstellen. Im Vergleich zum Vorjahresquartal haben sich die Spreads im Durchschnitt fast halbiert. Lediglich im Mai dieses Jahres lag der Preisspread zwischen Preisminima und -maxima auf dem Vorjahresniveau. Die Abbildung zeigt außerdem, dass im Mai diesen Jahres betragsmäßig extrem hohe negative Preise auftraten, die mehr als das Vierfache im Vergleich zum Durchschnitt der letzten vier Jahre ausmachten.

Die gesunkene Volatilität am Spotmarkt geht größtenteils auf die Erholung auf den Commodity-Märkten zurück. Ein weiterer bedeutender Faktor für extrem niedrige Preise ist die wetterbedingte Einspeisung von erneuerbaren Energien und inwiefern sie mit kalenderbedingt niedriger Stromnachfrage zusammenfällt (vgl. Kapitel 3.3).

3.2 KENNZAHLEN ZUR SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG UND PPA

Price-Forward-Curves für Strom aus erneuerbaren Energien („EE-PFC“)

Eine Price-Forward-Curve bewertet den Wert zukünftiger Stromlieferungen auf Basis aktueller Handelsdaten am Terminmarkt. Bezogen auf erneuerbare Energien stellt eine Price-Forward-Curve die nach aktueller Markteinschätzung zu erwartenden Erlöse für den Stromverkauf von solar- oder windgetriebenen Erzeugungsprofilen dar. Die Werte sind u. a. vom Wetter und der Entwicklung des Anlagenparks abhängig, welche in diesem Fall quartalsweise über eine fundamentale Szenarioanalyse berücksichtigt werden. Die tagesaktuelle Erfassung der Strommarktentwicklung erfolgt über EEX-Abrechnungspreise für Monats-, Quartals- und Jahresfutures als Eingangsgröße für die Berechnung. Die Price-Forward-Curve ist eine wichtige Berechnungsgrundlage für die PPA-Preise und ein interessanter Vergleichswert für die Höhe der EEG-Förderung und der EEG-Gebotshöchstwerte.

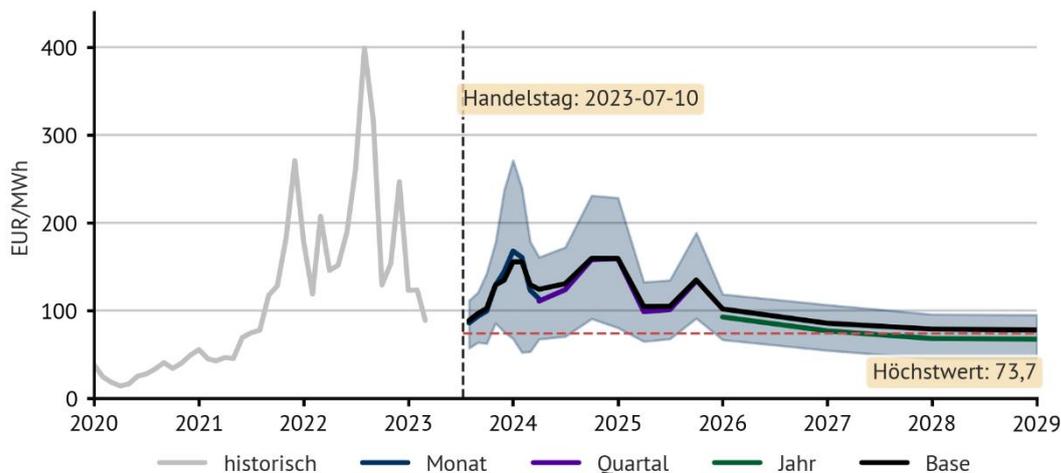


Abbildung 11: Solar-Price-Forward-Curve und EEG-Gebotshöchstwert für Freiflächenanlagen, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Solarerlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Die Forward-Curve der Solarpreise zeigt ein deutliches saisonales Profil, wobei die Übergangs- und Wintermonate mit vergleichsweise geringer Stromproduktion besonders wertvoll sind. Am 10. Juli liegt der erwartete Erlös für den Monat August bei 86 EUR/MWh, die erwartete Schwankungsbreite aufgrund von Wetter-, Nachfrage- oder kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen liegt zwischen 57 und 111 EUR/MWh. Diese Werte steigen bis zum Februar an und fallen

danach wieder. Für den April 2024 liegt der mittlere Erwartungswert bei 113 EUR/MWh, der erwartete Extremwert bei 161 EUR/MWh. Aufgrund des zunehmenden Zubaus von Solaranlagen sinken die Marktwerte und ab 2026 wird der mittlere erwartete Erlös unter 100 EUR/MWh liegen. Die Schwankungsbreite der Quartals- und Jahreswerte ist daher geringer als die der Monatswerte, da bestimmte Zufallsereignisse sich über ein Quartal bzw. Jahr ausgleichen. Tatsächlich wird die eigentliche Streuung der Jahreserlöse im Laufe der Dekade größer, da sich die Erlösbandbreite der Jahreswerte ab 2026 trichterförmig öffnet. Das bedeutet, dass die Erlöse wetterabhängiger werden.

Gemäß dem aktuellen Preisniveau am Terminmarkt liegen die erwarteten Erlöse bis 2027 über dem Höchstgebot für Freiflächenanlagen von 73,7 EUR/MWh. Ab dem Jahr 2028 liegen die erwarteten Erlöse dann unter dem Höchstgebot. Eine Direktvermarktung mit Marktwertfixierung am Terminmarkt sowie PPAs mit einer Laufzeit von bis zu rund 3 Jahren sind daher für Neuanlagen derzeit grundsätzlich eine interessante Möglichkeit, um Erlöse langfristig oberhalb der anzulegenden Werte abzusichern.

