

Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: QUARTALSBERICHT (09/2023)

Freiburg / Berlin, November 2023

D. Ritter, D. Seebach, M. Haller, K. Dünzen (Öko-Institut)
J. Schwartz, M. Brinkhaus (Energy Brainpool)

INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis	I
Markttrends der Direktvermarktung in Q3 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 Markt für Herkunftsnachweise.....	10
2.3 Entwicklungen auf dem PPA-Markt.....	14
3. Monitoring wirtschaftlicher Kennzahlen der Direktvermarktung	19
3.1 Kennzahlen zum Marktprämienmodell.....	19
3.2 Kennzahlen zur sonstigen Direktvermarktung und PPA.....	23
3.3 Negative Preise	28
4. Case study: Entwicklung der Ausschreibungen für Solar–und Windenergie.....	37
Quellenverzeichnis.....	42

Ansprechpartner.

Kapitel 1.1 bis 2.1: David Ritter, Öko-Institut

Kapitel 2.2: Dominik Seebach, Öko-Institut

Kapitel 2.3 bis 3.3: Juri Schwartz und Matthis Brinkhaus, Energy Brainpool

Kapitel 4: Markus Haller, Öko-Institut

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 sonstiger 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 drei 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 ausgeführten und nicht-ausgeführten Anlagen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]	10
Abbildung 7: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen HKNR von 2013 bis Januar 2023 nach Energieträger, bezogen auf das Ausstellungsdatum [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]	12
Abbildung 8: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis Juli 2023 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]	13
Abbildung 9: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis Juli 2023, bezogen auf das Datum der Transaktion im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]	14
Abbildung 10: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2019 bis 2023 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 02.10.2023]	16

Abbildung 11: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 30.09.2023].....	17
Abbildung 12: Monatliche Marktwerte vs. Basepreise [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de].....	19
Abbildung 13: Preisspreads der Day-Ahead-Auktion [Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot]	21
Abbildung 14: 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]	23
Abbildung 15: 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]	24
Abbildung 16: 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]	25
Abbildung 17: Base-Parity-Ratio je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]	27
Abbildung 18: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	30
Abbildung 19: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]	32
Abbildung 20: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead- Auktion an der EPEX Spot.....	33
Abbildung 21: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2022 und 2023 [eigene Darstellung nach EPEX Spot].....	34
Abbildung 22: Anzahl 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].....	35

Abbildung 23: Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse für Solarenergie [Quelle: eigene Darstellung nach bundesnetzagentur.de].....	38
Abbildung 24: Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse für Windenergie an Land [Quelle: eigene Darstellung nach bundesnetzagentur.de]	39
Abbildung 25: Realisierungszeit (Zeitspanne zwischen Gebotstermin und Inbetriebnahme der Anlage). Die Linien entsprechen dem nicht mengengewichteten Durchschnittswert, die Flächen geben die Spannbreite aller Anlagen wieder [Quelle: eigene Darstellung nach bundesnetzagentur.de und Marktstammdatenregister].....	40
Abbildung 26: Realisierungsraten von bezuschlagten Anlagen nach Gebotstermin [Quelle: eigene Darstellung nach bundesnetzagentur.de und Marktstammdatenregister].....	41

MARKTTRENDS DER DIREKTVERMARKTUNG IN Q3 2023

Nach dem turbulenten Jahr 2022 setzte sich die seit Jahresbeginn anhaltende Beruhigung der Strommarktsituation grundsätzlich auch im dritten 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 Q3 2021.

Eine der spannendsten Neuheiten in Q3 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 am Wochenende sowie angepasster EE-Vermarktungsstrategien, die sich auf die Gebotsstruktur bei negativen Preisen auswirken (vgl. Kapitel 3.3).

Die seit Beginn der Energiepreiskrise im Herbst 2021 fortschreitende EE-Marktintegration setzte sich auch in Q3 2023 weiter fort. In den ersten drei Quartalen von 2023 wurden wieder vorrangig PPAs mit mehrjährigen Laufzeiten abgeschlossen, insbesondere für Windenergie auf See-Anlagen. Gleichzeitig verunsicherte die politische Debatte um einen Industriestrompreis den PPA-Markt (vgl. Kapitel 2.3 Entwicklungen auf dem PPA-Markt). Eine Vermarktung nach Marktprämienmodell bleibt mit ca. 86 GW weiterhin das vorherrschende Vermarktungsmodell (siehe Tabelle 1, vgl. Kapitel 1.1). Im Vergleich mit Q3 2022 sind die Werte im Marktprämienmodell auf einem recht ähnlichen Niveau. Dass es keinen deutlicheren Anstieg in diesem Vergütungsmodell gab, könnte daran gelegen haben, dass einige Anlagenbetreiber zur Erlösoptimierung mit ihren Anlagen in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind (vgl. Kapitel 2.1). Hier stieg die vermarktete Leistung auf 16 GW an.

Die Leistung der Anlagen, die Ausfallvergütung in Anspruch genommen haben, zeigt ebenfalls einen deutlichen Anstieg im Vergleich zum Vorjahr. Dennoch bleibt die Ausfallvergütung im Verhältnis zu den anderen Vermarktungsformen entsprechend ihrer primären Funktion als Sicherheitsmaßnahme in vorübergehenden Ausnahmesituationen nach wie vor von geringer Bedeutung (vgl. Kapitel 1.2 Ausfallvergütung).

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	Q3 2021	Q3 2022	Q3 2023
Marktprämienmodell	84.518	85.302	86.754
Sonstige Direktvermarktung	3.913	11.918	16.548
Ausfallvergütung	156	330	598

Auch bei der Entwicklung der wirtschaftlichen DV-Kennzahlen gibt es in Q3 2023 Veränderungen (vgl. Tabelle 2). Während die Anzahl negativer Strompreise auf einem ähnlichen Niveau zu Q3 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

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.

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

3.2). Einer der Gründe hierfür dürfte in der hohen gleichzeitigen Solareinspeisung vielerorts in Europa an Sonn- und Feiertagen des zurückliegenden Quartals liegen.

Eine Case Study zur Entwicklung der Ausschreibungen für Solar und Windenergie rundet den Marktbericht ab (Kapitel 4).

Tabelle 2: Übersicht der wichtigsten Marktdaten in der Direktvermarktung 2021 bis 2023 [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de und EPEX Spot]

	Q3 2021	Q3 2022	Q3 2023
Anzahl der Stunden mit negativen Preisen	22	2	101
Solar: Ø Marktwert³ in EUR/MWh [Ø BPR¹ in Prozent]	88 [90%]	325 [87%]	67 [76%]
Wind an Land: Ø Marktwert in EUR/MWh [Ø BPR in Prozent]	84 [87%]	321 [85%]	66 [77%]
Wind auf See: Ø Marktwert in EUR/MWh [Ø BPR in Prozent]	89 [90%]	327 [87%]	82 [91%]

³ Mengengewichteter, durchschnittlicher Marktwert

1. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE INNERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

1.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IM MARKTPRÄMIENMODELL

Die Leistung der Anlagen, die ihren Strom über das Marktprämienmodell vermarkten, wird in Abbildung 1 für den Zeitraum vom dritten Quartal 2021 bis zum dritten Quartal 2023 aufgeschlüsselt und zusätzlich nach den Energieträgern differenziert. Gemäß § 21 des EEG haben Anlagenbetreiber die Möglichkeit, die Leistung ihrer Anlage auf verschiedene Vermarktungsoptionen aufzuteilen und somit den erzeugten Strom entsprechend zu vermarkten. Sofern eine solche Aufteilung vorgenommen wurde, wurden die Leistungen für die Auswertung in diesem Bericht entsprechend anteilig berücksichtigt.

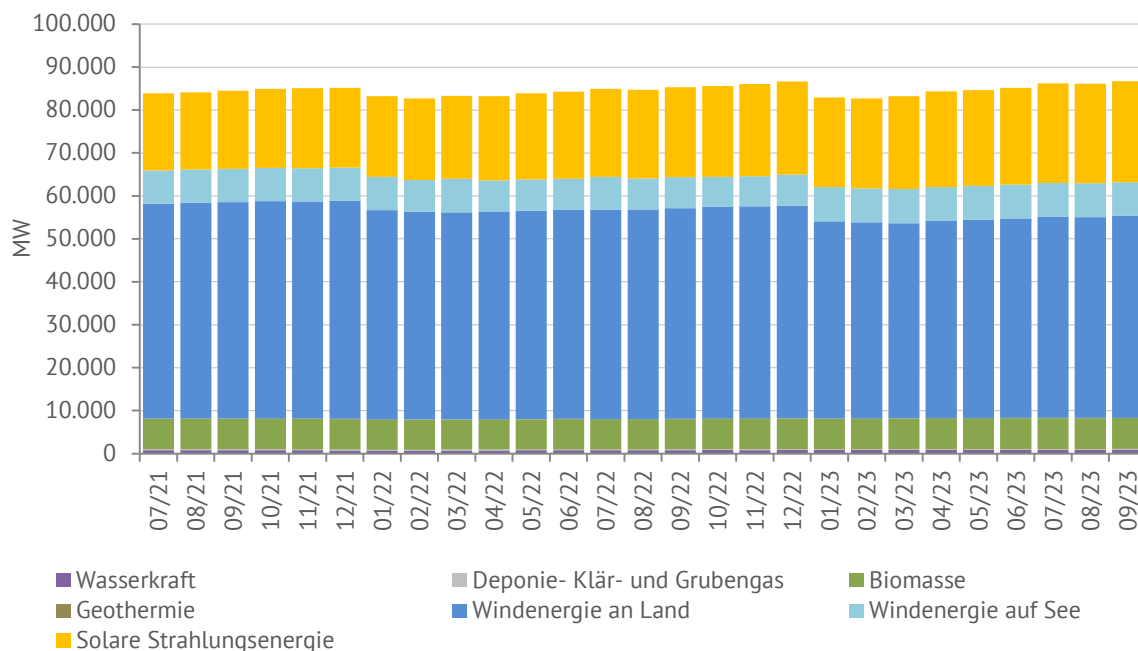


Abbildung 1: Monatliche Entwicklung der vermarkteten Leistung im Marktprämienmodell [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Mit Stand September 2023 entfallen innerhalb des Marktprämienmodells die größten Anteile an vermarkteter Leistung auf Wind an Land (55 Prozent), Solarenergie (27 Prozent), Biomasse und Wind auf See (8 bzw. 9 Prozent). Auf die übrigen Energieträger entfallen nur ca. 1 Prozent der Leistung.

Zu Beginn des zweiten Halbjahrs stieg die Leistung wieder leicht um 1,5 GW (2 Prozent) an und lag zum September 2023 mit 86,7 GW geringfügig über dem Wert von September 2022 (85,3 GW).

Abbildung 2 stellt die gesamte in der Direktvermarktung vermarktete Leistung dar. Diese setzt sich aus den vermarkteten Leistungen nach Marktprämienmodell und der sogenannten sonstigen Direktvermarktung zusammen. Diese Auswertung erlaubt eine Betrachtung der Entwicklung der Nettoleistung in der Direktvermarktung, wobei insbesondere das Wechselverhalten zwischen den beiden Vergütungsformen nicht ins Gewicht fällt.

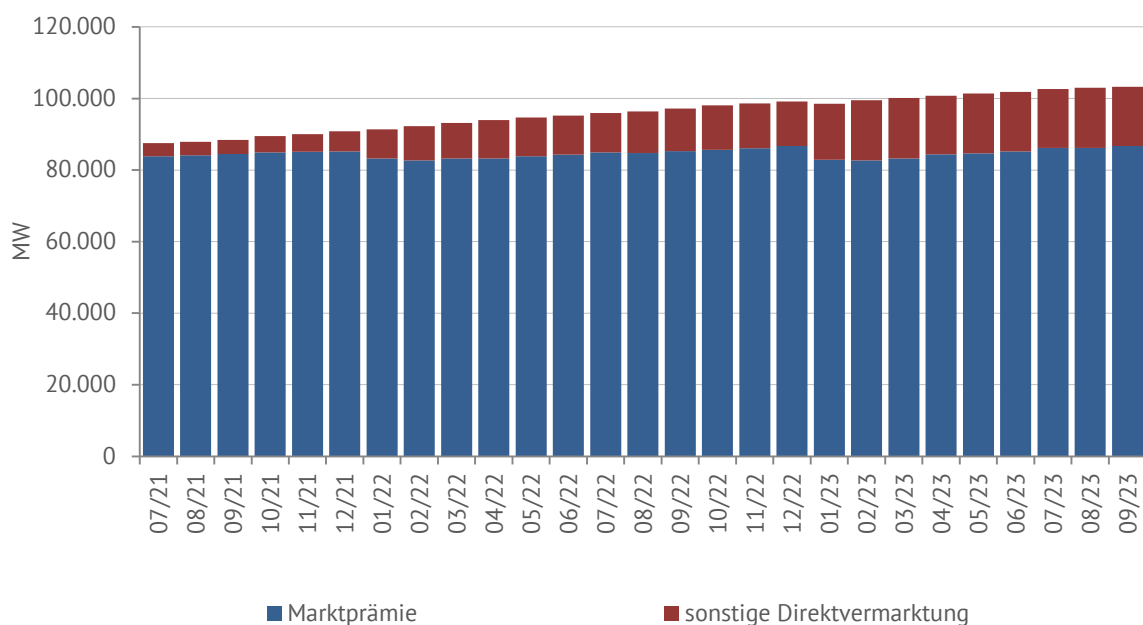


Abbildung 2: Monatliche Entwicklung der vermarkteten Leistung in der Direktvermarktung als Summe von Marktprämie und sonstiger Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Der Großteil der im dritten Quartal 2023 dargestellten Leistung (Abbildung 2) entfiel mit 84 Prozent auf das Marktprämienmodell. Dem gegenüber entfielen im dritten Quartal für 2022 insgesamt 88 Prozent auf das Marktprämienmodell. Der Anteil der sonstigen Direktvermarktung stieg im Umkehrschluss von 12 auf 16 Prozent an, bei insgesamt leicht ansteigender absoluter Leistung in der Direktvermarktung. Im Verlauf des dritten Quartals 2023 wurde der Zuwachs in der sonstigen Direktvermarktung insbesondere von Windenergie an Land Anlagen geprägt. Diese machen mit 66 Prozent hier den Großteil aus.

Eine detaillierte Analyse zu Wechselverhalten zwischen dem Marktprämienmodell und der sonstigen Direktvermarktung wird in Kapitel 2.1 näher ausgeführt.

1.2 AUSFALLVERGÜTUNG

Die Ausfallvergütung ist eine Möglichkeit zur Absicherung für Anlagenbetreibende und dient der Verringerung von finanziellen Risiken. Sie kann zum Beispiel genutzt werden, wenn nach Inbetriebnahme noch kein Direktvermarkter gefunden wurde. Seit ihrer Einführung im Jahr 2015 hat die Nutzung der Ausfallvergütung nahezu kontinuierlich zugenommen. Dieser Trend setzt sich auch im dritten Quartal 2023 fort (siehe Abbildung 3). Bei der Interpretation der Abbildung 3 gilt zu beachten, dass sie im Gegensatz zu den übrigen Abbildungen in 100-MW-Schritten dargestellt wurde. Die vermarktete Leistung nach Ausfallvergütung ist im Vergleich zur insgesamt vermarkteten EE-Leistung weiterhin auf einem sehr niedrigen Niveau. Zum Ende des dritten Quartals im Jahr 2023 machte die installierte Leistung in dieser Vergütungsform lediglich 0,3 Prozent der gesamten EE-Leistung aus (598 MW). Der größte Leistungsanteil entfällt auf Solarenergie (87 Prozent) gefolgt von Windenergie an Land mit 9 Prozent.

