

Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG- geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2021 bis 2025



**Erstellt im Auftrag der 50Hertz Transmission GmbH,
Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH**

07.10.2020

Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung	5
1.1 Technologieüberblick: Historie und Status Quo	5
1.2 Entwicklung der Leistung bis 2025	9
1.3 Entwicklung der Stromerzeugung bis 2025.....	10
1.4 Entwicklung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber bis 2025	11
2 Methodik und Vorgehen für die Studie	13
2.1 Definition der Szenarien.....	15
2.2 Leistungsentwicklung.....	16
2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	16
2.4 Berechnung von Strompreisen und Marktwerten.....	17
2.5 Veräußerungsformen für EEG-Strom.....	20
2.6 Vergütungssätze.....	21
2.7 Vermiedene Netznutzungsentgelte	22
2.8 Summe der Auszahlungen.....	22
3 Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen.....	23
3.1 Wasserkraft.....	23
3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung.....	23
3.1.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025.....	23
3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	24
3.1.4 Marktwertfaktoren	25
3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen.....	25
3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	26
3.2 Deponiegas.....	28
3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung.....	28
3.2.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025.....	28
3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	29
3.2.4 Marktwertfaktoren	30
3.2.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen.....	30
3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	31
3.3 Klärgas.....	32
3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung.....	32
3.3.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025.....	32
3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	33
3.3.4 Marktwertfaktoren	34
3.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen.....	34
3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	35
3.4 Grubengas	36
3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung.....	36
3.4.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025.....	36
3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	37
3.4.4 Marktwertfaktoren	38
3.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen.....	39
3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	39
3.5 Biomasse	41
3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung.....	41
3.5.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025.....	42
3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	43
3.5.4 Marktwertfaktoren	44
3.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen.....	44

3.5.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	45
3.6	Geothermie	47
3.6.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	47
3.6.2	Leistungsentwicklung 2020 bis 2025.....	47
3.6.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	48
3.6.4	Marktwertfaktoren	49
3.6.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen.....	49
3.6.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	50
3.7	Windenergie an Land.....	51
3.7.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	51
3.7.2	Leistungsentwicklung 2020 bis 2025.....	52
3.7.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	56
3.7.4	Marktwertfaktoren	58
3.7.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen.....	59
3.7.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	61
3.8	Windenergie auf See	62
3.8.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	62
3.8.2	Leistungsentwicklung 2020 bis 2025.....	62
3.8.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	63
3.8.4	Marktwertfaktoren	64
3.8.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen.....	66
3.8.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	66
3.9	Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	68
3.9.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	68
3.9.2	Leistungsentwicklung 2020 bis 2025.....	69
3.9.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	70
3.9.4	Marktwertfaktoren	71
3.9.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen.....	72
3.9.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	74
3.10	Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	75
3.10.1	Analyse der bisherigen Entwicklung.....	75
3.10.2	Leistungsentwicklung 2020 bis 2025.....	76
3.10.3	Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung	77
3.10.4	Marktwertfaktoren	78
3.10.5	Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen.....	79
3.10.6	Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform.....	80
	Literaturverzeichnis	81
	Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2020 für das Trend-Szenario.....	83
	Anhang B: Stromerzeugung nach Veräußerungsform in Jahresauflösung pro Szenario	91
	Anhang C: Förderzahlungen in Jahresauflösung pro Szenario	96
	Abbildungsverzeichnis	101
	Tabellenverzeichnis	103

Abkürzungen

a	Jahr
Abs.	Absatz
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
ct	(Euro-)Cent
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EPEX	European Power Exchange
EU	Europäische Union
GemAV	Gemeinsame Ausschreibungsverordnung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LCOE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
Mio.	Millionen
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NEMoG	Netzentgeltmodernisierungsgesetz
OS	Oberes Szenario
PV	Photovoltaik
PPA	Power Purchase Agreement (langfristiger bilateraler Stromabsatzvertrag)
PPA-Anlage	Neue PV-Freiflächenanlage ohne EEG-Vergütung auf Basis eines PPA
TS	Trend-Szenario
TWh	Terawattstunde
US	Unteres Szenario
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VBh	Vollbenutzungsstunden
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte

1 Zusammenfassung

Nach § 60 Abs. 1 EEG 2017 haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Verpflichtung, kalenderjährlich eine Prognose über die Stromerzeugung aus durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Anlagen sowie die daraus resultierenden Förderzahlungen zu erstellen und zu veröffentlichen. Diese Prognose stellt die Grundlage für die Berechnung der EEG-Umlage für das darauffolgende Jahr (Zieljahr) dar. Dieser Pflicht kommen die ÜNB durch die vorliegende Studie nach, welche von der enervis energy advisors GmbH im Jahr 2020 erstellt wurde. Die Aufgabenstellung für die vorliegende Studie ist die Abschätzung der kurz- und mittelfristig erwarteten Entwicklung der installierten Leistung, Stromerzeugung, Veräußerungsformen, vermiedenen Netznutzungsentgelte (vNNE) und der von den ÜNB hierfür erwartungsgemäß zu leistenden Zahlungen für nach dem EEG geförderte Anlagen. Die Prognose umfasst das Zieljahr 2021, für welches im Rahmen der Studie die EEG-Umlage prognostiziert wird, sowie eine Mittelfristprognose für die darauffolgenden Jahre bis 2025. Das Jahr 2020 wird auf Basis einer Hochrechnung verfügbarer Daten für den Zeitraum 01.01. bis 30.06. abgebildet; für das zweite Halbjahr 2020 handelt es sich ebenfalls um eine Prognose. Die vorliegende Studie fasst die diesbezügliche Methodik und die Ergebnisse der EEG-Mittelfristprognose zusammen.

Die Studie betrachtet jeweils separat die Entwicklung der zehn durch das EEG geförderten Technologien Windenergie an Land, Windenergie auf See, solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen (PV auf oder an Gebäuden), solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen, Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Deponiegas, Klärgas und Grubengas. Die Entwicklung dieser Technologien wird in Bezug auf Leistung (Zubau, Rückbau, Stilllegung, Weiterbetrieb), Vollbenutzungsstunden (VBh) und Stromerzeugung, Vermarktungsformen, Vergütungshöhen und vNNE analysiert und prognostiziert. Dafür ist eine Prognose der technologiespezifischen mittleren Marktwerte der jeweiligen Technologie notwendig, welche für die Studie ebenfalls durchgeführt wird.

Nachfolgend wird eine Kurzzusammenfassung der Historie, des Status Quo sowie der erwarteten Entwicklung für die betrachteten EEG-Technologien gegeben. Eine detaillierte Erläuterung erfolgt in den jeweiligen Technologie-Kapiteln. Die Zusammenfassung enthält ebenfalls eine Darstellung der Kernergebnisse der Studie mit Blick auf das EEG-Gesamtsystem. Hierfür wird an dieser Stelle nur das Trend-Szenario dargestellt; die nach den drei untersuchten Szenarien und nach EEG-Technologien differenzierte Auswertung finden sich in den jeweiligen Technologie-Kapiteln sowie im Anhang der Studie.

1.1 Technologieüberblick: Historie und Status Quo

Windenergie an Land stellt in Bezug auf die installierte Leistung von gut 53.000 MW Ende 2019 und die in 2019 erzeugte Strommenge von rund 99.200 GWh weiterhin die wichtigste Quelle erneuerbaren Stroms in Deutschland dar. Nach starken Zubaujahren 2016 und 2017, in denen der Nettozuwachs der installierten Kapazität bei mehr als 4.000 MW pro Jahr lag, ging das Kapazitätswachstum ab 2018 deutlich zurück. 2018 wurden noch 2.462 MW neu in Betrieb genommen, 2019 nur noch knapp 800 MW. Im Jahr 2020 wird, basierend auf gemeldeten Zahlen, für das erste Halbjahr sowie gemäß der Prognose für die zweite Jahreshälfte ein Zubau von Neuanlagen von rund 2.200 MW erwartet, 2021 rund 2.300 MW. Die Gründe für diese Marktsituation sind vielfältig; vorrangig nennen Branchenexperten langwierigere Genehmigungsverfahren, rechtliche Hürden bei Neugenehmigungen und der Regionalplanung sowie zeitliche Verzugs Effekte bei Inbetriebnahmen durch Besonderheiten der im Jahr 2017 durchgeführten Ausschreibungen (große Zuschlaganteile an Bürgerenergie-Projekte ohne Genehmigung mit verlängerter Realisierungszeit) als Auslöser des aktuell vergleichsweise geringen Zubaus von Windenergieanlagen an Land.

Im Jahr 2020 spielen zusätzlich dazu auch Verzögerungen bei der Inbetriebnahme bezuschlagter Anlagen durch die COVID-19-Pandemie eine Rolle. Die nun bereits länger bestehenden Hürden für den Ausbau der Windenergie an Land schlagen sich auch in den Annahmen der vorliegenden Studie nieder, die kurz- und mittelfristig davon ausgeht, dass der Mangel an bezuschlagungsfähigen Angeboten bestehen bleibt und die gesetzlich vorgesehenen Ausschreibungsrunden daher vorerst weiterhin unterzeichnet bleiben. Vor diesem Hintergrund bleiben die seit 2018 beobachteten hohen Zuschlagswerte in den EEG-Ausschreibungen für Wind an Land annahmegemäß auch im Zieljahr 2021 bestehen. Auf Basis der hier zugrundeliegenden Szenarien und unter den bestehenden Ausschreibungsregelungen ist erst längerfristig mit mehr Angebot und damit einer Rückkehr zu einer wettbewerblicheren Bepreisung zu rechnen.

Der Weiterbetrieb von Altanlagen wird ab dem Beginn des Jahres 2021 relevant. Anlagen im Weiterbetrieb erhalten dann nach 20 Jahren EEG-Laufzeit keine Förderung mehr; sie sind sodann der sonstigen Direktvermarktung am Strommarkt zuzurechnen. Zur Abbildung der zugehörigen Kapazitätsentwicklung wird in der Studie über drei Szenarien differenziert, in denen der Umfang des Weiterbetriebs, die Realisierungsquoten der Ausschreibungen für Neuanlagen sowie die Vollbenutzungsstunden (VBh) variiert werden. Im Jahr 2021 kommt es aufgrund der angenommenen anteiligen Stilllegung von alten Windenergieanlagen ohne EEG-Vergütung erstmalig dazu, dass die installierte Gesamtkapazität in Deutschland nicht weiter anwächst. Dies ist in den Jahren ab 2022 wieder der Fall.

Somit nimmt die Windenergie an Land trotz der aktuell bestehenden Hemmnisse für den Zuwachs neuer Windenergieanlagen sowie der nicht unerheblichen erwarteten Stilllegungen von Altanlagen auch zukünftig eine zentrale Rolle unter den EEG-Technologien in Bezug auf die installierte Leistung und die erzeugte Strommenge ein.

Windenergie auf See ist mit einer installierten Kapazität von rund 7.500 MW und rund 24.400 erzeugten GWh im Jahr 2019 ebenfalls eine zentrale EEG-Technologie. Aufgrund einzelner Großprojekte mit langer Vorlaufzeit zeigt die Windenergie auf See in der Historie und in der Prognose eine stark projektabhängige Leistungsentwicklung. Im Jahr 2019 wuchs die installierte Leistung um rund 1.100 MW; 2016 bis 2018 wurden jeweils rund 1.000 MW an Neuinbetriebnahmen umgesetzt. Im Jahr 2020 wird ein projektbezogener Zuwachs von rund 220 MW angenommen. Annahmegemäß werden in der Studie erst ab dem Jahr 2022 wieder neue Anlagen auf See in Betrieb gehen; im Zieljahr 2021 wird keine Inbetriebnahme unterstellt. Dies entspricht dem Ausbaupfad des EEG 2017 und wurde mit den für den Offshore-Netzanschluss verantwortlichen ÜNB projektscharf abgestimmt. Die aktuell diskutierten Ausweitungen der Ausbauziele für 2030 und 2040 betreffen die Jahre nach 2025 und sind damit für den in der Studie betrachteten Zeitraum nicht relevant.

Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen umfasst im Wesentlichen kleinere Anlagen auf oder an Gebäuden unter 750 kW Leistung, die keiner Ausschreibung unterliegen. In Bezug auf die installierte Gesamtkapazität von rund 34.000 MW Ende 2019 rangiert diese EEG-Technologie auf Platz zwei hinter der Windenergie an Land. Der Leistungszuwachs im Jahr 2018 und 2019 lag jeweils bei rund 1.900 MW. Die erzeugte Strommenge belief sich 2019 auf rund 32.000 GWh.

Geprägt ist das Technologiesegment der PV von kontinuierlich sinkenden Investitionskosten. Die Vergütungshöhen für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen haben sich in der Vergangenheit entlang der Fördersätze und Degressionsvorgaben des EEG entwickelt; diese Regelungen werden in der Studie grundsätzlich fortgeschrieben, was zu weiterhin sinkenden Vergütungssätzen führt. Das weitere Kapazitätswachstum für 2020 und 2021 wird annahmegemäß entlang der beobachteten historischen Entwicklung unterstellt.

Der vormals vorgesehene 52 GW-Deckel im EEG 2017 wurde Mitte 2020 rechtsgültig abgeschafft. Damit besteht keine gesetzliche Beschränkung der förderfähigen Kapazität für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen mehr. Es gelten nun auch jenseits der Grenze von 52 GW installierter PV-Kapazität die im EEG 2017 für diese Technologie festgelegten Vergütungsregelungen. Im Wesentlichen ist dies der „atmende Deckel“ mit einer Absenkung der Vergütung in Abhängigkeit des Leistungszuwachses.

Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen summierte sich zu Ende 2019 auf eine installierte Kapazität von rund 13.300 MW und erzeugte im selben Jahr rund 13.400 GWh Strom. Die jährliche Zubaurate lag 2017 bei rund 530 MW, 2018 bei rund 900 MW und 2019 bei rund 470 MW. Die Vergütung für Freiflächenanlagen wird über Ausschreibungen bestimmt. Die ausgeschriebenen Mengen sind im EEG 2017 (inklusive der ergänzenden Sonderausschreibungen) festgelegt. Entlang dieser Mengen wird der Ausbaupfad für die vorliegende Studie definiert.

Ergänzt wird der Zubau aus den EEG-Ausschreibungen im Rahmen der Studie durch neue PV-Freiflächen-Projekte, die außerhalb der EEG-Ausschreibungen auf Basis rein strommarktbasierter Erlöse¹ realisiert werden. Annahmegemäß liegt der jährliche Zubau als Summe aus dem EEG-Ausschreibungssegment und den PPA-Anlagen im Jahr 2021 bei rund 2.900 MW zu, was der Entwicklung der bereits heute bekannten Zuschläge und Ausschreibungsmengen innerhalb des EEG sowie einer Zuwachserwartung im Segment der PPA-Anlagen in der Größenordnung von 400 MW im Trend-Szenario entspricht. Die Vergütungshöhen für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen haben sich in der Vergangenheit grundsätzlich wettbewerbsfähig entwickelt; diese Entwicklung wird auch weiterhin unterstellt.

Biomasse hatte Ende 2019 eine installierte Kapazität von rund 7.800 MW und eine erzeugte Strommenge von 40.200 GWh. Die jährliche Zubaurate lag 2017 bei 263 MW, 2018 bei rund 353 MW und 2019 bei 193 MW, was jedoch vorrangig auf im Rahmen der sogenannten Flexibilitätprämie geförderte Leistungserweiterungen bestehender Anlagen zurückgeht. Die Vergütung für Biomasseanlagen wird im Wesentlichen über Ausschreibungen bestimmt, wobei unter bestimmten Voraussetzungen auch Bestandsanlagen eine Anschlussförderung über die Ausschreibungen erhalten können. Der EEG-Technologiebereich Biomasse ist derzeit geprägt von wirtschaftlichen Herausforderungen durch hohe Kosten und vergleichsweise niedrige Vergütungssätze. So wird in der Studie davon ausgegangen, dass ein größerer Teil der Bestandsanlagen mit Ende ihrer laufenden Förderung stillgelegt werden. Neubau findet annahmegemäß nur noch in begrenztem Maße und vor allem bei Gülle-Kleinanlagen statt. Vor diesem Hintergrund geht die vorliegende Studie ab 2020 von einem Rückgang der installierten Kapazität um insgesamt über 900 MW bis Ende 2025 aus.

Wasserkraft erreichte Ende 2019 eine installierte Kapazität von rund 1.600 MW und eine erzeugte Strommenge von rund 6.200 GWh. Die jährliche Zubaurate lag in den vergangenen Jahren bei rund 20 MW pro Jahr, im Wesentlichen aus Kleinanlagen sowie Modernisierungs- und Ertüchtigungsmaßnahmen. Das Zubaupotenzial stellt sich somit als sehr begrenzt dar; einem Ausbau der geförderten Wasserkraft in größerem Umfang stehen naturschutzrechtliche Belange entgegen, da keine neuen Querverbauungen förderfähig sind. Im Rahmen der Studie wird daher im Trend-Szenario nur von einem moderaten Netto-Zubau um 14 MW pro Jahr ausgegangen.

¹ Zur Absicherung der strommarktbasierten Erlöse schließen Investoren/Betreiber von PV-Freiflächenanlagen bei einer Investition außerhalb der EEG-Ausschreibungen üblicherweise langlaufende bilaterale Stromabsatzverträge mit einem Dritten (Energieversorger/Händler oder Endkunde) ab. Diese Verträge werden als Power Purchase Agreement (PPA) bezeichnet. Im Weiteren wird daher für diese Art von nicht geförderten neuen PV-Freiflächenanlagen von „PPA-Anlagen“ gesprochen; sie sind der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen.

Deponiegas hatte Ende 2019 deutschlandweit eine installierte Kapazität von rund 150 MW und erzeugte im Jahr 2019 rund 270 GWh Strom. Da das Deponiegasaufkommen begrenzt und tendenziell rückläufig ist, gab es in den letzten Jahren einen leichten Rückgang der installierten Kapazitäten. Insgesamt ist diese Technologie geprägt von der Nutzung einer endlichen Ressource, da die Ausgasung bestehender Deponien zurückgeht und generell keine neuen Deponien mehr angelegt werden. Aufgrund auslaufender EEG-Vergütungen für einen bedeutenden Anteil der Bestandskapazitäten geht die installierte Leistung annahmegemäß im Jahr 2021 und 2022 deutlich zurück und beträgt Ende 2025 nur noch rund 26 MW. Die über das EEG vergütete Erzeugung nimmt korrespondierend damit ebenfalls deutlich ab.

Klärgas erreichte Ende 2019 eine installierte Kapazität von rund 64 MW und eine erzeugte Strommenge von rund 420 GWh. Mit dem installierten Bestand sind die verfügbaren Potenziale weitgehend erschlossen, weshalb die jährliche Zubaurate in den vergangenen Jahren lediglich zwischen 0 und 2 MW pro Jahr lag. Im Rahmen der Studie wird im Trend-Szenario daher von stabilen Kapazitäten und Erzeugungsmengen ausgegangen.

Grubengas hatte Ende 2019 deutschlandweit eine installierte Kapazität von rund 180 MW und erzeugte im Jahr 2019 rund 750 GWh Strom. Da das Grubengasaufkommen insgesamt begrenzt und tendenziell rückläufig ist, gab es in den letzten Jahren keinerlei Leistungszuwächse, sondern einen leichten Rückgang der Kapazitäten. Die letzte Neuanlage wurde 2011 in Betrieb genommen. Insgesamt ist diese Technologie geprägt von der Nutzung einer endlichen Ressource, deren Verfügbarkeit mit der Schließung der letzten aktiven Kohlezeche Ende 2018 weiter zurückgehen wird. Für die Prognose im Rahmen der Studie wird von einem leichten Rückbau um 0,8 MW auch für 2020 ausgegangen. Danach kommt es entlang von Expertenprognosen zu deutlich geringerem Grubengasaufkommen und damit zu einer Leistungsberichtigung durch umfangreiche Stilllegungen vor allem ab 2023.

Geothermie hatte Ende 2019 eine installierte Gesamtkapazität von 39 MW und eine erzeugte Strommenge von rund 230 GWh aus insgesamt neun Anlagen in Deutschland. Die Projektentwicklung ist geprägt vom Fündigkeitsrisiko und von vergleichsweise hohen technischen Risiken. Die Prognose der zukünftigen Leistungsentwicklung basiert daher auf einer projektbezogenen Analyse auf Basis von Brancheninformationen. Trotz der genannten Risiken werden in den kommenden Jahren deutliche Leistungszuwächse erwartet. Im Trend-Szenario wird unterstellt, dass ein Zubau von Geothermieranlagen von rund 60 MW bis zum Jahresende 2025 erfolgt.

1.2 Entwicklung der Leistung bis 2025

Nachfolgende Abbildung und Tabelle stellen die aggregierte Leistungsentwicklung der untersuchten EEG-Energieträger für die Jahre 2019 bis 2025 im Trend-Szenario dar. Dargestellt ist jeweils der Bestand in MW zum Jahresende. Die dargestellten Leistungen für das Jahr 2019 beruhen auf den EEG-Stammdaten der ÜNB, ab dem Jahr 2020 stellen sie eine Prognose dar.

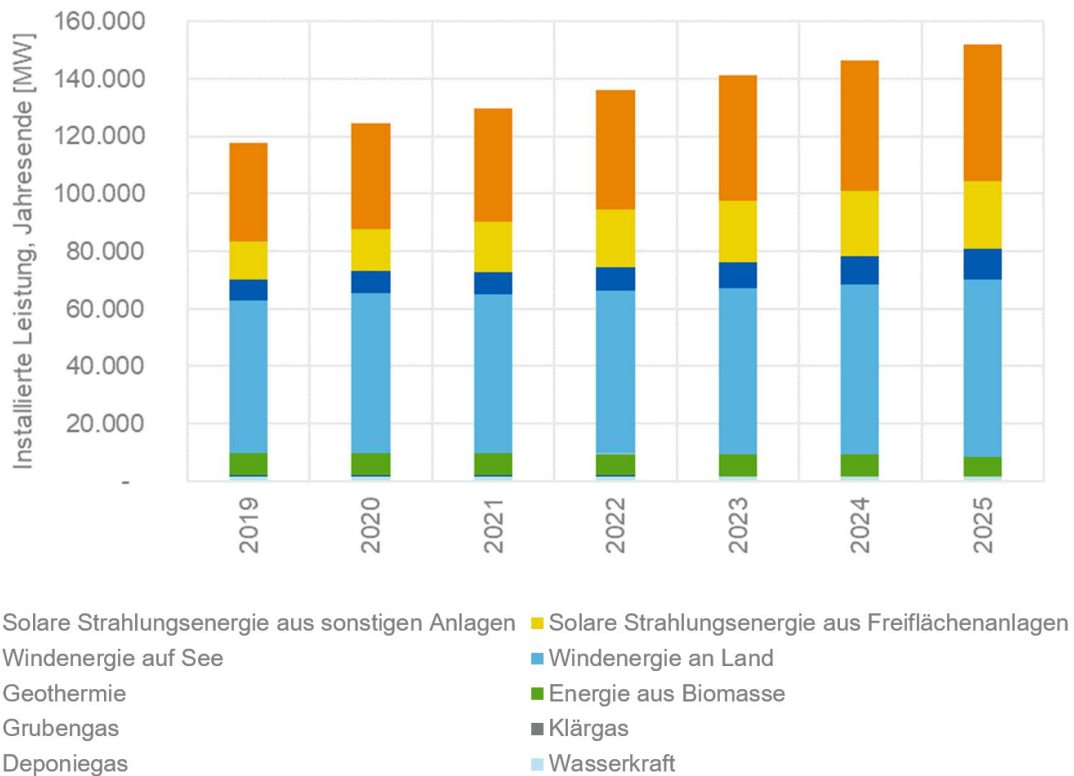


Abbildung 1: Leistungsentwicklung EEG-Energieträger 2019 - 2025, Trend-Szenario

Leistung zum Jahresende	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Wasserkraft	1.596	1.610	1.621	1.631	1.642	1.653	1.664
Deponiegas	149	148	64	50	48	40	26
Klärgas	64	65	65	66	67	67	68
Grubengas	177	176	174	161	108	54	5
Energie aus Biomasse	7.814	7.972	7.738	7.626	7.523	7.366	6.873
Geothermie	39	44	52	77	91	97	103
Windenergie an Land	53.014	55.255	55.225	56.709	57.742	59.287	61.314
Windenergie auf See	7.503	7.748	7.748	8.090	9.065	9.965	10.865
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	13.289	14.702	17.630	20.323	21.367	22.352	23.497
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	33.951	36.765	39.251	41.495	43.604	45.641	47.625
Summe	117.596	124.485	129.568	136.229	141.257	146.522	152.040

Tabelle 1: Leistungsentwicklung EEG-Energieträger 2019 - 2025, Trend-Szenario

Windenergie an Land (2019 rund 53 GW) sowie solare Strahlungsenergie auf Freiflächen und aus sonstigen Anlagen² (2019 zusammen rund 47 GW) stellen den bei weitem größten Anteil der EEG-geförderten Leistung in Deutschland, gefolgt von Biomasse (2019 rund 7,8 GW) und Windenergie auf See (2019 rund 7,5 GW). Die Technologien Wasserkraft (2019 rund 1,6 GW), Geothermie, Grubengas, Klärgas und Deponiegas (2019 jeweils unter rund 0,2 GW) weisen im Vergleich dazu deutlich geringere installierte Leistungen auf. In der Prognose zur zukünftigen Leistungsentwicklung wird für die Technologien Windenergie an Land, solare Strahlungsenergie auf Freiflächen und aus sonstigen Anlagen sowie Windenergie auf See ein weiteres deutliches Wachstum unterstellt. Die Technologien Biomasse, Wasserkraft, Grubengas, Klärgas und Deponiegas zeigen in Bezug auf die installierte Leistung einen stabilen oder abnehmenden Verlauf. Die installierte Leistung von Geothermie nimmt absolut zu, bleibt relativ gesehen aber auf sehr geringem Niveau. Die der jeweiligen Technologie zugrundeliegenden Erwartung zur Leistungsentwicklung werden in den technologiespezifischen Kapiteln der Studie im Detail erläutert. Die Summe der installierten Leistung aller EEG-Technologien steigt im Betrachtungszeitraum von rund 117,5 GW am Ende des Jahres 2019 auf rund 152 GW am Ende des Jahres 2025 an.