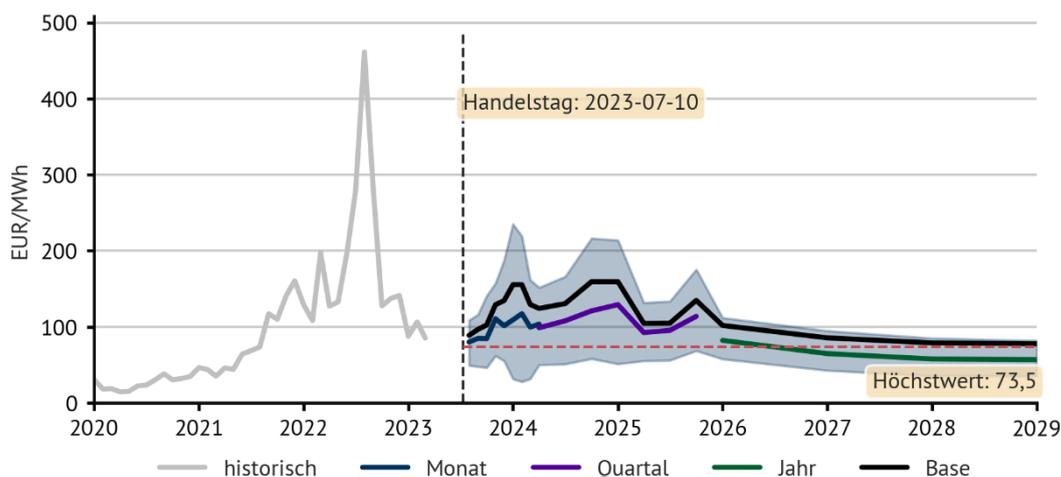


Abbildung 12: Price-Forward-Curve für Wind an Land und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Für Windenergieanlagen an Land zeigt sich ein ähnliches Bild, allerdings ist ihre Price-Forward-Curve konstant niedriger und die Saisonalität weniger ausgeprägt als für Solaranlagen. Dabei ist zu beachten, dass die Windstromproduktion insbesondere über Monate und Quartale hinweg stärker schwankt als die Solarstromproduktion. Das ist relevant, weil der absolute Erlös in EUR auch mit der wetterabhängigen Produktionsmenge schwankt, nicht nur mit dem relativen Erlös

in EUR/MWh. Im Jahr 2027 sinkt der erwartete Erlös für Windenergieanlagen unter das Niveau des Höchstwertes der EEG-Ausschreibung von 73,5 EUR/MWh. Für den kommenden Winter werden noch deutlich höhere Erlöse erwartet, im April 2024 schwanken die erwarteten Erlöse zwischen 50 und 152 EUR/MWh, im Mittel werden derzeit 104 EUR/MWh erwartet.

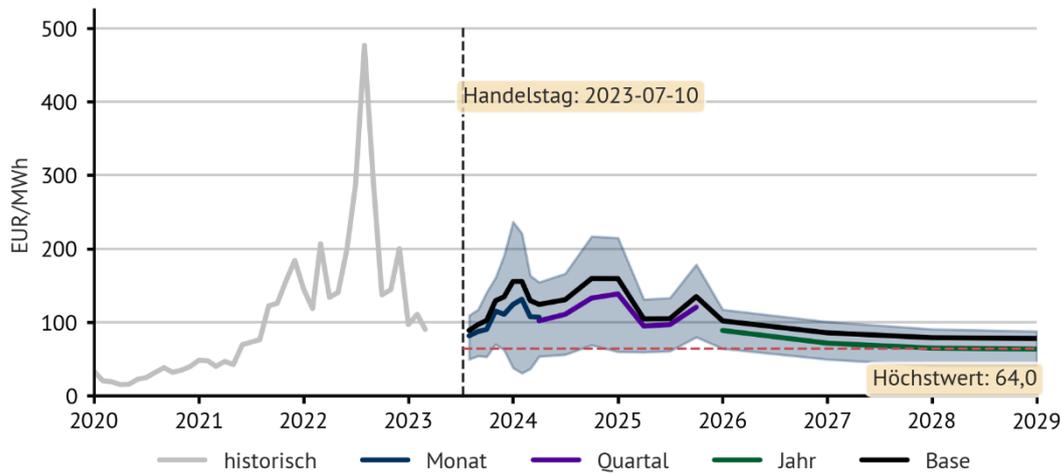


Abbildung 13: Price-Forward-Curve für Wind auf See und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Wintererlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Die Forward-Preiskurve für Windenergie auf See ist einerseits höher als für Anlagen an Land, andererseits um 5 bis 26 % niedriger als für Photovoltaik. Die Schwankungsbreite weist ein saisonales Profil auf, im Winter sind insbesondere witterungsbedingt höhere Preiseffekte zu erwarten als im Sommer, dies gilt insbesondere für Preisspitzen, die in windschwachen und kalten Monaten auftreten. Der Höchstwert des EEG von 64 EUR/MWh spielte in den zurückliegenden Ausschreibungen kaum eine Rolle, da die Zuschläge bei oder nahe 0 EUR/MWh erteilt wurden. Aber auch bei einem Zuschlag zum Höchstwert von 64 EUR/MWh wäre eine PPA-basierte Vermarktung des Stroms zumindest für diese Dekade eine relevante Möglichkeit zur Erlösabsicherung gewesen. Im Jahr 2029 sinkt der erwartete Erlös für Windenergieanlagen unter das Niveau des Höchstwertes der EEG-Ausschreibung von 64 EUR/MWh.

Historische Base-Parity-Ratio (Profilwertigkeit)

Um vom Basepreis auf die technologiespezifische Marktwertigkeit förderfreien EE-Stroms zu schließen, wird dieser mit einem Faktor, der sogenannten Base-Parity-Ratio⁷, 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 3.1), bezieht die Base-Parity-Ratio zusätzlich zum Einspeiseprofil einen Abschlag für die Nicht-Vermarktung in Stunden negativer Preise mit ein.⁸

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 neben dem Marktpreisniveau und dem Einspeiseprofil⁹ 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.

⁷ In älteren Monitoringberichten der zurückliegenden Jahre 2019-2022 wurde dieser Begriff noch ins Deutsche übersetzt („Grundlastparität“). Beide Begriffe sind gleichbedeutend.

⁸ In Zeiträumen ohne negative Preise sind die beiden Faktoren identisch.

⁹ 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.