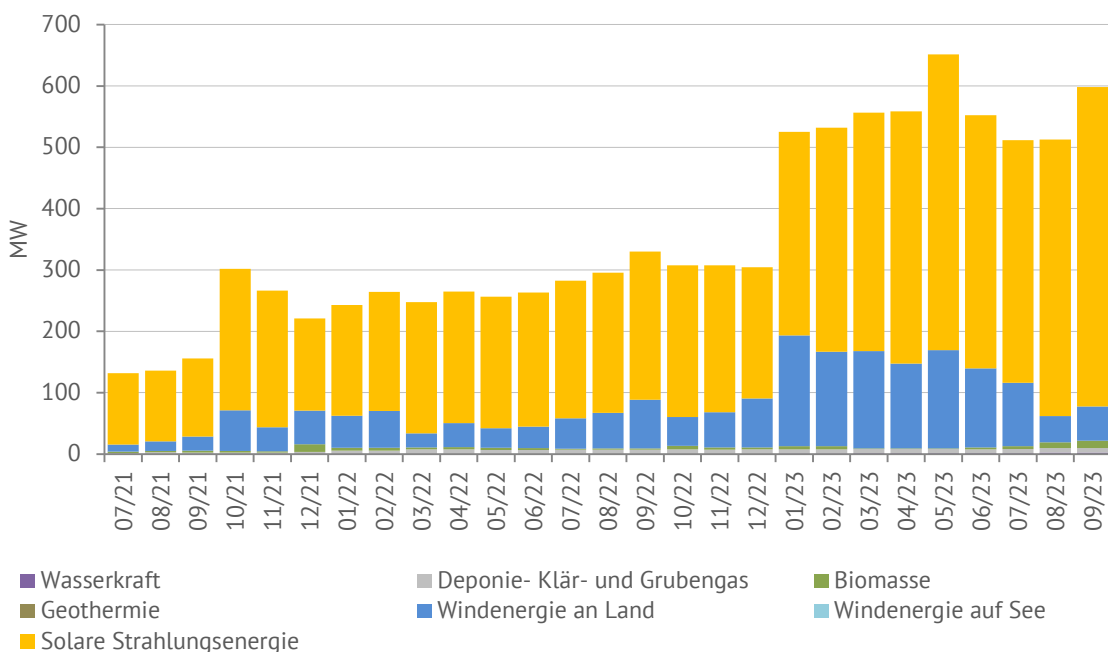


Abbildung 3: Kapazitäten in der Ausfallvergütung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

Erfahrungsgemäß tritt zum Jahreswechsel ein Anstieg der Leistungswerte auf, welche im jährlichen Verlauf deutlich schwanken. Die Dynamik innerhalb eines Jahres ist zu großen Teilen auf den Wechsel von der Ausfallvergütung zu einer der übrigen Vermarktungsformen zurückzuführen. Zusätzlich ist die Dauer der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung zeitlich begrenzt. Zuletzt stieg der Anteil der Ausfallvergütung im September 2023 nach zweimonatiger Stagnation

wieder deutlich. Jedoch fällt das Wechselverhalten weniger großer Anlagen innerhalb der Ausfallvergütung erheblich auf, insbesondere aufgrund der geringen Gesamtanzahl der Anlagen.

2. MONITORING DER VERMARKTUNGSANTEILE AUßERHALB DER EEG-FÖRDERUNG

2.1 ENTWICKLUNG DER VERMARKTETEN LEISTUNG IN DER SONSTIGEN DIREKTVERMARKTUNG

Anlagen, die über die sonstige Direktvermarktung vermarktet werden, erhalten keine EEG-Förderung. Dennoch ergeben sich gegenüber dem Marktpremienmodell für Anlagenbetreiber gewisse Vorteile, die diese Vermarktungsoption insbesondere bei hohen Börsen-Strompreisen interessant machen. So gilt zum Beispiel kein Doppelvermarktungsverbot, das für EEG-geförderten Strom eine Vermarktung als „Ökostrom“ untersagt. Anlagenbetreibern bietet sich dadurch eine zusätzliche Einnahmequelle durch den Verkauf von Herkunftsnachweisen.

Die Leistung, die im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung vertrieben wird, ist in Abbildung 4 monatsscharf nach Energieträgern aufgeschlüsselt. Die starken Anstiege zum Jahreswechsel resultieren hauptsächlich aus dem Ausscheiden von Anlagen aus dem EEG-Förderzeitraum. Dabei handelt es sich insbesondere um Windenergie an Land-Anlagen, die in der sonstigen Direktvermarktung eine Anschlussfinanzierung finden konnten. Zu Beginn des Jahres 2023 zeigt die Leistung einen leichten Anstieg, insbesondere angetrieben durch die Windenergie an Land-Anlagen. Im Verlauf des ersten und zweiten Quartal 2023 verzeichneten wir eine Stagnation mit leichter Fluktuation, die sich zu Beginn des dritten Quartals fortsetzte. Zum Ende des dritten Quartals näherte sich die Leistung wieder dem Niveau von März 2023 an. Seit dem letzten Quartal 2021 gab es einen graduellen Anstieg der Solarenergie in der sonstigen Direktvermarktung. Dieser war bedingt durch die hohen Börsenstrompreise seit Ende 2021. Dieser Trend hat sich im ersten Halbjahr sowie zu Beginn des zweiten Halbjahres 2023 nicht fortgesetzt. Die PV-Leistung in der sonstigen Direktvermarktung blieb im bisherigen Jahresverlauf konstant. Die Leistung von Windenergie auf See Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung lag zum Ende des dritten Quartals 2023 deutlich unterhalb der Vorjahreswerte.

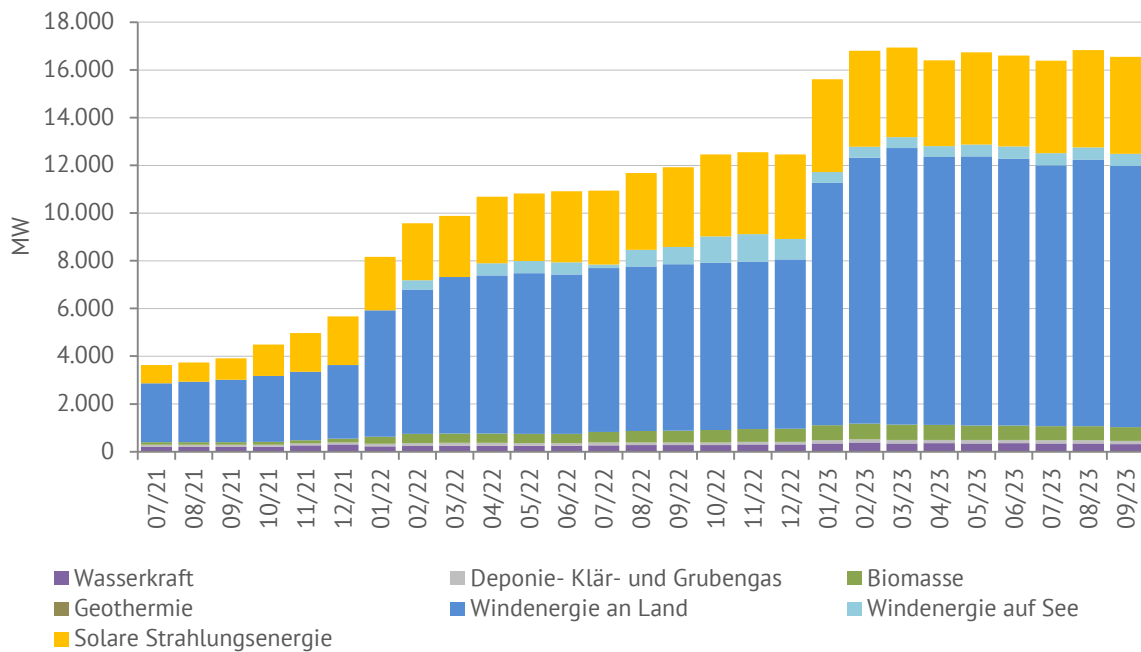


Abbildung 4: Entwicklung der vermarkteten Leistung in der sonstigen Direktvermarktung [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]

In Abbildung 5 ist die Leistung der Anlagen bis zum dritten Quartal 2023 dargestellt, die neu in die sonstige Direktvermarktung gewechselt sind. Des Weiteren wird differenziert nach den Vergütungsformen im Vormonat. Unter die Kategorie „Neu“ fallen Anlagen, die direkt nach Inbetriebnahme über die sonstige Direktvermarktung ihren erzeugten Strom vertreiben. Vor dem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung hat ein Großteil der Anlagen Marktprämien in Anspruch genommen. Vom zweiten auf das dritte Quartal ist dieser Anteil um die Hälfte geschrumpft (52 Prozent). Hierbei ist zu betonen, dass insbesondere im ersten Quartal eines Jahres große Leistungseinheiten zu der sonstigen Direktvermarktung hinzukommen. Auch der Anteil an Anlagen, die im Vormonat in der Fest- oder Ausfallvergütung waren, ist zurückgegangen; der Anteil an Anlagen in der Ausfallvergütung ist hierbei deutlich geringer. Der Anteil an Anlagen, die im dritten Quartal in der sonstigen Direktvermarktung mit Inbetriebnahme gestartet sind, fällt ebenfalls sehr gering aus (0,09 GW).

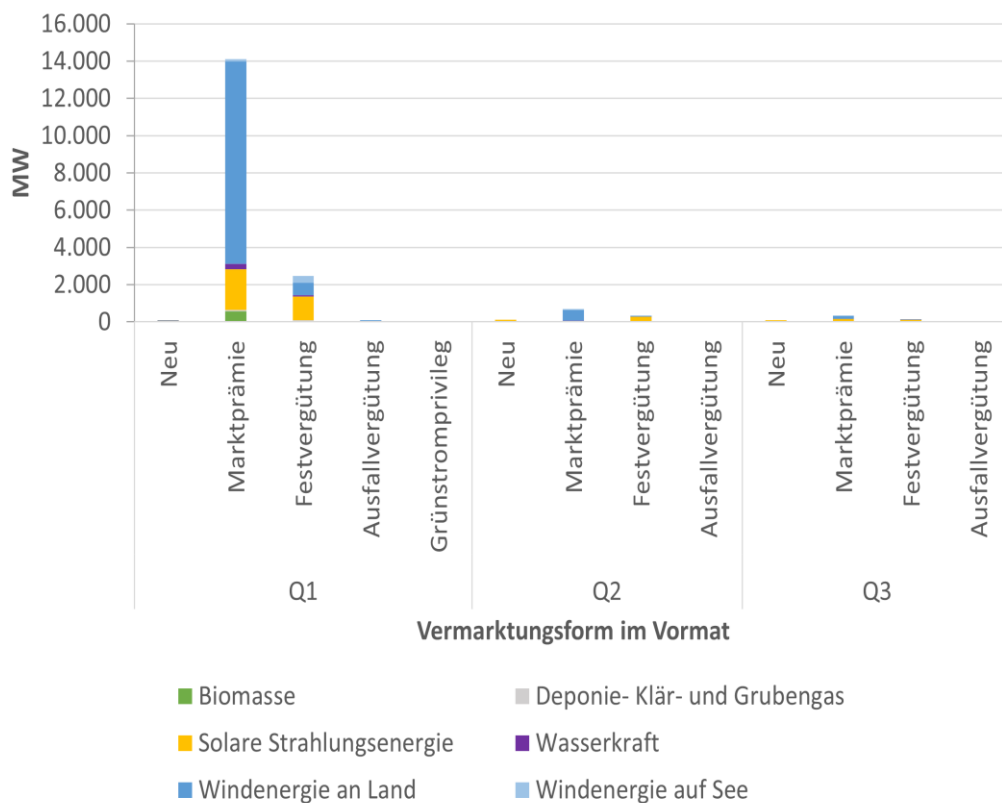


Abbildung 5: Leistung der Anlagen, die in den ersten drei Quartalen des Jahres 2023 neu in die sonstige Direktvermarktung kamen, differenziert nach der vorherigen Vermarktungsform [Quelle: Eigene Darstellung nach netztransparenz.de und MaStR]⁴

Ob es sich bei diesen gewechselten Anlagen um ausgeförderte Anlagen handelt, ist in Abbildung 6 dargestellt. Ausgefördert meint hierbei Anlagen, die bereits 20 Jahre nach EEG gefördert wurden. Nicht-ausgefördert meint Anlagen, die weiterhin EEG-Vergütungsanspruch hätten bzw. außerhalb des EEG-Vergütungsrahmens laufen. Dabei ist zu erkennen, dass im ersten Quartal die Hälfte des Leistungszuwachses in der sonstigen Direktvermarktung auf Anlagen entfällt, deren Förderung ausgelaufen ist. Die übrigen 50 Prozent der betroffenen Leistung resultiert aus Anlagen, die vor dem Ablauf ihrer Förderperiode den Wechsel aus der Marktpremie in die sonstige Direktvermarktung vollzogen haben. Im zweiten Quartal machen Anlagen innerhalb der Förderperiode mit 88 Prozent den überwiegenden Anteil aus, im dritten Quartal sogar 91 Prozent. Diese Wechsel dürften hauptsächlich aus Versuchen zur Erläuterung der Erlösoptimierungen durch die Anlagen-Betreiber resultieren. Wenn der prognostizierte Wert der bestehenden Anlage absehbar

⁴ Im Gegensatz zu den ersten zwei Quartalsberichten 2023 basiert diese Darstellung auf einem überarbeiteten Datensatz, der die Anlagen in der sonstigen DV vollständiger abbildet.

unter den erwarteten Einnahmen liegt, die durch den Spotmarkt oder einem terminmarktbasierten Fixpreisangebot des jeweiligen Direktvermarkters erzielt werden, kann ein (vorübergehender) Wechsel in die sonstige Direktvermarktung wirtschaftlich vorteilhaft sein. Dies wird auch durch die Möglichkeit unterstützt, Herkunftsnachweisen zu verkaufen.