1.3 Entwicklung der Stromerzeugung bis 2025

Die zur oben dargestellten Leistungsentwicklung gehörige monatliche Stromerzeugung der EEG-Anlagen für die Jahre 2019 bis 2025 ist für das Trend-Szenario in nachfolgender Abbildung (monatliche Erzeugungsmenge) und Tabelle (Jahreserzeugung) dargestellt.

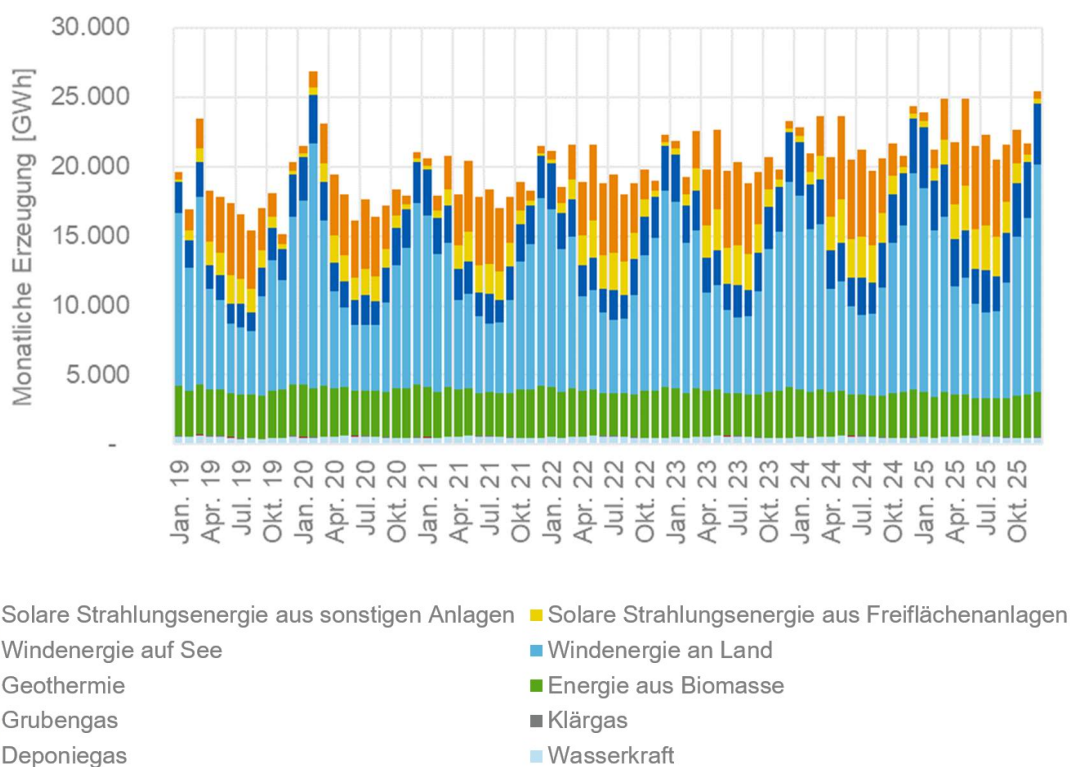


Abbildung 2: Monatliche Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern 2019 - 2025, Trend-Szenario

² Sofern sich Aussagen nicht nur auf eine der im EEG getrennt geführten Technologiebereiche solare Strahlungsenergie auf Freiflächen und solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen beziehen, wird im Folgenden auch die zusammenfassende Beschreibung „Photovoltaik“ respektive „PV“ für beide Bereiche zusammen verwendet.

Die Gesamterzeugungsmenge aus EEG-Technologien steigt von rund 217 TWh im Jahr 2019 auf rund 273 TWh im Jahr 2025, wie nachfolgende Tabelle zeigt.

Jahreserzeugung [GWh/a]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Wasserkraft	6.215	6.351	6.378	6.421	6.464	6.523	6.548
Deponiegas	267	251	102	76	68	54	33
Klärgas	421	426	429	432	436	441	444
Grubengas	753	761	720	685	629	435	40
Energie aus Biomasse	40.200	41.657	40.207	39.669	39.102	38.122	35.599
Geothermie	234	236	268	347	473	542	575
Windenergie an Land	99.184	108.080	101.186	106.184	110.945	116.851	123.404
Windenergie auf See	24.379	29.790	29.639	30.247	32.712	37.229	42.297
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	13.445	13.996	15.380	18.609	20.345	21.208	22.239
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	31.788	32.897	33.964	36.098	38.066	39.991	41.772
Summe	216.886	234.444	228.273	238.769	249.240	261.396	272.951

Tabelle 2: Jährliche Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern 2019 - 2025, Trend-Szenario

Das Anwachsen der Erzeugungsmenge beruht für die Technologien Windenergie an Land und Windenergie auf See sowie PV auf der angenommenen Zunahme der installierten Leistung, sowie für Windenergie auch auf einer Annahme technisch bedingt moderat zunehmender VBh. Die Erzeugungsmengen aus Biomasse, Wasserkraft, Geothermie, Grubengas, Klärgas und Deponiegas verlaufen weitgehend stabil oder zeigen einen abnehmenden Verlauf. Die zugrundeliegenden Erwartungen zur Erzeugungsentwicklung werden in den technologiespezifischen Kapiteln der Studie im Detail erläutert.

Historische Daten der ÜNB bilden die Basis der Darstellung für 2019 und das erste Halbjahr 2020. Dies erklärt die in 2019 und 2020 stärker schwankenden monatlichen Erzeugungsmengen insbesondere aus Windenergie an Land, welche einzelnen historisch windstarken Monaten (beispielsweise dem März 2020) zuzuordnen sind. Ab dem Juli 2020 bis Ende 2025 entstammen die dargestellten Erzeugungsdaten der Prognose und beruhen damit auf den zugrunde gelegten Erwartungen zu einem mittleren Wetterjahr, weshalb die Schwankungsbreite der monatlichen Erzeugungsmengen geringer ausfällt und für die zukünftigen Monate symmetrisch ist.

1.4 Entwicklung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber bis 2025

Die monatlichen Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug von vNNE für den Zeitraum 2019 bis 2025 im Trend-Szenario sind in der nachfolgenden Abbildung pro EEG-Technologie dargestellt.

In der monatlichen Verteilung der absoluten Förderzahlungsbeträge spiegelt sich die Saisonalität der verschiedenen EEG-Technologien wider (Schwerpunkt PV im Sommerhalbjahr, Windenergie an Land im Winterhalbjahr). Ferner wird ersichtlich, dass auf die Energieträger PV, Biomasse und Windenergie auf See, die vor allem im Bestand vergleichsweise hohe spezifische Vergütungen erhalten, im Vergleich zur erzeugten Strommenge ein überproportional hoher Anteil der Förderzahlungen entfällt.

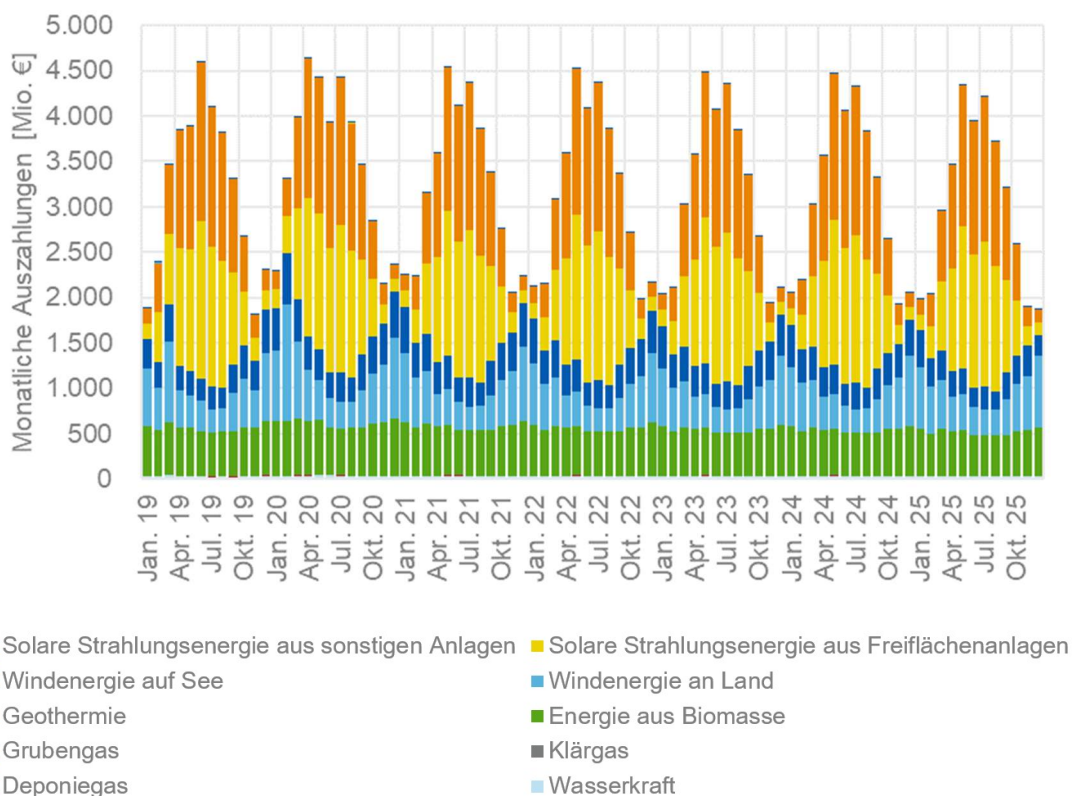


Abbildung 3: Monatliche Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE 2019 - 2025, Trend-Szenario

Nachfolgende Tabelle stellt die entsprechenden Jahreswerte der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug der vNNE für den Zeitraum im Trend-Szenario dar.

Förderzahlungen [Mio. EURO]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Wasserkraft	365	415	388	377	369	371	372
Deponiegas	13	13	5	3	3	2	1
Klärgas	3	3	2	1	1	1	1
Grubengas	24	32	24	21	18	13	2
Energie aus Biomasse	6.314	6.895	6.491	6.297	6.137	6.059	5.789
Geothermie	38	41	44	55	72	82	86
Windenergie an Land	5.731	7.310	5.774	5.430	5.249	5.461	5.698
Windenergie auf See	3.727	4.835	4.575	4.430	4.334	4.045	3.433
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	2.146	2.281	2.132	2.168	2.166	2.171	2.151
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	8.780	8.808	8.496	8.529	8.538	8.541	8.269
Summe	27.141	30.632	27.931	27.311	26.887	26.747	25.802

Tabelle 3: Jährliche Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE 2019 - 2025, Trend-Szenario

Im betrachteten Zeitverlauf bis 2025 steigen die erwarteten Förderzahlungen im Jahr 2020 gegenüber 2019 zuerst um rund 3,5 Mrd. Euro auf 30,63 Mrd. Euro an. Der wesentliche Grund hierfür ist der Rückgang der Strompreise insbesondere aufgrund der COVID-19-Krise und die damit gesunkenen Marktwerte des EEG-Stroms. Für das Prognosezieljahr 2021 wird eine Gesamtsumme von 27,93 Mrd. Euro erwartet. Von diesem Betrag sinken die Förderzahlungen bis 2025 moderat, aber kontinuierlich und liegen im Jahr 2025 mit 25,8 Mrd. Euro rund 1,3 Mrd. Euro niedriger als im Jahr 2019.

2 Methodik und Vorgehen für die Studie

Dieses Kapitel erläutert die Methodik zur Erstellung der vorliegenden Studie, insbesondere die Vorgehensweise zur Prognose der installierten Leistung Erneuerbarer Energieträger, der zugehörigen Stromerzeugung, der Zuordnung der EEG-geförderten Erzeugung zu den jeweiligen Vermarktungsformen und die Berechnung der sich daraus ergebenden Zahlungen. Hierfür wird vorrangig die grundsätzliche Herangehensweise, die alle betrachteten EEG-Technologien betrifft, dargelegt. Spezifische methodische Schritte, welche einzelne Technologien betreffen, werden im Verlauf der Studie in den technologiespezifischen Kapiteln gesondert erläutert.

Für die Studie wurde eine Vielzahl von Daten und Marktinformationen verwendet. Diese lassen sich grundsätzlich in drei Kategorien unterteilen:

1. ÜNB-Daten: von den ÜNB im Rahmen der Prognoseerstellung bereitgestellte Stammdaten und Bewegungsdaten der EEG-Anlagen bis zum 31.12.2019. Sofern nicht anders ausgewiesen, beziehen sich die in dieser Studie verwendeten und dargestellten historischen Daten bis inklusive des Jahres 2019 auf die von den ÜNB im Rahmen der Prognoseerstellung bereitgestellten Stamm- und Bewegungsdaten. Weiterhin werden die von den ÜNB veröffentlichten Angaben zur Direktvermarktung und den Marktwerten verwendet.
2. Sonstige Daten und Marktinformationen: von Institutionen wie beispielsweise der Bundesnetzagentur (BNetzA) und der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) bereitgestellte Daten zum Einspeisemanagement und zu Erzeugungsmengen sowie historische Wetterdaten. Im Rahmen von Hintergrundgesprächen mit Marktteilnehmern wurden darüber hinaus Informationen für die Definition der Szenarien erhoben (siehe Folgepunkt).
3. Prognosedaten: Annahmen zu erwarteten Entwicklungen unter anderem von installierten Leistungen Erneuerbarer Energieträger (Zubau, Rückbau, Bestand), VBh, vNNE, Zuordnung der EEG-geförderten Erzeugung zu den Vermarktungsformen sowie Vergütungshöhen. Diese Daten entstammen der im Rahmen der Studie erstellten Prognose; sie definieren die Entwicklungen für den Zeitraum 01.07.2020 bis 31.12.2025. In die Kategorie der Prognosedaten fallen auch die im Rahmen der Studie berechneten Großhandelsstrompreise und Marktwerte aus dem enervis-Strommarktmodell.

Das methodische Vorgehen zur Ermittlung der Zahlungen an EEG-Anlagenbetreiber im Zeitraum 2020 bis 2025 ist in folgendem Ablaufdiagramm dargestellt.

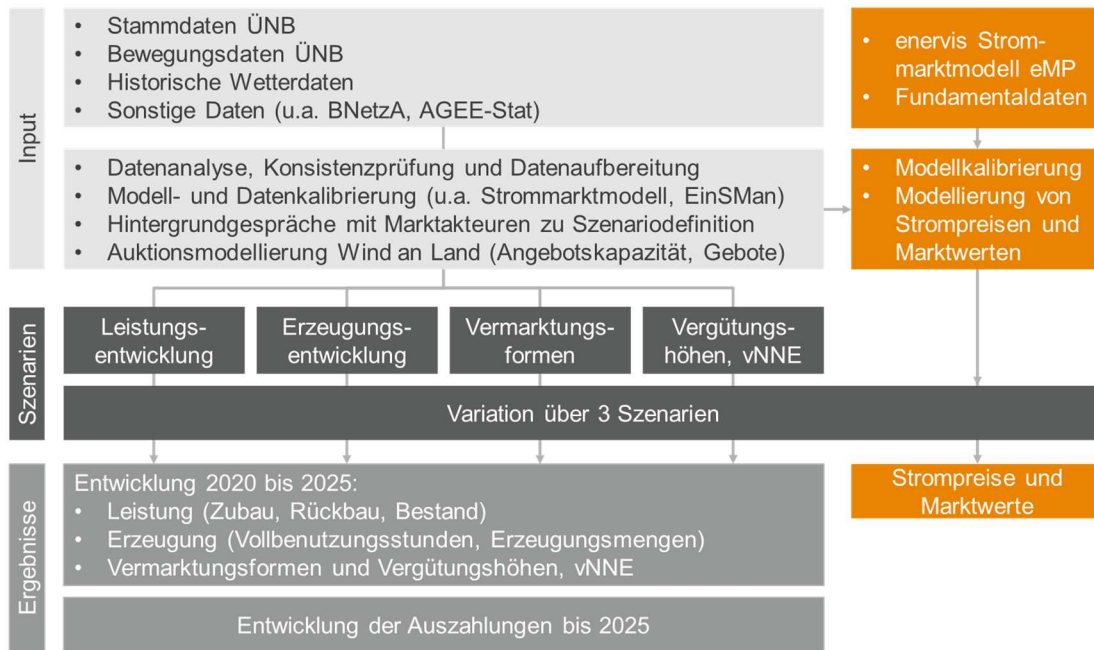


Abbildung 4: Methodisches Vorgehen zur Ermittlung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber

In einem ersten Schritt (Input) wurden die Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB bis zum Stichtag 31.12.2019 einer detaillierten Analyse, Konsistenzprüfung und Datenaufbereitung unterzogen. In Abstimmung mit den ÜNB wurden Vorgehensweisen zur Bereinigung von punktuellen Inkonsistenzen festgelegt und umgesetzt. Aus den Stamm- und Bewegungsdaten wurden sodann Informationen in Bezug auf Leistung, Standort, Anlagenalter, Vergütungsdauer, Erzeugung, Vergütungskategorien, vNNE und Vergütungshöhen definiert. Diese stellen generell auch die Aufsatzpunkte für die Szenarien dar. Weiterhin wurden Daten unter anderem der BNetzA zu Einspeisemanagement und der AGEE-Stat zu historischen Erzeugungsmengen und deren Schwankungsbreiten für die Kalibrierung des Modells und der Szenarien verwendet.

In einem zweiten Schritt (Szenarien) wurden drei Szenarien definiert, welche sich vor allem durch ihre Annahmen zur Entwicklung der Leistung (Variation über Zubau und Rückbau) und der Erzeugungsmengen (Variation der VBh) unterscheiden. Diese drei Szenarien wurden sodann im enervis-Strommarktmodell abgebildet. Für die Berechnungen im Strommarktmodell wurden die Ergebnisse der parallel durchgeführten Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2021 bis 2025 berücksichtigt, im Wesentlichen die Entwicklung des Nettostromverbrauchs über die drei Szenarien. In einem dritten Schritt (Ergebnisse) wurden sodann die Szenarioannahmen mit den modellierten Strompreisen und Marktwerten für den Prognosezeitraum zusammengeführt.

Daraus ergeben sich die Kernergebnisse der vorliegenden Mittelfristprognose 2020 bis 2025 in Bezug auf die erwartete Entwicklung der Leistung (Zubau, Rückbau, Bestand), Erzeugung (VBh, Erzeugungsmengen), Vermarktungsformen und Vergütungshöhen. Unter Abzug von kostensenkenden Positionen wie vNNE wird pro Szenario sodann die Entwicklung der Förderzahlungen bis 2025 berechnet.

2.1 Definition der Szenarien

Die vorliegende Studie bildet ausschließlich aktuell gültige rechtliche Regelungen (i. W. EEG 2017) ab; etwaige zukünftige Änderungen des Regelungsrahmens (z.B. zum EEG 2021) sind in der Studie nicht umfasst. Neben der Möglichkeit zukünftiger Änderungen des Regelungsrahmens ist die Prognose der Entwicklung der EEG-geförderten Erneuerbaren Energien und der damit verbundenen Zahlungen dennoch mit Unsicherheiten verbunden. Diese begründen sich vorwiegend in der Unsicherheit der zukünftigen Kapazitätsentwicklung, der zukünftigen Erzeugungsmenge, der zukünftigen Vergütungshöhen, sowie der zukünftigen Strommarkterlöse (Marktwerte), welche wiederum von energiewirtschaftlichen Faktoren wie beispielsweise der zukünftigen Stromnachfrage abhängig sind. Um diese Unsicherheiten besser bewertbar zu machen, werden im Rahmen der vorliegenden Studie drei Szenarien unterschieden, die wie folgt ausgestaltet sind:

1. **Trend-Szenario:** Das Trend-Szenario (TS) umfasst Entwicklungen, die mit der im Vergleich der Szenarien höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit erwartet werden. Die für die untersuchten Technologien angenommenen Auslastungsgrade entsprechen einem historischen Mittelwert (mittleres Wetterjahr). Für die Strommarktmodellierung wird der mittlere Pfad der Stromnachfrage aus der Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2021 bis 2025 angenommen.
2. **Unteres Szenario:** Im unteren Szenario (US) werden ein geringerer Leistungszubau, ggf. höhere Stilllegungen sowie geringere Auslastungsgrade im unteren Bereich der historisch beobachteten Bandbreite unterstellt – also in Summe weniger EE-Erzeugung als im Trend-Szenario. Für die Strommarktmodellierung wird der obere Pfad der Stromnachfrage aus der Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2021 bis 2025 angenommen.
3. **Oberes Szenario:** Im oberen Szenario (OS) werden ein höherer Leistungszubau, ggf. geringere Stilllegungen sowie höhere Auslastungsgrade im oberen Bereich der historisch beobachteten Bandbreite unterstellt – also in Summe mehr EE-Erzeugung als im Trend-Szenario. Für die Strommarktmodellierung wird der untere Pfad der Stromnachfrage aus der Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher 2021 bis 2025 angenommen.

Die Bandbreite der Schwankungen zwischen den Szenarien variiert je nach EEG-Technologie. Die unterstellten Schwankungsbreiten orientieren sich dabei im Wesentlichen an historisch beobachteten Größenordnungen.

Zur Validierung der Szenarioannahmen für den Prognosehorizont bis 2025 wurden weiterhin Hintergrundgespräche mit Branchenexperten bei Verbänden, Unternehmen und den ÜNB geführt.³ Im Einzelnen wurden folgende Gespräche geführt:

- Fachverband Biogas e.V. (Hr. Dr. Rauh)
- Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke e.V. / Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (Hr. Uphoff)
- Interessenverband Grubengas e.V. (Hr. Brandt)
- Bundesverband Geothermie e.V. (Hr. Weimann)
- Verantwortliche ÜNB für Planungsprämissen Windenergie auf See (50Hertz, Tenet)

³ Die Autoren dieser Studie bedanken sich bei den genannten Ansprechpartnern ausdrücklich für die freundliche Mitarbeit und die konstruktiven Kommentare.

2.2 Leistungsentwicklung

Für jede der zehn EEG-Technologien wird die historische Entwicklung der installierten Leistung in absoluten Zahlen und der jährliche Zubau für 2008 bis 2019 ermittelt und validiert. Datenbasis dafür sind die ÜNB-Stammdaten bis inklusive des Jahres 2019. Die im Zeitraum 01.01.2020 bis 30.06.2020 installierten Leistungen werden auf Basis von Informationen der BNetzA sowie der ÜNB zum aktuellen Zubau ergänzt. Diese Daten stellen somit den Aufsattpunkt für die Prognose dar. Ausgehend davon wird in den drei Szenarien der Studie für jede EEG-Technologie die monatscharfe Leistungsentwicklung ab dem 01.07.2020 bis zum Ende des Jahres 2025 prognostiziert.

Dies beinhaltet eine Annahme über den Zubau neuer EEG-Anlagen, die Stilllegung von Bestandsanlagen vor Ende der EEG-Vergütung sowie Annahmen zur Stilllegung von Anlagen beim regulären Auslaufen der EEG-Vergütung. Basierend auf Wirtschaftlichkeitsüberlegungen und technischen Hintergründen einzelner EEG-Technologien wird ein (ggf. anteiliger) Weiterbetrieb von Anlagen nach dem regulären Ende der EEG-Vergütung unterstellt. Diese Anlagen werden dann unter der Vermarktungsform der sonstigen Direktvermarktung geführt. Gleiches gilt für neue PPA-Anlagen, die ohne Vergütungsanspruch außerhalb von EEG-Ausschreibungen oder dem EEG-Festvergütungssystem errichtet werden (nur für Freiflächen-PV relevant).

Die Annahmen zur Leistungsentwicklung stützen sich dabei im Wesentlichen auf die Auswertung der historischen Leistungsentwicklung, das gesetzlich festgelegte Mengen- und Zeitgerüst für Ausschreibungen im EEG inkl. der Sonderausschreibungen, historische Ausschreibungsergebnisse und Realisierungswahrscheinlichkeiten, öffentliche Studien für einzelne Technologien sowie Hintergrundgespräche mit Branchenvertretern (siehe oben). Zudem wurden die Annahmen zur Leistungsentwicklung aller EEG-Technologien in den drei Szenarien mit den ÜNB diskutiert und abgestimmt.

2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Für die Prognose der Stromerzeugung aus den volatilen Erzeugungstechnologien Windenergie an Land, Windenergie auf See und PV muss ein mittleres Wetterjahr definiert werden, welches den Erwartungswert für die Einspeisung aus diesen dargebotsabhängigen Technologien abbildet. Im Rahmen der vorliegenden Studie wird hierfür aus historischen Wetterdaten ein mittleres Wetterjahr definiert.

Dieses mittlere Wetterjahr wird sodann in der Modellierung der VBh und der stündlichen Stromerzeugungsprofile für die Studie verwendet. Dabei werden die VBh über drei Szenarien entlang langjähriger historischer Schwankungsbreiten variiert. Hierfür wird auf Monatsbasis ein Rangverfahren für die historischen Wetterjahre 2006 bis 2019 durchgeführt, welches die sich ergebenden VBh für Windenergie und PV nach Größe sortiert und sodann jeweils die Rangpaare Windenergie-PV aus einem Monat auswählt, der möglichst nahe am mittleren Rang des gesamten Datensatzes liegt. Dabei wird die Saisonalität der beiden Energieträger durch eine entsprechende Gewichtung berücksichtigt.

Dadurch bleibt einerseits der meteorologische Zusammenhang von Windgeschwindigkeiten und Globalstrahlung erhalten und andererseits wird ein synthetisches Wetterjahr aus real aufgetretenen Wettermonaten definiert, welches das mittlere Jahr aus dem historischen Sample repräsentiert. Für die im enervis-Strommarktmodell ebenfalls abgebildeten europäischen Nachbarmärkte werden die jeweiligen Wetterdaten für die aus dieser Analyse für Deutschland ausgewählten Monate verwendet, so dass der chronologische Zusammenhang auch grenzüberschreitend gegeben ist. Die aus den Wetterdaten abgeleiteten Einspeisedaten für Wind und PV werden im Strommarktmodell verwendet und sind damit maßgeblich für die Ermittlung der stundenscharfen Marktpreise und Marktwerte der volatilen Energieträger.