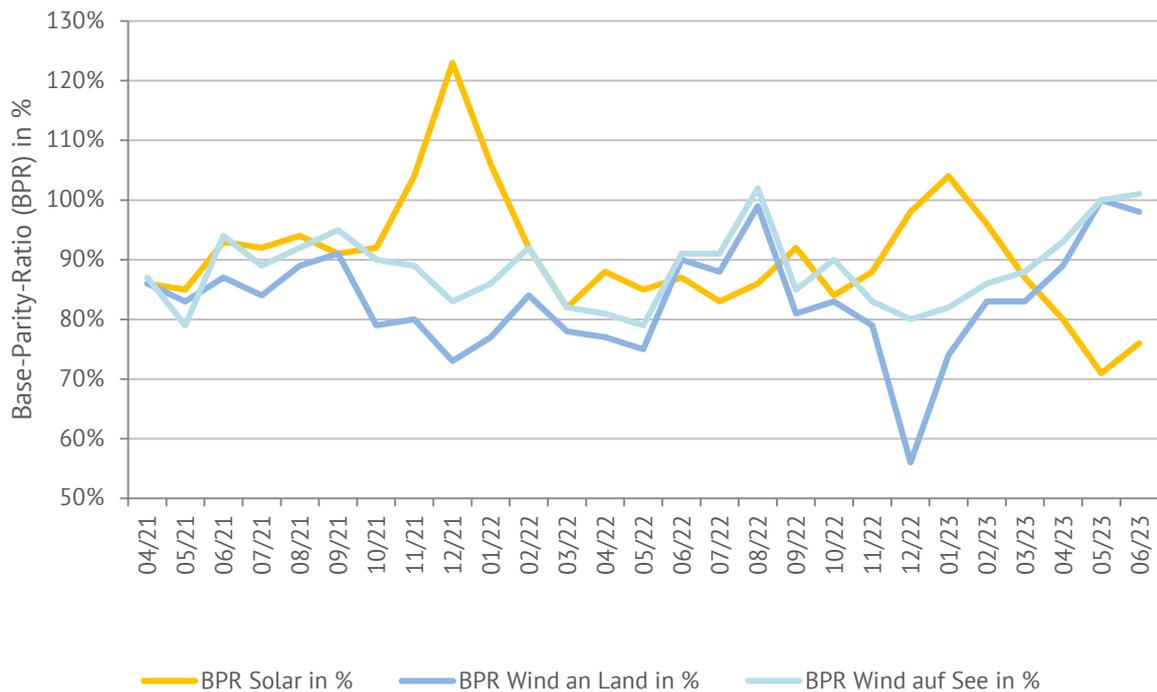


Abbildung 14: Base-Parity-Ratio je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

Wie schon beim Technologievergleich der Marktwerte liegt Wind auch in Abbildung 14, mit Ausnahme der solarintensiven Sommermonate, unterhalb von Solar. Im zweiten Quartal 2023 jedoch liegt die BPR Solar deutlich niedriger als in bisherigen Vergleichszeiträumen, während die Werte für Windanlagen zumindest im Mai und Juni deutlich über dem Niveau der Vorjahresquartale lagen. Die besonders niedrigen Werte für förderfreien Solarstrom in Mai und Juni (71 bzw. 76 %) sind auf die sehr hohe Solareinspeisung an Wochenenden und Feiertagen in Deutschland und seinen Nachbarländern zurückzuführen (vgl. Kapitel 3.3).

3.3 NEGATIVE PREISE

Das Wichtigste im Vergleich der Vorjahre

Tabelle 3: Zusammenfassung wichtiger Kennzahlen zu negativen Preisen in den Jahren 2021-2023

[Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

	Q2 2021	Q2 2022	Q2 2023
Stunden mit negativen Preisen	69	24	64
davon 4H § 51 EEG 2021 [Anteil in Prozent]	61 [88%]	16 [67%]	41 [64%]
davon 6H § 51 EEG 2017 [Anteil in Prozent]	39 [57%]	7 [29%]	28 [44%]
Ø der negativen Preise in EUR/MWh	-22,99	-2,36	-18,86
Ø Angebotsüberhang in MW	1.584	2.762	2.735
Stunden mit Preisen von 0 bis 10 EUR/MWh	68	50	64

Tabelle 3 zeigt unter anderem die Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen, Preisen unter 10 EUR/MWh sowie von mindestens 4 oder 6 Stunden negativer Preise am Stück („4H-Regel“ bzw. „6H-Regel“ nach § 51 EEG 2021 bzw. 2017) für die ersten Quartale der Jahre 2021 bis 2023. Die Anzahl negativer Preise ist im zweiten Quartal 2023 im Vergleich zum Vorjahresquartal um fast das Dreifache gestiegen und lag mit 64 Stunden in etwa auf dem Niveau von 2021. Auch der Anteil derjenigen negativen Preise, die in ein 6H-Zeitfenster fielen, lag im zweiten Quartal 2023 mit 44 Prozent auf einem höheren Niveau als im Vorjahr. Bei dem Prozentanteil der Vorkommnisse der 4H-Regel ist hingegen ein leichter Rückgang zu verzeichnen. Die Anzahl von Stunden mit Preisen von 0 bis 10 EUR/MWh ist ähnlich wie in den Vorjahresquartalen. Zusätzlich zur Häufigkeit des Auftretens negativer Preise sind in Tabelle 3 auch zwei Kennzahlen aufgeführt, die eine Aussage darüber erlauben, wie „negativ“ die Preise in diesen Zeiträumen waren: Der Durchschnitt der negativen Preise über die Quartale sowie der durchschnittliche Angebotsüberschuss in diesen Stunden in MW. Die durchschnittliche Höhe von -18,86 EUR/MWh ist im Vergleich zum Vorjahr gestiegen und liegt wieder auf dem Niveau von 2021, während der durchschnittliche Angebotsüberhang mit 2.725 MW aber auf dem hohen Vorjahresniveau und damit über dem Wert von 2021 verblieben ist. Im Durchschnitt war also eine ähnlich hohe zusätzliche Nachfrageleistung wie in Q2/2022 notwendig, um negative Preise am Day-

Ahead-Markt der EPEX Spot zu vermeiden, bei gleichzeitig steigendem Betrag der Preise. Es ist somit unklar, inwiefern sich der seit Beginn der Energiepreiskrise bisher beobachtete Trend fortsetzt, dass mehr Leistung im Bereich betragsmäßig niedriger negativer Preise am Markt angeboten wird und dies zu betragsmäßig niedrigeren negativen Preisen führt. Stattdessen treten wieder vermehrt Gebote zu niedrigeren negativen Preisen auf.

Es ist denkbar, dass der Treiber hierfür mitunter in einer veränderten Vermarktungsstrategie von Direktvermarktern liegt, die aufgrund hoher Strompreise ihre Strategie angepasst hatten. Da die Marktprämie für viele Anlagen während der Energiepreiskrise aufgrund hoher Monatsmarktwerte auf null reduziert wurde, gab es für Betreiber zunächst keinen Anreiz mehr, Strom zu sehr negativen Preisen anzubieten. Da die Marktwerte besonders für Solaranlagen im Mai und Juni jedoch erstmals wieder unter den anzulegenden Werten liegen dürften, besteht jedoch wieder ein Anreiz, Strom zu negativen Preisen zu verkaufen, solange der Preis unterhalb der Marktprämie liegt. Als der Strom nicht mehr zu negativen Preisen verkauft wurde, verschob sich ein Teil des Angebots in der negativen Merit-Order-Kurve auf oder um 0 EUR/MWh. Dieser Trend könnte sich nun für einen Teil der direktvermarkteten Anlagenleistung wieder umgekehrt haben.