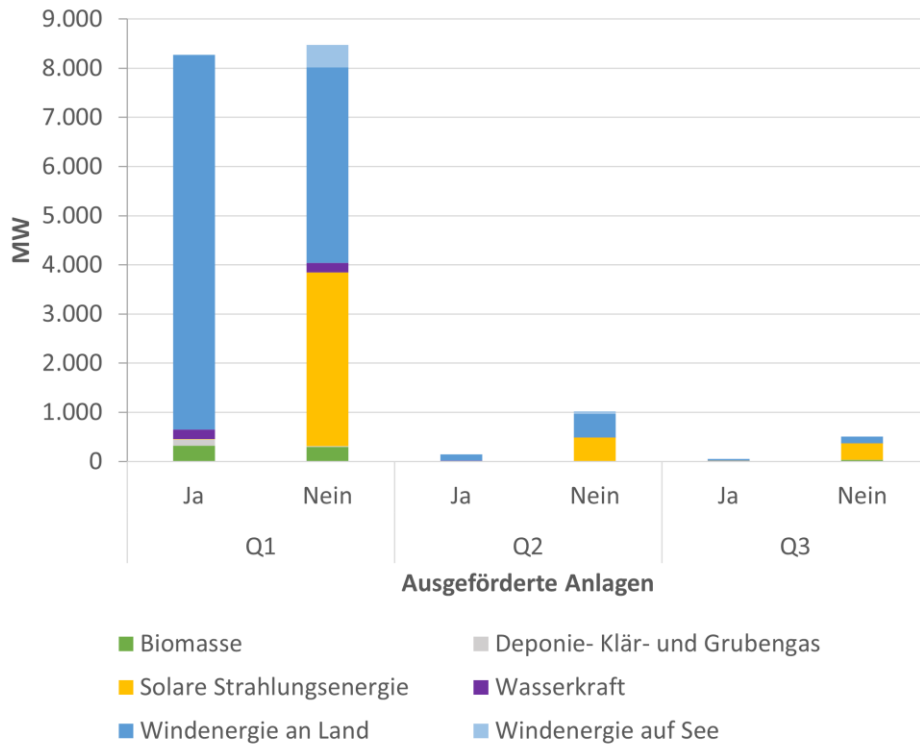


Abbildung 6: In den ersten zwei Quartalen des Jahres 2023 in die sonstige Direktvermarktung gewechselte Anlagen, differenziert nach ausgeführten und nicht-ausgeführten Anlagen [Quelle: eigene Darstellung nach netztransparenz.de]⁵

2.2 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.

⁵ Im Gegensatz zu den ersten zwei Quartalsberichten 2023 basiert diese Darstellung auf einem überarbeiteten Datensatz, der die Anlagen in der sonstigen DV vollständiger abbildet.

In den vergangenen Jahren betraf die Ausstellung deutscher EE-HKN somit vor allem die Stromerzeugung alter, nicht EEG-geförderter Wasserkraftwerke und Biomasseanlagen.⁶ Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Berichts im November 2023 lagen leider nur statistische Daten der AIB zu HKN-Transaktionen bis inklusive Juli 2023 vor. Somit sind die in diesem Quartalsbericht erfassten Daten nur begrenzt aussagefähig über die aktuellen Trends, da sich in diesen Daten im Gegensatz zu den Jahresstatistiken der Vorjahre unterjährige Schwankungen bei Ausstellung, Transaktion und Entwertung von HKN auswirken. Die Daten zeigen jedoch, dass sich der Trend fortsetzt, dass seit dem Jahr 2022 ein deutlich verändertes Bild bei der Ausstellung nationaler HKN ergibt (siehe Abbildung 7, basierend auf UBA (2014-2020) und AIB (2023)). Gemäß der Daten von AIB (2023) wurden im Zeitraum Januar-Juli 2023 in Deutschland HKN für über 1,4 TWh PV-Strom ausgestellt (23 Prozent mehr als im gleichen Vorjahreszeitraum). Die Ausstellung von HKN für Windkraft umfasste in diesem Zeitraum ein Stromvolumen von über 9,3 TWh, womit zur Jahresmitte schon 21 Prozent mehr HKN für Wind ausgestellt worden sind als im gesamten Vorjahr (und über das Dreifache als im gleichen Vorjahreszeitraum). Für Wasserkraft wurden im Zeitraum Januar bis Juli 2023 HKN für eine Erzeugungsmenge in Höhe von ca. 6,6 TWh ausgestellt. Mit einer Gesamtmenge von ca. 20,2 TWh an ausgestellten HKN im Zeitraum Januar bis Juli 2023 wurden insgesamt 56 Prozent mehr HKN ausgestellt als im gleichen Vorjahreszeitraum (ca. 12,96 TWh) (AIB 2023).

⁶ 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 7).

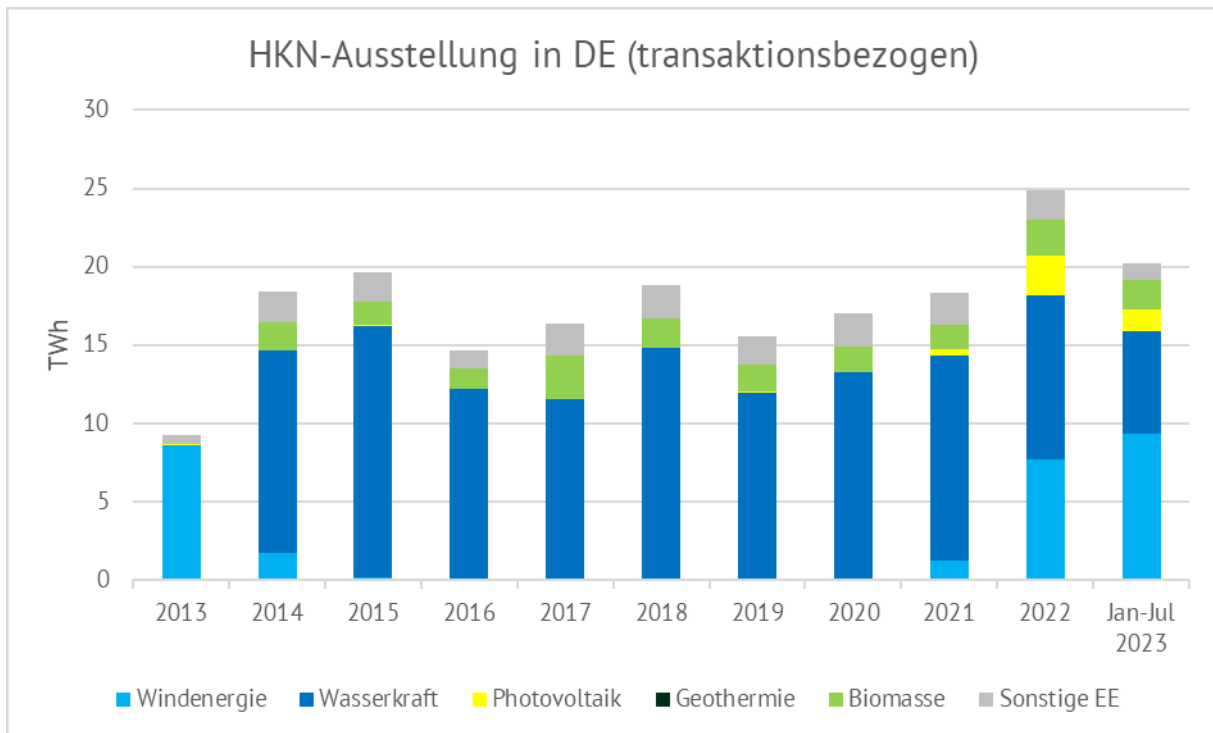


Abbildung 7: Ausstellung von Herkunftsnachweisen im deutschen HKNR von 2013 bis Januar 2023 nach Energieträger, bezogen auf das Ausstellungsdatum [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]

Eine Übersicht der letzten verfügbaren Statistiken zu Anzahl und Kapazität der im HKNR registrierten Anlagen findet sich in Energy Brainpool & Öko-Institut (2023b).

Die deutsche HKN-Nutzung bzw. -Entwertung ist nach wie vor noch stark dominiert von der Wasserkraft, wie aus Abbildung 8 ersichtlich ist. Dies umfasst maßgeblich aus dem europäischen Ausland importierte HKNs, die beispielsweise von norwegischen Wasserkraftwerken generiert wurden (siehe Abbildung 9). Aus den Daten für den Zeitraum Januar-Juli 2023 zeigt sich jedoch eine klare Zunahme der relativen Relevanz der sonstigen EE-Technologien. In diesen Monaten wurden mit gut 153,3 TWh schon über 30 TWh und somit ca. 25 Prozent mehr HKN entwertet als im entsprechenden Vorjahreszeitraum (122,4 TWh), und ca. 8 Prozent mehr als im gesamten Vorjahr 2022 (142,1 TWh). Diese Zunahme beim Gesamtvolumen folgt insbesondere aus gestiegenen Entwertungen für Windkraft (21,3 TWh entsprechend 180 Prozent der Gesamt-Vorjahresmenge), Photovoltaik (2,4 TWh entsprechend 145 Prozent der Gesamt-Vorjahresmenge), Geothermie (0,66 TWh, entsprechend 166 Prozent der Gesamt-Vorjahresmenge) und Biomasse (1,2 TWh, entsprechend 124 Prozent der Gesamt-Vorjahresmenge).

Ein Grund für Unterschiede im Vergleich zu den Erzeugungsdaten für Strom aus Erneuerbaren in Deutschland im jeweiligen Berichtszeitraum liegt im Zeitverzug zwischen der Erzeugung des Stroms und der erst später folgenden „Transaktionen“ (Ausstellung, Transfer und Entwertung). In der Abbildung wird also dargestellt, wann ein HKN entwertet wurde (Transaktionsdatum z.B. im Januar 2023), und nicht, wann die durch den HKN dokumentierte Stromerzeugung stattgefunden hat (Produktionsdatum z.B. im November 2022).⁷ Ein weiterer Grund liegt im Import- und Export von HKN. Die verfügbaren und hier dargestellten Statistiken zu Entwertungen differenzieren nicht zwischen nationalen und importierten HKN-Mengen (während es durchaus sein kann, dass HKN aus bestimmten Technologien aus deutscher Erzeugung exportiert und in ausländischen Registern entwertet werden.

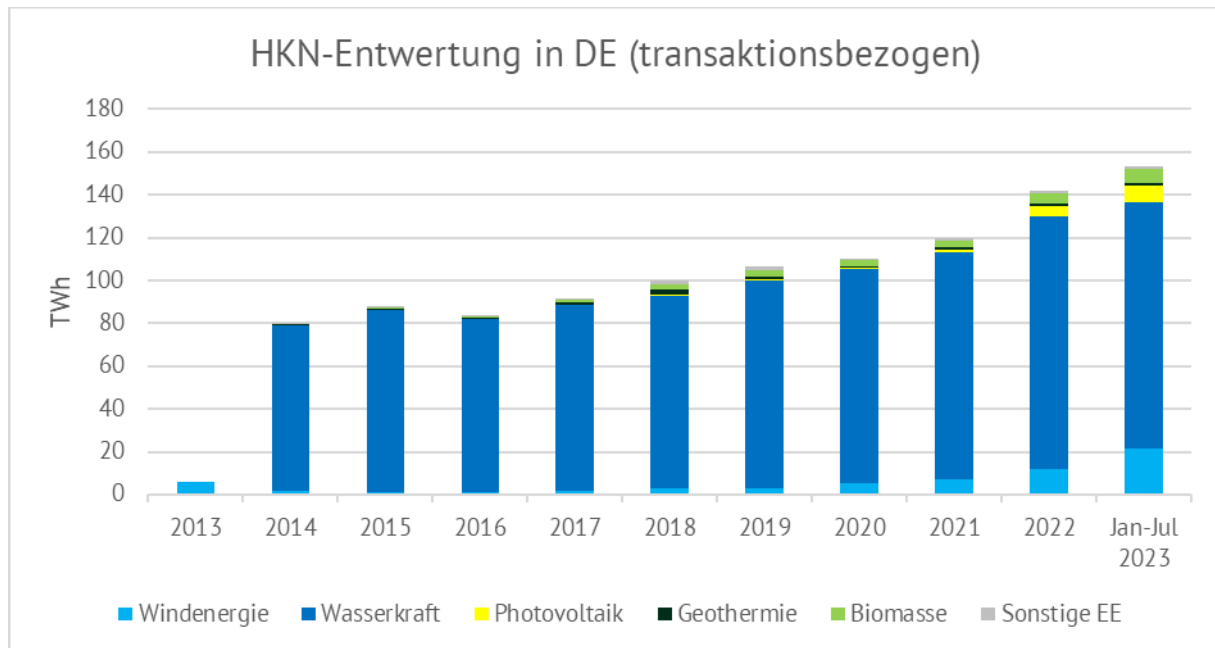


Abbildung 8: Entwertung von Herkunftsnachweisen im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis Juli 2023 nach Energieträger, bezogen auf das Datum der HKN-Entwertung im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]

Abbildung 9 fasst die in den Bestand des deutschen Herkunftsnachweisregisters ein- und ausgehenden Ströme an HKNs zusammen: So stieg die Zahl der nach Deutschland importierten HKNs seit 2013 kontinuierlich auf fast 161 TWh im Jahr 2022 an. Der Wert für den Zeitraum Januar-Juli 2023 liegt mit 113,5 TWh ca. 27 Prozent über dem Wert des entsprechenden Vorjahreszeitraums

⁷ Die vollständigen „produktionsbezogenen“ Daten liegen erst nach dem Ende der Lebensdauer der betreffenden HKN vor, also nicht vor Ende des Folgejahres.

(89,65 TWh). Der für das Vorjahr schon festgestellte deutliche Anstieg der HKN-Ausstellung im deutschen Register scheint sich fortzusetzen. Im Zeitraum Januar-Juli 2023 wurden insgesamt HKN für 20,2 TWh ausgestellt, im Vergleich zu 13,0 TWh im Zeitraum Januar-Juli 2023.