Aufgrund von Einspeisemanagement (das heißt der netzbedingten Abregelung von EEG-Leistung) sowie marktbedingter Abregelung entsprechen die sich aus den Wetterdaten ergebenden potenziellen Einspeisemengen allerdings noch nicht den förderzahlungsrelevanten tatsächlichen Einspeisemengen. Daher wurde die Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement für Wind an Land, Wind auf See und Freiflächen-PV bundeslandscharf abgeschätzt. Dazu wurde die durch die BNetzA im Monitoringbericht (BNetzA 2019a) und den Quartalsberichten (BNetzA 2019b) dokumentierte historische Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement jeweils mit der potenziellen Einspeisearbeit aus historischen Wetterdaten und der tatsächlichen historischen Einspeisearbeit aus den ÜNB-Bewegungsdaten abgeglichen.

Die für die Förderzahlungen relevanten Strommengen ergeben sich dann als die um die nicht ins Netz eingespeisten Mengen aus Einspeisemanagement bereinigten Erzeugungsmengen. Die Verhältnisse der Ausfallarbeit aus der historischen Analyse werden für die Studie in die Zukunft fortgeschrieben; die Ausfallarbeit steigt somit proportional zur erzeugten Strommenge aus EEG-Anlagen an. Es wird dabei unterstellt, dass der zum 1. Oktober 2021 vorgesehene Übergang vom Einspeisemanagement in ein reguliertes Redispatch keine signifikanten Mengenänderungen bei der Ausfallarbeit verursachen wird. Die in diesem Bericht vorgestellten Mengen und Vollbenutzungsstunden beziehen sich damit jeweils auf diese um das Einspeisemanagement bereinigten Mengen.

2.4 Berechnung von Strompreisen und Marktwerten

Die Auszahlungen an EEG-Anlagenbetreiber werden durch die Erlöse des Stromverkaufs in Form der technologiespezifischen Marktwerte gemindert – entweder explizit für Anlagen unter dem Marktprämienmodell oder implizit im Rahmen der Veräußerung des Stroms durch die ÜNB bei nicht direkt vermarkteten Anlagen. Daher kommt der Prognose dieser Marktwerte für die vorliegende Studie eine wichtige Bedeutung zu. Dafür wird in den drei Szenarien eine stundenscharfe Prognose der Großhandelsstrompreise (Day-Ahead-Stundenauktion der EPEX Spot) für die Preiszone Deutschland-Luxemburg mit dem enervis-Strommarktmodell vorgenommen. Dieses bildet sowohl fundamentale Preisentwicklungen (Brennstoffe, CO₂), strukturelle Entwicklungen im Kraftwerkspark (installierte und verfügbare Leistungen) wie auch kurzfristige Faktoren (Stromnachfrage und fluktuierendes Angebot aus erneuerbaren Energien) im europäischen Verbund ab.

Das enervis-Strommarktmodell ist ein umfangreiches Marktmodell zur Modellierung und Analyse der europäischen Strommärkte und Strompreiszonen, das auf ökonomischen und energiemarktspezifischen Fundamentaldaten basiert. Dieses von enervis entwickelte Modell erlaubt Prognosen der stündlichen Strommarktpreise sowie die Analyse der Haupteinflussfaktoren auf die entsprechenden Preisentwicklungen. Nachstehende Abbildung gibt einen Überblick über die wesentlichen Inputfaktoren, den Modellumfang und die Ergebnisse des enervis-Strommarktmodells.

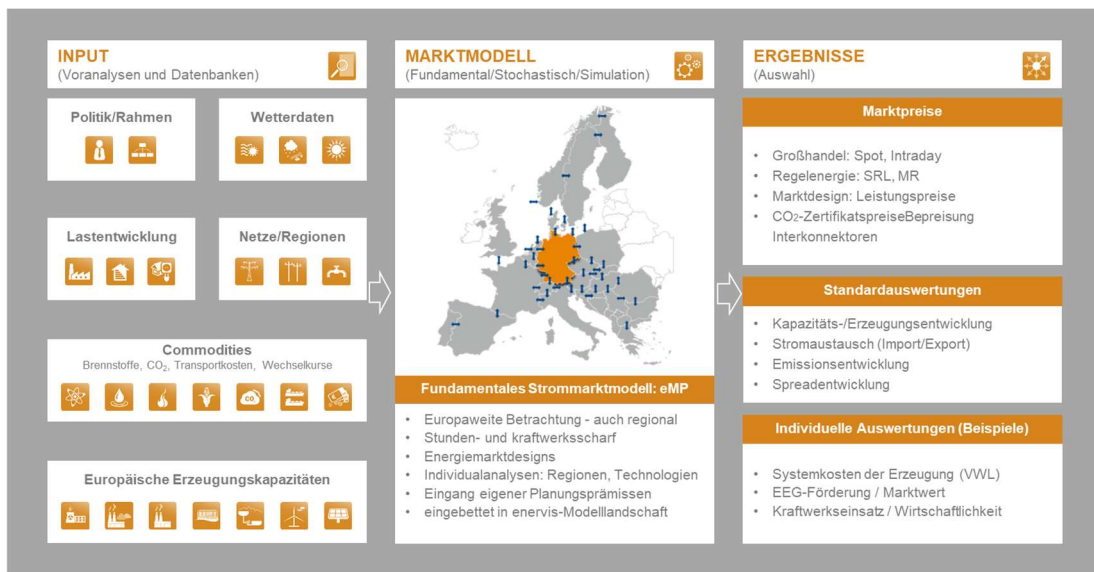


Abbildung 5: Inputfaktoren, Modellumfang und Ergebnisse des enervis-Strommarktmodells

Im Rahmen einer Strompreisprognose wird im ersten Schritt die Strompreisentwicklung in einem wettbewerbsintensiven Energiemarkt, das heißt ohne strategisches Verhalten der Marktteilnehmer, modelliert. In diesem Zusammenhang wird unterstellt, dass Kraftwerke immer dann zum Einsatz kommen, wenn sie durch den Betrieb mindestens ihre variablen Betriebskosten decken können. Diese setzen sich im Wesentlichen aus Brennstoff-, CO₂- und variablen Wartungs- und Instandhaltungskosten zusammen. Für erneuerbare Energien wird eine Einsatzweise unterstellt, die das Förderregime (Marktprämie bzw. gesetzliche Vergütung) in der Höhe und im Zeitverlauf entsprechend berücksichtigt. Die Auflösung des Strommarktmodells innerhalb Deutschlands erlaubt eine regionale Abbildung des Kraftwerksparks inklusive der erneuerbaren Energien. Das enervis-Strommarktmodell liefert schlussendlich stündliche Strompreise sowie Marktwerte und Marktwertfaktoren für alle betrachteten EE-Technologien.

Für den Anwendungsfall dieser Studie wurde ein Benchmarktest des Strommarktmodells durchgeführt. Auf Basis von Terminmarktdaten für Brennstoff- und CO₂-Preise für 2020 bis 2025 aus dem 2. Quartal 2020 erfolgte ein Modelltest für das verwendete Strommarktmodell in Bezug auf die Strompreisprognose im Abgleich mit den Futurenotierungen der EEX. Im Ergebnis liegen die im enervis-Strommarktmodell berechneten Strompreise für das Baseprodukt in einem engen Bereich um den zeitgleich beobachteten Mittelwert der EEX-Terminmarktnotierungen aus dem Handelszeitraum 2. Quartal 2020 und stets innerhalb der beobachteten Schwankungsbreite der Terminmarktnotierungen. Das Strommarktmodell kann damit als hinreichend genau bezeichnet werden.

Für das verwendete enervis-Strommarktmodell wurde zudem eine Kalibrierung und ein Backtesting der mit dem Strommarktmodell berechneten Marktwerte für erneuerbare Energien mit historischen Daten für den Zeitraum 01.01.2019 bis 30.06.2020 durchgeführt. Hierfür wurden die historischen Einspeisezeitreihen der ÜNB (Onlinehochrechnung), welche den historisch eingetretenen Marktwerten zugrunde liegen, im Strommarktmodell eingestellt und die im Modell berechneten Marktwerte mit den historisch eingetretenen abgeglichen.⁴ Im Ergebnis zeigte sich auf Monats- und Jahresebene eine sehr gute Genauigkeit des Strommarktmodells in Bezug auf absolute Höhe und Struktur der Marktwerte.

⁴ Historische Marktwerte werden von den ÜNB technologie- und monatsscharf auf www.netztransparenz.de veröffentlicht.

Die im Backtesting simulierten Marktwerte für Windenergie an Land und Windenergie auf See zeigen eine sehr hohe Korrelation zu den historischen Vergleichsdaten und bedürfen keiner weiteren Kalibrierung; die simulierten Marktwerte für PV zeigen eine leichte Überschätzung und werden daher mit einem entsprechenden Kalibrierungsfaktor leicht nach unten korrigiert. Nach Abschluss der Kalibrierung und des Backtestings wurde ein Referenzszenario im enervis-Strommarktmodell definiert, welches die grundsätzlichen energiewirtschaftlichen Entwicklungen wie Brennstoff- und Emissionspreise, exogen gesetzte Kraftwerkszubauten und Stilllegungen (im Wesentlichen aus Kernenergie- und beginnendem Kohleausstieg sowie bekannte PV-PPA-Projekte) sowie den im Rahmen der EEG-Mittelfristprognose (Los 2) ermittelten Nettostromverbrauch bis 2025 abbildet.

Die in ein oberes und ein unteres Szenario differenzierten Leistungs- und Erzeugungsentwicklungen der EEG-Technologien sowie der Stromnachfrageannahmen wurden sodann als Szenariovarianten in dieses Referenzszenario im Strommarktmodell eingesetzt. Die drei berechneten Szenarien unterscheiden sich somit in Bezug auf die abgebildete Leistungs- und Erzeugungsentwicklung der EEG-Technologien sowie die Stromnachfrage; die sonstigen energiewirtschaftlichen Annahmen, insbesondere Brennstoff- und CO₂-Preise, sind über alle drei Szenarien identisch.

Die im Rahmen der Studie berechneten mittleren Großhandelsstrompreise für die drei Szenarien stellen sich wie folgt dar.

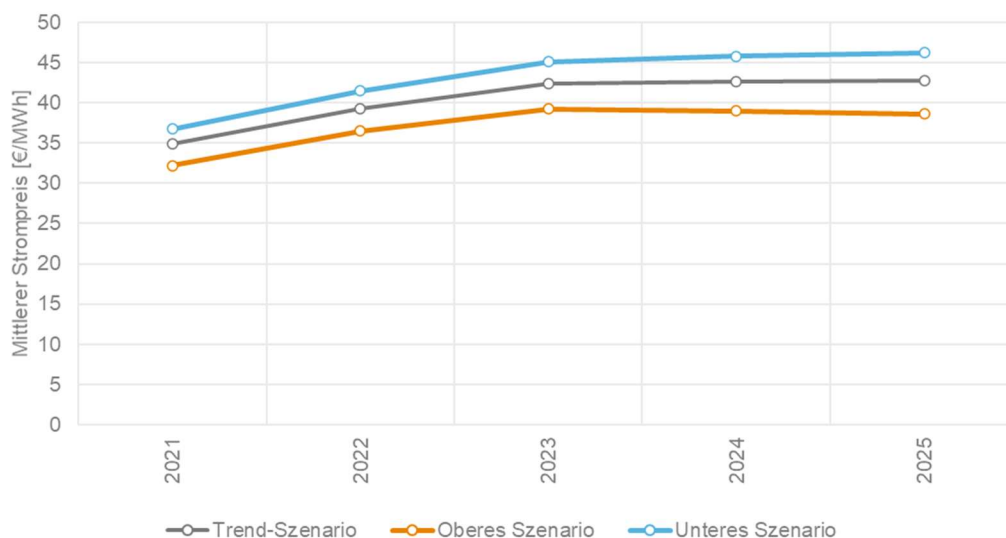


Abbildung 6: Entwicklung der mittleren Großhandelsstrompreise (Basepreis) 2021 – 2025 in drei Szenarien

Die Prognose basiert auf den EEX-Terminmarktnotierungen für Brennstoffpreise und CO₂ aus dem 2. Quartal 2020. Es zeigt sich ein Szenariofächer mit Preisdifferenzen von bis zu rund +/- 10 % um das Trend-Szenario herum. Die angegebenen Werte sind reale Preise mit Preisbasis 2020.

Der Marktwert für die dargebotsabhängigen Energieträger Windenergie an Land, Windenergie auf See und solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen und Freiflächenanlagen bestimmt sich aus dem technologiespezifischen strommengengewichteten Mittel der Stundenpreise des Day-Ahead-Marktes. Bei den anzusetzenden Strommengen sind die Reduzierungen der Einspeiseleistung durch Netzbetreiber oder Direktvermarkter nicht zu berücksichtigen.

Der technologiespezifische Marktwert wird nach folgender Formel bestimmt; der Berechnungszeitraum ist typischerweise der Kalendermonat:

$$\text{Marktwert} = \frac{\sum_{h=1}^N \text{Preis}_h \cdot \text{Strommenge}_h}{\sum_{h=1}^N \text{Strommenge}_h}$$

Der Marktwertfaktor ist der Quotient aus dem Marktwert und dem arithmetischen Mittelwert der Stundenstrompreise (Basepreis) im gleichen Zeitraum. Er schwankt demnach von Monat zu Monat mit den Strompreisen und der erneuerbaren Stromerzeugung und wird in der vorliegenden Studie technologiespezifisch pro Szenario unter Verwendung des enervis-Strommarktmodells berechnet. Nähere Ausführungen zu den Marktwertfaktoren der dargebotsabhängigen Energieträger finden sich in den jeweiligen Kapiteln.

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Wasserkraft, Klärgas, Grubengas, Geothermie und Biomasse wird im EEG als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für diese Technologien immer genau 1 (vgl. Anlage 1 zu § 23a EEG 2017) und es kommt als Marktwert der mittlere prognostizierte Strompreis des jeweiligen Zeitraums zur Anwendung; ein gesonderter Marktwert wird somit nicht berechnet.

2.5 Veräußerungsformen für EEG-Strom

Je nach Art und Leistung der EEG-Anlage bestehen im Rahmen des EEG 2017 grundsätzlich folgende fünf Veräußerungsformen für den erzeugten Strom:

1. Gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung (§ 21 Abs. 1 und 2 EEG), hierunter fällt auch die Ausfallvergütung
2. Geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie (§ 20 EEG)
3. Sonstige Direktvermarktung (§ 21a EEG)
4. Mieterstromzuschlag (§ 21 Abs. 3 EEG)
5. Eigenverbrauch

In die Veräußerungsform der **gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung** fallen im Wesentlichen ältere Bestandsanlagen. Für neuere EEG-Anlagen stellt hingegen die Vermarktung nach Marktprämie (**geförderte Direktvermarktung**) den Regelfall dar. Dies geht auf die seit 2012 im EEG festgelegte verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen ab einer Leistung von 100 kW zurück. Lediglich kleinere Neuanlagen unter 100 kW Leistung werden weiterhin durch eine feste Einspeisevergütung gefördert und deren produzierte Strommengen von den ÜNB abgenommen und vermarktet.

In speziellen Fällen vermindert sich die Vergütung von EEG-Anlagen auf eine reduzierte sogenannte **Ausfallvergütung** (§ 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017). Für hiervon betroffene Strommengen wurde in der vorliegenden Studie keine Prognose vorgenommen. Hintergrund dafür ist, dass es sich hierbei um Einzelfälle handelt, die nicht prognostizierbar sind und zudem nur marginale Auswirkungen auf die gesamten EEG-Zahlungen haben. Außerdem sollte davon ausgegangen werden, dass Anlagenbetreiber nicht vorsätzlich in diese Vermarktungsform hineinlaufen.

Als weitere Option steht es EEG-Anlagenbetreibern offen, den erzeugten Strom über die **sonstige Direktvermarktung** (§ 21a EEG 2017) zu veräußern. Momentan sind die in dieser Veräußerungsform erfassten Strommengen jedoch marginal. Im Rahmen der Studie spielt die sonstige Direktvermarktung mittelfristig vor allem für den Weiterbetrieb von Anlagen eine Rolle, deren EEG-Vergütung im Betrachtungszeitraum endet. Diese wechseln gemäß Rechtslage zum Zeitpunkt der Prognose in die sonstige Direktvermarktung. Im Betrachtungszeitraum bis Ende 2025 ist dies in größerem Maßstab für Windenergie an Land relevant, in kleinem Umfang auch für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen. Bei Windenergie auf See gehen zum Ende des Betrachtungszeitraums Windparks in Betrieb, die in den Ausschreibungen 2017/2018 mit einem Gebot zu 0 ct/kWh bezuschlagt wurden und somit keine Marktprämie erhalten; diese werden ebenfalls der sonstigen Direktvermarktung zugerechnet. Zusätzlich dazu sind neue PV-Freiflächenanlagen ohne Vergütungsanspruch (PPA-Anlagen) der Kategorie der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen.

Als weitere Veräußerungsform können PV-Anlagenbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen einen **Mieterstromzuschlag** in Anspruch nehmen (§ 21 Abs. 3 EEG 2017). Dabei wird für den aus Mieterstromanlagen bis zu 100 kW Leistung an Mieter in einem Haus gelieferte Strom gesondert gefördert.

Für Betreiber von EEG-Anlagen besteht neben der Option, den erzeugten Strom zu veräußern, auch die Möglichkeit zum **Eigenverbrauch**. Für EEG-Technologien, für die der Eigenverbrauch relevant ist, ist daher auch dieser selbst verbrauchte Anteil Gegenstand der vorliegenden Studie. Der Anteil des Eigenverbrauchs variiert dabei zwischen den untersuchten Anlagenarten und Größenklassen. Für die Studie werden der Anteil des Eigenverbrauchs und die prognostizierte Entwicklung entlang von veröffentlichten Daten und Marktstudien sowie der Rücksprache mit Branchenexperten abgeschätzt.

Für die Studie werden Annahmen zum Eigenstromverbrauch für folgende EEG-Technologien unterstellt: Solare Strahlungsenergie, Wasserkraft, Klärgas und Geothermie. Für die anderen Technologien wird kein Eigenverbrauch unterstellt.

Im Allgemeinen wird im Rahmen der Studie für Bestandsanlagen, für die die aktuelle Veräußerungsform bekannt ist, unterstellt, dass diese die aktuell genutzte Veräußerungsform auch zukünftig weiter nutzen werden. Begründung für diese Annahme ist, dass Bestandsanlagen mittlerweile die für sie optimale Veräußerungsform aus den seit dem Jahr 2012 grundsätzlich bestehenden Veräußerungsformen gefunden haben sollten.

2.6 Vergütungssätze

Für die Berechnung der Vergütungszahlungen sind Informationen zu den Vergütungssätzen notwendig. Hierfür wird grundsätzlich unterschieden zwischen

- a) Anlagen im Bestand, für welche Informationen zur Höhe der Vergütungssätze aus Bewegungs- und Stammdaten der ÜNB vorliegen und
- b) bis Ende 2025 neu in Betrieb gehende Anlagen, für welche eine Annahme zur Höhe der Vergütungssätze vorzunehmen ist, sofern diese nicht aus bereits abgeschlossenen Ausschreibungen bekannt sind.

Für Bestandsanlagen werden Informationen zu den Vergütungssätzen aus den aktuellen Bewegungsdaten ermittelt. Deren Fortschreibung berücksichtigt ebenfalls in den ÜNB-Daten vorhandene Informationen zur zukünftigen Veränderung der Vergütungshöhe. Für die Prognose der Vergütungshöhen von Neuanlagen bildet die vorliegende Studie die Regelungen des EEG 2017 bezüglich Anlagen mit Festvergütung (beispielsweise die Vergütungsdegression für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen) ab.

Für Anlagen, die bis Ende 2025 in Betrieb gehen und deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen bestimmt wird (im Wesentlichen Windenergie an Land, Freiflächen-PV-Anlagen und Biomasse) werden zudem Annahmen getroffen, wie sich die jeweiligen Zuschlagspreise entwickeln. Nähere Informationen zum dafür gewählten Vorgehen finden sich in den technologiespezifischen Kapiteln der Studie.

2.7 Vermiedene Netznutzungsentgelte

In § 18 der Stromnetzentgeltverordnung ist geregelt, dass Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen bei Einspeisung in eine der Höchstspannung nachgelagerte Spannungsebene vom die Erzeugungsanlage anschließenden Verteilnetzbetreiber ein Entgelt erhalten, welches die seitens des Netzbetreibers vermiedenen Kosten der Netznutzung kompensieren soll. Das Entgelt leitet sich aus den durch die dezentrale Einspeisung vermiedenen Netzentgelten der vorgelagerten Netz- und Umspannebenen ab. Anlagenbetreiber, die nach § 19 Abs. 1 EEG 2017 eine Vergütung erhalten, haben jedoch selbst keinen Anspruch auf die Auszahlung der vNNE. Stattdessen fließen diese dem EEG-Konto zu und wirken damit senkend auf die EEG-Umlage. Vor diesem Hintergrund sind vNNE für die Ermittlung der EEG-Umlage relevant.

Das im Jahr 2017 in Kraft getretene Netzentgeltmodernisierungsgesetz (NEMoG) regelt die gestaffelte Reduktion der vNNE für EEG-Anlagen. Dabei wird unterschieden nach volatiler Stromerzeugung (Windenergie und PV) und nicht-volatiler Stromerzeugung (andere erneuerbare Energieträger). Die Zahlung der vNNE für volatile Stromerzeugung mit Inbetriebnahme ab 01.01.2018 entfällt dabei komplett. Für Neuinbetriebnahmen nicht-volatiler Erzeugungsanlagen (Wasserkraft, Biomasse, Gase, Geothermie) gilt dies ab 01.01.2023.

Für den Anlagenbestand wird ebenfalls nach Energieträgern unterschieden: Bestehende und bis 01.01.2023 in Betrieb gehende nicht-volatile Erzeugungsanlagen erhalten weiterhin vNNE; für volatile Erzeugungsanlagen erfolgt seit dem 01.01.2020 keine Zahlung von vNNE mehr. Die Basis der Berechnung der vNNE sind die Referenzpreisblätter der Netzbetreiber. Für die vorliegende Studie werden die vNNE aus den ÜNB-Bewegungsdaten ermittelt und unter Berücksichtigung der oben genannten Vorgaben des NEMoG technologieabhängig für die Zukunft berechnet.

2.8 Summe der Auszahlungen

Die Summe der EEG-Auszahlungen für die in der Studie untersuchten Jahre wird anhand der für die drei Szenarien unterstellten Erzeugungsmengen und unter Berücksichtigung der jeweiligen Vermarktungsformen und Vergütungshöhen berechnet. Für Erzeugungsmengen mit einer festen Einspeisevergütung ergibt sich die Gesamtzahlung aus der Multiplikation des entsprechenden Vergütungssatzes und der eingespeisten Strommenge. In der Direktvermarktung nach EEG-Marktprämienmodell wird nur die gleitende Marktprämie kostenwirksam, da lediglich die Differenz zwischen dem technologiespezifischen Referenzmarktwert (monatlicher Marktwert der Technologie) und dem jeweiligen anlagenspezifischen Vergütungsanspruch ausbezahlt ist.

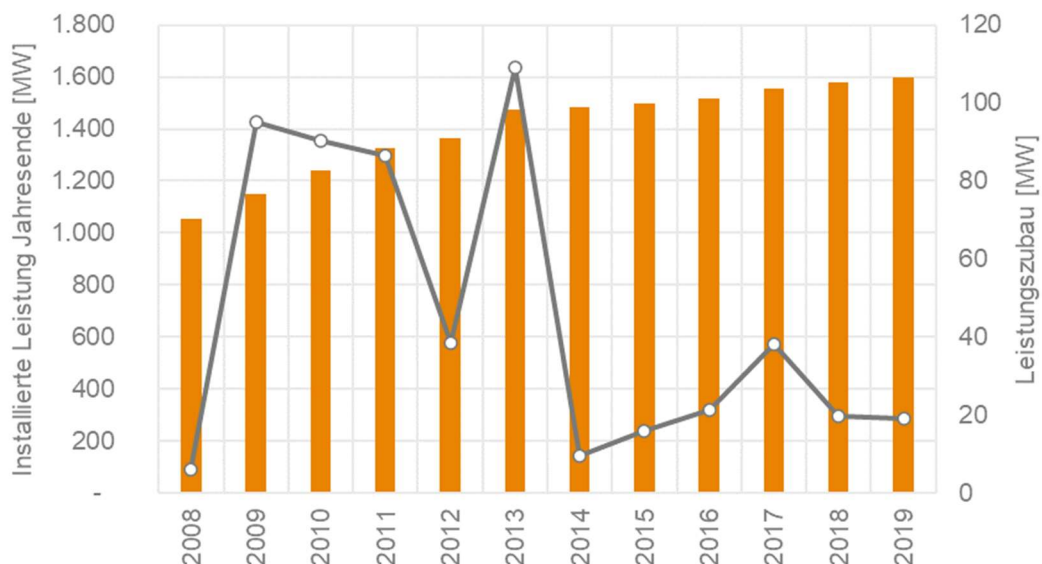
Zur Berechnung der Marktprämien kommen die modellbasiert ermittelten Marktwerte zur Anwendung. Neben den Vergütungszahlungen aus der Einspeisevergütung und der Direktvermarktung mit Marktprämie berücksichtigt die vorliegende Studie Zahlungen für Mieterstrom, vergüteten Eigenverbrauch und die Flexibilitätsprämie bzw. den Flexibilitätszuschlag für Biomasse. Die anzusetzenden vNNE werden von den so errechneten summierten Vergütungszahlungen abgezogen.