Ein weiterer Grund für im Betrag gestiegene negative Preise dürfte in einer hohen gleichzeitigen Einspeisung nicht-regelbarer PV-Kleinanlagen in mehreren Ländern Europas liegen (vgl. nächstes Unterkapitel „Anzahl und Höhe negativer Preise“).

Anzahl und Höhe negativer Preise

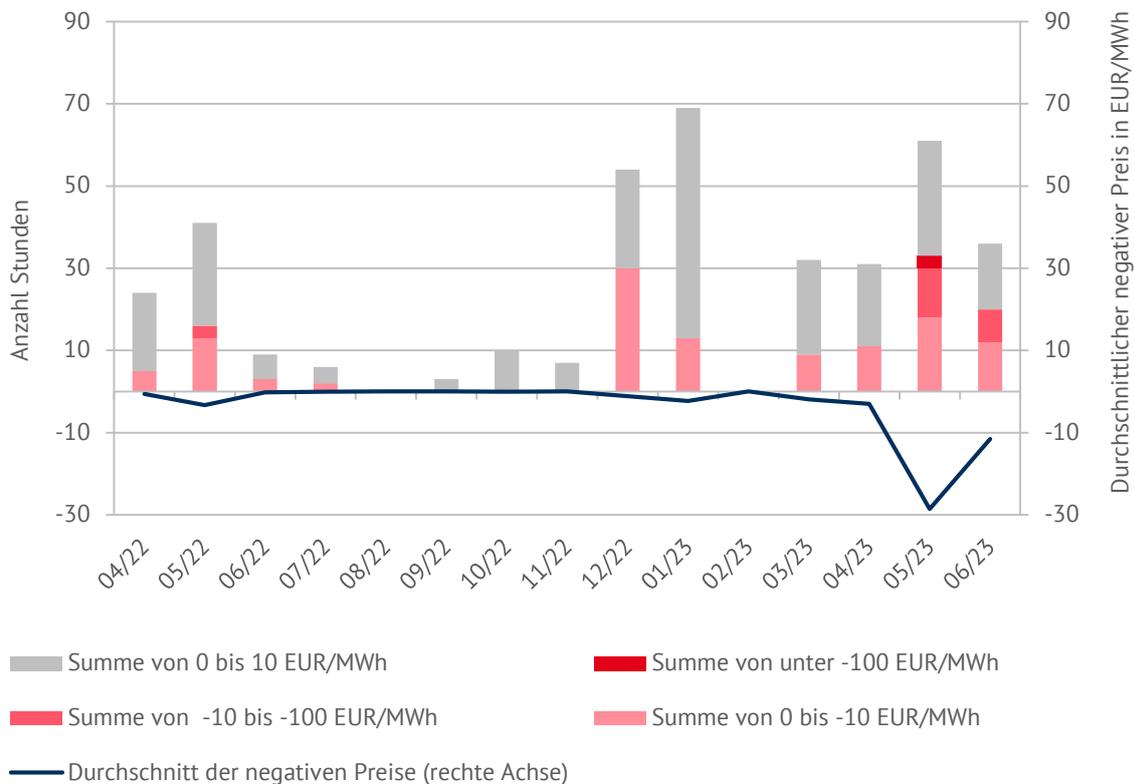


Abbildung 15: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 15 vergleicht die Monate der Jahre 2022 und 2023 miteinander und zeigt: Die durchschnittliche Höhe der negativen Preise ist im zweiten Quartal 2023 auf einem deutlich höheren Niveau als im Jahr 2022. Der Durchschnitt im Mai 2023 lag bei fast -29 EUR/MWh.

Wenn es zu Stunden mit negativen Preisen kam, lagen diese in den letzten Monaten bis April 2023 meist oberhalb von -10 EUR/MWh. Im Mai 2023 traten jedoch zum ersten Mal seit Mai 2016 wieder Stundenpreise von sogar unter -100 EUR/MWh auf (Minimalpreis jeweils bis zu -130 EUR/MWh). Insgesamt kam es im Mai in 15 Stunden zu Day-Ahead-Preisen unter -10 EUR/MWh, davon 3 Mal unter -100 EUR/MWh. 12 dieser 15 Stunden fielen allein auf die Morgen- und Mittagsstunden (9-14 Uhr) am Pfingstsonntag und -montag (28. und 29. Mai).

Aufgrund der zuletzt beobachtbaren Häufung betragsmäßig hoher negativer Preise in solarintensiven Stunden nicht nur in Deutschland, sondern auch in mehreren Nachbarländern, erscheint diese Entwicklung auf den starken Zubau kleiner PV-Dachanlagen überall in Europa zurückzuführen zu sein. Der Großteil dieser Kleinanlagen ist nicht regelbar und/oder es besteht

aufgrund des Förderregimes kein wirtschaftlicher Anreiz zur Abregelung oder lokalen Lastverschiebung in die Mittagsstunden. So haben Betreiber dieser Anlagen in Deutschland Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung sowie auf eine marktpreisunabhängige Pflichtvermarktung durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Die Pflichtvermarktung am Day-Ahead-Markt erfolgt über ein Verkaufsgebot zu -500 EUR/MWh (niedrigster möglicher Gebotspreis). Ein großes Solarstromangebot am Markt zusammen mit anderen preisreduzierenden Merit-Order-Effekten (z.B. Produktion von Must-Run-Kapazitäten, sonn- und feiertagsbedingt niedrige Stromnachfrage) zu entsprechend hohen Beträgen negativer Preise führen. Stellen sich diese Effekte gleichzeitig in den Day-Ahead-Auktionen vieler europäischer Länder ein, so ist die ausgleichende Wirkung von Stromimporten und -exporten begrenzt und es kommt vielerorts zu negativen Preisen. Im Sommer 2023 scheint hier an manchen Tagen eine Art Kipppunkt in den Merit-Orders Zentral- und Westeuropas erreicht worden zu sein, an denen es in mehreren Ländern zu besonders negativen Preisen kam. Im Extremfall kann dies dazu führen, dass eine Day-Auktion aufgrund eines starken Überschussangebots kein markträumendes Ergebnis erzielt und wiederholt werden muss. Zu einem solchen Ereignis kam es in Q2/2023 bspw. zum ersten Mal in den Niederlanden (Mitte April). Die wiederholte Auktion führte aufgrund veränderten Gebotsverhaltens flexibler Marktteilnehmer dann zu einem markträumenden Preis im positiven Bereich.