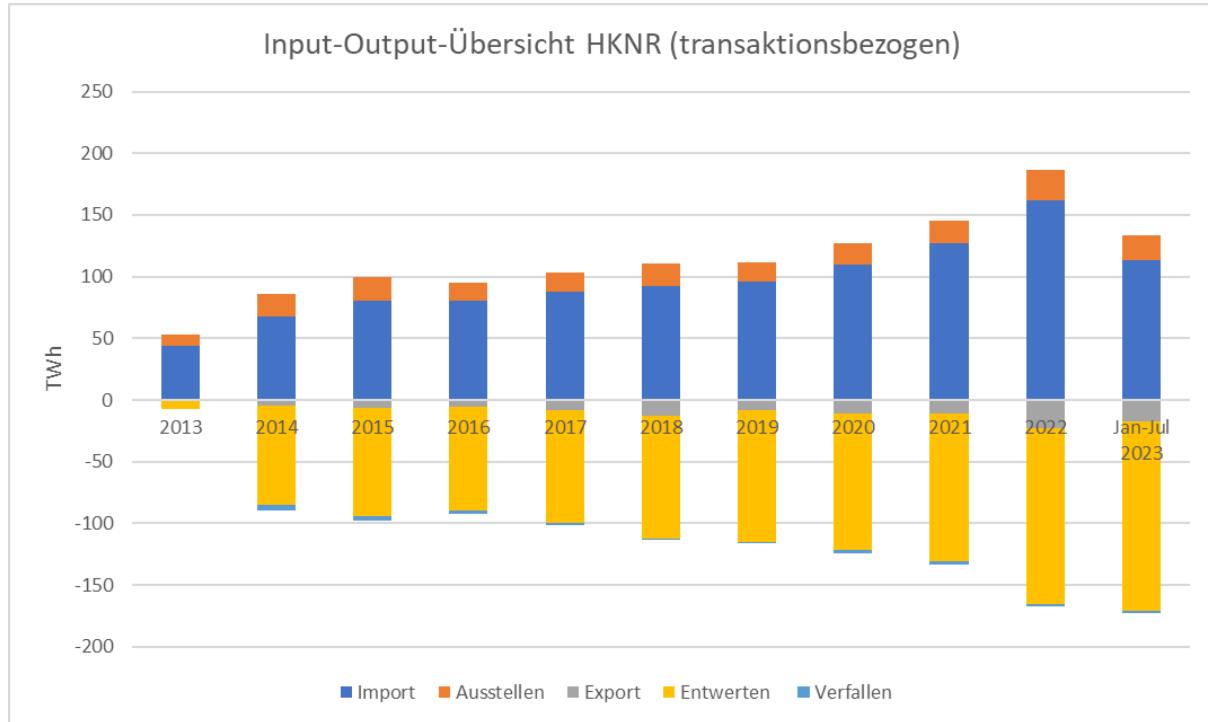


Abbildung 9: HKN-Input (Import / ausgestellt) und HKN-Output (Export / entwertet / verfallen) im deutschen Herkunftsnachweisregister von 2013 bis Juli 2023, bezogen auf das Datum der Transaktion im Register [Quelle: eigene Darstellung nach UBA (2014-2020) und AIB (2023)]

2.3 ENTWICKLUNGEN AUF DEM PPA-MARKT

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

Brainpool 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. Dieser Trend zu längeren PPA-Laufzeiten setzte sich auch im dritten Quartal 2023 fort. In diesen drei Monaten wurden neun PPAs abgeschlossen mit einer durchschnittlichen Laufzeit von acht Jahren. Bei „Utility-PPAs“ lag die durchschnittliche Laufzeit bei zehn Jahren, während sie bei „Corporate PPAs“ bei sechs Jahren lag. Das zeigt, dass im dritten Quartal die Energieversorger tendenziell längere Verträge als Industriekunden abschlossen.

Die Gründe für die wieder längeren Laufzeiten in 2023 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 von Energy Brainpool 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 10 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 auf⁸. Wo bekannt, werden in den vorliegenden Datenauswertungen mehrere PPAs über die gleichen Strommengen nur einfach gezählt. Bei Solar-PPAs schätzt Energy Brainpool diese Methodik derzeit als ausreichend präzise ein, 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, dass kleinere Wind-an-Land-PPA-Abschlüsse oft nicht medial diskutiert oder publiziert werden und deswegen die tatsächlichen Abschlüsse unterrepräsentiert sind.

⁸ 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.

Eine einheitliche Definition von PPAs in der Fachpresse hat sich zudem bisher nicht etabliert. Ein relevantes Beispiel hierfür sind Direktvermarktungsverträge neuer Art mit einer Marktwertfixierung am Terminmarkt. Nach Kenntnis von Energy Brainpool beträgt die bisherige Vertragslaufzeit wenige Monate bis zu einem Jahr, die Preise sind fixiert. 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 10 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 zu niedrigen Erfassung nicht medial diskutierter, kleinerer Wind-an-Land-PPA-Abschlüsse.

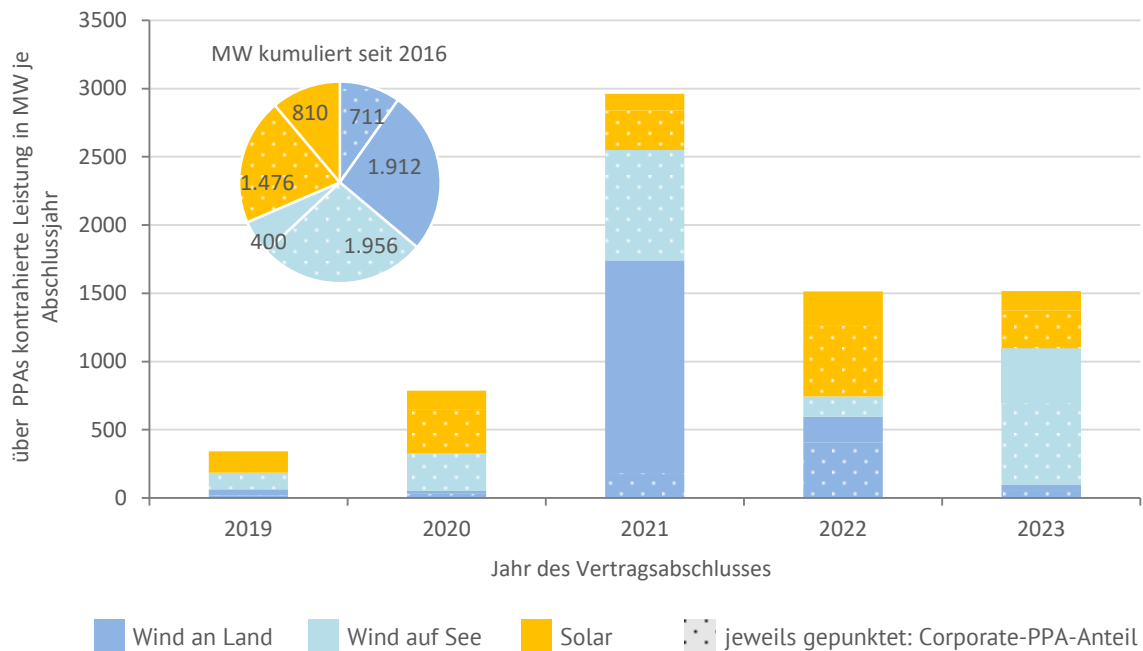


Abbildung 10: Öffentlich erwähnte PPAs in Deutschland, mit Vertragsabschluss von 2019 bis 2023 bzw. ab 2016 kumuliert [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 02.10.2023]

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. PPA-Abschlüsse zu PV sind bislang deutlich weniger als im Vorjahr.

Kontrahierte Leistung in Europa

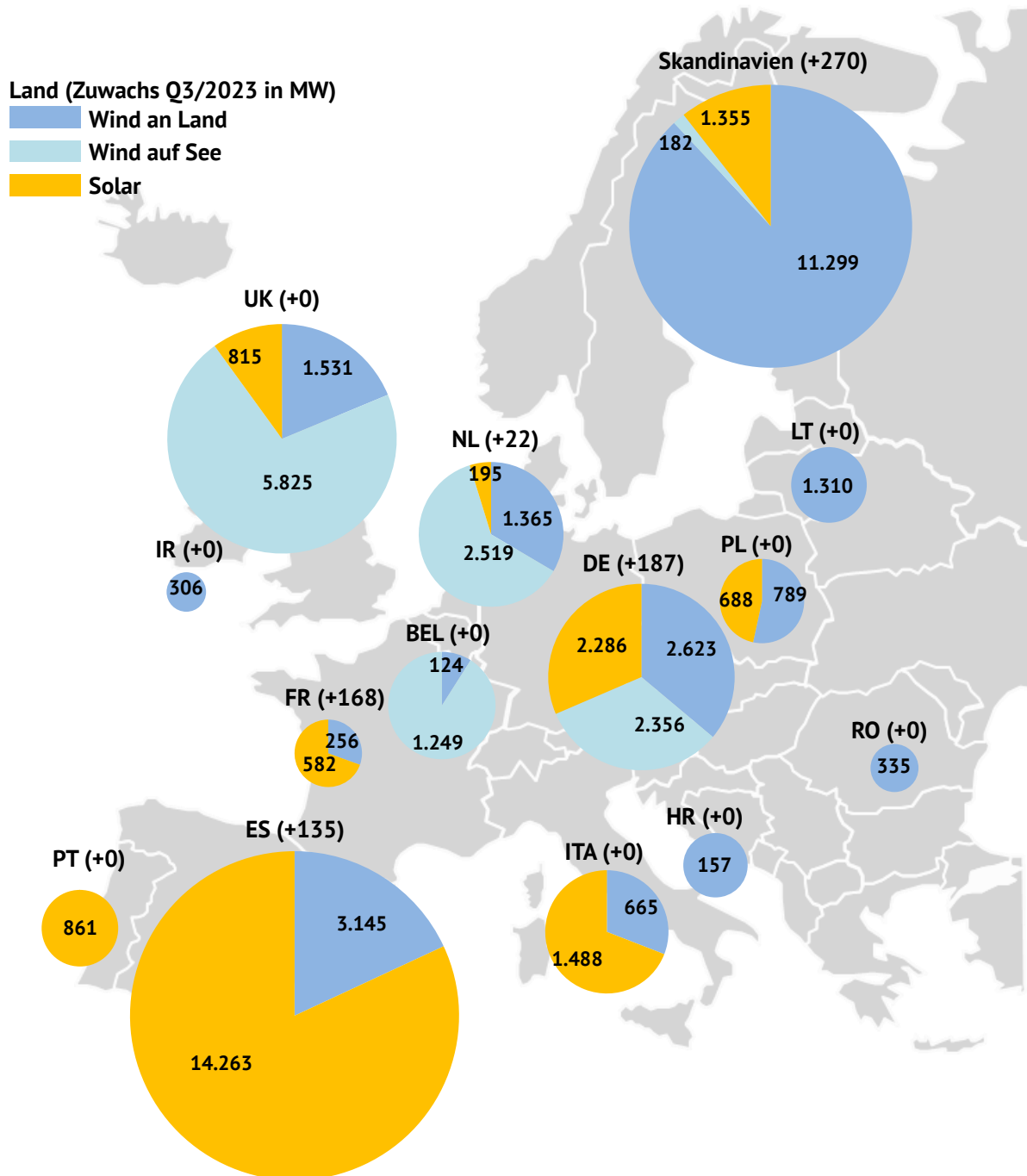


Abbildung 11: Öffentlich erwähnte PPA-Abschlüsse in Europa in MW kontrahierter Leistung [Quelle: Rechercheergebnis Fachpresse, durchgeführt durch Energy Brainpool, Stand: 30.09.2023]

In Abbildung 11 wird die gesamte über PPAs kontrahierter Leistung (Tortendiagramm) sowie dessen Zuwachs im letzten Quartal (Zahl in Klammern) nach Technologien und Ländern sortiert dargestellt. Deutschland behauptet weiterhin einen Platz im oberen Mittelfeld mit einer Gesamtkontrahierung von über 7 GW. Auch beim Zuwachs an kontrahierter Leistung landet

Deutschland im dritten Quartal 2023 in den Spitzenrängen. Lediglich die skandinavischen Länder können gemeinsam einen größeren Zuwachs vorweisen.

Die Ergebnisse unserer Fachpresserecherche deuten darauf hin, dass im dritten Quartal 2023 insgesamt 1,7 GW an Wind- und Solarkraftwerksleistung in Europa über PPAs kontrahiert wurden, während es in den ersten zwei Quartalen 2023 jeweils Zuwächse von über 2 GW gab. Während im gesamten letzten Jahr insgesamt 6,8 GW kontrahiert wurden, liegt dieser Wert nach den ersten drei Quartalen 2023 schon bei 7,1 GW. Dies deutet auf eine Erholung des europäischen PPA-Markts im Vergleich zum Jahr 2022 hin.

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

Kontrahierte Menge in Deutschland

Nachdem die kontrahierte Leistung beschrieben wurde, kann man anhand veröffentlichter PPA-Vertragsdetails die daraus resultierende Strommenge ableiten. Allerdings gelten auch für diese Ergebnisse die oben beschriebene Fehleranfälligkeit aufgrund von Intransparenz und Untererfassung bei PPA-Abschlüssen.

Im dritten Quartal wurden insgesamt neun PPA-Abschlüsse in der Fachpresse öffentlich gemacht. Dabei handelt es sich um sechs Solar-PPAs, zwei Offshore-PPAs und ein Onshore-PPA. Bei drei Solar-PPAs wurde keine genaue Laufzeit veröffentlicht. Daher wurde der zurzeit branchenübliche Durchschnitt von zehn Jahren angenommen. Die Menge wurde ermittelt, indem die Laufzeit (in a) mit dem jährlich abgenommenen Volumen (in GWh/a) und den (wo vorhanden) lokalen Volllaststunden (in h/a) multipliziert wurde. Daraus ergibt sich bei den neun miteinander berechneten PPA-Abschlüssen eine kontrahierte Strommenge von 75.925 TWh. Mit einer kontrahierten Leistung von 61.848 TWh macht allerdings schon ein einziges Offshore-PPA über 15 Jahre 81 Prozent der im dritten Quartal kontrahierten Strommenge aus. Ein „Utility-PPA“ zwischen Shell Energy Europe als Abnehmer und Hansainvest Real Assets als Betreiber hat somit starke Auswirkungen auf die Statistik.

3. MONITORING WIRTSCHAFTLICHER KENNZAHLEN DER DIREKTVERMARKTUNG

3.1 KENNZAHLEN ZUM MARKTPRÄMIENMODELL

Monatsmarktwerte

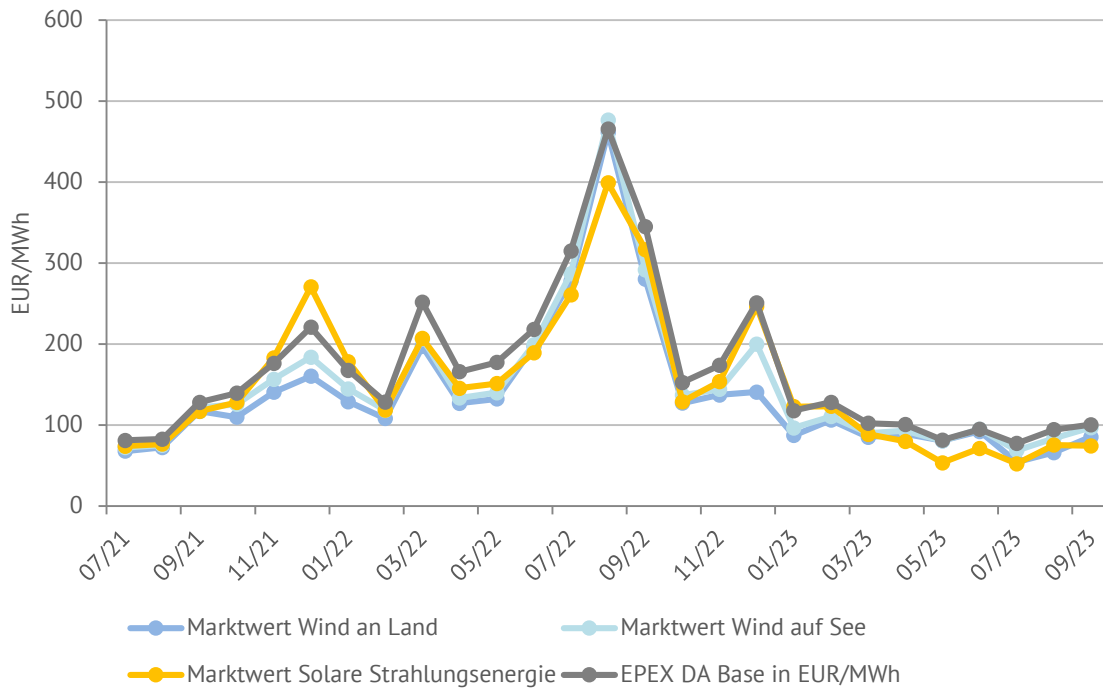


Abbildung 12: Monatliche Marktwerte vs. Basepreise [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot und netztransparenz.de]

Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der Monatsmarktwerte für Solar- und Windenergieanlagen im Vergleich zum Basepreis.⁹ Seit dem Ausbruch der Energiepreiskrise Mitte 2021 sind die Marktwerte analog zum Basepreisniveau erheblich angestiegen, was in den hohen Preisen im dritten Quartal 2022 gipfelte. Von August 2021 bis August 2022 verdreifachten sich die Preise innerhalb eines Jahres. Seitdem entspannte sich die Lage auf den Märkten wieder, was auch zu einem starken Abfall der Monatsmarktwerte führte. So fielen die Preise im dritten Quartal 2023 wieder auf unter 100 EUR/MWh, was weniger als einem Viertel der Preise aus dem Vorjahreszeitraum entspricht.