3 Mittelfristprognosen für EEG-geförderte Anlagen

3.1 Wasserkraft

3.1.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Ein Drittel der heute in Deutschland installierten Wasserkraftleistung wurde schon im 20. Jahrhundert erschlossen. Zwischen den Jahren 2009 und 2013 wurde mit zum Teil ca. 100 MW pro Jahr zwar Leistung in nennenswertem Umfang zugebaut. Aufgrund naturschutzrechtlicher Vorgaben und des Wasserhaushaltsgesetzes waren die jährlichen Zubauraten in der jüngeren Vergangenheit jedoch geringer. Der Zubau ist dabei insbesondere auf Kleinanlagen sowie auf Modernisierungs- und Erhaltungmaßnahmen bestehender Anlagen zurückzuführen. Dadurch stieg die installierte Leistung von EEG-geförderten Wasserkraftwerken auf 1.596 MW in 2019 (siehe Abbildung 7). Die Gesamtleistung aller Lauf- und Speicherwasserkraftwerken (mit und ohne EEG-Förderung) sowie Pumpspeicherkraftwerke mit natürlichem Zufluss liegt gemäß aktueller Marktdaten (AGEE-Stat 2020) bei 5.595 MW.



Leistung [MW]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Netto Zubau	6	95	90	86	38	109	9	16	21	38	20	19
Bestand Jahresende	1.053	1.148	1.239	1.325	1.363	1.473	1.482	1.498	1.519	1.557	1.577	1.596

Abbildung 7: Historische Leistungsentwicklung für Wasserkraft

3.1.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025

Auch im Prognosezeitraum ist kein signifikant höherer jährlicher Zubau von Wasserkraftanlagen zu erwarten als in der jüngeren Vergangenheit. Dies liegt einerseits an den in Abschnitt 3.1.1 aufgeführten Beschränkungen; außerdem sind neue Anlagen nach EEG 2017 nur dann förderfähig, wenn diese an bereits bestehenden Querverbauungen errichtet werden. Der Zubau beschränkt sich daher auf Modernisierungen von Bestandsanlagen und den Neubau kleinerer Anlagen an bisher ungenutzten Querverbauungen. Im Trend-Szenario wird unterstellt, dass der jährliche zukünftige Zubau dem minimalen Zubau der letzten fünf Jahre entspricht (13,9 MW) und konstant bleibt.

Da der Zubau in der ersten Jahreshälfte 2020 gemäß Marktstammdatenregister überdurchschnittlich war, ist der Zubauwert auch im Gesamtjahr 2020 höher als in den Folgejahren. Im unteren und oberen Szenario wird die Zubaurate um die Standardabweichung des Zubaus der vergangenen sechs Jahre variiert. Der Rückbau von Anlagen zwischen 2014 und 2019 lag durchschnittlich bei 3,1 MW. Dieser Wert wird im Trend-Szenario bis 2025 fortgeschrieben. Die Rückbauraten in den beiden anderen Szenarien schwanken entlang des Mittelwertes um die Standardabweichung desselben Zeitraums. Da die Vergütung aller zum 01.01.2020 installierten Anlagen erst nach 2025 endet, erfolgt kein Rückbau dieser Anlagen. Daraus ergibt sich die prognostizierte Leistungsentwicklung gemäß nachfolgender Tabelle.

Leistung Prognose [MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario						
Zubau	17	14	14	14	14	14
Rückbau	3	3	3	3	3	3
Bestand Jahresende	1.610	1.621	1.631	1.642	1.653	1.664
Oberes Szenario						
Zubau	19	22	22	22	22	22
Rückbau	1	1	1	1	1	1
Bestand Jahresende	1.614	1.635	1.655	1.676	1.697	1.718
Unteres Szenario						
Zubau	12	6	6	6	6	6
Rückbau	5	5	5	5	5	5
Bestand Jahresende	1.603	1.604	1.605	1.605	1.606	1.607

Tabelle 4: Prognose der Leistungsentwicklung von Wasserkraftanlagen

3.1.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die VBh von Wasserkraftanlagen ergeben sich auf Basis der installierten Leistung sowie der Stromerzeugung gemäß der Stamm- und Bewegungsdaten des jeweiligen Jahres und werden im Wesentlichen von Witterungsverhältnissen, dem Abflussverhalten von Gewässern und Vorgaben bezüglich der Mindestabflussmengen beeinflusst. In den vergangenen fünf Jahren lagen die mittleren VBh bei 3.950 Stunden.

In den Jahren 2018 und 2019 lagen die VBh zum Teil deutlich niedriger, was insbesondere auf die trockenen Sommer und damit niedrigen Pegelstände zurückzuführen ist. Für die Prognose wird im Trend-Szenario daher das fünfjährige Mittel für die Folgejahre unterstellt. Im unteren und oberen Szenario wurden die VBh um 288 Stunden variiert. Dies entspricht der mittleren Abweichung der VBh vom Mittelwert der letzten zehn Jahre gemäß AGEE-Stat 2020.

Da die Stromerzeugung aus Wasserkraftanlagen insbesondere dargebotsabhängig ist, schwankt der Ausnutzungsgrad unterjährig. Das Einspeiseprofil wurde daher auf Basis mittlerer monatlicher Stromerzeugungsmengen der vergangenen zehn Jahre bestimmt (Destatis 2020). Der Verlauf in den drei Szenarien ist exemplarisch in nachstehender Abbildung für das Jahr 2021 dargestellt.

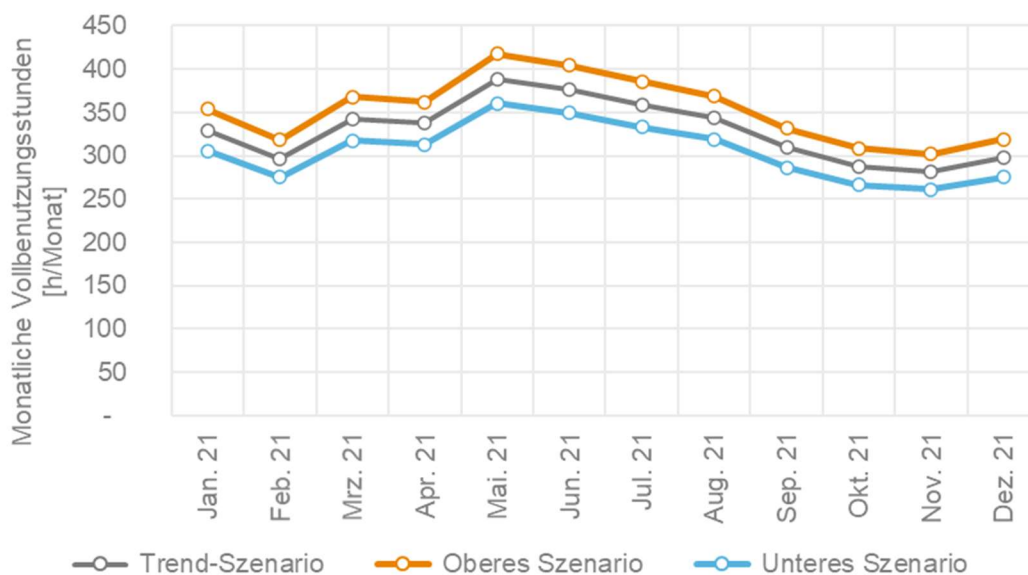


Abbildung 8: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Wasserkraft

Bei konstanter Ausnutzung der Wasserkraftanlagen zwischen 2020 und 2025 kommt es aufgrund des marginalen Netto-Zubaus zu einem moderaten Anstieg der Erzeugung (siehe nachstehende Tabelle). In 2025 beträgt die Steigerung der Erzeugungsmenge gegenüber dem Jahr 2019 im Trend-Szenario ca. 5 %.

VBh und Stromerzeugung	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.917	3.960	3.950	3.950	3.950	3.960	3.950
Stromerzeugung [GWh/a]	6.215	6.351	6.378	6.421	6.464	6.523	6.548
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.917	4.249	4.237	4.237	4.237	4.248	4.237
Stromerzeugung [GWh/a]	6.215	6.821	6.888	6.976	7.064	7.171	7.240
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.917	3.672	3.662	3.662	3.662	3.672	3.662
Stromerzeugung [GWh/a]	6.215	5.879	5.872	5.874	5.877	5.895	5.882

Tabelle 5: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Wasserkraft

3.1.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Wasserkraft wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Wasserkraft immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.1.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Die vorliegenden Bewegungsdaten zeigen, dass für Wasserkraft die geförderte Direktvermarktung (Anteil der Stromerzeugung bei 54 %) und die feste Einspeisevergütung (34 %) die dominierenden Vermarktungsformen darstellen. Da für die Prognose unterstellt wird, dass Bestandsanlagen ihre jeweilige Vermarktungsform beibehalten und Neuanlagen bezüglich VBh, Anlagengröße und damit der Vermarktungsform entlang historischer Verteilungen zugebaut werden, bleiben diese Anteile auch bis 2025 weitgehend konstant. Wie bereits in Abschnitt 3.1.2 ausgeführt, werden zwar einige Anlagen vorzeitig stillgelegt.

Ein umfangreicherer Wechsel von Anlagen in die sonstige Direktvermarktung erfolgt jedoch im Betrachtungszeitraum nicht; damit bleibt der Anteil dieser Vermarktungsform auf einem geringen Niveau.

Basierend auf Auswertungen von Bestandsdaten und Brancheninformationen (Uphoff 2019) zeigt sich, dass sämtliche Wasserkraftanlagen einen Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen. Für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als einem MW wurde unterstellt, dass im Durchschnitt 23 % der Strommengen für den Eigenverbrauch produziert werden. Bei größeren Anlagen liegt dieser Anteil hingegen nur bei 1,4 %. Nachstehende Abbildung fasst die Ergebnisse zusammen.

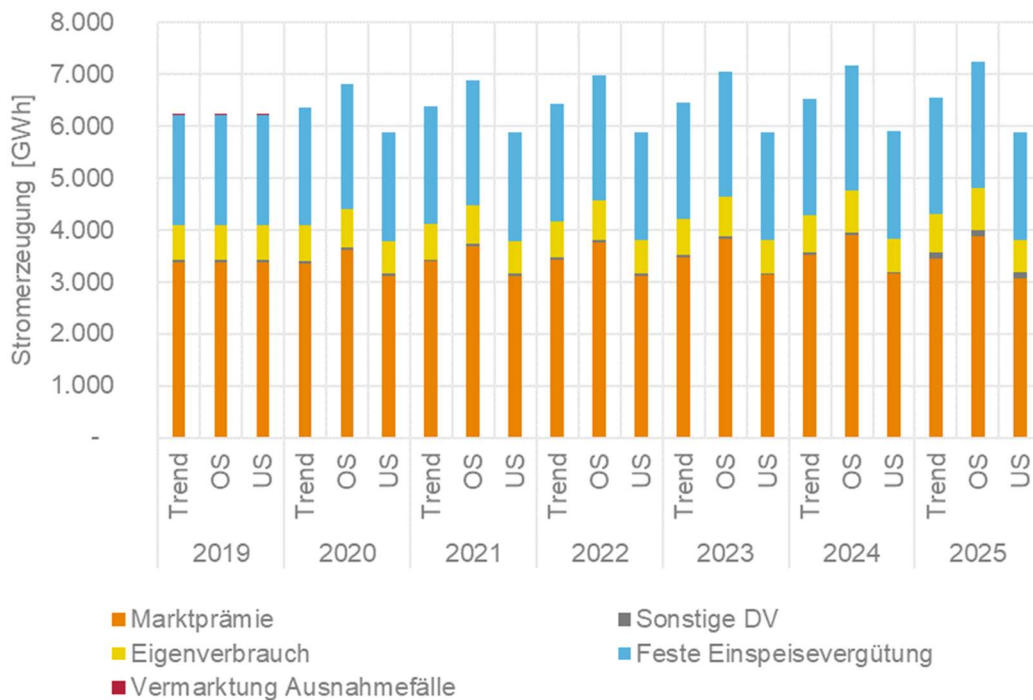


Abbildung 9: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Wasserkraft

3.1.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Für die Berechnung der Förderzahlungen für Bestandsanlagen werden die auf Basis der Bewegungsdaten 2019 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Neuanlagen werden die im EEG 2017 festgelegten Vergütungssätze und Degressionssätze zugeordnet. Da sowohl selbst verbrauchte Strommengen als auch Strommengen der sonstigen Direktvermarktung nicht vergütet werden, setzt sich der Gesamtauszahlungsbetrag nur aus Förderzahlungen für Strommengen der geförderten Direktvermarktung und der festen Einspeisevergütung zusammen.

Aufgrund der Tatsache, dass Vergütungssätze für Anlagen der festen Einspeisevergütung höher sind als die anzulegenden Werte der geförderten Direktvermarktung, dominiert bei den EEG-Zahlungen im Bereich der Wasserkraft im Jahr 2019 die feste Einspeisevergütung (Anteil an der Gesamtauszahlung 57 %). Dieser Wert steigt im Trendszenario in den Folgejahren leicht an. Die Förderzahlungen nach Vermarktungsform zwischen 2019 und 2025 sind in nachstehender Abbildung dargestellt.

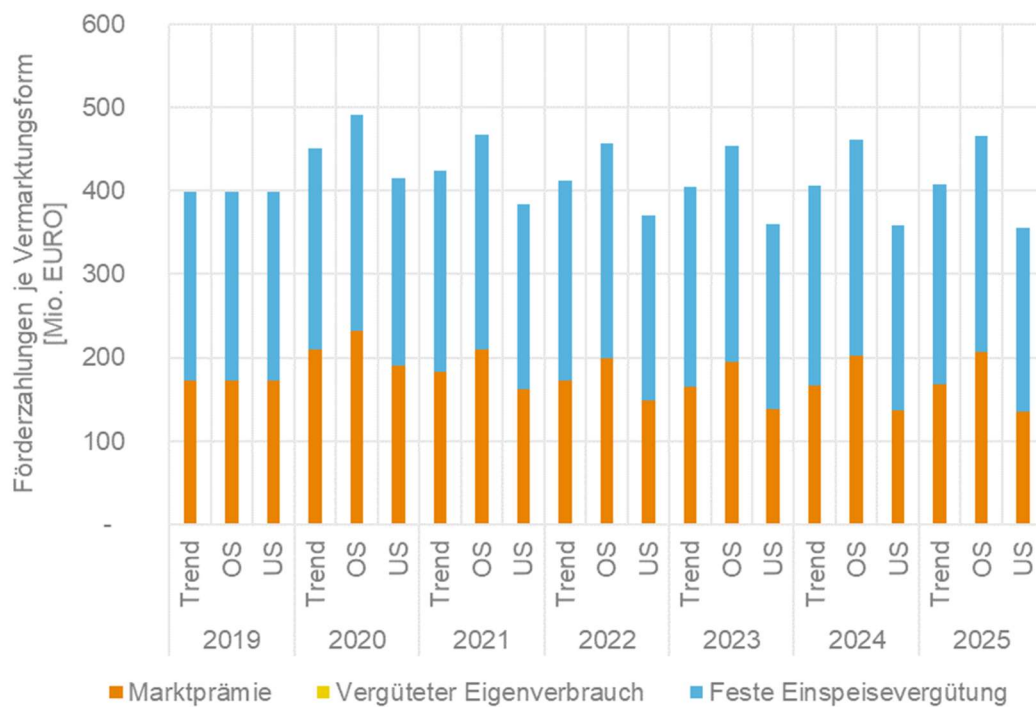


Abbildung 10: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Wasserkraft

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE für Wasserkraft als nicht-volatile EEG-Technologie in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle dargestellt.

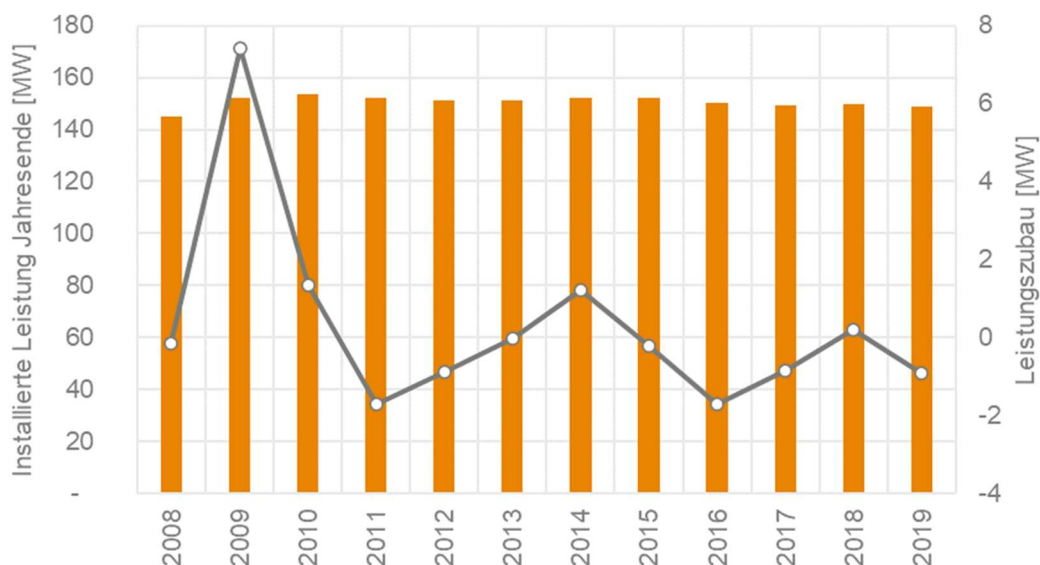
Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario	35	35	35	35	35	35	35
Oberes Szenario	35	38	38	38	38	38	38
Unteres Szenario	35	33	33	33	32	32	32

Tabelle 6: vNNE für Wasserkraft

3.2 Deponiegas

3.2.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Seit dem Inkrafttreten des Verbots der Ablagerung unbehandelter, organischer, biologisch abbaubarer Siedlungsabfälle im Jahr 2005 sinkt das Deponiegasaufkommen in Deutschland kontinuierlich (ZSW 2014). Bestehende Deponiegasanlagen spiegeln daher diese rückläufigen Mengen in ihrer Stromerzeugung wider. Nichtsdestotrotz bleibt die installierte Leistung bisher nahezu stabil. Im Jahr 2019 belief sich die installierte Gesamtleistung auf 149 MW, wie nachstehender Abbildung entnommen werden kann.



Leistung [MW]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Netto Zubau	- 0	7	1	- 2	- 1	- 0	1	- 0	- 2	- 1	0	- 1
Bestand Jahresende	145	152	154	152	151	151	152	152	150	149	150	149

Abbildung 11: Leistungsentwicklung für Deponiegas

3.2.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025

Auch in der Zukunft ist mit einer sich fortsetzenden Ausgasung und damit einem Rückgang der verfügbaren Deponiegase zu rechnen. In Folge dessen kommt es zu einem Downsizing von Motoren und damit zu einer Reduzierung der installierten Leistung. In den vergangenen sechs Jahren wurden gemäß ÜNB-Stammdaten jährlich durchschnittlich 1,3 MW an Leistung stillgelegt. Für die Prognose wurde dieser Wert für Außerbetriebnahmen von Anlagen vor Ende der 20-jährigen EEG-Vergütungsdauer als Annahme für das Trend-Szenario festgelegt. In den übrigen Szenarien wurde dieser Mittelwert um die Standardabweichung aus dem Brutto-Rückbau in Höhe von 1 MW variiert.

Zum 31.12.2020 endet für einen Großteil der Deponiegasanlagen zudem die gesetzliche EEG-Vergütung. Da ein Weiterbetrieb allein auf Basis von Strommarkterlösen im Allgemeinen nicht wirtschaftlich erscheint, wird für die Studie unterstellt, dass diese Anlagen dauerhaft stillgelegt werden. Der Rückbau steigt daher im Jahr 2021 sprunghaft auf 86 MW an. Entlang historischer Daten wurde ein geringer jährlicher Neubau von Anlagen zur Verwertung von Deponiegas angenommen, je nach Szenario zwischen 0,1 MW und 1,8 MW pro Jahr.

Die installierte Leistung dieser Anlagen wird mit 100 kW bis 500 kW unterstellt. Da die angenommene Zubaurate im Trend-Szenario unter der Rate für den Rückbau liegt, kommt es hier bis 2025 in allen Jahren zu einem Netto-Rückbau. Die Leistungsentwicklung für die Szenarien zwischen 2019 und 2025 ist in nachstehender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario						
Zubau	1	1	1	1	1	1
Rückbau	1	86	14	3	9	14
Bestand Jahresende	148	64	50	48	40	26
Oberes Szenario						
Zubau	2	2	2	2	2	2
Rückbau	0	85	13	2	8	15
Bestand Jahresende	150	67	56	55	49	36
Unteres Szenario						
Zubau	0	0	0	0	0	0
Rückbau	2	87	15	4	10	17
Bestand Jahresende	146	60	45	40	31	14

Tabelle 7: Prognose der Leistungsentwicklung von Deponiegasanlagen

3.2.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Deponiegas steht, abgesehen von dem oben beschriebenen, langfristigen Rückgang, in stetiger Weise zur Verfügung, sodass die Stromerzeugung von Deponiegasanlagen nicht volatil ist und als über das Jahr gleichverteilt angenommen wird. Die VBh schwanken unterjährig daher nur mit der Anzahl der Tage eines Monats, wie exemplarisch in nachstehender Abbildung für das Jahr 2021 dargestellt ist.

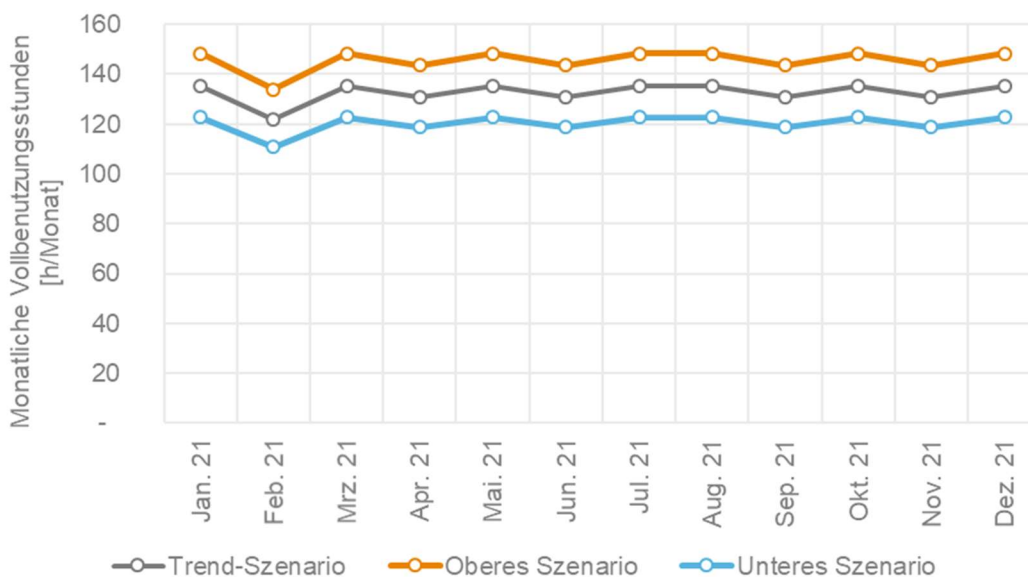


Abbildung 12: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Deponiegas

Auf Basis der Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB ergeben sich für 2019 rechnerisch 1.786 VBh. In den vergangenen zehn Jahren betrug der mittlere Rückgang gemäß eigener Berechnung auf Basis der AGEE-Stat (AGEE-Stat 2020) fast 6 % pro Jahr. Für die Studie wird im Trend-Szenario daher angenommen, dass sich dieser Rückgang zukünftig fortsetzt. Im unteren und oberen Szenario wird die ermittelte Schwankungsbreite gemäß Daten der AGEE-Stat der vergangenen zehn Jahre angesetzt. Daraus ergibt sich im US ein jährlicher Rückgang von 1 % und im OS von 10 %.

Aufgrund des Rückbaus eines großen Teils der Bestandsanlagen mit Ende ihrer EEG-Vergütung im Jahr 2021, bricht die Stromerzeugung in diesem Jahr entsprechend ein. Gegenüber dem Jahr 2019 sinkt die Stromerzeugung bis 2025 um fast 90 % im Trend-Szenario, wie nachstehende Tabelle zeigt; auch in den anderen Szenarien geht sie stark zurück.

VBh und Stromerzeugung	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.786	1.690	1.592	1.503	1.420	1.345	1.266
Stromerzeugung [GWh/a]	267	251	102	76	68	54	33
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.786	1.770	1.746	1.727	1.709	1.695	1.672
Stromerzeugung [GWh/a]	267	265	117	95	93	82	60
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.786	1.610	1.444	1.299	1.169	1.055	946
Stromerzeugung [GWh/a]	267	237	88	59	48	33	14

Tabelle 8: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Deponiegas

3.2.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Deponiegas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Deponiegas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.2.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Abbildung 13 illustriert die Entwicklung der Veräußerungsformen für Deponiegas.

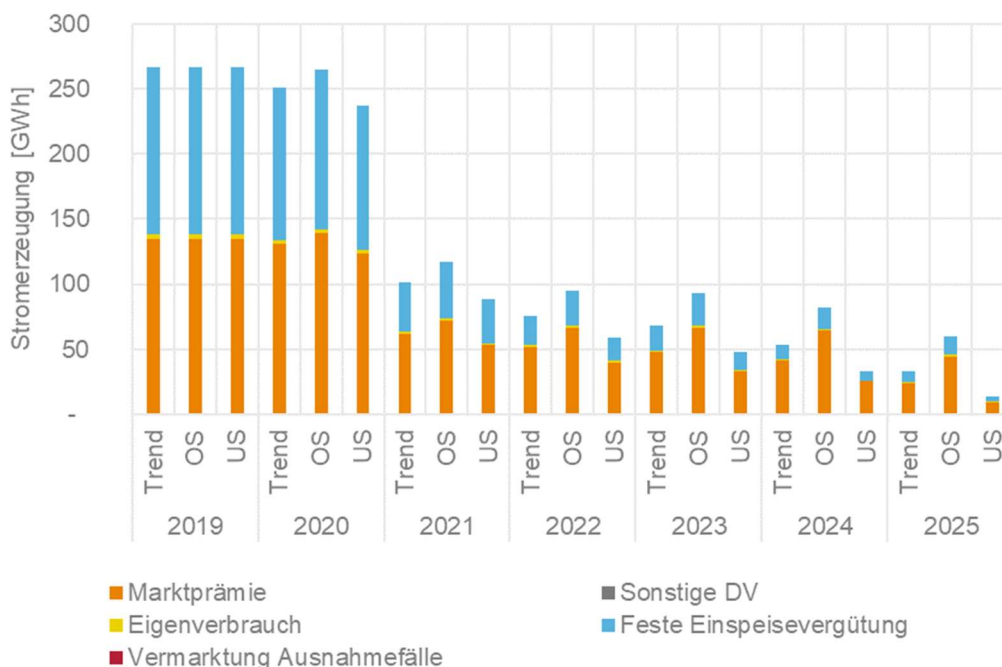


Abbildung 13: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Deponiegas

Die Stromerzeugung aus Deponiegas verteilt sich laut vorliegenden Bewegungsdaten zu etwa gleichen Teilen auf die vergütete Direktvermarktung (51 %) und die feste Einspeisevergütung (48 %).