Negative Preise nach Tageszeiten

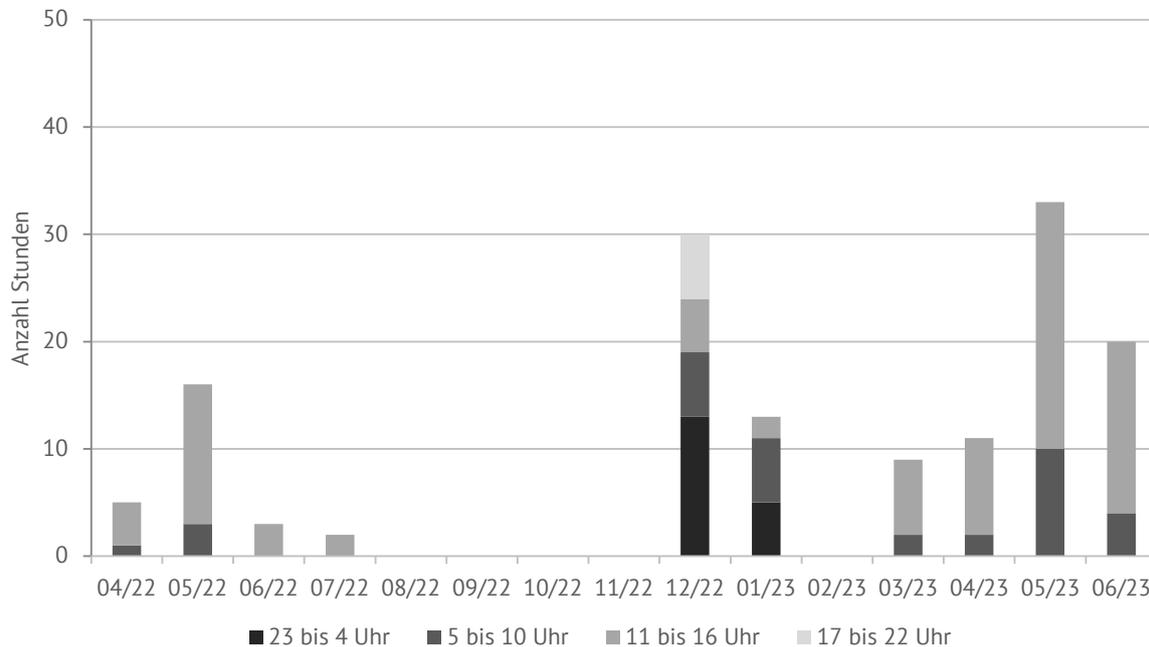


Abbildung 16: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 16 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 15 Monaten auftraten. Demnach traten diese vor allem in den Wintermonaten häufiger nachts und in den frühen Morgenstunden auf. Im Frühling und in den Sommermonaten ist der Anteil der negativen Strompreise aufgrund der PV-Einspeisung in den Mittagsstunden höher. So traten alle negativen Preise in Q2 den Morgen- und Mittagsstunden auf.

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. Ab-

Abbildung 17 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 17. 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. In Stunden mit negativen Preisen ist dieser Indikator positiv und umgekehrt.

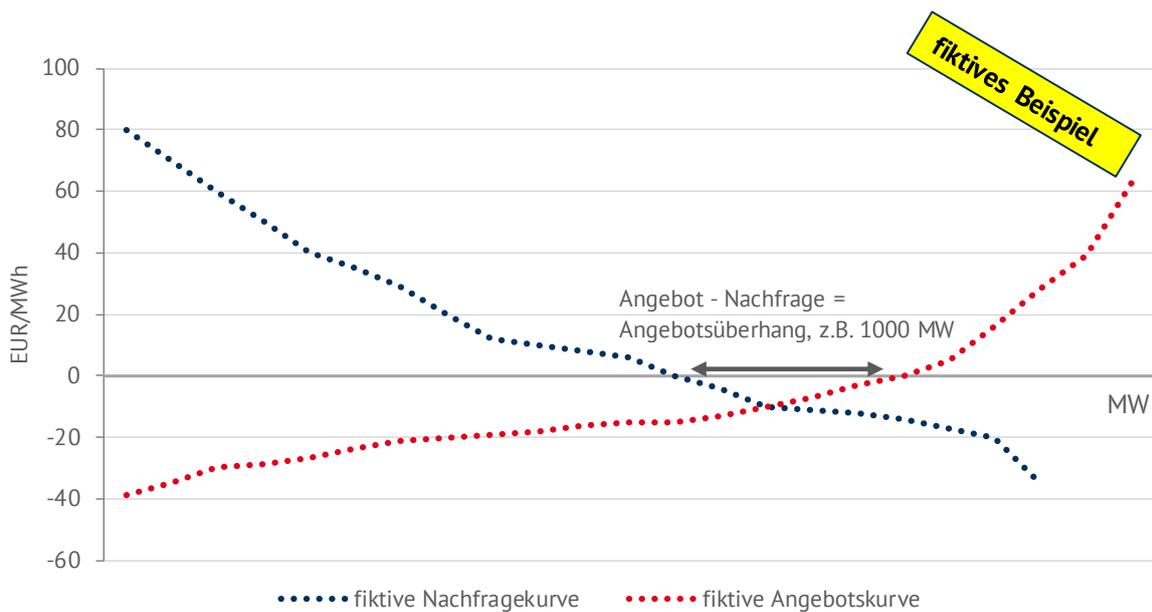


Abbildung 17: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

Abbildung 18 vergleicht die durchschnittlichen Angebotsüberhänge je Monat der Jahre 2022 und 2023 mit dem jeweiligen Jahresdurchschnitt. Der Vergleich zeigt: Im Schnitt wären die negativen Preise in 2023 mit einer höheren flexiblen Nachfrage von rund 3,5 GW zu vermeiden gewesen (2022: 2,9 GW). Die durchschnittlichen Angebotsüberhänge von April bis Juni sind im Jahr 2023 (2.543, 3.553, 2.110 MW) sehr ähnlich zu den Monaten April bis Juni des Vorjahresquartals (2.802, 3.535, 1.947 MW).