⁹ Der Unterschied zwischen Marktwerten und Basepreis ergibt sich aus den Marktwertfaktoren, welche die technologiespezifische Profilverwertigkeit berücksichtigen. Der Basepreis ist hier der durchschnittliche Strompreis des jeweiligen Monats, errechnet aus den Ergebnissen der Day-Ahead Auktionen von der EPEX Spot Börse. In der Day-Ahead Auktion hat jede einzelne Stunde des Tages einen eigenen Preis.

Im dritten Quartal 2023 liegen die Marktwerte sowie das Basepreis-Niveau im Durchschnitt nun sogar unter dem Niveau von 2021. Vor allem im Juli und August dieses Jahres sind die Werte im Vergleich zu den Vorjahresmonaten um ein Vielfaches geringer. Auf Monatsbasis zeigt der Technologievergleich in etwa das übliche saisonale Muster der Jahre vor 2022. So lag der Marktwert für Wind im dritten Quartal 2023 meist oberhalb des Marktwerts für Solar. Nur im August lag der Marktwert für Wind an Land darunter.

Der Juli 2023 war geprägt von besonders hohen Einspeisewerten aus Solar (erste Juli-Hälfte) und Wind (zweite Juli-Hälfte). Der erneuerbare Anteil an der Stromerzeugung lag im Juli bei knapp 70 Prozent. Auch der August brachte besonders hohe Erträge aus Windenergie- und Solaranlagen. Gepaart mit der tendenziell niedrigeren Nachfrage in den Sommermonaten führte dies zu niedrigen Basepreisen und entsprechenden Marktwerten.

Auch die Volatilität der Marktwerte über die Technologien hinweg nahm im dritten Quartal 2023 im Vergleich zur starken Volatilität in 2022 wieder ab. Die Marktwertveränderungen von Juli zu September 2023 lagen bei +31 Prozent für Solar, +29 Prozent für Wind auf See und +37 Prozent für Wind an Land. Im Vergleich zu den Vorjahreswerten des gesamten dritten Quartals 2022 fielen die *Veränderungen* damit höher aus. Über die drei Monate hinweg gab es 2022 einen Anstieg von knapp 10 Prozent. Jedoch ab es 2022 über den August hinweg einen rasanten Preisanstieg, gefolgt von einem Preisabfall mit Marktwertveränderungen von bis zu knapp 50 Prozent. Insofern weist das dritte Quartal 2023 in den monatlichen *Veränderungen* eine konstantere Preiskurve aus.

Angesichts der Monatsmarktwerte für Solar zwischen 52 und 75 EUR/MWh bzw. für Windenergie zwischen 54 und 97 EUR/MWh (an Land) bzw. 69 und 97 EUR/MWh (auf See) ist im Hinblick auf die Überschusserlösabschöpfung im Rahmen des Strompreisbremsengesetzes davon auszugehen, dass es kaum zur Abschöpfung von Erlösen für Solarstrommengen in Q3 2023 kommen wird.

Preis-Spreads am Day-Ahead-Markt

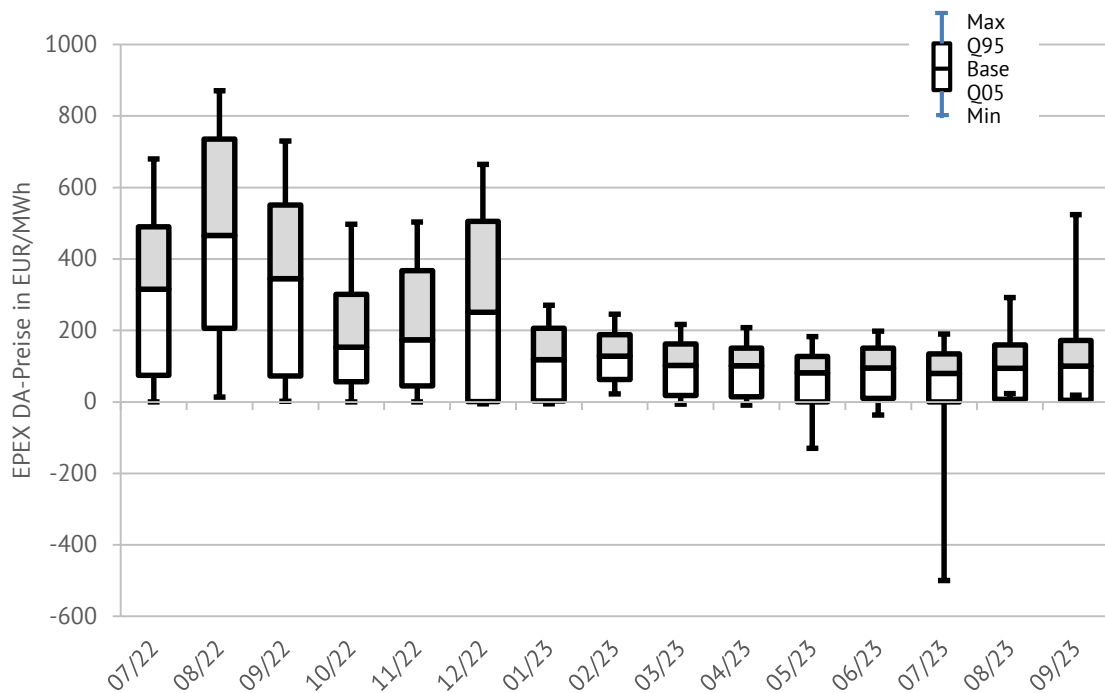


Abbildung 13: Preisspreads der Day-Ahead-Auktion [Quelle: Energy Brainpool nach EPEX Spot]

Abbildung 13 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 massiv reduziert. Im Juli 2023 kam es einmalig zu einer extremen Negativspitze: am Sonntag, den 02. Juli 2023 lag der Börsenstrompreis für 14 Uhr bei -500 EUR/MWh. Die erneuerbaren Energien drückten mit über 50 GW Leistung ins Netz und konnten damit 91 Prozent der Nachfrage decken. An den Sonntagen 16. Und 30. Juli gab es negative Preisspitzen von -60 bzw. -46 EUR/MWh durch hohe Einspeisung der erneuerbaren Energien und niedrige Nachfrage. Werktags schwankte der Day-Ahead Stundenpreis häufig auf einem Niveau über 80 EUR/MWh. Im August und September gab es kaum negative Preise, dafür aber für 2023 überdurchschnittliche Preismaxima. Diese ereigneten sich i.d.R. in den Abendstunden (z.B. 23.08 um 20:00 Uhr mit 291 EUR/MWh, 11.09. um 19:00 Uhr mit 524 EUR/MWh, 25.09. um 19:00 Uhr mit 379 EUR/MWh). Zu diesen Zeiten, wenn die Einspeisung aus Solar wegbricht und die Nachfrage steigt, müssen flexible Kraftwerke mit hohen Erzeugungskosten schnell hochgefahren werden (z.B. Gasturbinen, Pumpspeicher).

Insgesamt gesehen waren diese extremen Preisausschläge eher selten und 90 Prozent der Preise in einem engen Band verglichen mit dem Vorjahresquartal. Die gesunkene Volatilität am Spotmarkt geht größtenteils auf die Erholung bzw. Stabilisierung auf den Commodity-Märkten zurück.

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.

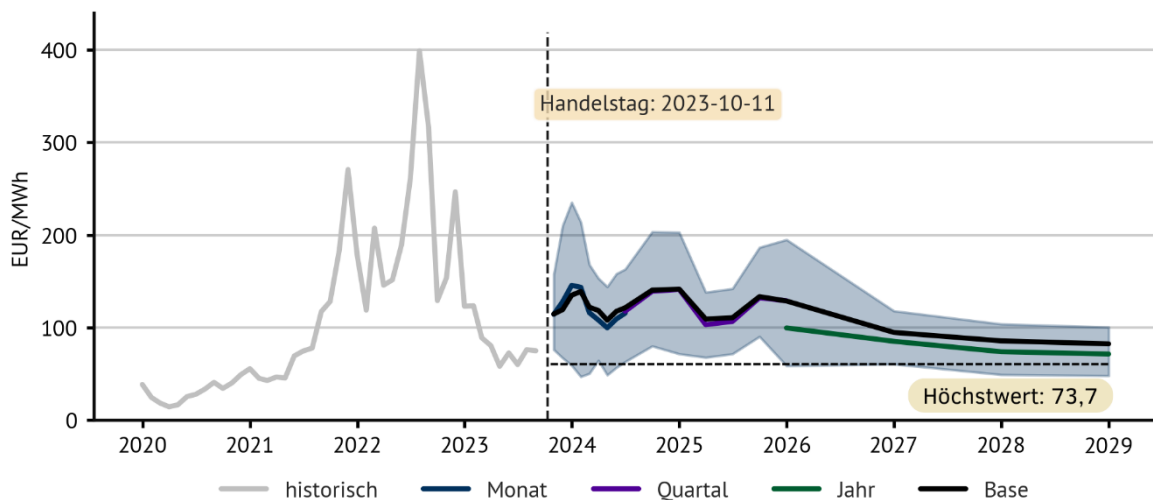


Abbildung 14: Solar-Price-Forward-Curve und EEG-Gebotshöchstwert für Freiflächenanlagen, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Solarerlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Die Price-Forward-Curve der Solarenergie zeigt ein deutliches saisonales Profil, wobei die Übergangs- und Wintermonate mit vergleichsweise geringer Stromproduktion besonders wertvoll sind. Am 11. Oktober liegt der erwartete Erlös für den Monat November bei 114 EUR/MWh, die erwartete Schwankungsbreite aufgrund von Wetter-, Nachfrage- oder kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen liegt zwischen 76 und 157 EUR/MWh. Diese Werte steigen bis zum Februar

an und fallen danach wieder. Für den April 2024 liegt der mittlere Erwartungswert bei 108 EUR/MWh, der erwartete Extremwert bei 153 EUR/MWh. Aufgrund des zunehmenden Zubaus von Solaranlagen sinken die Marktwerte und ab 2026 wird der mittlere erwartete Erlös zunächst knapp und später deutlich unter 100 EUR/MWh liegen. Die Schwankungsbreite der Quartals- und Jahreswerte ist 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.

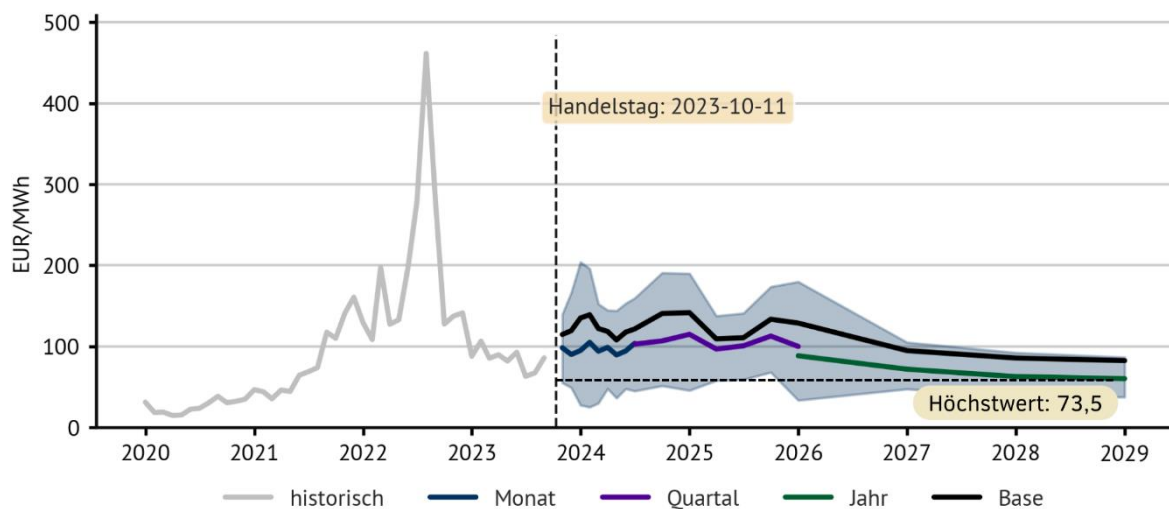


Abbildung 15: Price-Forward-Curve für Wind an Land und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Für die erwarteten Erlöse von 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. Für den kommenden Winter werden noch deutlich höhere Erlöse erwartet, im April 2024 schwanken die erwarteten Erlöse zwischen 51 und 152 EUR/MWh, im Mittel werden derzeit 147 EUR/MWh erwartet. Im Jahr 2027 sinkt der erwartete Erlös für Windenergieanlagen unter das Niveau des Höchstwertes der EEG-Ausschreibung von 73,5 EUR/MWh.

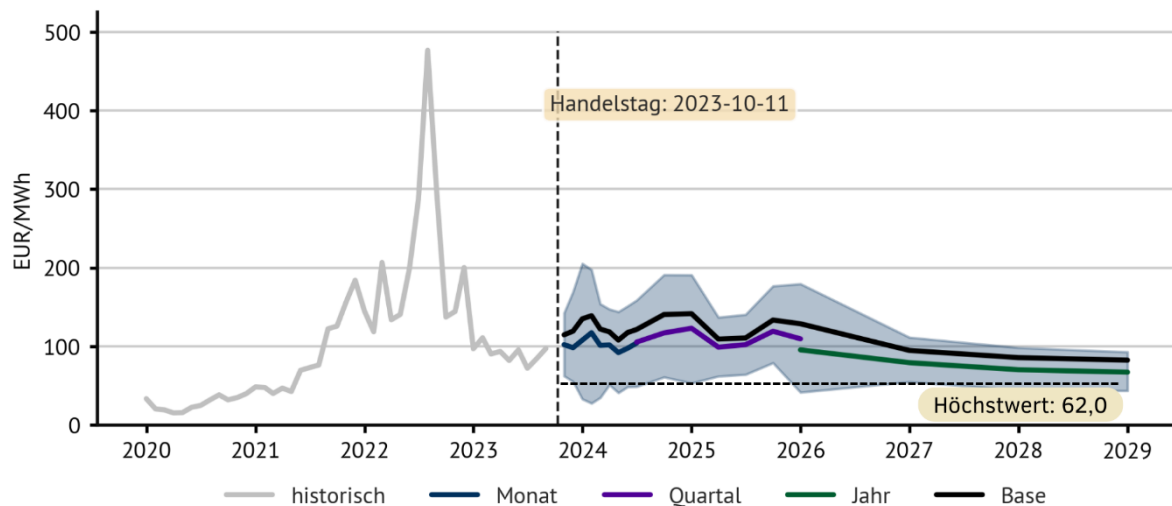


Abbildung 16: Price-Forward-Curve für Wind auf See und EEG-Gebotshöchstwert, die blaue Fläche gibt die erwartbare Streuung mittlerer Winderlöse aufgrund von Wetter-, Nachfrage- und kurzfristigen Commodity-Preisschwankungen wieder [Quelle: Energy Brainpool]

Die Price-Forward-Curve für Windenergie auf See ist einerseits höher als für Anlagen an Land, andererseits um 5 bis 26 Prozent 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 in 2022 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. Ab 2023 wird bei den Ausschreibungen zwischen nicht zentral voruntersuchten Flächen (mit Höchstwert, für 2023 bei 62 EUR/MWh) und zentral voruntersuchten Flächen (ohne Höchstwert) unterschieden. Im Jahr 2029 erreicht der erwartete Erlös für Windenergieanlagen auf See mit 67 EUR/MWh knapp das Niveau des Höchstwertes der EEG-Ausschreibung von 62 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-Ratio¹⁰, 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.¹¹

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 Einspeiseprofil¹² 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.