Die sonstige Direktvermarktung und der Eigenverbrauch spielen eine untergeordnete Rolle. Mit der Stilllegung eines Großteils der Anlagen im Jahr 2021 (vorwiegend aus der festen Einspeisevergütung) verschieben sich die Anteile verstärkt zur vergüteten Direktvermarktung. Aufgrund des Rückgangs der VBh und dem Netto-Rückbau von Deponiegasanlagen, sinkt die Stromerzeugung in allen Szenarien gegenüber dem Aufsatzjahr 2019 deutlich.

3.2.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Für die Berechnung der Förderzahlungen für Bestandsanlagen werden die auf Basis der Bewegungsdaten 2019 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Neuanlagen erhalten die im EEG 2017 festgelegten Vergütungen unter Berücksichtigung der Degressionssätze. Analog zur Stromerzeugung sinken auch die jährlichen Gesamtauszahlungen in allen Szenarien. Durch die Stilllegungen vieler Anlagen in 2021 kommt es ab diesem Zeitpunkt zu einem verstärkten Rückgang der Zahlungen. Im Trend-Szenario sinken die Gesamtauszahlungen damit von 14,7 Mio. Euro in 2019 auf 1,5 Mio. Euro in 2025, wie in Abbildung 14 dargestellt ist.

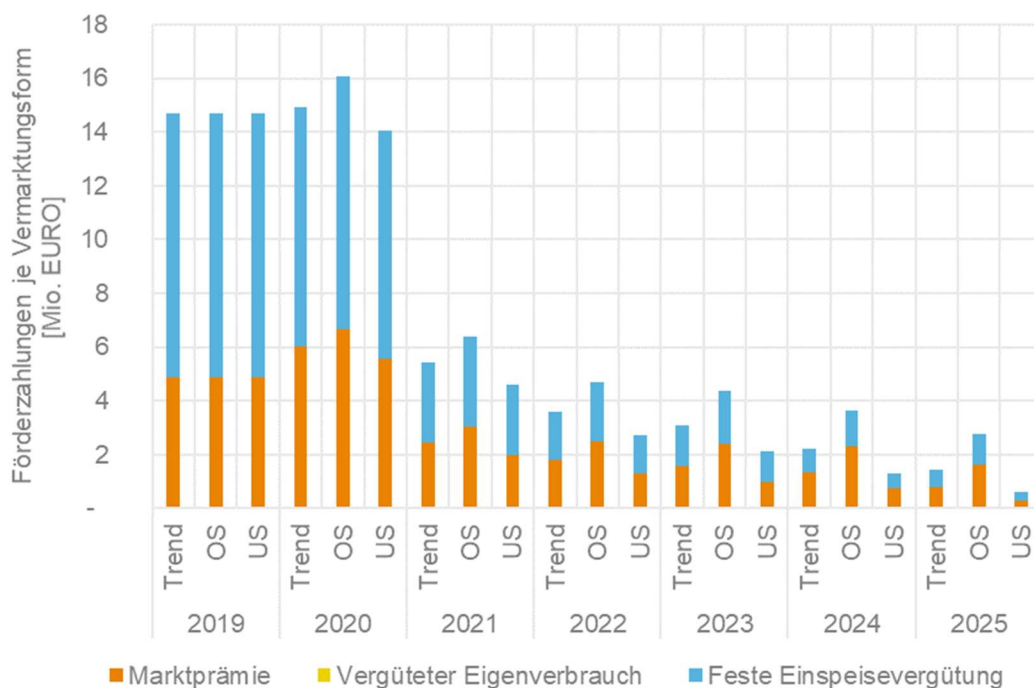


Abbildung 14: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Deponiegas

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle dargestellt; sie reduzieren sich ab dem Jahr 2021 mit zurückgehender Erzeugungsmenge ebenfalls deutlich.

Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario	1,9	1,8	0,7	0,5	0,4	0,3	0,2
Oberes Szenario	1,9	1,9	0,8	0,6	0,6	0,5	0,3
Unteres Szenario	1,9	1,7	0,6	0,4	0,3	0,2	0,1

Tabelle 9: vNNE für Deponiegas

3.3 Klärgas

3.3.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Im Jahr 2019 haben Klärgasanlagen mit einer Kapazität von 64 MW Strom erzeugt. Wie Abbildung 15 verdeutlicht, hat sich die installierte Leistung dieser Anlagen in den vergangenen zwölf Jahren nur leicht erhöht, da der größte Teil des Potenzials bereits erschlossen wurde; das Kapazitätswachstum ist daher marginal.

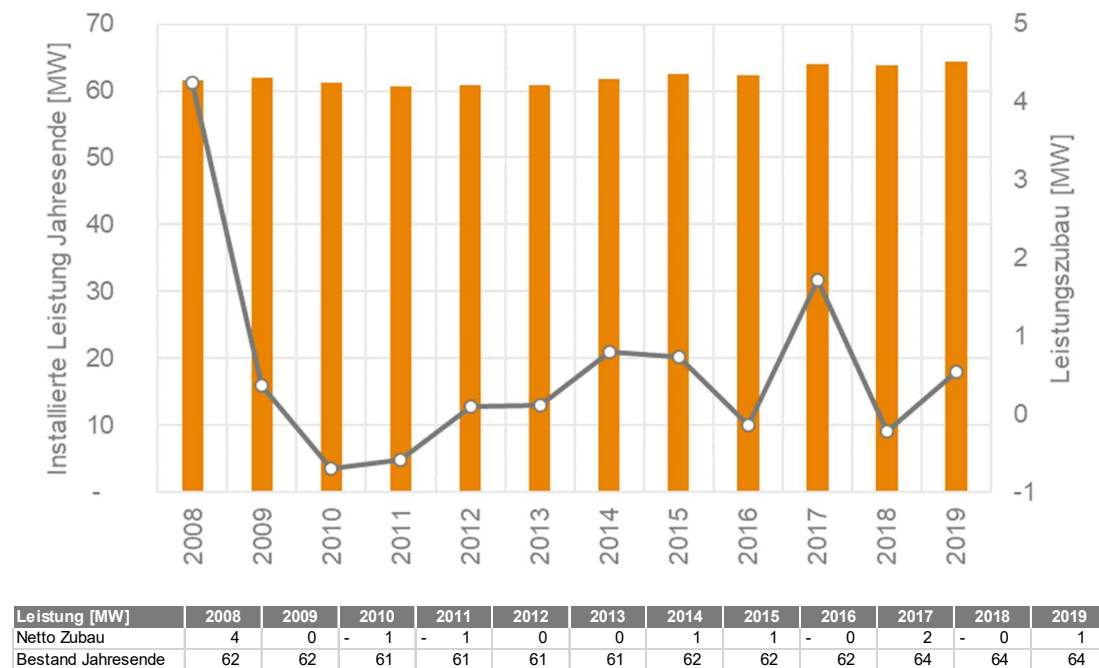


Abbildung 15: Historische Leistungsentwicklung für Klärgas

3.3.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025

Aufgrund der bereits hohen Ausschöpfung des Klärgaspotenzials wird auch in der Zukunft keine signifikante Steigung der installierten Leistung erwartet. Im Trend-Szenario wurde daher ein Leistungszuwachs unterstellt, der dem mittleren Zubau seit 2014 entspricht. Die zugebauten Anlagen haben dabei analog zu historischen Werten eine Kapazität zwischen 100 kW und 500 kW. Für das untere und obere Szenario wurde dieser Mittelwert in Höhe von 1 MW um die Standardabweichung des untersuchten historischen Zeitraums variiert. Daraus ergibt sich im unteren Szenario ein Zubau von 0,3 MW und im oberen Szenario ein Leistungszuwachs in Höhe von 1,7 MW pro Jahr.

Analog zur Bestimmung des mittleren Leistungszubaus in den vergangenen Jahren werden der mittlere Rückbau und die Standardabweichung aus den Daten der Jahre seit 2014 bestimmt und in den drei Szenarien als Annahme fortgeschrieben. Die jährliche Rückbaurrate von Anlagen, die vor Ende des EEG-Förderzeitrums außer Betrieb gehen, liegt zwischen 0 MW und 0,8 MW pro Jahr. Im unteren Szenario ergibt sich damit ein Netto-Rückbau, also eine leichte Abnahme der installierten Kapazität von 64 MW in 2020 auf 61 MW in 2025. Im Trend-Szenario erhöht sich die installierte Kapazität leicht. Nach Ablauf der EEG-Vergütung werden Klärgasanlagen in den Berechnungen der vorliegenden Studie annahmegemäß nicht stillgelegt, sondern der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet und somit weiterbetrieben.

Die aus den Annahmen resultierende Leistungsentwicklung für die drei Szenarien ist in nachstehender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario						
Zubau	1	1	1	1	1	1
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Bestand Jahresende	65	65	66	67	67	68
Oberes Szenario						
Zubau	2	2	2	2	2	2
Rückbau	0	0	0	0	0	0
Bestand Jahresende	66	68	69	71	73	74
Unteres Szenario						
Zubau	0	0	0	0	0	0
Rückbau	1	1	1	1	1	1
Bestand Jahresende	64	63	63	62	62	61

Tabelle 10: Prognose der Leistungsentwicklung von Klärgasanlagen

3.3.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Auf Basis der Stromerzeugung und der relevanten installierten Leistung aller Klärgasanlagen der Stamm- und Bewegungsdaten des Jahres 2019 ergeben sich im Aufsatzjahr 2019 VBh in Höhe von 6.568. Für die Prognosejahre wurden die um Stilllegungen und Inbetriebnahmen bereinigten VBh aus der Historie fortgeschrieben und weichen damit nur in Schaltjahren ab. Die Stromerzeugung schwankt auch unterjährig nur mit der Anzahl der Monatstage.

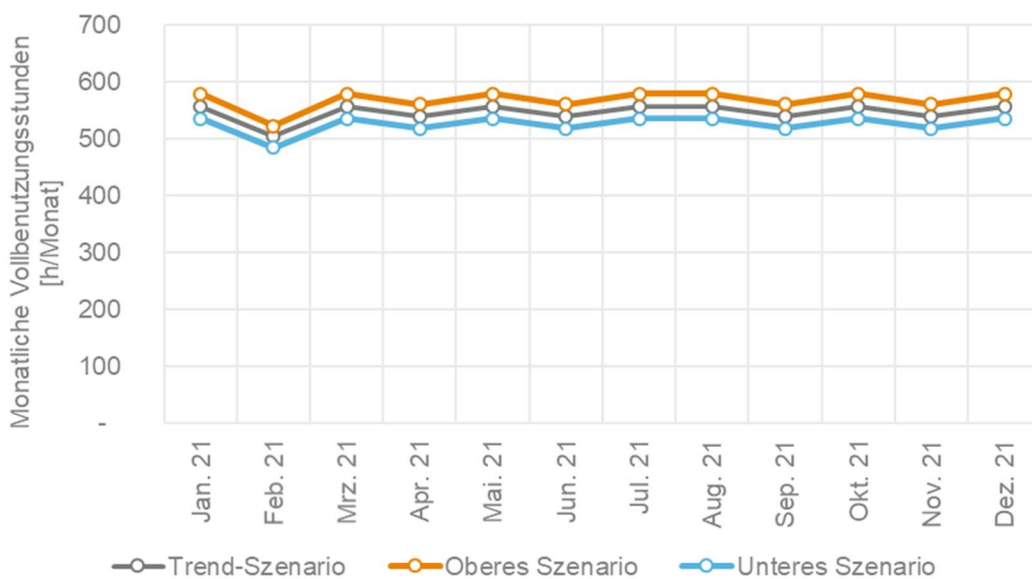


Abbildung 16: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Klärgas

In den vergangenen zehn Jahren variierten die VBh von Klärgasanlagen gemäß AGEE-Stat 2020 um 3,9 % um den Mittelwert. Für das untere und obere Szenario wurden die VBh des Trend-Szenarios daher entsprechend dieser Schwankungsbreite nach unten und oben skaliert. Der überwiegende Anteil der erzeugten Strommengen wird bei Klärgas für den Eigenverbrauch innerhalb der Kläranlagen genutzt. Die Auswertung historischer Stromerzeugungen gemäß den Bewegungsdaten und den Veröffentlichungen der AGEE-Stat lässt auf einen Eigenverbrauchsanteil von rund 90 % schließen. Dieser Wert wird in der Studie auch für die Zukunft angenommen. Die jährlichen VBh und die daraus resultierende Stromerzeugung sind in nachstehender Tabelle für die drei untersuchten Szenarien dargestellt.

VBh und Stromerzeugung	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.568	6.586	6.568	6.568	6.568	6.586	6.568
Stromerzeugung [GWh/a]	421	426	429	432	436	441	444
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.568	6.840	6.821	6.821	6.821	6.840	6.821
Stromerzeugung [GWh/a]	421	446	456	467	479	491	501
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.568	6.332	6.314	6.314	6.314	6.332	6.314
Stromerzeugung [GWh/a]	421	405	401	398	394	392	388

Tabelle 11: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Klärgas

3.3.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Klärgas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Klärgas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.3.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Der größte Teil der Stromerzeugung aus Klärgasanlagen entfällt wie in Abschnitt 3.3.3 beschrieben auf den Eigenverbrauch. Lediglich rund 8 % der Strommengen sind der festen Einspeisevergütung zuzuordnen. Die geförderte Direktvermarktung folgt mit nur rund 3 % als Vermarktungsform mit marginaler Bedeutung. Mit dem Auslaufen der EEG-Vergütung einzelner Anlagen ab 2021 verschieben sich Mengen in die sonstige Direktvermarktung, da in der Prognose ein Weiterbetrieb von Klärgasanlagen unterstellt wurde. Nachfolgend ist die Entwicklung der Veräußerungsformen für Klärgas dargestellt.

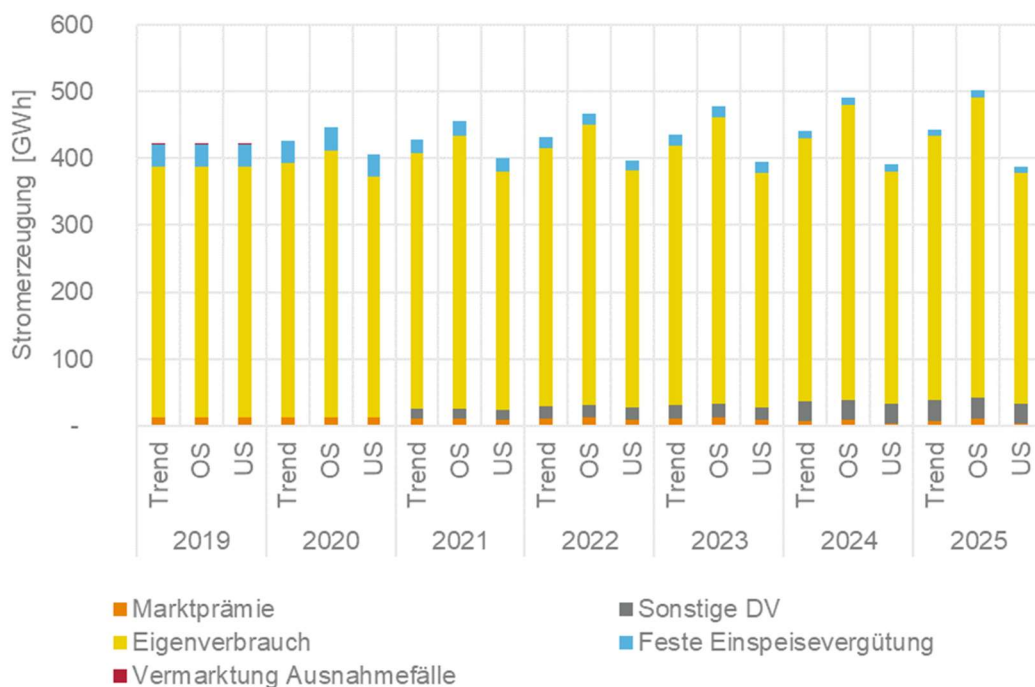


Abbildung 17: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Klärgas

3.3.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Für die Berechnung der Förderzahlungen an Bestandsanlagen werden die auf Basis der Bewegungsdaten 2019 ermittelten Vergütungssätze angesetzt. Neuanlagen werden die im EEG 2017 festgelegten Vergütungs- und Degressionssätze je nach Größenklasse zugeordnet. Während die erzeugten Strommengen im Trend-Szenario mit dem Leistungszubau leicht ansteigen, sinken die Förderzahlungen ab 2021 mit dem Wechsel von Anlagen nach dem Ende der EEG-Vergütung in die sonstige Direktvermarktung. Im Trend-Szenario sinken die Gesamtauszahlungen damit von 2,9 Mio. Euro in 2019 auf 0,9 Mio. Euro in 2025.

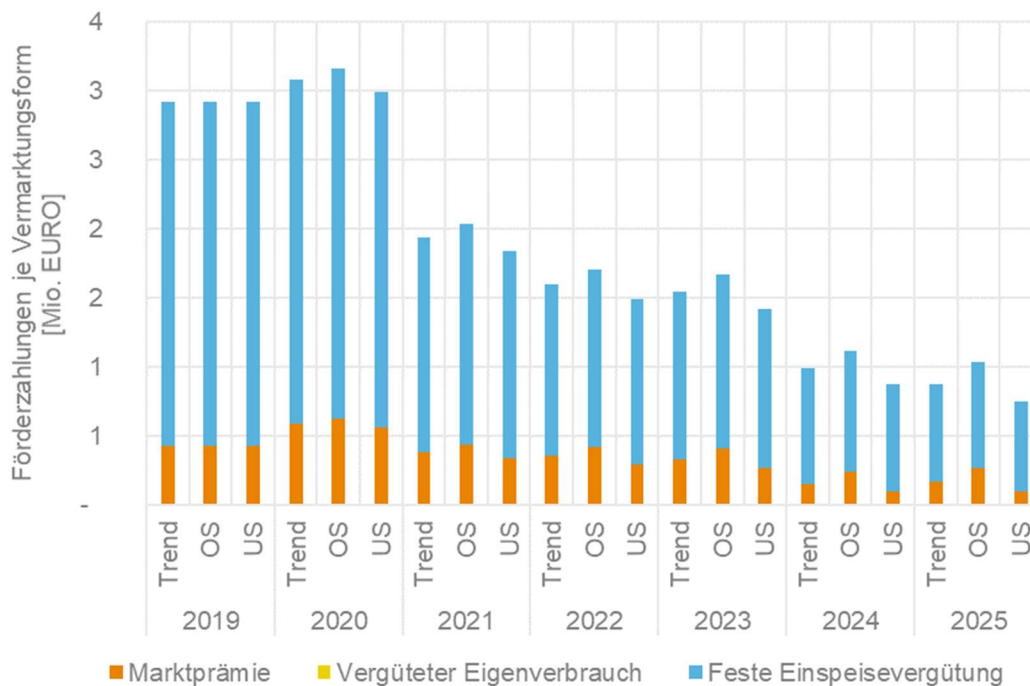


Abbildung 18: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Klärgas

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE für Klärgas als nicht-volatile EEG-Technologie in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle dargestellt.

Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1
Oberes Szenario	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2	0,1	0,1
Unteres Szenario	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,1	0,1

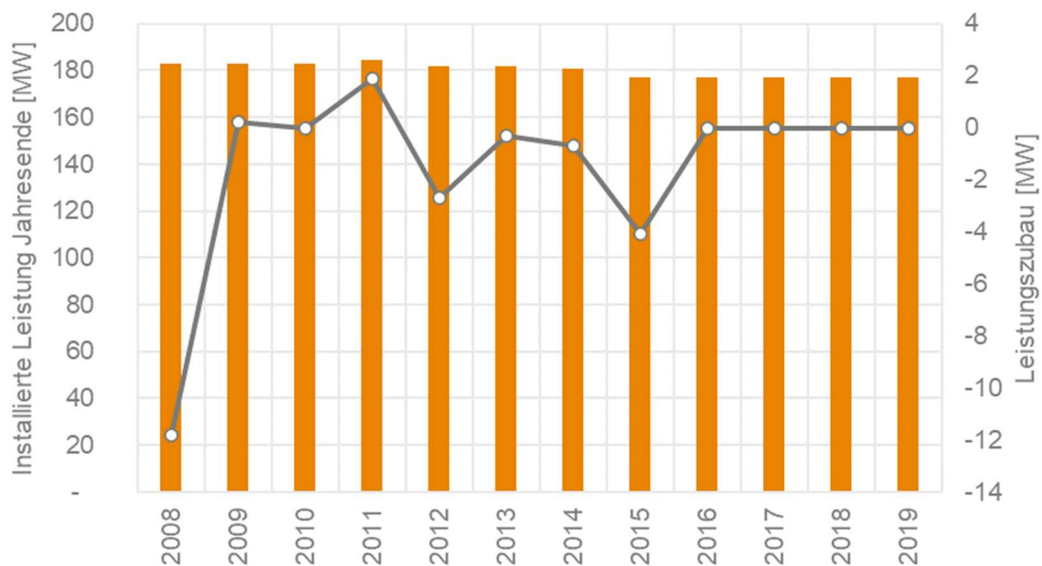
Tabelle 12: vNNE für Klärgas

3.4 Grubengas

3.4.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Grubengas besteht zum größten Teil aus Methan und wird beim Abbau von Steinkohle freigesetzt. Grubengasanlagen befinden sich derzeit nur in Nordrhein-Westfalen und im Saarland an Standorten von stillgelegten Steinkohlegruben. Grubengas kann sowohl in aktiven als auch stillgelegten Steinkohlegruben gewonnen werden. Mit der Schließung der letzten Steinkohlezechen im Dezember 2018 kann Grubengas jedoch ab 2019 nur noch aus stillgelegten Bergwerken gewonnen werden (Brandt 2020).

Abgesehen von geringem Netto-Zubau in den Jahren 2009 und 2011 ist die installierte Leistung von Grubengasanlagen seit 2007 kontinuierlich zurückgegangen, besonders stark im Jahr 2008. Seit 2012 ist keine neue Anlage mehr in Betrieb genommen worden. Zum Ende des Jahres 2019 haben Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 177 MW Strom aus Grubengas erzeugt, wie Abbildung 19 zeigt.



Leistung [MW]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Netto Zubau	- 12	0	-	2	- 3	- 0	- 1	- 4	-	-	-	-
Bestand Jahresende	183	183	183	185	182	182	181	177	177	177	177	177

Abbildung 19: Historische Leistungsentwicklung für Grubengas

3.4.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025

Mit der Stilllegung des letzten Bergwerks in 2018 wird das Grubengasaufkommen auch in der Zukunft weiter zurückgehen. Für die Prognose wurde daher angenommen, dass sich der Netto-Rückbau weiter fortsetzt. In keinem der drei für die Studie definierten Szenarien werden neue Anlagen zugebaut. Der vorzeitige Rückbau schwankt zwischen 0 MW und 2,3 MW pro Jahr. Mit dem Ende der EEG-Vergütung werden ab dem Jahr 2021 viele Anlagen stillgelegt, da ein Weiterbetrieb als nicht wirtschaftlich angenommen wird. In einem Hintergrundgespräch mit dem Interessenverband Grubengas (Brandt 2020) wurde diese Annahme bestätigt: Ein Weiterbetrieb ohne EEG-Vergütung erscheint nicht realistisch.

Insgesamt werden somit im Betrachtungszeitraum fast alle Grubengasanlagen stillgelegt, so dass im Trendszenario zum Jahresende 2025 nur noch eine installierte Leistung von 5 MW verbleibt. Im Unteren Szenario werden bis 2025 sämtliche Anlagen stillgelegt. Die nachstehende Tabelle fasst die Leistungsentwicklungen in den drei Szenarien zusammen.

Leistung Prognose [MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario						
Zubau	0	-	-	-	-	-
Rückbau	1	3	13	53	54	49
Bestand Jahresende	176	174	161	108	54	5
Oberes Szenario						
Zubau	0	-	-	-	-	-
Rückbau	-	2	12	52	53	48
Bestand Jahresende	177	175	163	111	58	9
Unteres Szenario						
Zubau	0	-	-	-	-	-
Rückbau	2	4	14	54	56	46
Bestand Jahresende	175	171	156	102	46	-

Tabelle 13: Prognose der Leistungsentwicklung von Grubengasanlagen

3.4.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Stromerzeugung von Grubengasanlagen ist dargebotsunabhängig, was einen konstanten Ausnutzungsgrad nach sich zieht. Die VBh schwanken unterjährig daher nur mit der Anzahl der Monatstage, wie nachstehende Abbildung exemplarisch für das Jahr 2021 zeigt.