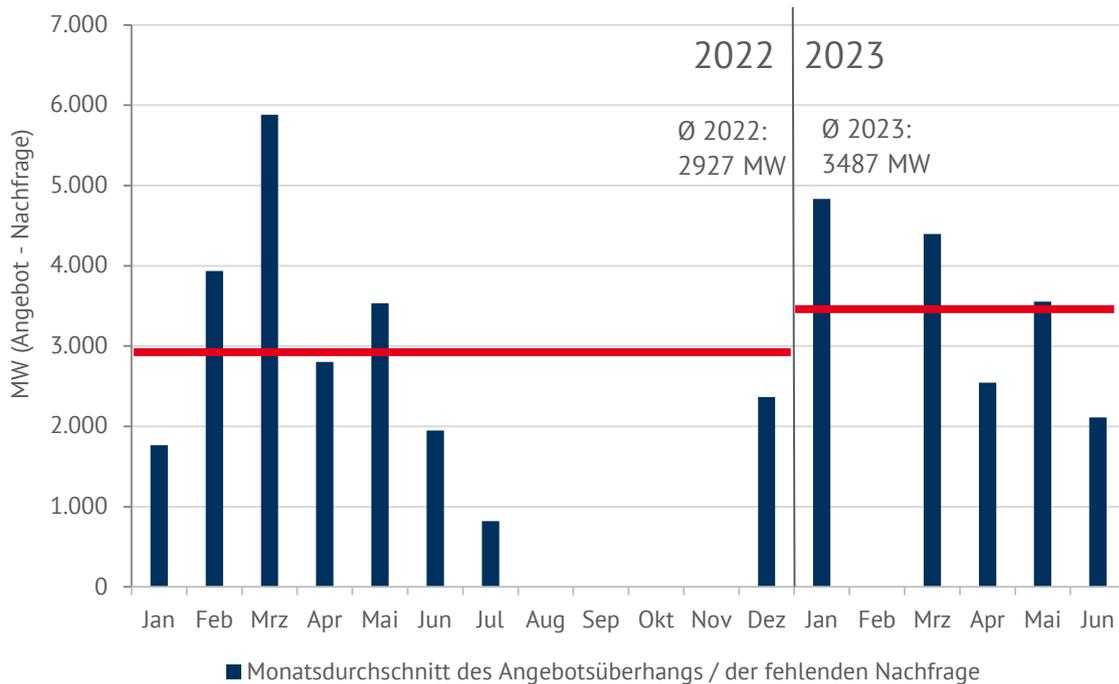


Abbildung 18: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2022 und 2023 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

§51 EEG

Nach der „6H-Regel“ des § 51 EEG 2017 reduziert sich die Förderung für EEG-Anlagen mit Inbetriebnahme (IBN) ab 2017 und Ausschreibungszuschlag vor 2021 für diejenigen Perioden auf null, in denen mindestens sechs Stunden mit negativen Preisen am Stück auftreten.

§ 51 EEG 2021 („4H-Regel“) sieht vor, dass sich die Förderung für EEG-Anlagen mit IBN vor 2024, 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.

Nach § 51 EEG 2023 wird der Mechanismus bis 2027 stufenweise auf eine Stunde („1H-Regel“) reduziert: Für Anlagen mit IBN ab 2024 sollen es drei, bei IBN in 2026 zwei aufeinanderfolgende und bei IBN ab 2027 bereits eine Stunde sein. Bereits heute ist die Anzahl aller Stunden mit negativen Preisen für förderfrei vermarktete EE-Anlagen wirtschaftlich relevant, da in Vermarktungsverträgen dieser Anlagen i.d.R. eine Abregelung während negativer Preise vorgesehen ist.

Um eine Abschätzung der Auswirkungen der negativen Preise auf die Erlöse oben beschriebener Anlagenklassen zu geben, zeigt Abbildung 19 die Anzahl der Fälle der 6H- 4H-Regel im Vergleich. So ist zu erkennen, dass die Anzahl an Fällen der 6H-, 4H-Regel in vielen Monaten auf ähnlichem Niveau lagen. Das bedeutet: Wenn negative Preise über vier Stunden auftraten, dann häufig auch über mindestens sechs Stunden. Im ersten Quartal 2023 und im April des Vorjahres traten jeweils nur Fälle der 4H-Regel auf. Im Mai 2023 lagen die Werte der 4H- und 6H-Regel gleichauf, während dies im Juni 2023 nicht der Fall war. Insbesondere Ende Mai traten negative Preise über mehrstündige, solarintensive Zeiträume auf.

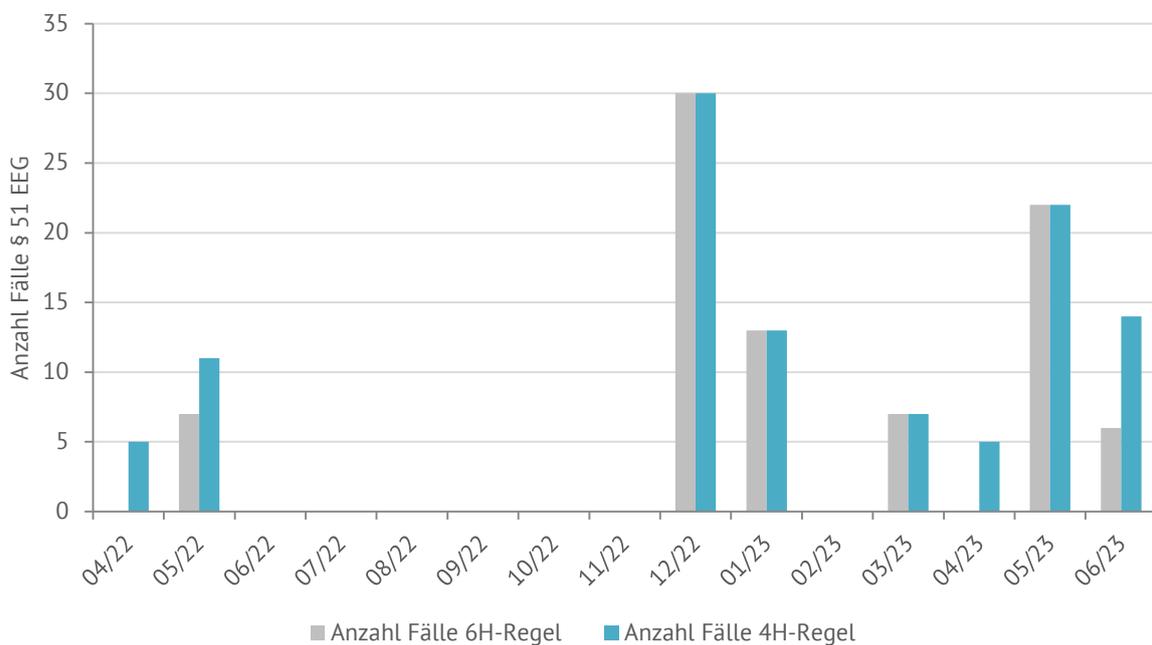


Abbildung 19: Häufigkeit der Stunden in Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkisfarbene Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Tabelle 4: Technologiespezifische Erzeugungsanteile in %, die in Zeiträume mit 6 oder 4 aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen fielen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