Wie schon beim Technologievergleich der Marktwerte gibt es bei der Base-Parity-Ratio eine wiederkehrende Saisonalität (vgl. Abbildung 17). In den solarintensiven Sommermonaten liegt die BPR von Wind meist über derjenigen von Solar, in den anderen Monaten ist es meist umgekehrt. Im dritten Quartal 2023 liegt die BPR Solar weiterhin unterhalb der Werte aus den Vorjahreszeiträumen. Auch die BPR für Windanlagen liegt unter den Werten des Extremjahres 2022 und fiel auch unter den Wert des Vergleichszeitraums aus dem Jahr 2021. Die niedrigen Werte für förderfreien Solarstrom in Juli und September (71 bzw. 74 Prozent) sind auf die sehr hohe Solareinspeisung an Wochenenden und Feiertagen in Deutschland und seinen Nachbarländern zurückzuführen (vgl. Kapitel 3.3 Negative Preise).

¹⁰ In älteren Monitoringberichten der zurückliegenden Jahre 2019-2022 wurde dieser Begriff noch ins Deutsche übersetzt („Grundlastparität“). Beide Begriffe sind gleichbedeutend.

¹¹ In Zeiträumen ohne negative Preise sind die beiden Faktoren identisch.

¹² 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.

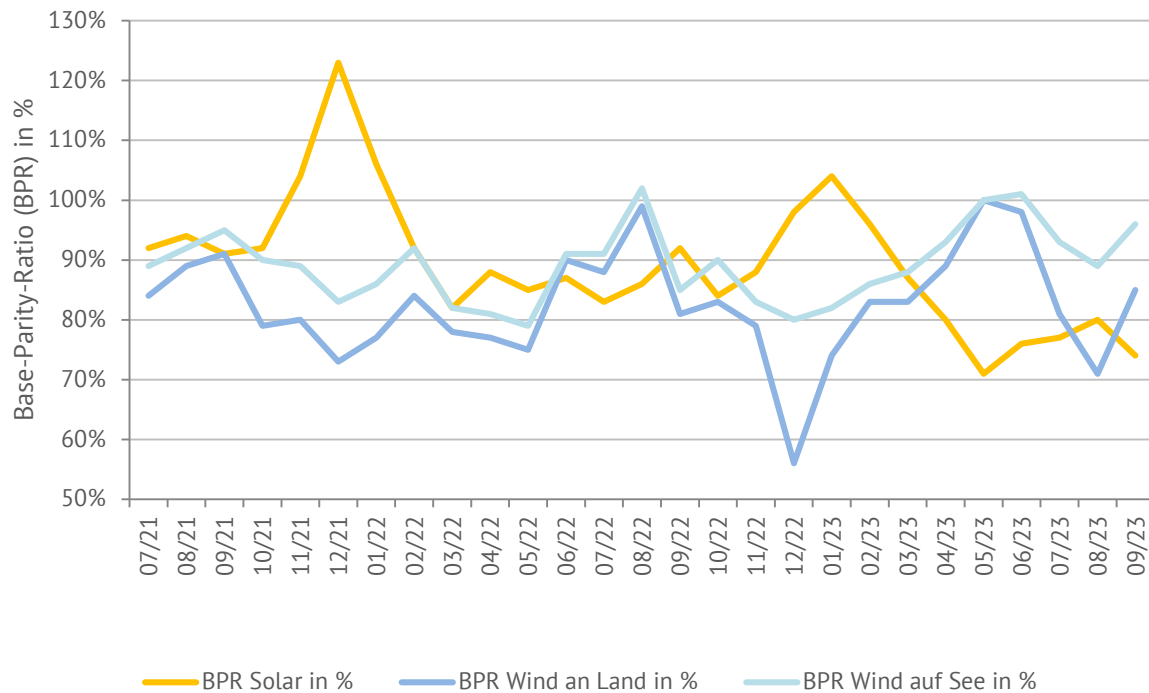


Abbildung 17: Base-Parity-Ratio je Technologie [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot- und Einspeiseprofilen gemäß Übertragungsnetzbetreiber]

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]

	Q3 2021	Q3 2022	Q3 2023
Stunden mit negativen Preisen	22	2	101
davon 4H § 51 EEG 2021 [Anteil in Prozent]	17 [77%]	0 [0%]	98 [97%]
davon 6H § 51 EEG 2017 [Anteil in Prozent]	17 [77%]	0 [0%]	77 [76%]
Ø der negativen Preise in EUR/MWh	-15,09	-0,08	-15,80
Ø Angebotsüberhang in MW	2.494	821	4.284
Stunden mit Preisen von 0 bis 10 EUR/MWh	19	7	70

Tabelle 3 zeigt unter anderem die Häufigkeit der Stunden mit negativen Preisen, der Stunden mit Preisen von 0 bis 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 dritten Quartale der Jahre 2021 bis 2023. Die Anzahl negativer Preise ist im dritten Quartal 2023 im Vergleich zum Vorjahresquartal wieder deutlich angewachsen. Nach den dritten Quartalen der Jahre 2022 (zwei Stunden) und 2021 (22 Stunden) hebt sich das dritte Quartal 2023 mit 101 Stunden mit negativen Preisen deutlich ab. Allerdings dürfte das Jahr 2022 eher die Ausnahme sein, da trotz fluktuierender Strompreise aufgrund des sehr hohen Preisniveaus entsprechend selten negative Preise erzielt wurden.

Der Anteil derjenigen negativen Preise, die in ein 6h-Zeitfenster fielen, lag im dritten Quartal 2023 mit 76 Prozent in etwa auf dem Niveau von 2021, die absolute Anzahl an Stunden mit negativen Preisen im 6h-Zeitfenster war dagegen 2023 deutlich höher als 2021. In 2022 gab es keine Stunden im 6h-Zeitfenster. Bei dem Prozentanteil der Vorkommnisse der 4h-Regel ergibt sich ein ähnliches Bild. Nach 77 Prozent im dritten Quartal 2021 bei 17 Stunden und null Stunden und null Prozent im Jahr 2022 gibt es 2023 einen klaren Sprung auf 97 Prozent bei ganzen 98 Stunden.

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. Im Vergleich der dritten Quartale zeigen sich erneut Ähnlichkeiten zwischen den Jahren 2021 und 2023, das Jahr 2022 bildet eher die Ausnahme. In den Jahren 2021 und 2023 lagen die durchschnittlichen Negativpreise mit -15,09 bzw. -15,80 EUR/MWh beinahe gleichauf. Im Jahr 2022 lagen die zwei Stunden mit negativem Preis bei durchschnittlich -0,08 EUR/MWh. Der durchschnittliche Angebotsüberhang mit 4.284 MW im dritten Quartal 2023 liegt klar über den Vorjahren 2022 (821 MW) und 2021 (2.494 MW). Im Durchschnitt wäre in Q3 2023 eine deutlich höhere zusätzliche Nachfrage im Vergleich zu den Vorjahreszeiträumen notwendig gewesen, um negative Preise am Day-Ahead-Markt der EPEX Spot zu vermeiden.

Die häufigeren und betragsmäßig höheren negativen Preise könnten sich aus einer geänderten Vermarktungsstrategie für diejenigen Anlagen ergeben haben, die unter der Marktprämienförderung stehen (vgl. Bericht des vorangegangenen Quartals).

Da die Marktprämie für viele Anlagen während der Energiepreiskrise aufgrund hoher Monatsmarktwerte auf null reduziert wurde, gab es für Betreiber bzw. Direktvermarkter zunächst keinen Anreiz mehr, Strom zu sehr negativen Preisen anzubieten. Die Marktwerte besonders für Solaranlagen dürften von Mai bis August 2023 aufgrund gefallener Börsenpreise jedoch wieder unter den anzulegenden Wertengelegen haben. Dadurch besteht wieder ein Anreiz, Strom zu negativen Preisen zu verkaufen, solange dieser 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 in den Sommermonaten für einen Teil der direktvermarkteten Anlagenleistung wieder umgekehrt haben. Die Herausforderung dabei ist, dass der Direktvermarkter bei Abgabe seiner täglichen Gebote den Monatsmarktwert noch nicht kennt.

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

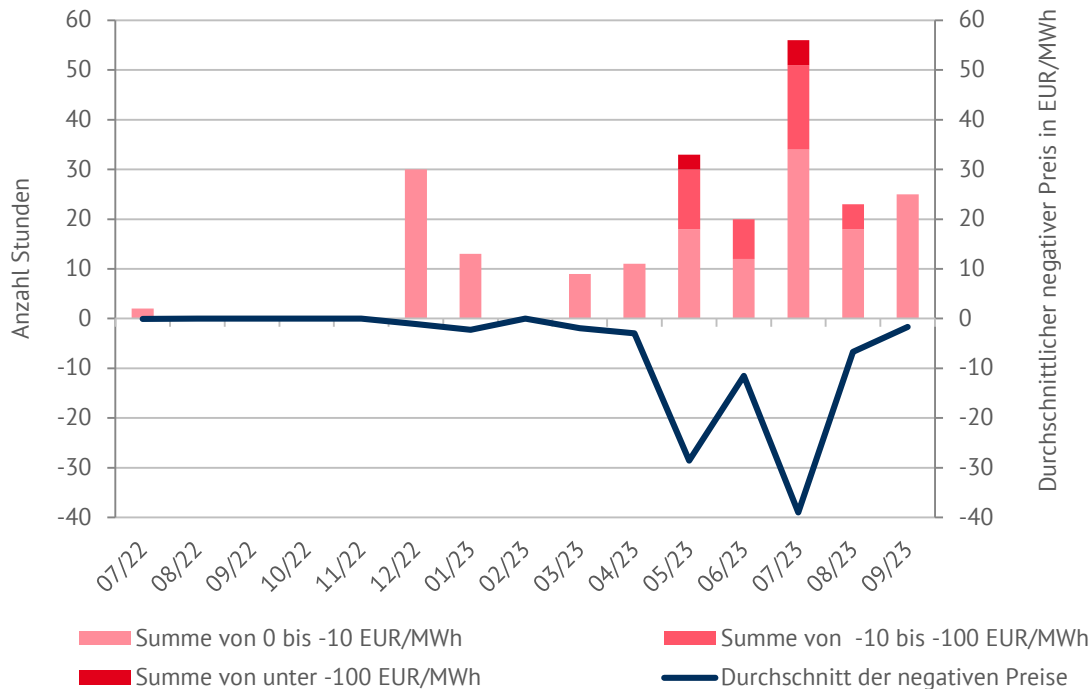


Abbildung 18: Monatsdurchschnitt und Anzahl negativer Preise gruppiert nach Höhe; bezogen auf DA-Preise der EPEX Spot [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 18 vergleicht die Monate der Jahre 2022 und 2023 miteinander und zeigt: Die betragsmäßige durchschnittliche Höhe der negativen Preise ist bis Juli 2023 tendenziell gestiegen und im dritten Quartal 2023 auf einem deutlich höheren Niveau als im Jahr 2022. Der Durchschnitt im Juli 2023 lag bei -39 EUR/MWh. Allerdings wird dieser Durchschnitt geprägt durch einen „Ausreißertag“ (Sonntag, 02.07.2023, siehe Erläuterung zu Abbildung 13). Im August und September lag dieser Durchschnitt auf einem niedrigeren Niveau vergleichbar mit dem ersten Quartal 2023.

Wenn es zu Stunden mit negativen Preisen kam, lagen diese im dritten Quartal 2023 meist oberhalb von -10 EUR/MWh. Durch den erwähnten „Ausreißertag“ im Juli gab es in dem Monat jedoch mehrere Stunden mit Preisen von unter -100 EUR/MWh. In insgesamt 17 Stunden im Juli und weiteren fünf Stunden im August fielen die Preise auf unter -100 EUR/MWh.

Insgesamt kam es im dritten Quartal in 99 Stunden zu Day-Ahead-Preisen unter -10 EUR/MWh, davon 22 Mal unter -100 EUR/MWh. 53 dieser 99 Stunden fielen auf die Mittagsstunden (11-16 Uhr) und 32 der 99 Stunden fielen in die Morgenzeit (5-10 Uhr).

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. 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 kann 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.

Negative Preise nach Tageszeiten

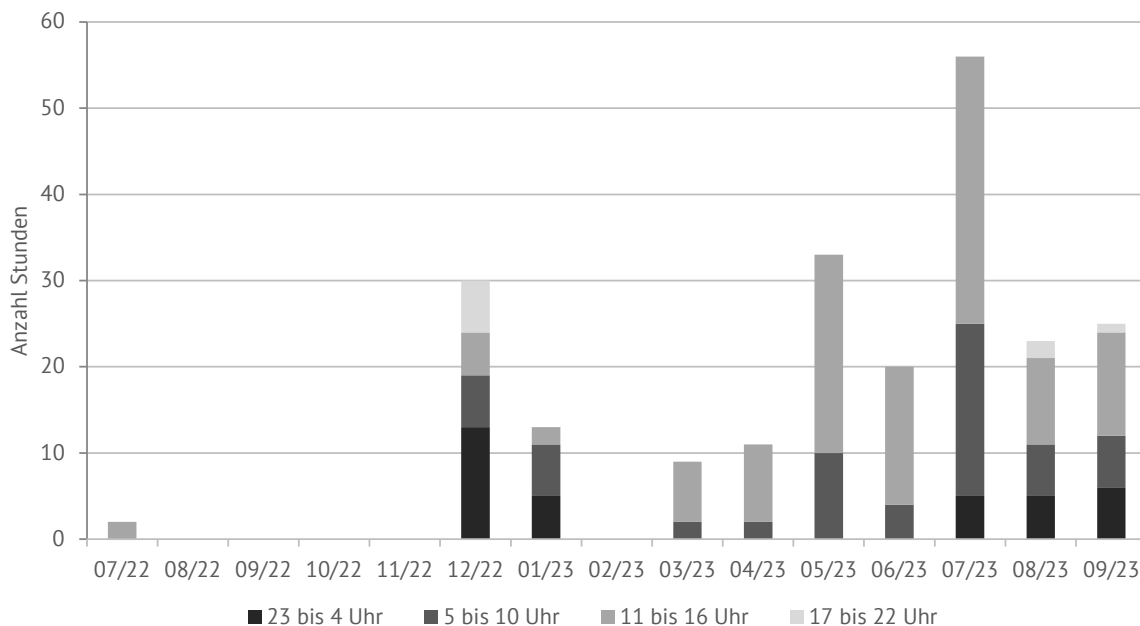


Abbildung 19: Negative Strompreise gruppiert nach Tageszeit [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

Abbildung 19 zeigt, zu welcher Tageszeit die negativen Strompreise in den letzten 15 Monaten auftraten. Typischerweise treten 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. In Q3 2023 traten fast alle negativen Preise in den Morgen- und Mittagsstunden auf. Überraschenderweise gab es jedoch auch Stunden mit negativen Preisen abends zwischen 17-22 Uhr (drei Stunden) und nachts zwischen 23-4 Uhr (16 Stunden). Dies ist auf das abschnittsweise ungewöhnlich starke Windaufkommen am 08.08. sowie 19.09. zurückzuführen.