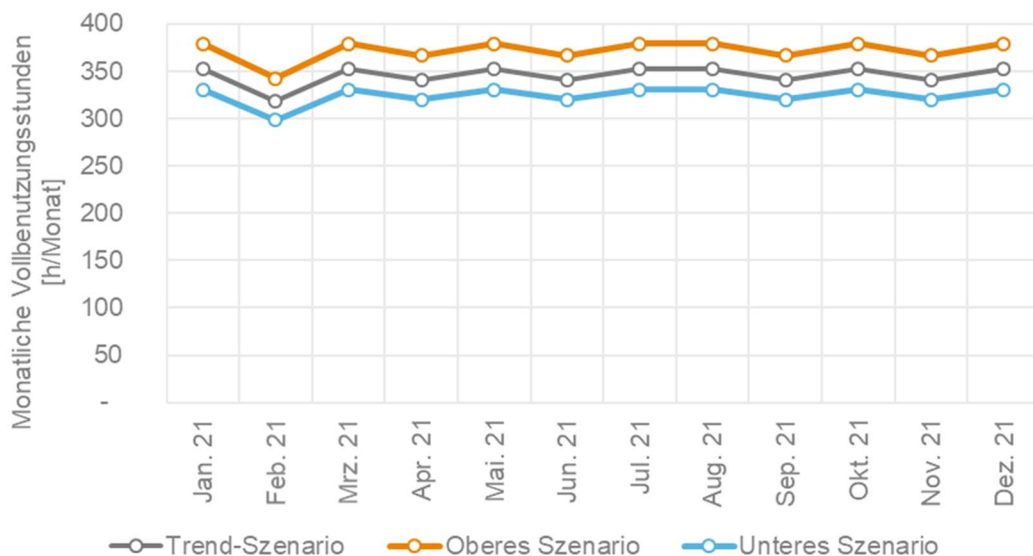


Abbildung 20: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Grubengas

In den Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB werden mutmaßlich mehrere Grubengasanlagen an einem Standort zu einer Anlage zusammengefasst (Brandt 2020). Von diesen Einzelanlagen wird jedoch häufig nur ein Teil mit dann höheren VBh betrieben, während die übrigen Anlagen stillstehen. Dies führt zu geringen spezifischen VBh in den ausgewerteten Daten. Wird ein Teil der Anlage(n) außer Betrieb genommen, verringert sich die rechnerische Leistung, die VBh erhöhen sich jedoch. Aus diesem Grund werden für Grubengas die VBh (anders als bei den übrigen EEG-Technologien) für die Studie auf Basis der erwarteten Erzeugung in den zukünftigen Jahren 2020 bis 2025 bestimmt und nicht aus der Historie.

Zur Prognose der mit dem Grubengasaufkommen zurückgehenden Stromerzeugung wird eine Technologie-Studie (DMT 2018) verwendet, in der das Grubengasaufkommen bis 2030 abgeschätzt wurde. Unter Verwendung historischer Zusammenhänge zwischen Grubengasaufkommen und Stromerzeugung werden die zukünftig durch Grubengasanlagen erzeugten Strommengen für die Studie bestimmt. Im Trend-Szenario bedeutet dies einen Rückgang um rund 95 % bis 2025 gegenüber dem Aufsatzjahr 2019, wie nachstehender Tabelle entnommen werden kann. Bei der zugrundeliegenden installierten Leistung und der berechneten Stromerzeugung kommt es ab 2021 aufgrund einer Vielzahl an Stilllegungen zu einem Anstieg der rechnerischen VBh, der Hintergrund wurde eingangs erläutert.

VBh und Stromerzeugung	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.258	4.305	4.143	4.255	5.799	8.022	8.000
Stromerzeugung [GWh/a]	753	761	720	685	629	435	40
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.258	4.524	4.460	4.687	6.472	8.022	8.000
Stromerzeugung [GWh/a]	753	801	781	764	720	463	75
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	4.258	4.124	3.888	3.923	5.365	8.019	-
Stromerzeugung [GWh/a]	753	725	667	616	553	380	-

Tabelle 14: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Grubengas

3.4.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Grubengas wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Grubengas immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.4.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Abbildung 21 zeigt, dass sich der überwiegende Teil der Grubengasanlagen derzeit in der geförderten Direktvermarktung (Marktprämie) befindet, die Einspeisevergütung spielt eine untergeordnete Rolle.

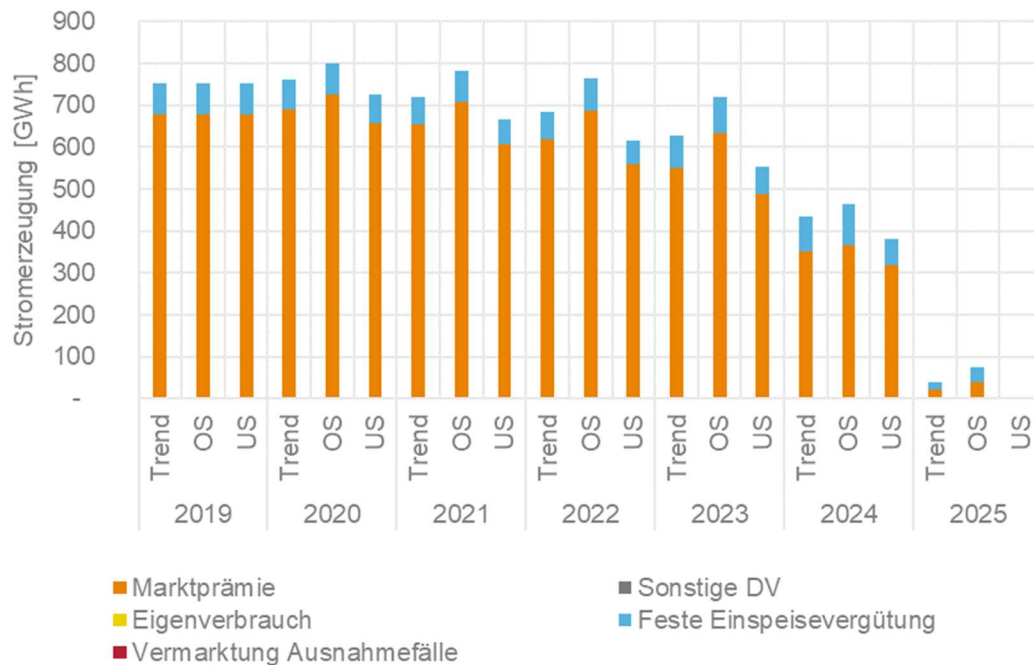


Abbildung 21: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Grubengas

3.4.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Förderzahlungen für sämtliche Grubengasanlagen ergeben sich auf Basis der Stromerzeugung und der ermittelten Vermarktungsform gemäß den Vergütungssätzen, die aus den Bewegungsdaten 2019 hervorgehen. Es werden keine neuen Anlagen zugebaut. Analog zu den erzeugten Strommengen sinken die Förderzahlungen mit der Minderung des Grubengasaufkommens und dem Rückbau eines Großteils der Bestandsanlagen, wie in nachstehender Abbildung zu sehen ist.

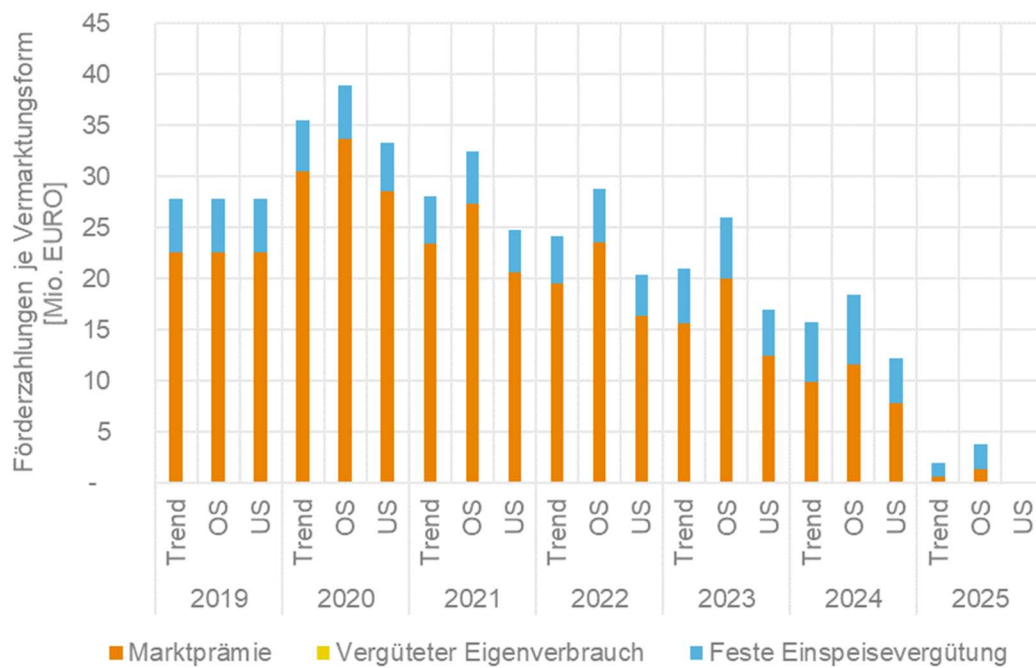


Abbildung 22: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Grubengas

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE in den drei Szenarien sind für Grubengas als nicht-volatile EEG-Technologie in folgender Tabelle ausgewiesen.

Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario	3,8	3,8	3,6	3,5	3,0	2,2	0,3
Oberes Szenario	3,8	4,0	3,9	3,9	3,5	2,5	0,5
Unteres Szenario	3,8	3,6	3,3	3,2	2,6	1,9	-

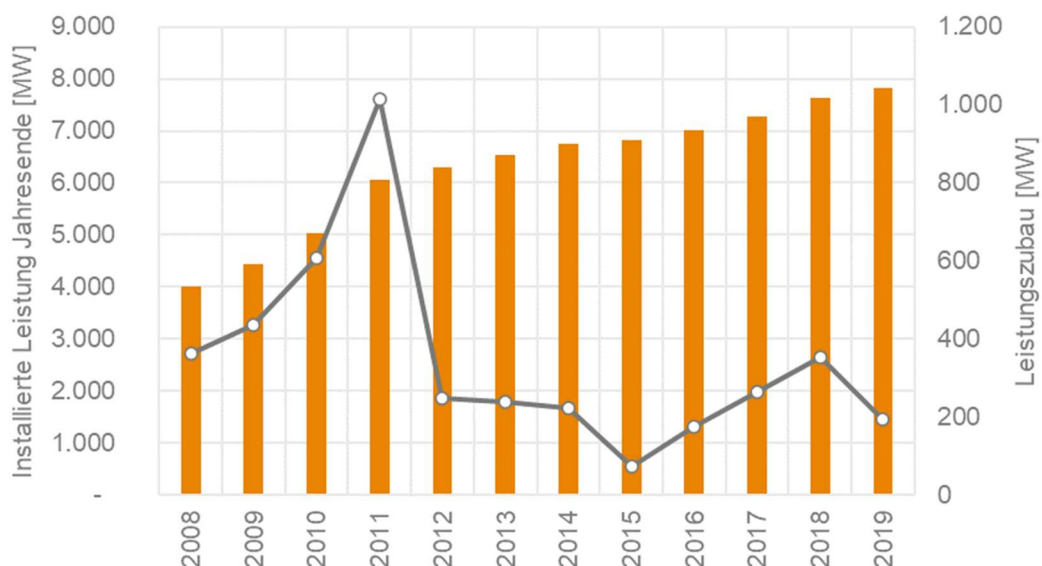
Tabelle 15: vNNE für Grubengas

3.5 Biomasse

3.5.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Während das EEG 2004 und 2009 noch zu einem dynamischen Zubau von Biomasseanlagen führte, brach der Zubau mit Einführung des EEG 2012 ein und verringerte sich auch in den Folgejahren bis 2015. Mit dem EEG 2014 wurden weitere Anreizstrukturen geschaffen, um die Flexibilität von Biomasseanlagen besser auszunutzen. So wurde zusätzlich zur Flexibilitätsprämie der Flexibilitätszuschlag für alle Anlagen, die seit dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, eingeführt. Dabei wurde jedoch die Förderung der Stromerzeugung aus Biogasanlagen auf 50 % der jeweiligen Höchstbemessungsleistung einer Anlage begrenzt. Diese Maßnahmen führten in den vergangenen Jahren zu einem Leistungszubau, der überwiegend auf den Zubau von Flexibilität entfällt.

Gemäß Stammdaten der ÜNB wurden im Jahr 2019 Biomasse-Anlagen mit einer Leistung von rund 20 MW in Betrieb genommen. Zusätzlich war eine Leistungserhöhung im Rahmen der Flexibilitätsprämie zu verzeichnen. Diese Leistungserweiterung wird jedoch nur dann eingesetzt, wenn der Markt die zusätzliche Leistung benötigt. Die installierte Leistung in Biomasseanlagen erhöhte sich damit laut ÜNB-Stammdaten zum 31.12.2019 auf 7.814 MW.



Leistung [MW]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Netto Zubau	362	435	606	1.013	247	239	221	72	173	263	353	193
Bestand Jahresende	3.999	4.433	5.040	6.053	6.301	6.540	6.761	6.833	7.006	7.269	7.622	7.814

Abbildung 23: Historische Leistungsentwicklung für Biomasse

Im Jahr 2017 fand erstmals ein Ausschreibungsverfahren für Biomasseanlagen statt. Während bei anderen EEG-Technologien nur neue Anlagen teilnehmen dürfen, können sich an der Auktion für Biomasseanlagen auch Bestandanlagen beteiligen, wenn der bisherige Zahlungsanspruch für Strom aus dieser Anlage zum Zeitpunkt der Ausschreibung nur noch für höchstens acht Jahre besteht. Durch einen Zuschlag bei der Ausschreibung erhalten solche Biomasseanlagen eine erneute Förderung für zehn Jahre. Der anzulegende Wert ist dabei der Höhe nach auf die durchschnittliche Höhe des anzulegenden Werts für den in der Anlage erzeugten Strom der vergangenen drei Kalenderjahre begrenzt.

Sowohl im Jahr 2017 als auch im Jahr 2018 fand jeweils eine Biomasse-Auktion statt, wobei das Ausschreibungsvolumen bei jeweils 150 MW lag. Mit dem Jahr 2019 wurde die Anzahl der Ausschreibungsverfahren auf zwei erhöht. Das jährliche Ausschreibungsvolumen blieb dabei zunächst bei 150 MW und erhöht sich ab dem Jahr 2020 auf 200 MW pro Jahr. Alle bisherigen Biomasse-Auktionen waren deutlich unterdeckt. Der Hauptgrund dafür liegt insbesondere in der maximalen Gebotshöhe für Neu- und Bestandsanlagen, die wirtschaftlich wenig attraktiv ist (BBE et al. 2018). Die geringste Auktionsbeteiligung (ca. 20 % des Ausschreibungsvolumens) war am 01.04.2019 zu verzeichnen. Zwar erhöhte sich die Beteiligung an den vergangenen beiden Auktionen, jedoch lag die Zuschlagsquote in der Auktion vom 01.04.2020 auch nur etwas über 50 % (BNetzA 2020c). Der Höchstsatz ist zudem einer Degression unterworfen und sinkt jährlich um 1 %. An den vergangenen Auktionen nahmen mit ca. 80 % überwiegend Bestandsanlagen teil.

3.5.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025

Im ersten Halbjahr 2020 wurden Anlagen mit einer Leistung von ca. 31 MW in Betrieb genommen. Knapp 25 MW davon sind Anlagen, die nicht an einer Ausschreibung teilgenommen haben. Die Leistungserhöhung im Rahmen der Flexibilitätsprämie ist in den ersten sechs Monaten des Jahres 2020 weiter zurückgegangen und lag im Juni bei nur noch 4 MW (BNetzA 2020b). Nachdem der 1.000 MW Förderdeckel im Juli 2019 erreicht wurde, müssen Leistungsüberbauungen von Biogasanlagen bis Ende Juni 2021 fertiggestellt werden, um die Flexibilitätsprämie noch zu erhalten. In allen drei Szenarien wird davon ausgegangen, dass sich die Leistung im Rahmen der Flexibilitätsprämie um 10 MW pro Monat erhöht.

Ab 2020 findet zudem annahmegemäß ein Zubau der Anlagen statt, die in den Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten haben. Neuanlagen müssen spätestens 24 Monate nach Zuschlagserteilung in Betrieb genommen werden. Bestandsanlagen müssen 13 bis 36 Monate nach Erteilung des Zuschlages neu in Betrieb gehen. Daher wird für die Studie angenommen, dass nur solche Bestandsanlagen an einer Auktion teilnehmen, deren Außerbetriebnahmezeitpunkt zum Auktionszeitpunkt mindestens ein Jahr und höchstens drei Jahre in der Zukunft liegt, sodass sich der neu hinzugewonnene Förderzeitraum direkt an den bisherigen Förderzeitraum anschließt. Neuanlagen gehen im ersten auf die Ausschreibung folgenden Kalenderjahr in Betrieb.

Für Anlagen, die bis einschließlich dem Jahr 2020 in Betrieb gegangen sind, läuft die EEG-Förderung zum Ende des Jahres 2020 aus. Da ein Weiterbetrieb ohne EEG-Vergütung aufgrund hoher Substratkosten im Allgemeinen nicht wirtschaftlich ist (Rauh 2020), bedeutet dies, dass dann mit ca. 340 MW ein signifikanter Anteil der Anlagen stillgelegt wird, sofern sie sich nicht um eine Anschlussförderung bemühen.

In der Studie wird angenommen, dass im Trendszenario in den halbjährlichen Auktionen 35 % der ausgeschriebenen Mengen bezuschlagt werden (unteres Szenario: 20 %, oberes Szenario: 50 %). Nicht ausgeschöpfte Mengen werden in den Ausschreibungen der Folgejahre angerechnet. Die Zuschlagswerte liegen in den Szenarien aufgrund dieser Annahmen nahe des jeweiligen Höchstpreises. In allen Szenarien wird dabei unterstellt, dass Bestandsanlagen mit 80 % weiterhin den größten Anteil der teilnehmenden Anlagen bilden.

Zusätzlich werden jährlich insgesamt 10 MW an Gülle-Kleinanlagen zugebaut, die eine installierte Leistung von weniger als 100 kW haben. Neben dem Rückbau zum Ende der EEG-Vergütung findet ein vorzeitiger Rückbau statt, der sich an historischen Daten orientiert. Je Szenario werden zwischen 5 MW und 25 MW pro Jahr vor Ende der EEG-Laufzeit stillgelegt.

Die daraus resultierende Leistungsentwicklung ist in nachfolgender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario						
Zubau	174	124	36	40	43	45
Rückbau	16	359	148	144	200	538
Bestand Jahresende	7.972	7.738	7.626	7.523	7.366	6.873
Oberes Szenario						
Zubau	174	129	45	47	47	48
Rückbau	6	349	138	134	186	504
Bestand Jahresende	7.982	7.763	7.670	7.583	7.445	6.989
Unteres Szenario						
Zubau	174	119	26	30	34	37
Rückbau	26	369	158	154	221	587
Bestand Jahresende	7.962	7.713	7.581	7.458	7.271	6.721

Tabelle 16: Prognose der Leistungsentwicklung von Biomasseanlagen

3.5.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

In nachstehender Abbildung ist der monatliche Verlauf der VBh in den drei Szenarien exemplarisch für das Jahr 2021 zu sehen. Die mittleren monatlichen VBh zeigen für alle Jahre einen leichten Rückgang im Sommer, da viele Biomasseanlagen in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden.

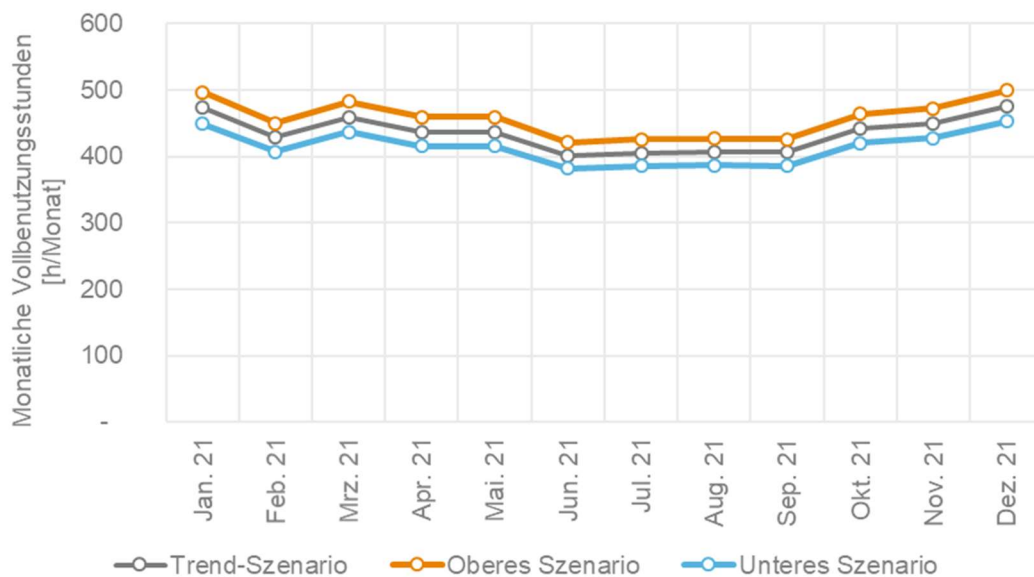


Abbildung 24: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Biomasse

Für die Prognose werden die anlagenspezifischen VBh des Jahres 2019 als Basis verwendet. Da das trockene und heiße Jahr 2019 jedoch zu Ernteaussfällen geführt und die VBh von Biomasseanlagen mutmaßlich gemindert hat, werden die VBh der Bestandsanlagen aus 2019 für die Prognosejahre bis 2025 pauschal um 3 % angehoben. Nach durchschnittlich 5.148 VBh im Jahr 2019 erhöhen sich die VBh im Trend-Szenario im Jahr 2020 daher trotz Flexibilitätszubaues leicht auf 5.277. In den Folgejahren sinken die VBh im Trend-Szenario. Ein signifikanter Anteil der Neuanlagen sind Biogasanlagen, die auf eine mittlere Benutzungsstundenzahl von 50 % der Jahresstunden begrenzt sind. Dies führt insgesamt zu einer Absenkung der mittleren VBh ab 2021. Dieser wetterbereinigte Rückgang ist bereits seit 2015 zu beobachten (AGEE-Stat 2020).

Für das untere Szenario wurden die VBh des Trend-Szenarios um 5 % reduziert. Im oberen Szenario liegen die VBh 5 % höher. Dies entspricht der Schwankungsbreite der VBh für Biomasseanlagen aus den vergangenen Jahren gemäß AGEE-Stat 2020. Die jährlichen VBh und die daraus resultierende Stromerzeugung für Biomasseanlagen sind in nachstehender Tabelle dargestellt.

VBh und Stromerzeugung	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.148	5.277	5.223	5.202	5.199	5.177	5.181
Stromerzeugung [GWh/a]	40.200	41.657	40.207	39.669	39.102	38.122	35.599
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.148	5.541	5.482	5.456	5.450	5.424	5.423
Stromerzeugung [GWh/a]	40.200	43.766	42.302	41.815	41.289	40.344	37.856
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	5.148	5.014	4.965	4.946	4.947	4.931	4.945
Stromerzeugung [GWh/a]	40.200	39.551	38.118	37.527	36.920	35.881	33.258

Tabelle 17: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Biomasse

3.5.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Biomasse wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Biomasse immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.5.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Die dominierende Vermarktungsform bei Biomasseanlagen ist und bleibt die geförderte Direktvermarktung. Alle Neuanlagen mit einer Leistung von über 100 kW fallen unter die vergütete Direktvermarktung; dies sind sämtliche Anlagen, die einen Zuschlag bei einem Ausschreibungsverfahren erhalten haben, da auch Bestandsanlagen mit dem Beginn des weiteren Förderungszeitraum nach der Bezuschlagung als Neuanlagen gelten.

Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW müssen nicht an einer Auktion teilnehmen und können die feste Einspeisevergütung in Anspruch nehmen. Für die Studie wird unterstellt, dass solche Anlagen Gülleanlagen sind und eine dementsprechende Vergütung gemäß EEG 2017 bekommen. In den Jahren ab 2020 gibt es annahmegemäß keinen Leistungszuwachs von Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung, da alle Anlagen, die nach Ablauf der EEG-Vergütung nicht an einer Ausschreibung teilnehmen oder keinen Zuschlag erhalten, aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden. Damit bleibt die Stromerzeugung in der sonstigen Direktvermarktung auf einem unbedeutend niedrigen Niveau.

Die ausgewerteten Bewegungsdaten zeigen, dass die in der geförderten Direktvermarktung veräußerte Strommenge mit ca. 33 TWh einen Anteil von über 80 % an der gesamten in EEG-geförderten Biomasseanlagen erzeugten Strommenge hat. Dieser Anteil bleibt bis zum Jahr 2025 nahezu konstant, wie nachstehende Abbildung zeigt.

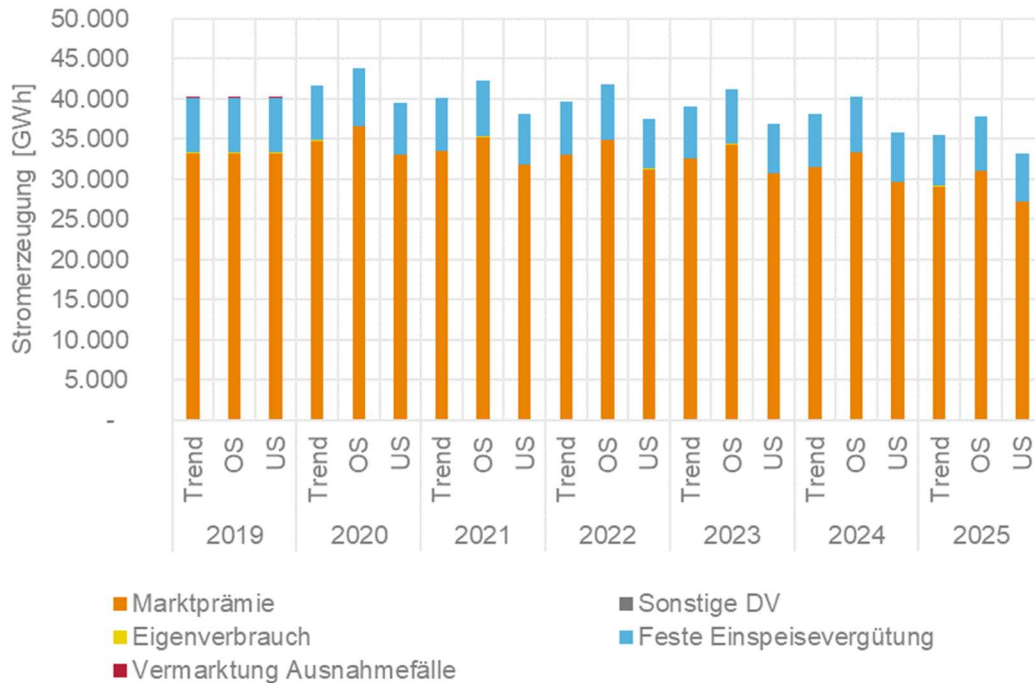


Abbildung 25: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Biomasse

3.5.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Zur Bestimmung der EEG-Zahlungen ab dem Jahr 2020 werden die anlagenscharfen Vergütungssätze verwendet, die auf Basis der Bewegungsdaten 2019 ermittelt wurden. Die Vergütungssätze von Anlagen, die nicht an einer Ausschreibung teilnehmen und eine feste Einspeisevergütung bekommen, werden auf Basis der Vorgaben des EEG 2017 bestimmt.