		04/ 22	05/ 22	06/ 22	07/ 22	08/ 22	09/ 22	10/ 22	11/ 22	12/ 22	01/ 23	02/ 23	03/ 23	04/ 23	05/ 23	06/ 23
Solar	6H	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	4%	0%	3%	0%	9%	2%
	4H	2%	4%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	5%	4%	0%	3%	3%	9%	6%
Wind an Land	6H	2%	5%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	5%	4%	0%	4%	6%	14%	8%
	4H	0%	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	3%	0%	2%	0%	2%	1%
Wind auf See	6H	2%	5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	11%	3%	0%	2%	1%	2%	2%
	4H	2%	7%	1%	1%	0%	0%	0%	0%	11%	3%	0%	3%	3%	4%	2%

Tabelle 4 gibt zudem an, wie groß der Anteil der monatlichen Erzeugungsmengen der Solar- und Windenergie in diesen Zeiträumen war. Es wird deutlich, dass im zweiten Quartal 2023 Wind an Land am stärksten von negativen Preisen betroffen ist. Für die Sommermonate ist diese Entwicklung tendenziell eher ungewöhnlich, da negative Preise nahezu ausschließlich in solarintensiven Tagesstunden auftreten. In vielen Stunden überlappten sich jedoch eine hohe Solar- und Windeinspeisung. Die stärkste Erlösreduktion durch negative Preise trat im Mai 2023 auf (Wind an Land mit 14 %, Solar 9 %), als eine Windfront am sonnigen Pfingstwochenende auf eine feiertagsbedingt besonders niedrige Nachfrage traf.

4. CASE STUDY: ANALYSE DER EREIGNISSE IM KURZFRISTHANDEL AM 4. APRIL

Aus Sicht der Direktvermarktung erneuerbarer Energien war das zurückliegende Quartal besonders reich an interessanten Trends und Ereignissen. In Bezug auf die Wirtschaftlichkeitsparameter und Vermarktungsanteile wurden diese in den vorherigen Kapiteln bereits beschrieben. Doch auch mit Blick auf die Systemstabilität und den Kurzfristhandel kam es in Q2 zu besonderen Vorkommnissen.

So traten von den zehn betragsmäßig höchsten Regelzonensaldi des Jahres 2023 fünf innerhalb von rund 2 Stunden eines einzigen Tages in Q2, dem 4. April von 12:15 bis 14:00 Uhr, auf.¹⁰ In jeder dieser fünf Viertelstunden kam es zu einer Überdeckung des deutschen Netzregelverbundes (NRV) von über 2 GW, in der Spitze wurden über 2,5 GW erreicht. Im Vergleich hierzu lag der durchschnittliche Betrag aller Über- und Unterdeckungen im deutschen NRV 2022 und 2023 bei 324 bzw. 370 MW. Eine derartige Überdeckung des Netzes resultiert daraus, dass die Stromerzeugung die Stromnachfrage deutlich übertrifft, und macht sehr umfangreiche Abrufe negativer Regelenergie notwendig, um das Netz zu stabilisieren. In der Folge stand die Netzampel der Übertragungsnetzbetreiber¹¹ über 2 Stunden hinweg auf „rot“, und unausgeglichene bilanzierte Stromvermarkter (bspw. aufgrund von Prognoseabweichungen) waren im April mit besonders hohen Ausgleichsenergiekosten konfrontiert.

Um die Treiber des Marktgeschehens an diesem Rekordtag einzuordnen, hat Energy Brainpool in Kooperation mit Marktakteuren eine kurze Case Study erstellt. Als Marktakteure an den Kurzfristmärkten treten vorrangig Stromproduzenten mit eigener Vermarktungsabteilung und Handelsunternehmen auf, die in der Direktvermarktung tätig sind. Ein Großteil der nicht-steuerbaren Solaranlagen wird außerdem durch Front-Office-Teams der vier Übertragungsnetzbetreiber vermarktet (mehr hierzu am Ende der Case Study). Dabei handelt es sich hauptsächlich um Dachinstallationen und andere Kleinstanlagen, die insgesamt betrachtet rund 70 Prozent der installierten Solarenergieleistung in Deutschland stellen.

¹⁰ Betrachtet man lediglich alle Viertelstunden mit Überdeckung, so stellen diese fünf Viertelstunden des 4. Aprils sogar die betragsmäßig fünf höchsten Werte in 2023 dar.

¹¹ Die Netzampel weist die drei Stufen „grün“, „gelb“ und „rot“ auf und hat zum Ziel, eine Live-Auskunft über den Zustand des deutschen Stromnetzes zu geben. Die Stufe „rot“ wird erreicht, wenn das Regelzonensaldo 80 % der beschafften Sekundärregelleistung und Minutenreserve übersteigt.

Grundsätzlich war der 4. April hinsichtlich der wetterabhängigen Wind- und Solareinspeisung nicht als außergewöhnlich einzustufen. Während die Windstromerzeugung unterdurchschnittlich war, so war es zwar ein sehr sonniger, aber kein Rekordtag für die Solarenergie. Der Grund für die starke Netzüberdeckung lag in einer kurzfristigen, zusätzlichen Einspeisung von Solarenergie, die nur zeitverzögert in den Erzeugungsprognosen reflektiert wurde. Der untere Bereich in Abbildung 20 veranschaulicht den Verlauf des Regelzonensaldos und der Solarprognoseabweichung¹² zwischen 11 und 16 Uhr. Die dargestellten Daten der ENTSO-E Transparency zeigen dabei eine maximale Prognoseabweichung von bis zu 5,6 GW an. Jedoch werden im Markt auch privatwirtschaftliche Anbieter von EE-Einspeiseprognosen genutzt. So lag die Prognoseabweichung eines der führenden Anbieter in diesem Segment an diesem Tag in der Spitze sogar bei über 8 GW. Es war also rund 5 bis 8 GW mehr Solarstrom verfügbar als vortags erwartet.