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 gewe-

sen 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 20 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 20. 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.

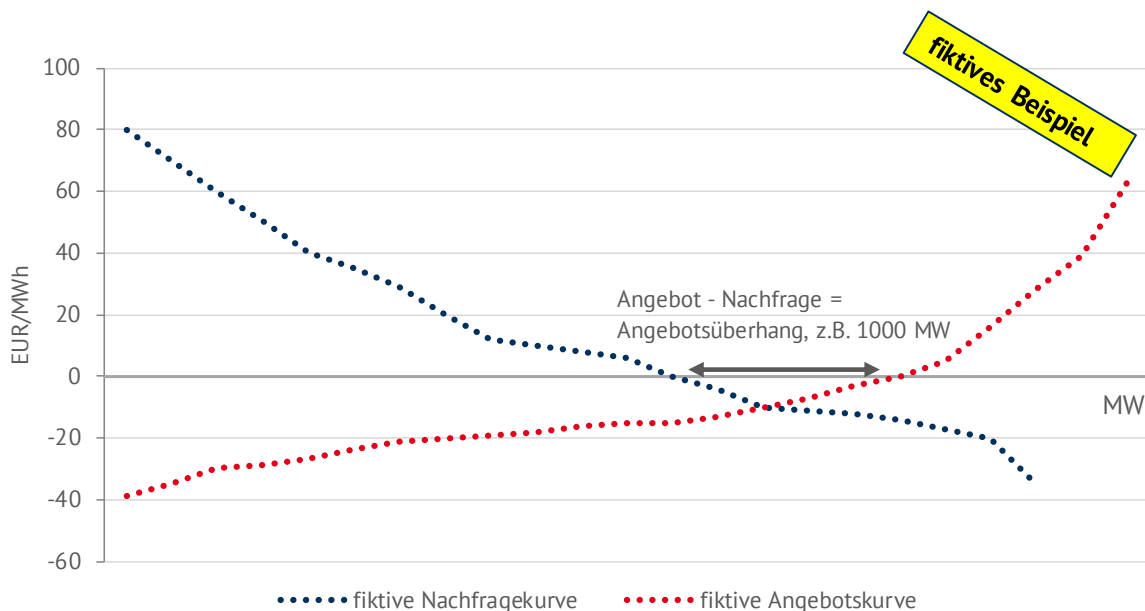


Abbildung 20: Exemplarische Skizze der Gebotskurven in einer Handelsstunde der Day-Ahead-Auktion an der EPEX Spot

Abbildung 21 vergleicht die durchschnittlichen Angebotsüberhänge je Monat der Jahre 2022 und 2023 mit dem jeweiligen Jahresdurchschnitt. Der Vergleich zeigt: Im Schnitt wären die (bisherigen) negativen Preise in 2023 mit einer höheren flexiblen Nachfrage von rund 4,3 GW zu vermeiden gewesen (2022: 2,9 GW). Die durchschnittlichen Angebotsüberhänge von Juli bis September sind im Jahr 2023 (6.551, 4.199, 2.201 MW) deutlich höher im Vergleich zu den Monaten des Vorjahresquartals (821 und zwei Mal null MW). Auch hier ist der Juli-Wert, der historisch hoch ausfällt, teilweise auf die ungewöhnliche Preiskurve vom 02.07.2023 zurückzuführen.

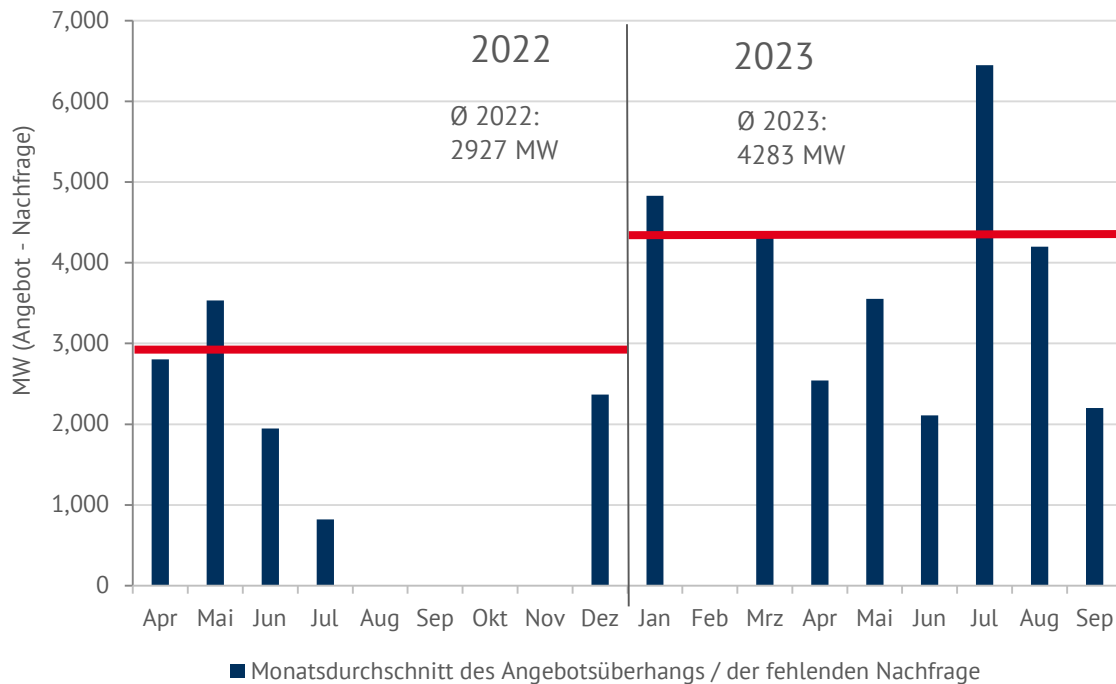


Abbildung 21: Durchschnitt des Angebotsüberhangs / der fehlenden Nachfrage pro Monat im Jahr 2022 und 2023 [eigene Darstellung nach EPEX Spot]

§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 für Anlagen unter dem EEG 2023 d.h. mit IBN oder Zuschlag ab dem 1.1.2023 der Mechanismus bis 2027 stufenweise auf eine Stunde („1h-Regel“) reduziert: Ab 2024 entfällt die Förderung für diese Anlagen bereits bei drei aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Preisen, ab 2026 werden es dann zwei aufeinanderfolgende und ab 2027 nur noch 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 22 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. Das dritte Quartal 2023 zeichnet jedoch ein anderes Bild. Im Juli traf auf alle 56 Stunden mit negativen Preisen die 4h-Regel zu, doch gab es nur 48 Stunden innerhalb der 6h-Regel. Im September fielen 19 der 22 Stunden mit negativen Preisen in die 4h-Regel, doch nur 6 Stunden in die 6h-Regel. Im gesamten Quartal gab es 77 Stunden innerhalb der 4h-Regel und 98 Stunden innerhalb der 6h-Regel.

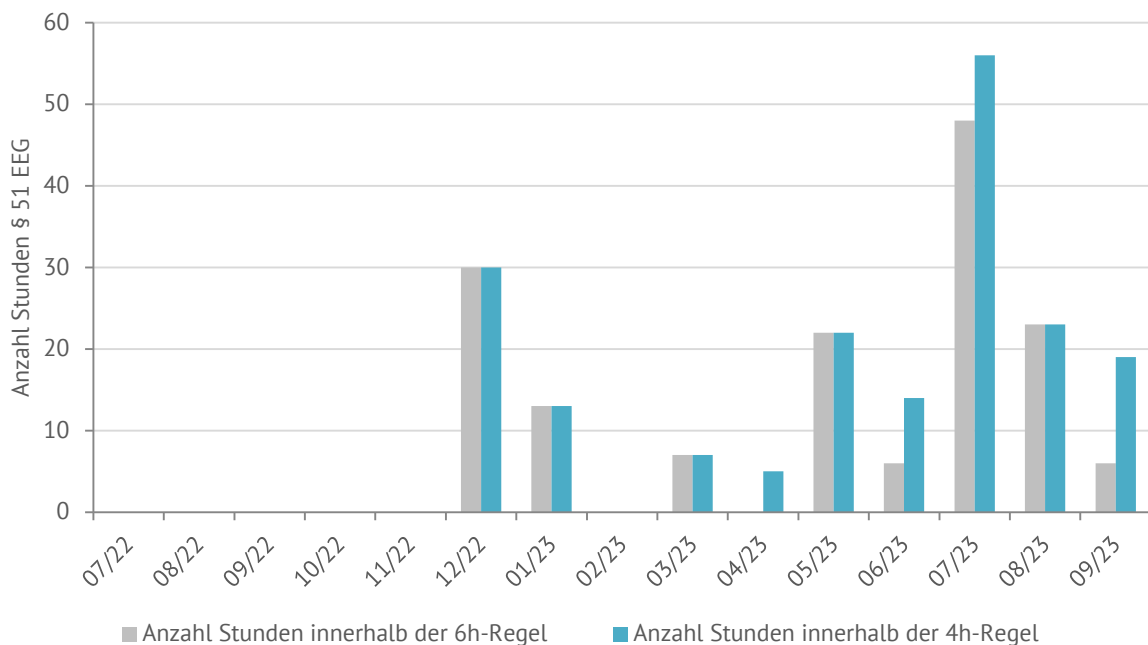


Abbildung 22: Anzahl der Stunden in Perioden von mindestens sechs (graue Balken) bzw. vier Stunden (türkisfarbene Balken) am Stück mit negativen Preisen [Quelle: eigene Darstellung nach EPEX Spot]

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

		07/22	08/22	09/22	10/22	11/22	12/22	01/23	02/23	03/23	04/23	05/23	06/23	07/23	08/23	09/23
Solar	6H	0%	0%	0%	0%	0%	5%	4%	0%	3%	0%	9%	2%	12%	5%	2%
	4H	0%	0%	0%	0%	0%	5%	4%	0%	3%	3%	9%	6%	15%	5%	6%
Wind an Land	6H	0%	0%	0%	0%	0%	11%	3%	0%	2%	0%	2%	1%	14%	13%	4 %
	4H	0%	0%	0%	0%	0%	11%	3%	0%	2%	1%	2%	2%	17%	13%	8%
Wind auf See	6H	0%	0%	0%	0%	0%	6%	2%	0%	2%	0%	3%	1%	10%	4%	1%
	4H	0%	0%	0%	0%	0%	6%	2%	0%	2%	1%	3%	1%	11%	4%	4%

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 dritten Quartal 2023 Wind an Land am stärksten von negativen Preisen betroffen ist, dicht gefolgt von Solarenergie. Für die Sommermonate ist diese Entwicklung für Windenergie eher ungewöhnlich, da negative Preise typischerweise nahezu ausschließlich in solarintensiven Tagesstunden auftreten. In vielen Stunden überlappten sich jedoch eine hohe Solar- und Windeinspeisung. Dadurch sind auch die Rekordwerte für den Monat Juli zu erklären.

4. CASE STUDY: ENTWICKLUNG DER AUSSCHREIBUNGEN FÜR SOLAR–UND WINDENERGIE

In dieser Case Study untersuchen wir die Ergebnisse der Ausschreibungen, in deren Rahmen EEG-Förderzusagen für Solarenergie und Windenergie an Land vergeben wurden. Wir beschränken uns bei der Untersuchung auf diese beiden Verfahrenskategorien, weil sie den größten Teil der ausgeschriebenen Leistungen abdecken, und weil eine ausreichend große Datenbasis über einen längeren Zeitraum hinweg vorliegt.

Abbildung 23 und Abbildung 24 zeigen die Entwicklung der gesetzlich festgelegten Höchstwerte, die Spannweite der bezuschlagten Gebotswerte sowie die Unterzeichnung bzw. Überzeichnung der einzelnen Ausschreibungstermine. Die Darstellung basiert auf den Veröffentlichungen der Bundesnetzagentur zu beendeten Ausschreibungen (BNetzA 2023b). Im Fall der Solarenergie finden seit Juni 2021 getrennte Ausschreibungen für Freiflächenanlagen und Aufdachanlagen statt. Diese beiden Segmente sind in der Abbildung separat ausgewiesen. Im Zeitraum davor beinhalten die Ergebnisse für das Segment 1 beide Anlagentypen.

Klar zu erkennen ist, dass die Ausschreibungen für Solarenergie vom Beginn der Ausschreibungen im Jahr 2015 bis Ende 2021 sehr kompetitiv waren. Sämtliche Ausschreibungen waren deutlich überzeichnet, teilweise um ein Mehrfaches der ausgeschriebenen Leistungen. Dies führte dazu, dass die durchschnittlichen Gebotswerte in diesem Zeitraum durchgängig deutlich unterhalb der gesetzlich festgelegten Höchstwerte lagen, obwohl diese Höchstwerte schrittweise halbiert wurden (von 11,3 ct/kWh in 2015 auf 5,9 ct/kWh Ende 2021).

Erst in 2022 wird dieses Bild abgelöst durch eine Phase der Unterzeichnung in beiden Segmenten, in denen die niedrigen, gesetzlich festgeschriebenen Höchstwerte in Kombination mit gestiegenen Anlagenpreisen offensichtlich die Teilnahme an den Ausschreibungen wenig attraktiv machten. Das Anheben der Höchstwerte in beiden Segmenten Anfang 2023 führte in Folge erneut zu einem verstärkten Interesse an den Ausschreibungen und einer Überzeichnung in beiden Segmenten.