Anlagen, die an einer Ausschreibung erfolgreich teilgenommen haben, wird der mengengewichtete Zuschlagswert zugeordnet. Es wird unterstellt, dass dieser analog zu den historischen Zuschlagswerten der vergangenen Ausschreibungsverfahren auch in den drei Szenarien nahe dem geltenden Höchstwert liegt, da weiterhin fast alle Auktionen annahmegemäß unterdeckt sind. Die mengengewichteten Zuschlagswerte von Bestandsanlagen schwanken zwischen 75 % und 85 % des jeweiligen Höchstwertes. Die Zuschlagswerte von Neuanlagen entsprechen dem Höchstwert. Dieser unterliegt einer jährlichen Degression von 1 %.

Nachstehende Abbildung zeigt die resultierenden Förderzahlungen für Biomasseanlagen zwischen 2019 und 2025 aufgeschlüsselt nach den jeweiligen Vermarktungsformen.

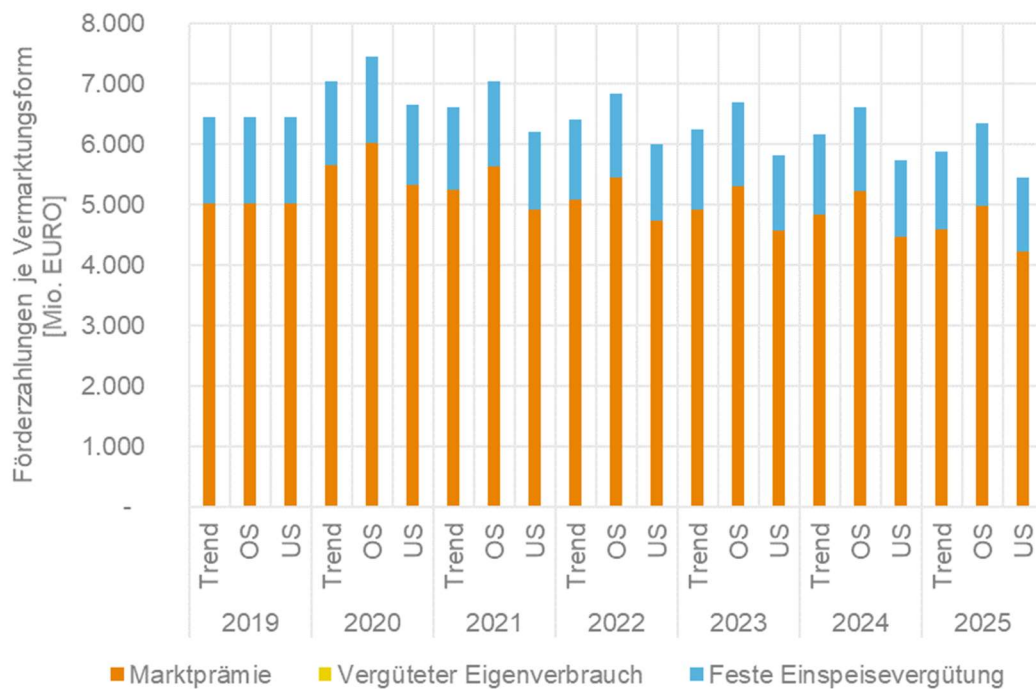


Abbildung 26: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Biomasse

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert. Die jährlichen vNNE in den drei Szenarien sind für Biomasse als nicht-volatile EEG-Technologie in folgender Tabelle ausgewiesen.

Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario	288	311	303	302	296	287	269
Oberes Szenario	288	327	319	318	312	303	283
Unteres Szenario	288	295	287	285	280	272	254

Tabelle 18: vNNE für Biomasse

3.6 Geothermie

3.6.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Im Jahr 2019 haben insgesamt neun Geothermieranlagen in Deutschland Strom erzeugt. Drei der Anlagen befinden sich im Oberrheingraben; die übrigen Anlagen befinden sich im bayrischen Molassebecken. Bis zum Jahresende 2019 waren damit Geothermieranlagen mit einer Gesamtkapazität von 39 MW installiert. Die folgende Abbildung zeigt die Leistungsentwicklung und den Zubau seit 2008.

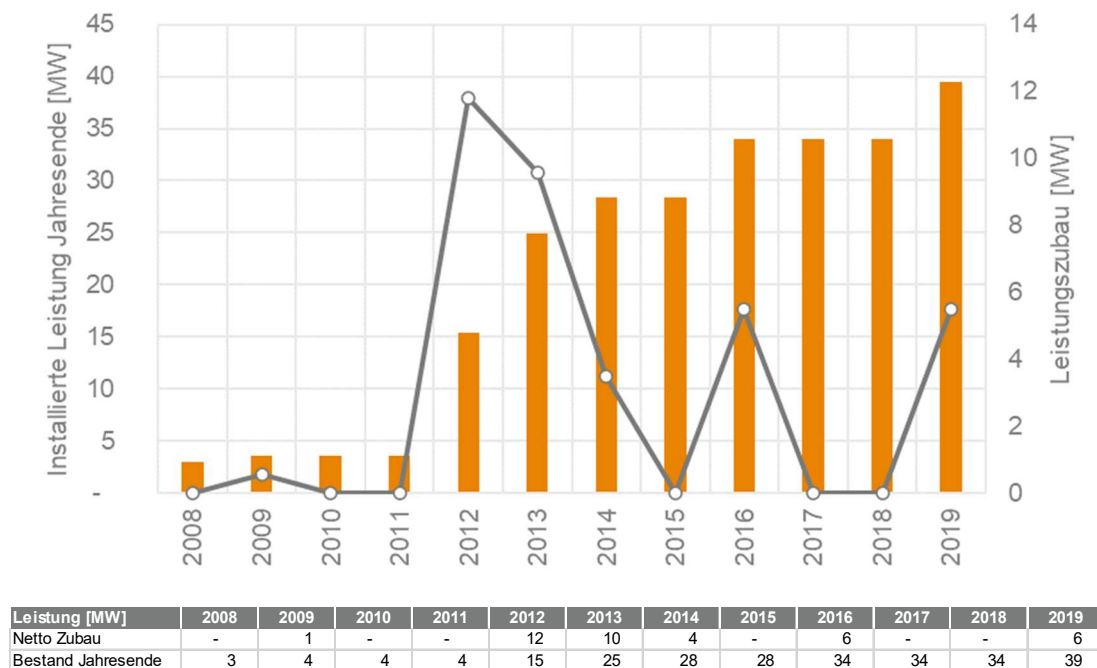


Abbildung 27: Historische Leistungsentwicklung für Geothermie

3.6.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025

Die Prognose der Leistungsentwicklung von Geothermieranlagen bis zum Jahr 2025 wurde anlagenscharf vorgenommen. Während in der Studie davon ausgegangen wird, dass im Betrachtungszeitraum keine Anlage stillgelegt wird, wird nach Rücksprache mit dem Bundesverband Geothermie (Weimann 2020) unterstellt, dass sich in Abhängigkeit des Szenarios die installierte Leistung deutlich erhöht. Im unteren Szenario verdoppelt sich die Leistung auf 87 MW. Im oberen Szenario verdreifacht sich die Kapazität auf 120 MW in 2025. Der größte Zubau wird aufgrund der bestehenden Projektpipeline dabei im Jahr 2022 erwartet.

Im Prognosezeitraum werden 14 Anlagen errichtet oder erweitert. Die derzeitige regionale Verteilung bleibt dabei weitgehend erhalten: in Bayern werden annahmegemäß neun neue Geothermieranlagen in Betrieb genommen. In Rheinland-Pfalz werden schon existierenden Anlagen erweitert sowie zwei zusätzliche Anlagen errichtet. In Baden-Württemberg wird planungsgemäß 2023 eine weitere Anlage in Betrieb genommen.

Die jährlichen Leistungsentwicklungen in den drei Szenarien sind in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario						
Zubau	4	9	25	14	6	6
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	44	52	77	91	97	103
Oberes Szenario						
Zubau	4	10	33	18	8	8
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	44	53	86	104	112	120
Unteres Szenario						
Zubau	4	8	17	10	4	4
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	44	52	69	79	83	87

Tabelle 19: Prognose der Leistungsentwicklung von Geothermieranlagen

3.6.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Die Stromerzeugung aus Geothermie ist grundsätzlich dargebotsunabhängig, woraus sich in erster Näherung ein konstanter Verlauf der VBh ergäbe (VBh würden in diesem Fall lediglich mit der Anzahl der Tage eines Monats variieren). Die Analyse der monatlichen VBh auf Basis mittlerer monatlicher Stromerzeugungsmengen (Destatis 2020) der vergangenen Jahre zeigt jedoch einen Rückgang in den Sommermonaten. Auch die auf Basis der Stamm- und Bewegungsdaten des Jahres 2019 ermittelten VBh bestätigten dieses Muster. Der Verlauf der VBh in den drei Szenarien ist exemplarisch in nachstehender Abbildung für das Jahr 2021 dargestellt.

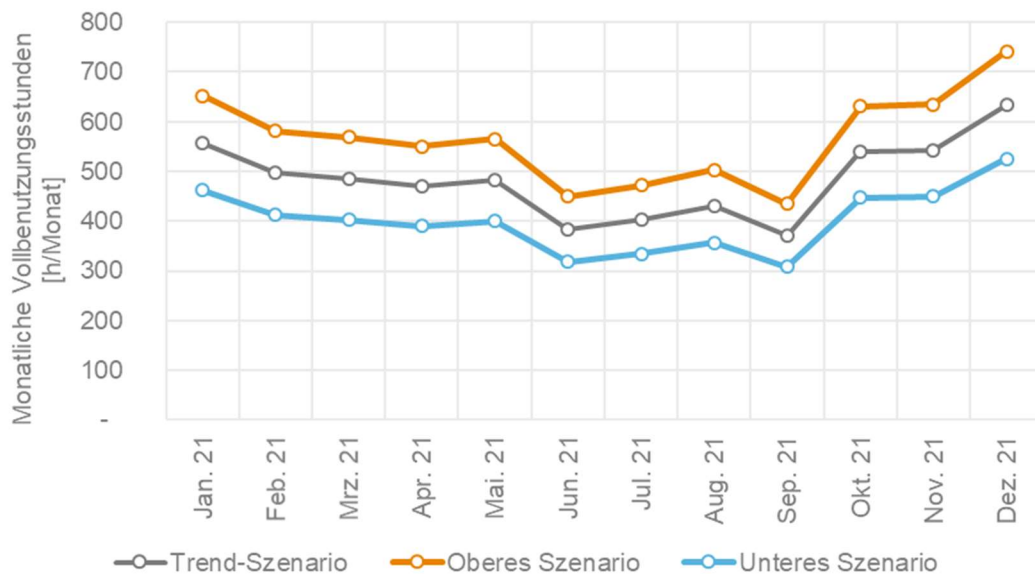


Abbildung 28: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Geothermie

Gemäß historischer Daten (AGEE-Stat 2020) schwankten die historisch beobachteten Benutzungsstunden aufgrund der geringen Anzahl von Geothermieranlagen vergleichsweise stark. Im Jahr 2019 war dies ebenfalls zu beobachten. Hier lagen die VBh mit 6.406 Stunden überdurchschnittlich hoch, was mutmaßlich auf Verfügbarkeitsverbesserungen des Anlagenparks zurückzuführen ist. Im Trendszenario wird daher für die Prognose der Mittelwert der vergangenen fünf Jahre verwendet. In den vergangenen zehn Jahren wichen die VBh im Durchschnitt um 990 Stunden vom Mittelwert ab. Im unteren bzw. oberen Szenario werden die Benutzungsstunden daher um diesen Wert nach unten bzw. oben variiert (siehe Abbildung 28).

Geothermieranlagen werden je nach Standort und Anlagengröße unterschiedlich betrieben und haben verschieden große Eigenverbrauchsanteile. In der Prognose wurde ein Anteil des Eigenverbrauchs in Höhe von 20 % angenommen, welcher sich in den VBh und damit auch in der Stromerzeugung niederschlägt (siehe nachstehende Tabelle).

VBh und Stromerzeugung	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.406	5.815	5.797	5.797	5.797	5.815	5.797
Stromerzeugung [GWh/a]	234	236	268	347	473	542	575
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.406	6.808	6.787	6.787	6.787	6.808	6.787
Stromerzeugung [GWh/a]	234	277	315	428	622	726	779
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	6.406	4.822	4.807	4.807	4.807	4.822	4.807
Stromerzeugung [GWh/a]	234	196	221	272	344	384	402

Tabelle 20: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Geothermie

3.6.4 Marktwertfaktoren

Der Marktwert für direkt vermarkteten Strom aus Geothermie wird per Gesetz als der tatsächliche Monatsmittelwert der Stundenkontrakte der EPEX Spot definiert. Demzufolge beträgt der Marktwertfaktor für Geothermie immer genau 1 (Anlage 1 zu § 23a EEG 2017).

3.6.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Abbildung 29 zeigt die Entwicklung der gesetzlichen Veräußerungsformen für Geothermie.

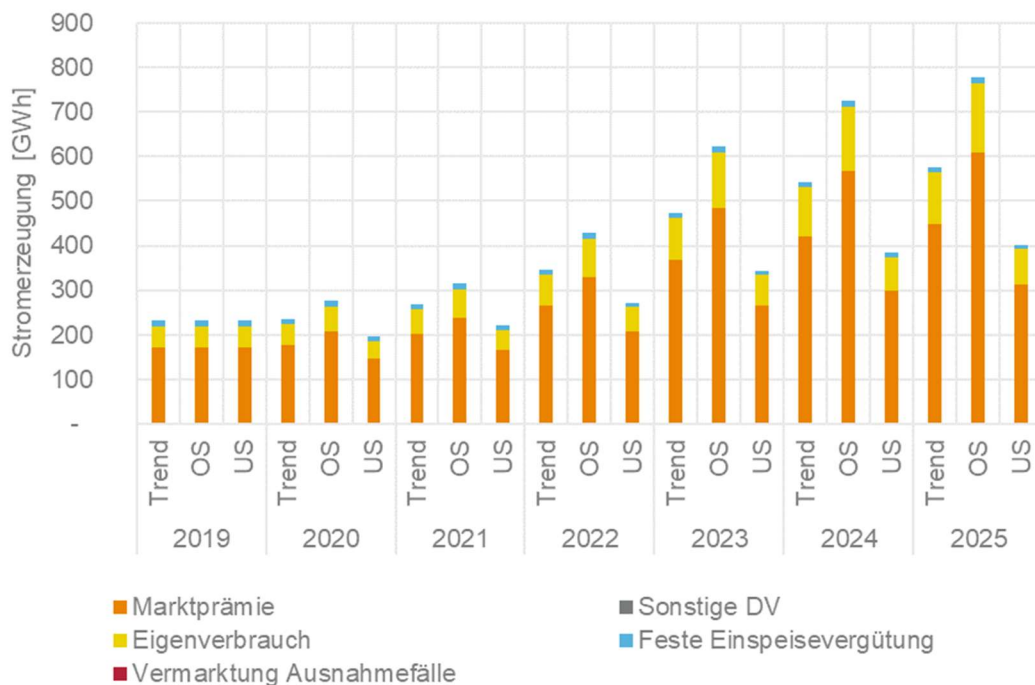


Abbildung 29: Stromerzeugung nach Veräußerungsform für Geothermie

Wie in Abschnitt 3.6.3 beschrieben, werden annahmegemäß 20 % der Stromerzeugung aus Geothermie für den Eigenverbrauch produziert. Der überwiegende Teil der verbleibenden Strommengen ist der geförderten Direktvermarktung zuzuordnen. Die Verteilung auf die übrigen Vermarktungsformen bleibt im Prognosezeitraum weitgehend konstant. Da die jährlichen VBh im Prognosezeitraum ab 2020 konstant gehalten werden und nur mit der Anzahl der Jahrestage schwanken, steigt die Stromerzeugung mit der installierten Leistung,

3.6.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Auf Basis der prognostizierten VBh, der installierten Leistung und der ermittelten Vermarktungsform ergeben sich die Förderzahlungen für Bestandsanlagen gemäß den Vergütungssätzen, die aus den Bewegungsdaten des Jahres 2019 hervorgehen. Für Neuanlagen werden die im EEG 2017 geltenden Vergütungs- und Degressionssätze berücksichtigt. Analog zu den erzeugten Strommengen steigen die Förderzahlungen mit der installierten Leistung bis 2025, wie nachstehende Abbildung verdeutlicht.

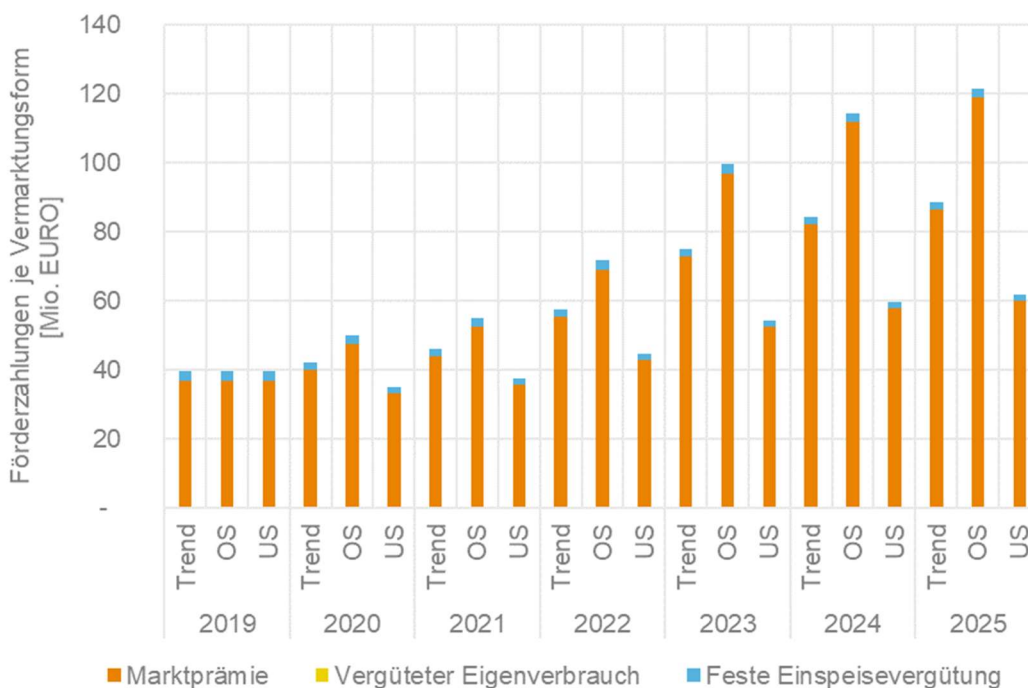


Abbildung 30: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Geothermie

Die Gesamtauszahlungen werden um die vNNE reduziert, die Geothermie als nicht-volatile EEG-Technologie weiterhin zugerechnet bekommt. Die jährlichen vNNE für Geothermie in den drei Szenarien sind in folgender Tabelle zusammengefasst.

Vermiedene Netznutzung [Mio. EURO]	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario	1,7	1,7	1,8	2,2	2,7	2,8	2,7
Oberes Szenario	1,7	1,9	2,1	2,7	3,5	3,5	3,5
Unteres Szenario	1,7	1,4	1,5	1,8	2,1	2,1	2,1

Tabelle 21: vNNE für Geothermie

3.7 Windenergie an Land

3.7.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Während der Zubau von Windenergie an Land in den Jahren 2014 bis 2017 bei rund 4.000 MW oder mehr pro Jahr lag, ist seit 2018 ein starker Rückgang des Leistungszuwachses zu beobachten. Der Netto-Zubau im Jahr 2018 lag bei 2.114 MW und 2019 nur bei rund 740 MW. Der Rückgang der Ausbautzahlen hat verschiedene Gründe. Unter anderem ist hier auf Hemmnisse für die Erteilung neuer BImSchG-Genehmigungen wie insbesondere Aspekte der Flugsicherung und artenschutzrechtliche Sachverhalte sowie die mangelnde rechtssichere Ausweisung von Flächen auf Ebene der Regionalplanung hinzuweisen (Fachagentur Wind 2019). Weiterhin macht sich bemerkbar, dass Zuschläge an Bürgerenergieprojekte ohne BImSchG-Genehmigung und mit verlängerten Realisierungsfrist aus dem Jahr 2017 nicht realisiert werden. Die Gesamtleistung von Windenergieanlagen an Land liegt Ende 2019 bei rund 53 GW, die Bruttostromerzeugung bei rund 99,2 TWh.

Die historische Leistungsentwicklung ist in nachstehender Abbildung dargestellt.

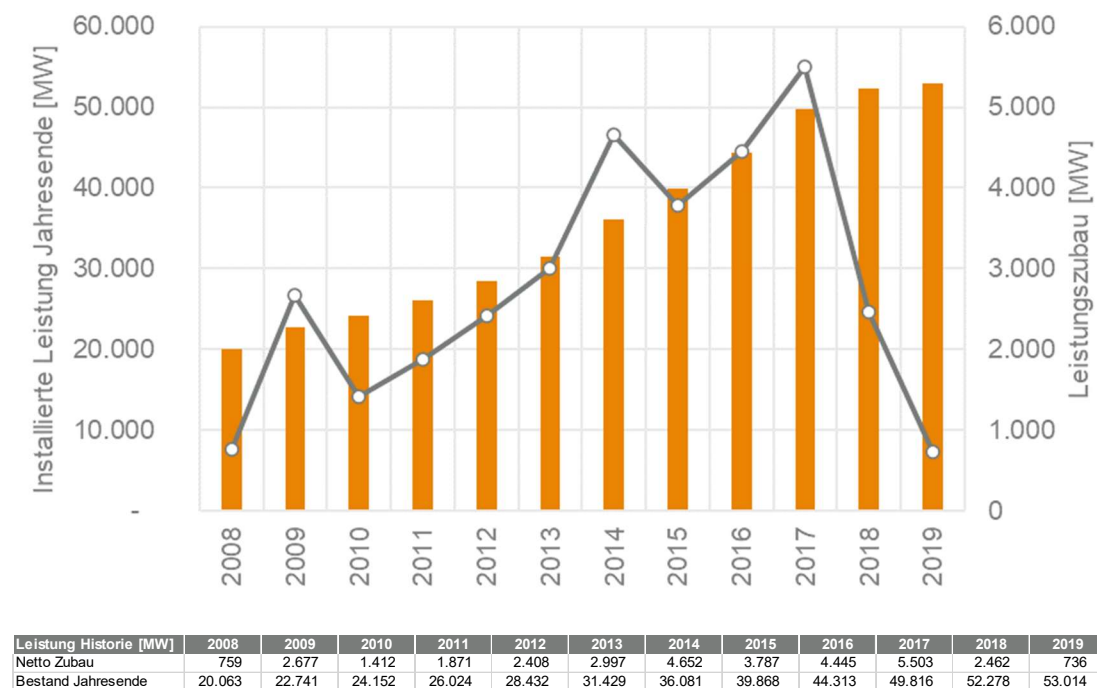


Abbildung 31: Historische Leistungsentwicklung für Windenergieanlagen an Land

Seit 2017 wird die Höhe der Vergütungszahlungen für Wind an Land durch Ausschreibungen ermittelt. Dies gilt für alle Anlagen mit einer Leistung ab 750 kW und betrifft somit praktisch alle üblichen Anlagentypen. Die Inbetriebnahme bezuschlagter Windenergieanlagen an Land muss laut EEG 2017 innerhalb von 30 Monaten nach dem Zeitpunkt des Zuschlags und bei Bürgerenergieprojekten innerhalb von 54 Monaten erfolgen.

Vor dem Hintergrund der COVID-19-Krise ergeben sich für 2020 und 2021 abweichende Regelungen und Annahmen zu Realisierungsfristen für Windenergie an Land sowie PV. So werden die Inbetriebnahmezeiten für Zuschläge aus dem Zeitraum Oktober 2019 bis Februar 2020 in der vorliegenden Studie um vier Monate verlängert; die Verteilung der Inbetriebnahme erfolgt analog der technologiespezifischen Annahmen.

Zudem wurde die offizielle Bekanntgabe von EEG-Zuschlägen durch die BNetzA im Zeitraum März 2020 bis September 2020 ausgesetzt. In der Studie wird unterstellt, dass eine Bekanntgabe im September 2020 erfolgt. Somit verschiebt sich das Inbetriebnahmezeitfenster der betroffenen Kapazitäten entsprechend, wie wenn ihr Zuschlag im September 2020 erteilt würde. Die Verteilung der Inbetriebnahmen erfolgt sodann entlang der technologiespezifischen Annahmen.