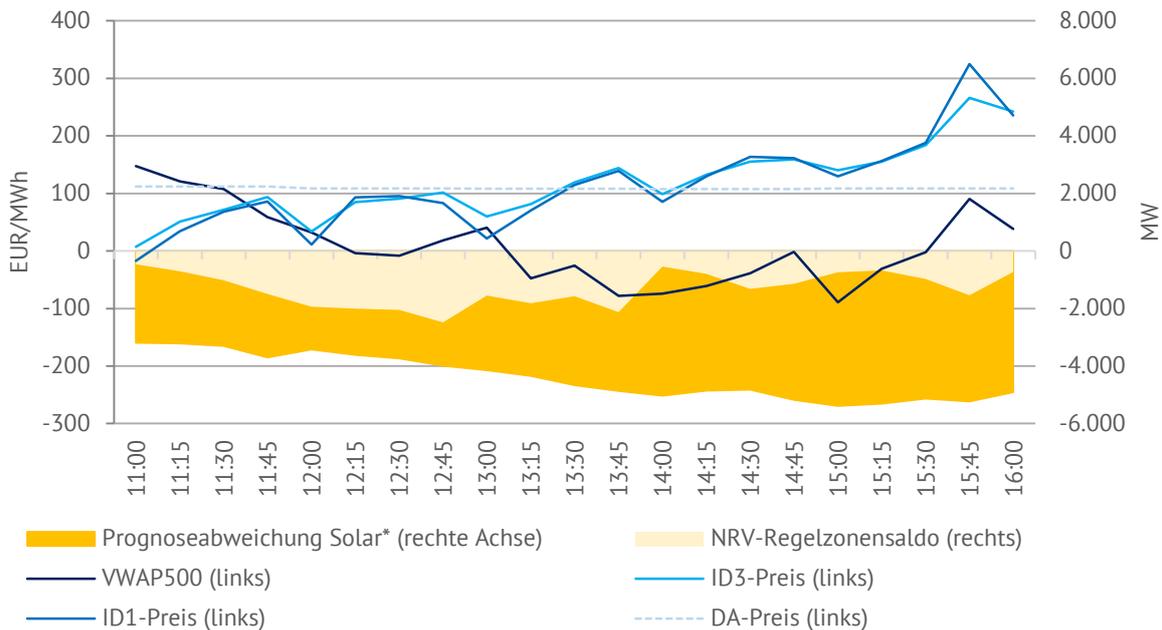
Grundsätzlich können auch große Prognoseabweichungen über zusätzliche Verkaufsgeschäfte am Intraday-Markt platziert und somit durch flexible Stromerzeuger und -verbraucher ausgeglichen werden. Je größer der Verkaufsdruck, desto stärker fallen die Preise. Im Extremfall erreichen sie negative Werte. In Abbildung 20 ist hierzu im oberen Bereich der Preisverlauf am Day-Ahead- (DA) und Intraday-Markt dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sowohl der stündliche DA-Preis als auch die viertelstündlichen Intraday-Preisindizes ID3 und ID1 stets deutlich im positiven Bereich verlaufen.¹³ Der ID3 und ID1 verlaufen in manchen Viertelstunden zwischen 12 und 14 Uhr sogar nahe oder über dem Day-Ahead-Preis. Dies ist ein Indiz dafür, dass die Prognoseveränderung (mehr Solarstrom verfügbar) bis zu 3 bzw. 1 Stunde vor Lieferbeginn nicht in seinem vollen Ausmaß feststand. Aufgrund des hohen Marktanteils der Solareinspeisung in diesen Stunden wäre sonst eine starke Preiskorrektur nach unten zu beobachten gewesen. Erst der VWAP500, im Vergleich der dargestellten Preisindizes ist dieser der „kurzfristigste“ Preis vor Lieferbeginn, fällt vergleichsweise stark ab und erreicht den negativen Bereich.¹⁴ Da die Prognoseänderung erst sehr spät bei den Marktakteuren ankam, mussten am Ende über 2 GW der Überschüsse durch negative Regelenergie ausgeglichen werden.

¹² Unterschied zwischen Day-Ahead-Prognose und IST-Werten.

¹³ ID3 = mengengewichteter Durchschnittspreis aller Handelsgeschäfte in den letzten 3 Stunden vor Lieferung

ID 1 = mengengewichteter Durchschnittspreis aller Handelsgeschäfte in der letzten Stunde vor Lieferung

¹⁴ VWAP500 = mengengewichteter Durchschnittspreis der Handelsgeschäfte über die letzten 500 MW vor Lieferung (engl. „volume-weighted average price 500“)



*Day-Ahead-Prognose minus IST gemäß ENTSO-E Transparency

Abbildung 20: Prognoseabweichung Solar (ENTSO-E), deutsches Regelzonensaldo (netztransparenz.de) sowie DA, ID3, ID1 und VWAP500-Preise gemäß EPEX Spot am 4. April 2023

Hinsichtlich des Einspeiseverhaltens erneuerbarer Energien in dieser Situation lässt sich festhalten: Im Falle betragsmäßig sehr negativer Preise entsteht grundsätzlich ein wirtschaftlicher Anreiz für Betreiber direktvermarkteter EE-Anlagen, ihre Stromerzeugung abzuregeln und den am Markt (i.d.R. zu höheren Preisen) verkauften Strom kurzfristig zurückzukaufen.

Angesichts der Prognose- und Einspeisezeitreihen von ENTSO-E Transparency ist davon auszugehen, dass die wenige, am 4. April verfügbare Windeinspeisung tatsächlich in gewissem Umfang abgeregelt wurde, während dies bei der Solareinspeisung trotz der hohen Erzeugungsmengen vielerorts nicht umsetzbar gewesen sein dürfte. Schließlich ist der Großteil deutscher Solaranlagen auf Gebäudedächern verbaut und mit einer Nennleistung von < 100 kWp dem Kleinanlagensegment zuzuordnen.

Diese Kleinanlagen haben Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung sowie auf eine marktpreisunabhängige Pflichtvermarktung durch den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Aus diesem Grund wird der Großteil der nicht-regelbaren Solarleistung von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet (vgl. Kapitel 3.3). Ein Anreiz zur Abregelung oder zur lokalen Lastverschiebung besteht im Falle der Pflichtvermarktung nicht, selbst im Falle der technischen Um-

setzbarkeit. Im Kern liefern die Vorkommnisse des 4. April also ein Beispiel dafür, wie bedeutend Marktintegration kleiner PV-Dachanlagen für die Stabilität im deutschen Übertragungsnetz und das Regel- und Ausgleichsenergiesystem sein kann.

QUELLENVERZEICHNIS

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2023a): Marktstammdatenregister. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Monitoringberichte/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html [03.07.2023]

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2023b): Marktstammdatenregister. [online] https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/start.html [03.07.2023]

EEX (European Energy Exchange) (2023): Marktdaten, Futures. [online] <https://www.eex.com/de#/de> [03.07.2023]

EPEX-Spot (European Power Exchange) (2023): Day-Ahead Auktion, Marktdaten. [online] <http://www.epexspot.com/de/> [03.07.2023]

Öko-Institut & Energy Brainpool (2023): Monitoring der Direktvermarktung: Jahresbericht 2022 & Ausblick 2023 [online] <https://www.oeko.de/publikationen/p-details/monitoring-der-direktvermarktung-jahresbericht-2022-ausblick-2023> [11.07.2023]

Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2023): Informationen zur Direktvermarktung [online] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung> [10.07.2023]

IMPRESSUM

Autoren:

Öko-Institut:

David Ritter

Dominik Seebach

Markus Haller

Energy Brainpool:

Michael Claußner

Johannes Bogner

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag des BMWK

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

Juli 2023

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin und Öko-Institut, Freiburg

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.