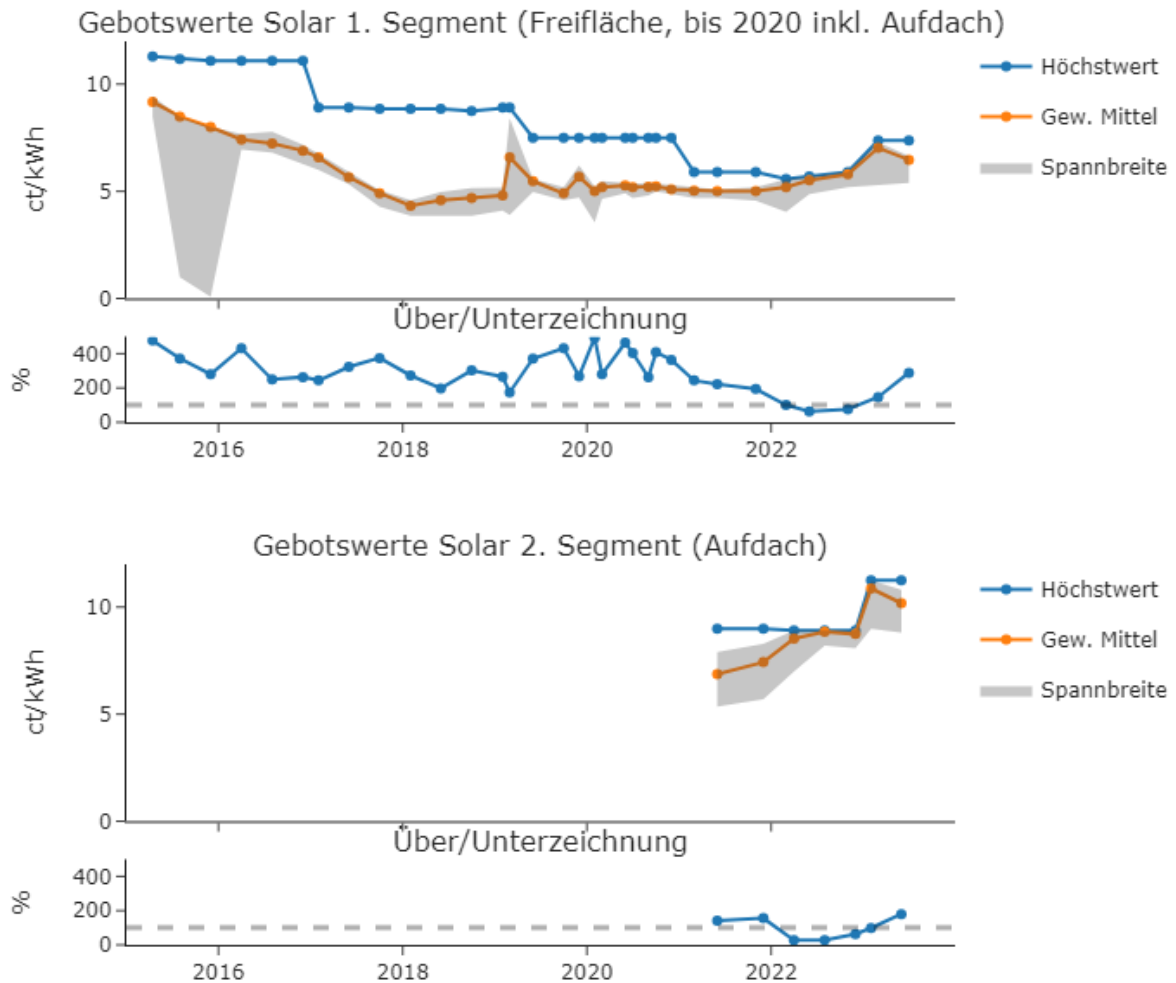


Abbildung 23: Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse für Solarenergie [Quelle: eigene Darstellung nach bundesnetzagentur.de]

Bei den Ausschreibungen für Windenergie and Land (vgl. Abbildung 24) zeigt sich ein anderes Bild: Abgesehen von einer kurzen Phase der starken Überzeichnung von März 2017 bis Februar 2018 waren die Ausschreibungen fast durchgehend deutlich unterzeichnet. Teilweise wurden nur Gebote im Umfang von 30 Prozent der ausgeschriebenen Leistung abgegeben. Dieser Mangel an nachfrageseitiger Konkurrenz führte dazu, dass die Gebotswerte fast ausschließlich dem gesetzlich festgelegten Höchstwert entsprachen. Dieses Bild blieb auch nach der Anhebung des Höchstwertes in 2023 von 5,9 ct/kWh auf 7,4 ct/kWh erhalten.

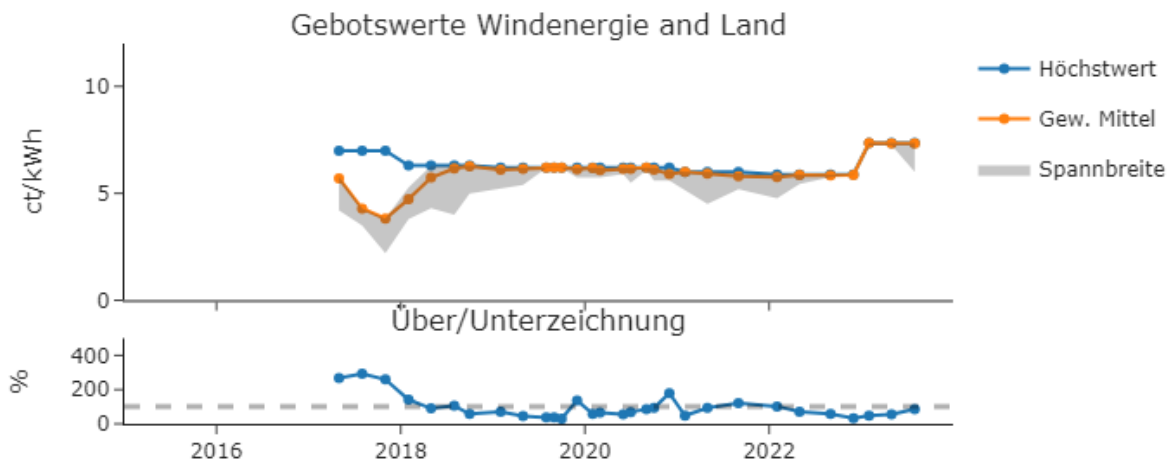


Abbildung 24: Entwicklung der Ausschreibungsergebnisse für Windenergie an Land [Quelle: eigene Darstellung nach bundesnetzagentur.de]

Für die folgenden Abbildungen wurden die Ausschreibungsstatistiken der Bundesnetzagentur ergänzt um eine Auswertung des Marktstammdatenregisters (BNetzA 2023a). Dem Marktstammdatenregister lässt sich entnehmen, ob und wann die in einer bestimmten Ausschreibungsrunde bezuschlagten Anlagen tatsächlich in Betrieb genommen wurden. Dabei wurden Anlagen mit einem Inbetriebnahmedatum bis zum 23.9.2023 berücksichtigt. In den Abbildungen gezeigt werden nur Ausschreibungsrunden, die bis Ende 2022 abgeschlossen wurden, um einen angemessenen Zeitraum zwischen Ausschreibung und Inbetriebnahme zuzulassen.

Abbildung 25 zeigt die Realisierungszeit, d.h. die Zeit, die zwischen Gebotstermin und Inbetriebnahme einer Anlage vergangen ist. Dabei ist sowohl der nicht leistungsgewichtete Durchschnittswert als auch die Spannweite aller erfassten Anlagen dargestellt. Abgesehen von einigen Ausreißern liegt die durchschnittliche Realisierungszeit für die betrachteten Jahre bei Windenergie an Land bei ca. 1,8 Jahren, bei Freiflächen-Solaranlagen bei ca. 1,5 Jahren und bei Aufdach-Solaranlagen bei ca. 0,8 Jahren. Bei Aufdach-Solaranlagen ist allerdings mit nur zwei Ausschreibungsrunden die Anzahl der Datenpunkte sehr klein. Insgesamt sind die Abweichungen von diesen Mittelwerten nach oben und nach unten ausgesprochen groß. Insbesondere bei Windenergie an Land sind Realisierungsraten von bis zu fünf Jahren zu beobachten. Gerade bei Windenergie an Land ist davon auszugehen, dass einige der bezuschlagten und in der Abbildung berücksichtigten Anlagen erst in Zukunft in Betrieb

genommen werden, so dass die ermittelte Realisierungszeit eher zu niedrig eingeschätzt sein dürfte.

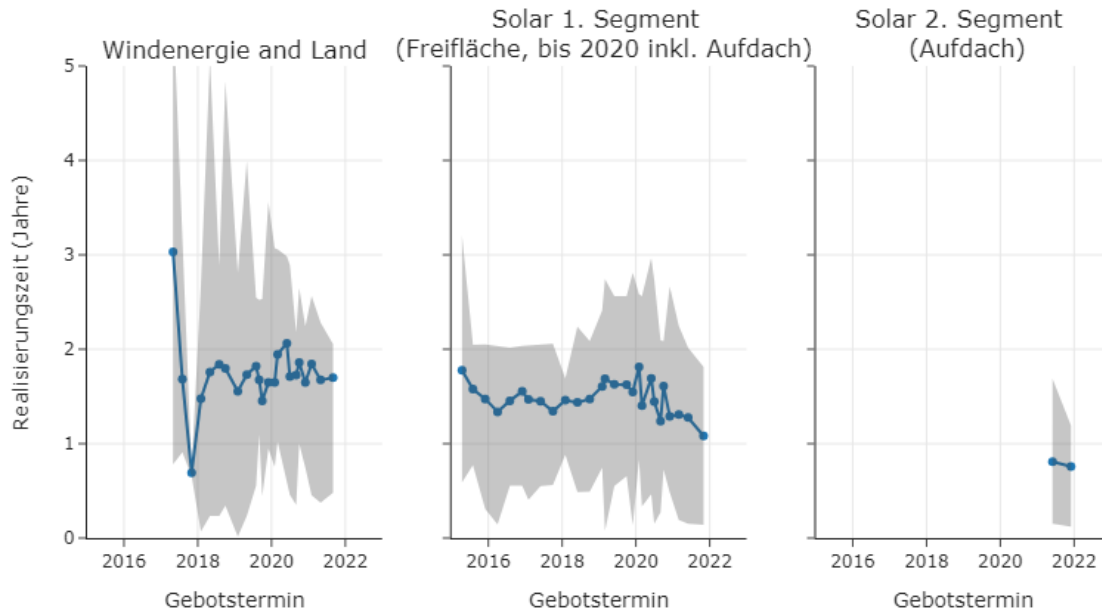


Abbildung 25: Realisierungszeit (Zeitspanne zwischen Gebotstermin und Inbetriebnahme der Anlage). Die Linien entsprechen dem nicht mengengewichteten Durchschnittswert, die Flächen geben die Spannweite aller Anlagen wieder [Quelle: eigene Darstellung nach bundesnetzagentur.de und Marktstammdatenregister]

Abbildung 26 zeigt die Realisierungsrate, also das Verhältnis von tatsächlich in Betrieb genommener zu bezuschlagter Leistung. Für Freiflächen-Solaranlagen liegt die durchschnittliche Realisierungsrate bei ca. 80 Prozent, mit deutlichen Schwankungen im Zeitverlauf. Bei Aufdach-Solaranlagen liegt die Realisierungsrate bei nur 65 Prozent. Allerdings ist auch hier zu berücksichtigen, dass nur zwei Datenpunkte ausgewertet werden konnten. Bei Windenergie an Land zeigt sich zunächst eine Phase mit ausgesprochen niedrigen Realisierungsraten (bis Anfang 2018). Dies ist auch die Phase, in der die Ausschreibungen deutlich überzeichnet und die erzielten Gebotswerte sehr niedrig waren (siehe Abbildung 24). Von diesen Projekten wurden augenscheinlich nur wenige tatsächlich umgesetzt. Ab 2018 ist die Realisierungsrate für Windenergie deutlich höher und liegt bei 85-90 Prozent. Ab 2021 sind geringere Werte zu beobachten, dies könnte allerdings daran liegen, dass eine gewisse Anzahl an Anlagen mit langer Realisierungsdauer erst in Zukunft in Betrieb genommen werden.

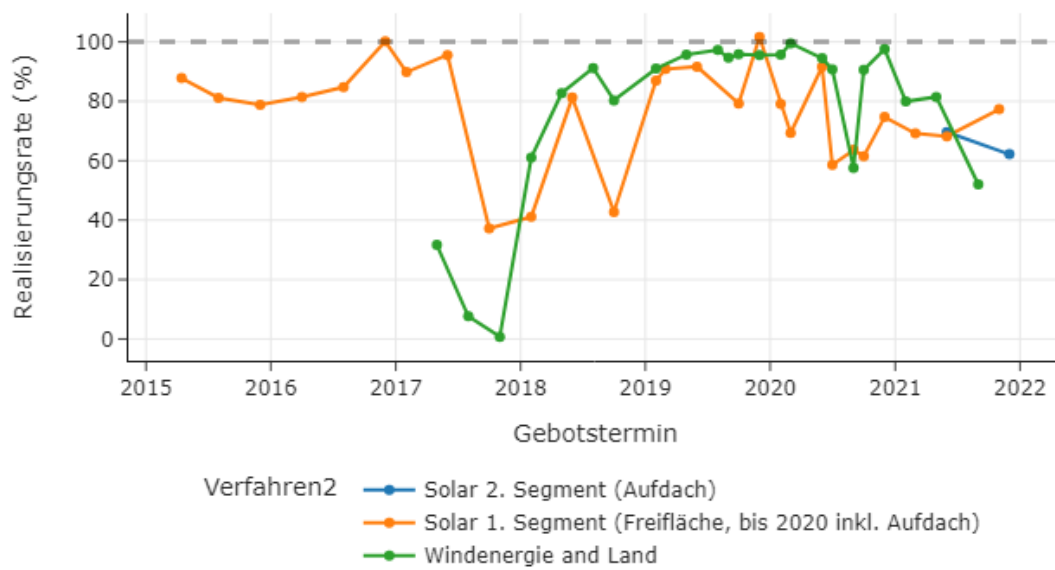


Abbildung 26: Realisierungsraten von bezuschlagten Anlagen nach Gebotstermin [Quelle: eigene Darstellung nach bundesnetzagentur.de und Marktstammdatenregister]

QUELLENVERZEICHNIS

AIB (Association of Issuing Bodies) (2023): AIB Monthly Statistics, zuletzt aktualisiert am 20. September 2023. [online] [https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/facts/market Prozent20information/statistics/activity Prozent20statistics/202301 Prozent20AIB Prozent20Statistics Prozent20new Prozent20format Prozent20v2.xlsx](https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/facts/market%20information/statistics/activity%20statistics/202301%20AIB%20Statistics%20new%20format%20v2.xlsx) [27.07.2023]

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]

ÖKO-INSTITUT & ENERGY BRAINPOOL (2023B): MONITORING DER DIREKTVERMARKTUNG: QUARTALSBERICHT (Q3/2023) [ONLINE] https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Monitoring-der-Direktvermarktung_Quartalsbericht_Q1-2023.pdf [15.05.2023]

TRANSPARENZPLATTFORM DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER (2023): INFORMATIONEN ZUR DIREKTVERMARKTUNG [ONLINE] <https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung> [10.07.2023]

UBA (2014-2020): STATISTIKEN DES DEUTSCHEN HERKUNFTSNACHWEISREGISTERS 2013-2019, DESAU 2020

IMPRESSUM

Autoren:

Öko-Institut:

David Ritter

Dominik Seebach

Markus Haller

Kaya Dünzen

Energy Brainpool:

Juri Schwartz

Matthis Brinkhaus

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

Oktober 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.