Im Jahr 2017 wurden nahezu 100 % der Zuschläge an Bürgerenergieprojekte nach § 36g EEG 2017 ohne BImSchG-Genehmigung vergeben. Mit Beginn des Jahres 2018 wurde die Teilnahmemöglichkeit ohne Genehmigung abgeschafft, sodass seitdem für alle Bieter als Präqualifikation für die Teilnahme an einer Ausschreibung das Vorliegen einer BImSchG-Genehmigung der Projekte verpflichtend ist. Während in 2017 und im ersten Halbjahr 2018 noch ein gewisser Wettbewerb in den Ausschreibungsrunden zu verzeichnen war, sind die Ausschreibungen seit Mitte 2018 bis heute systematisch unterdeckt. Das bedeutet: Die Kapazität der zulässigen Gebote erreicht nicht die ausgeschriebene Menge. Diese Entwicklung hat auch direkte Auswirkungen auf die bezuschlagten Gebotspreise und damit die auszahlenden Vergütungen.

Da die Ausschreibungen der BNetzA als „pay-as-bid“-Auktionen durchgeführt werden, erhält jede bezuschlagte Anlage die entsprechende Vergütungshöhe, für die das Gebot abgegeben wurde, multipliziert mit einem Korrekturfaktor für die individuelle Standortgüte. Als Anhaltspunkt zur Einschätzung der Gebotspreise dient daher insbesondere die durchschnittliche Vergütungshöhe einer Ausschreibungsrunde. Die durchschnittlichen Zuschlagswerte sind in 2017 mit dem Start der Ausschreibungen von 5,71 ct/kWh auf 3,82 ct/kWh gesunken. Mit Beginn des sogenannten „Bürgerenergie-Moratoriums“⁵ Anfang 2018 stiegen die mengengewichteten Zuschlagswerte wieder kontinuierlich von 4,73 ct/kWh auf 6,26 ct/kWh in 2018 (zulässiger Höchstgebotswert 2018: 6,30 Ct/kWh). 2019 wurde der regulatorisch zulässige Höchstgebotswert auf 6,20 Ct/kWh abgesenkt; die mengengewichteten Zuschlagswerte lagen in allen Gebotsrunden seither nur unwesentlich unterhalb dieses Höchstwertes, der auch 2020 gilt (BNetzA 2020a). Diese Entwicklung ist insbesondere den deutlichen Unterdeckungen in den Ausschreibungsrunden geschuldet, sodass überwiegend strategische Gebote zum Tragen kommen.

3.7.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025

Das Jahr 2019 zeigte einen historisch niedrigen Kapazitätszuwachs für Wind an Land; Zahlen für das erste Halbjahr 2020 zeigen, dass sich hier eine leichte Trendwende andeutet und in 2020 wieder mehr Kapazität in Betrieb gehen wird. Mit rund 2.200 MW bleibt der Zubau jedoch auch im Jahr 2020 vergleichsweise gering.

Die Modellierung der Kapazitätsentwicklung der Jahre 2020 bis 2025 erfolgt mit Hilfe des enervis-Auktionsmodells für Windenergie an Land, dem Daten zu Windenergieanlagen mit Genehmigung, zu im Genehmigungsverfahren befindlichen Anlagen sowie zu noch realisierbaren Flächenpotenzialen in den jeweiligen Regionalplänen zugrunde liegt. Neben den Kapazitätsdaten verwendet das enervis-Auktionsmodell detaillierte Kostenparameter für mehr als 100 Windenergieanlagencluster sowie hochaufgelöste Winddaten, mit denen die Standortgüte bewertet wird. Mit Hilfe des enervis-Auktionsmodells werden für zukünftige Ausschreibungsrunden bis 2025 die angebotsseitig zur Verfügung stehenden Leistungen und die sich aus Angebot und Nachfrage ergebende Wettbewerbssituation modelliert.

⁵ Hierin wurde generell die Vorlage einer BImSchG-Genehmigung zur Teilnahmevoraussetzung für alle Bieter gemacht, also auch für Bürgerenergieprojekte.

Daraus ergibt sich eine fundamentale Abschätzung der Zuschlagswerte und Vergütungshöhen. Diese stellen die Grundlage für die Zubauentwicklung sowie die Vergütungen der bezuschlagten Anlagen bis 2025 dar. Die Analyse vergangener Auktionsrunden sowie des zukünftig zu erwartenden Angebotspotenzials ergibt, dass die Situation einer systematischen Unterdeckung der Ausschreibungen vorerst erhalten bleiben wird. Dies unterstellt die aktuelle Rechtslage, dass aufgrund mangelnden Angebotes nicht bezuschlagte Ausschreibungsmengen stets mit drei Jahren Zeitverzug erneut in die Ausschreibung gehen und damit in Zukunft die Auktionsvolumina deutlich erhöhen. Unter dieser Prämisse wird im Rahmen der Studie davon ausgegangen, dass für den Großteil des Betrachtungszeitraumes eine Unterdeckung der Ausschreibungen bestehen bleibt. Die Nachfrage- und Angebotsmenge wird über die drei abgebildeten Szenarien stabil gehalten; eine Variation erfolgt über die Realisierungsquoten.

Die Zuschlagspreise aus zukünftigen Ausschreibungen liegen in den als unterdeckt angenommenen Runden im Bereich des aktuellen Höchstpreises von 6,2 ct/kWh, der bis zum Jahr 2025 in dieser Studie als Annahme gesetzt wird. Erst gegen Ende des Betrachtungszeitraumes sinken die angenommenen durchschnittlichen Zuschlagswerte unter den Höchstwert. Die regionale Verteilung der zukünftigen Inbetriebnahmen orientiert sich an den im enervis-Auktionsmodell ermittelten Ausschreibungsergebnissen und den dahinterliegenden Daten zu Genehmigungsverfahren und Windvorranggebieten, welche jeweils eine konkrete räumliche Zuordnung haben.

Die drei Szenarien für diese Studie werden über das Winddargebot variiert (siehe nachfolgendes Kapitel), wobei im oberen Szenario ein höheres Winddargebot unterstellt wird und im unteren Szenario ein schwächeres, jeweils im realistischen Bereich historischer Daten rund um das Trend-Szenario. Neben der Variation über das Winddargebot findet eine Differenzierung über die Realisierungsquoten von bezuschlagten Anlagen und Stilllegungsquoten bzw. den Anteil des Weiterbetriebs von Windenergieanlagen, die das Ende der Förderdauer nach EEG erreichen, statt.

Die Umsetzungsquote wird neben der Differenzierung in den Szenarien zwischen Bürgerenergieprojekten ohne Genehmigung mit einem Zuschlag aus 2017 und Projekten mit einem Zuschlag nach 2017 (mit BlmSchG-Pflicht) differenziert. Im Trend-Szenario liegt die Umsetzungsquote von bezuschlagten Windenergieanlagen mit einer Genehmigung bei 95 %, bei Bürgerenergieprojekten mit Zuschlag vor 2018 bei 40 %. Im oberen Szenario liegen die angenommenen Umsetzungsquoten in beiden Rubriken um 5 % beziehungsweise 10 % höher, im unteren Szenario entsprechend niedriger.

Die Unterschiede in den Umsetzungsquoten sind den Unterschieden in den Zuschlagsverfahren geschuldet: Während ein Zuschlag für eine Windenergieanlage mit BlmSchG-Genehmigung mit hoher Wahrscheinlichkeit realisiert werden kann, da bereits die vollständige Genehmigung vorliegt, fehlt für viele Bürgerenergiezuschläge aus 2017 noch eine rechtskräftige Genehmigung. Weiterhin kann entlang aktueller Ausschreibungsergebnisse geschlussfolgert werden, dass in 2017 als Bürgerenergieprojekte bezuschlagte Gebote nach Erlangung einer Genehmigung erneut an Ausschreibungen teilnehmen und darüber eine wirtschaftliche Optimierung stattfindet. Diese Gründe weisen auf eine vergleichsweise hohe Nichtrealisierungsquote von Bürgerenergieprojekten hin, was in den Szenarien für die vorliegende Studie berücksichtigt wird.

Neben der Umsetzungswahrscheinlichkeit wird auch der Inbetriebnahme-Zeitpunkt bei Bürgerenergieprojekten und Windenergieanlagen mit einem Zuschlag nach 2017 unterschieden. Dabei werden die gesetzlichen Realisierungsfristen berücksichtigt. Bürgerenergieprojekte gehen in den Monaten 36 bis 48 nach Zuschlag in Betrieb; Zuschläge mit BlmSchG-Genehmigung gehen in den Monaten 12 bis 24 nach Zuschlag in Betrieb. Diese Annahmen sind über alle drei Szenarien identisch.

Für Zuschläge aus Ende 2019 und 2020 gelten aufgrund der COVID-19-Pandemie verlängerte Inbetriebnahmeregeln; diese werden in der Studie entsprechend abgebildet. Für den Anteil der bezuschlagten Windenergieanlagen, die entsprechend der angenommenen Umsetzungsquote nicht in Betrieb gehen, werden Pönalen von 30 €/kW fällig. Für die Studie wird unterschieden nach bereits erteilten Zuschlägen und für die Zukunft erwarteten. Vergütungshöhen historischer Zuschläge werden über die durchschnittliche Zuschlagshöhe der jeweiligen Auktionsrunde ermittelt. Zukünftige Zuschläge werden im Rahmen der Auktionsmodellierung (siehe Erläuterung oben) bestimmt und erhalten jeweils den entsprechenden mittleren Zuschlagswert aus der modellierten Auktionsrunde.

Zur Berechnung des konkreten anzulegenden Werts (also der Vergütungshöhe), erfolgt eine landkreisscharfe Zuordnung der Standorte von Windenergie an Land zu den in der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen gesetzlich bestimmten Höchstpreiszonen (vgl. entsprechende Verordnung, Anlage 3 zu § 15 GemAV Höchstwertgebiete). Diese orientieren sich an der mittleren Windgeschwindigkeit in 140 m Höhe und bilden somit die Standortgüte deutschlandweit nach einer einheitlichen Methodik ab.

Aus der GemAV wird für diese Studie eine Unterteilung in drei mittlere anzuwendende Korrekturfaktoren (100 %, 116 % und 129 %) abgeleitet; damit werden die standortspezifischen Vergütungshöhen entlang der mittleren Zuschlagshöhen berechnet. Die Einteilung der drei Zonen ist in nachstehender Abbildung dargestellt; die Zuordnung erfolgt landkreisscharf.

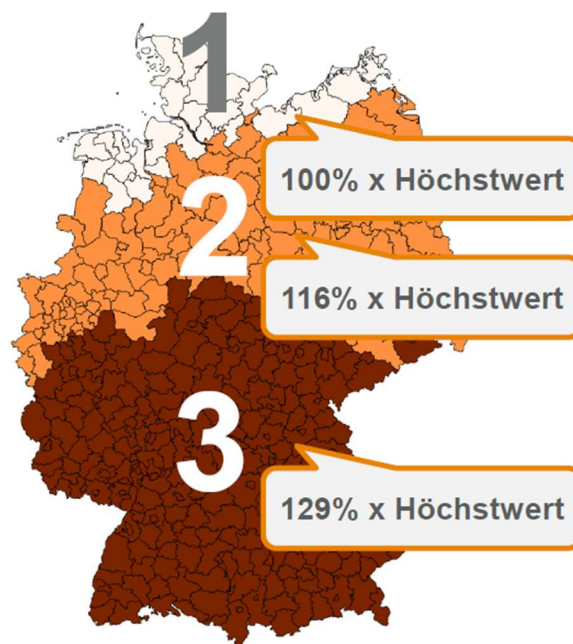


Abbildung 32: Höchstwertregionen der GemAV mit Standortgütefaktor

Neben den Umsetzungswahrscheinlichkeiten und dem Winddargebot werden zwischen den drei untersuchten Szenarien zusätzlich die Annahmen zum Weiterbetrieb bzw. zur Stilllegung von Windenergieanlagen variiert. Annahmegemäß werden Windenergieanlagen frühestens mit Ende ihrer Förderdauer stillgelegt. Auf Basis der bei enervis vorhandenen Datenlage zu Wind-Vorranggebieten in Deutschland liegen rund 50 % dieser Altanlagen in aktuell gültigen Vorranggebieten. Altanlagen, die in Vorranggebieten liegen, werden unter der Prämisse einer höheren Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen annahmegemäß repowert, das heißt stillgelegt.

Der Teil der Altanlagen, der außerhalb ausgewiesener Vorranggebiete liegt, ist aus genehmigungsrechtlicher Sicht zum heutigen Zeitpunkt für ein Repowering nicht geeignet. Für diese Anlagen bietet sich somit ein Weiterbetrieb an, wobei keine EEG-Vergütung mehr gezahlt wird, sondern die Anlage sich alleine durch Strommarkterlöse finanziert (sonstige Direktvermarktung).

Ein Weiterbetrieb ist jedoch ökonomisch nur sinnvoll, wenn die Betriebskosten der Windenergieanlage von den Stromerlösen mindestens gedeckt werden können. Dies stellt sich aufgrund der kurz- und mittelfristig gesunkenen Strompreise und Marktwerte derzeit schwieriger dar, als beispielsweise noch in 2019 erwartet. Im Trend-Szenario wird daher davon ausgegangen, dass eine Betriebskostendeckung alleine durch Strommarkterlöse nur für 60 % der nicht repoweringfähigen Anlagen außerhalb von Vorranggebieten gegeben ist und diese somit weiterbetrieben werden können; 40 % werden nach Ende der 20-jährigen EEG-Vergütung somit stillgelegt. Dies bedeutet eine Weiterbetriebsquote von rund 33 % der ausgeführten Leistung im betrachteten Zeitraum im Trend-Szenario. Im oberen Szenario werden annahmegemäß 80 % der nicht für Repowering geeigneten Anlagen weiterbetrieben, dies bedeutet eine Weiterbetriebsquote von rund 44 % der ausgeführten Leistung. Im unteren Szenario beträgt die Annahme für den Weiterbetrieb nicht repoweringfähiger Anlagen lediglich 40 %, bezogen auf die Gesamtleistung ausgeführter Anlagen werden damit rund 22 % weiter betrieben und der Rest wird stillgelegt.

Die Weiterbetriebsdauer wird in allen drei Szenarien mit fünf Jahren angesetzt. Dieser Zeitraum erscheint technisch als mittlere Weiterbetriebsdauer realistisch. Ausgeführte Anlagen erhalten im Weiterbetrieb nach dem hier unterstellten Stand des EEG 2017 keine Förderung und werden somit der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet.

Über alle Szenarien hinweg gelten die folgenden Regelungen zu den Ausschreibungen aus dem EEG 2017: nicht bezuschlagte Mengen werden im dritten darauffolgenden Jahr wieder ausgeschrieben. So wird beispielsweise die nicht bezuschlagte Leistung aus den technologiespezifischen Auktionen aus 2020 in 2023 erneut ausgeschrieben (vgl. § 28 ff. EEG 2017). Dabei werden die bereits festgelegten Ausschreibungsrunden anteilig um die unterdeckte Leistung erhöht; dies wird im enervis-Auktionsmodell für die Prognose im Rahmen der Studie entsprechend abgebildet. Es wird unterstellt, dass alle Zuschläge im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung und der Innovationsausschreibung an PV-Projekte gehen, in der Innovationsausschreibung teilweise PV mit Speichern. Hintergrund für diese Annahme sind die stetig sinkenden Stromgestehungskosten für PV und das für Windenergie an Land derzeit attraktivere Wettbewerbsumfeld in den technologiespezifischen Ausschreibungen.

Im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibung gilt die Regelung, dass die bezuschlagte Menge jeweils im folgenden Jahr zu 50 % von den technologiespezifischen Ausschreibungen Windenergie an Land und PV abgezogen wird – unabhängig von der tatsächlich realisierten Technologieverteilung der Zuschläge. Auch diese Regelung wird in der Studie entsprechend berücksichtigt.

Zu grenzüberschreitenden Ausschreibungen liegen zum aktuellen Zeitpunkt keine quantifizierbaren gesetzlichen Vorgaben vor; es werden deshalb keine weiteren grenzüberschreitenden Ausschreibungen für den Zeitraum bis 2025 unterstellt. Ausnahmen vom Ausschreibungssystem bestehen für Pilotwindanlagen und werden in der vorliegenden Studie berücksichtigt. In den letzten Jahren lag die Kapazität von Pilotwindanlagen bei rund 100 MW pro Jahr. Diese Größe wird auch für die kommenden Jahre unterstellt. Dabei differenziert sich die auszuzahlende Vergütungshöhe für Pilotwindanlagen nach Marktsituation: Wird in den Ausschreibungen ein Niveau nahe dem Höchstwert erzielt, so ist dies auch für Pilotwindanlagen attraktiv und sie werden den Ausschreibungen zugeschlagen.

Findet hingegen eine wettbewerbliche Preisbildung statt, so nehmen die Pilotwindanlagen nach gültiger EEG-Regelung eine Vergütung als Mittelwert der vergangenen Auktionsrunden in Anspruch (vgl. § 22a EEG 2017).

Die aus den beschriebenen Prämissen prognostizierten Zubau- und Rückbauwerte der Kapazität von Windenergie an Land sind in nachstehender Tabelle dargestellt.

Leistung Prognose [MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario						
Zubau	2.241	2.341	3.086	2.947	3.345	3.393
Rückbau	-	2.371	1.602	1.913	1.801	1.366
Bestand Jahresende	55.255	55.225	56.709	57.742	59.287	61.314
Oberes Szenario						
Zubau	2.447	2.595	3.248	3.102	3.521	3.572
Rückbau	-	1.945	1.330	1.597	1.526	1.159
Bestand Jahresende	55.461	56.110	58.028	59.533	61.528	63.941
Unteres Szenario						
Zubau	2.036	2.088	2.923	2.792	3.169	3.215
Rückbau	-	2.797	1.875	2.229	2.076	1.573
Bestand Jahresende	55.050	54.341	55.389	55.952	57.045	58.687

Tabelle 22: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie an Land

In 2021 wird im Trend-Szenario ein Zubau neuer Anlagen von rund 2.340 MW erwartet; 2022 und 2023 liegt der Zubau dann bei rund 3.000 MW pro Jahr, 2024 und 2025 mit gut 3.300 MW noch etwas darüber. Der Rückbau variiert ab 2021 pro Jahr und Szenario in Abhängigkeit der ausgeführten Kapazität sowie der Annahmen für Stilllegung beziehungsweise Weiterbetrieb. Besonders im Jahr 2021 ist die absolute Rückbaumenge vergleichsweise hoch, im Trend-Szenario rund 2.370 MW. Daraus ergibt sich für 2021 eine Stagnation der gesamten installierten Kapazität für Wind an Land.

Basierend auf den oben beschriebenen Prämissen für Stilllegung und Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach dem Ende ihrer EEG-Vergütung wird im Trend-Szenario im Mittel für 33 % der ausgeführten Anlagen ein Weiterbetrieb unterstellt, der Rest wird stillgelegt. Dies bedeutet für das Jahr 2021 für rund 1.300 MW einen Weiterbetrieb, in 2022 sind es rund 820 MW, 2023 rund 950 MW, 2024 rund 830 MW und 2025 rund 620 MW, die weiterbetrieben werden. Diese Mengen werden der sonstigen Direktvermarktung zugewiesen (vergleiche hierzu Kapitel 3.7.5). Die zugehörigen Stilllegungen in MW sind in obenstehender Tabelle 22 ausgewiesen. Diese zeigt auch die im Jahr 2025 installierte Gesamtleistung für Windenergie an Land im Trend-Szenario von rund 61,3 GW.

3.7.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für Windenergie an Land wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu findet sich in Kapitel 2.3. Die entsprechenden VBh für das Jahr 2021 in monatscharfer Darstellung sind in nachstehender Abbildung dargestellt. Es ist im unterjährigen Verlauf zu erkennen, dass die VBh im Winter wesentlich höher liegen als in den Sommermonaten. Dies entspricht auch den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren und stellt die typische Saisonalität für Windenergie an Land dar.

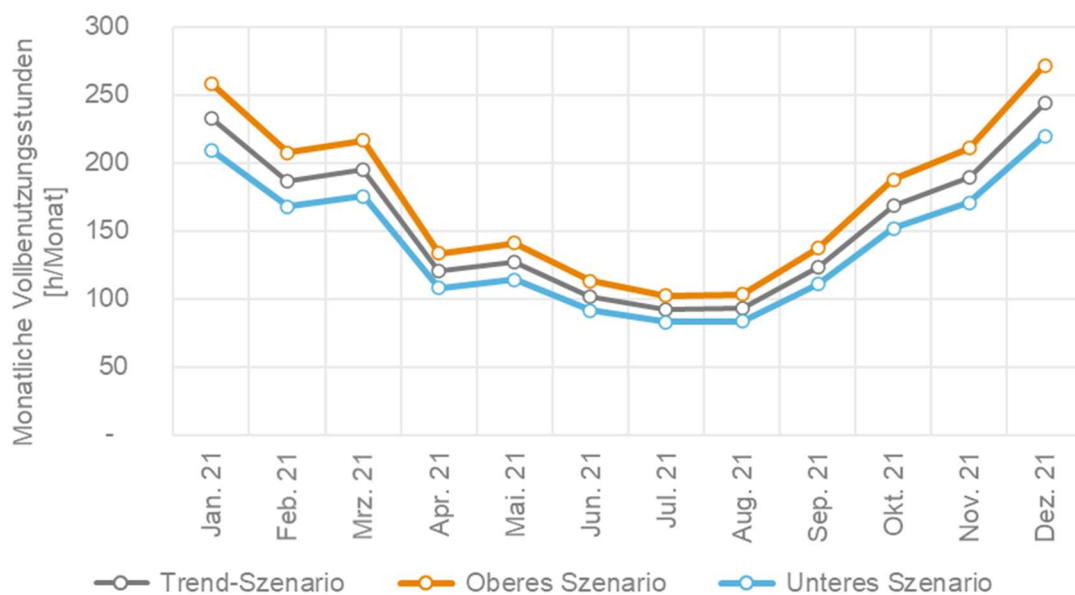


Abbildung 33: Monatliche VBh im Jahr 2020 für für Windenergie an Land

Die resultierende Stromerzeugung und die entsprechenden mittleren VBh für die Jahre 2019 bis 2025 zeigt die folgende Tabelle.

VBh und Stromerzeugung	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.886	2.004	1.872	1.918	1.969	2.025	2.064
Stromerzeugung [GWh/a]	99.184	108.080	101.186	106.184	110.945	116.851	123.404
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.886	2.104	2.082	2.133	2.186	2.246	2.288
Stromerzeugung [GWh/a]	99.184	113.687	114.208	120.718	126.926	134.441	142.608
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.886	1.915	1.684	1.727	1.776	1.829	1.865
Stromerzeugung [GWh/a]	99.184	103.112	89.738	93.470	97.019	101.570	106.760

Tabelle 23: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Windenergie an Land

Die deutschlandweiten mittleren VBh steigen dabei von 1.886 Stunden im Jahr 2019 auf 2.064 Stunden im Jahr 2025 im Trend-Szenario an. Dies liegt insbesondere an den Entwicklungen im deutschlandweiten Windenergieportfolio, wobei alte Anlagen mit kleineren Rotordurchmessern und Nabenhöhen durch Stilllegung herausfallen und der Neubau von Anlagentypen neuerer Anlagenklasse mit hohen Nabenhöhen und großen Rotoren und damit deutlich überdurchschnittlichen VBh erfolgt.

Die VBh des Portfolios erhöhen sich damit über den Betrachtungszeitraum und die angenommene Stromerzeugung steigt durch die steigenden mittleren VBh ebenfalls an. Zusätzlich wird durch den angenommenen Netto-Leistungszuwachs insgesamt mehr Strom erzeugt. Lag die Stromerzeugung aus Windenergie an Land im Jahr 2019 noch bei rund 99,2 TWh im Trend-Szenario, so steigt sie bis zum Jahr 2025 auf rund 123,4 TWh. Das Jahr 2020 zeigt in den Szenarien höhere VBh als das Jahr 2021; dies liegt in erster Linie an den verwendeten realen Erzeugungsdaten für das erste Halbjahr 2020, wobei vor allem der Februar 2020 besonders windstark war.

3.7.4 Marktwertfaktoren

Die Stromerzeugung von Windenergieanlagen an Land ist volatil und von einer hohen Gleichzeitigkeit geprägt. In Zeiten mit viel Windstromerzeugung liegt durch den sogenannten „Merit-Order-Effekt“ der Windstromerzeugung der Marktwert von Windenergie daher deutlich unter dem durchschnittlichen Strompreis (Basepreis) an der EPEX Spot. Weiterhin führt auch die typische untertägige Erzeugungsstruktur des Windstroms über den Tag dazu, dass systematisch Marktwerte unterhalb der mittleren Strompreise erwirtschaftet werden. Diese Effekte sind saisonal unterschiedlich stark ausgeprägt: In Wintermonaten mit höherer Windstromerzeugung sind die relativen Marktwerte als Anteil am Basepreis tendenziell niedriger als in Sommermonaten mit geringerer Windstromerzeugung. Im Rahmen der Studie wurden unter Verwendung des oben dargestellten Strommarktmodells und unter Verwendung der synthetischen Wetterjahre folgende Marktwertfaktoren für Windenergieanlagen an Land berechnet. Dabei stellt nachstehende Abbildung die jeweiligen Profilwerte für das Prognose-Zieljahr 2021 auf Monatsebene dar. Der Marktwertfaktor multipliziert mit den Base-Strompreisen ergibt sodann die erwarteten Erlöse des deutschlandweiten Portfolios für Windenergie an Land.

Der Jahres-Marktwertfaktor für das gesamte Jahr 2021 liegt bei rund 87 % und damit etwas höher als in den letzten Jahren. Dies liegt insbesondere am verwendeten mittleren Windjahr für die Prognose der Marktwertfaktoren für das Jahr 2021, welches im Vergleich zu den historisch überdurchschnittlich starken Windjahren zuvor schwächer ausfällt (d. h. wieder näher am langjährigen Mittel liegt, welches für die Prognose in der vorliegenden Studie verwendet wird). Hinzu kommt ein Kapazitätsrückgang konventioneller Kapazitäten, insbesondere Kohle und Kernenergie, so dass das durchschnittliche Strompreisniveau wieder ansteigt und die relativen Marktwertfaktoren mit erhöht, da sich die Strompreisstruktur punktuell verändert. In den Wintermonaten liegen die relativen Marktwerte niedriger als im Sommer, was der Saisonalität der Windstromerzeugung geschuldet ist und der Erwartung entspricht.

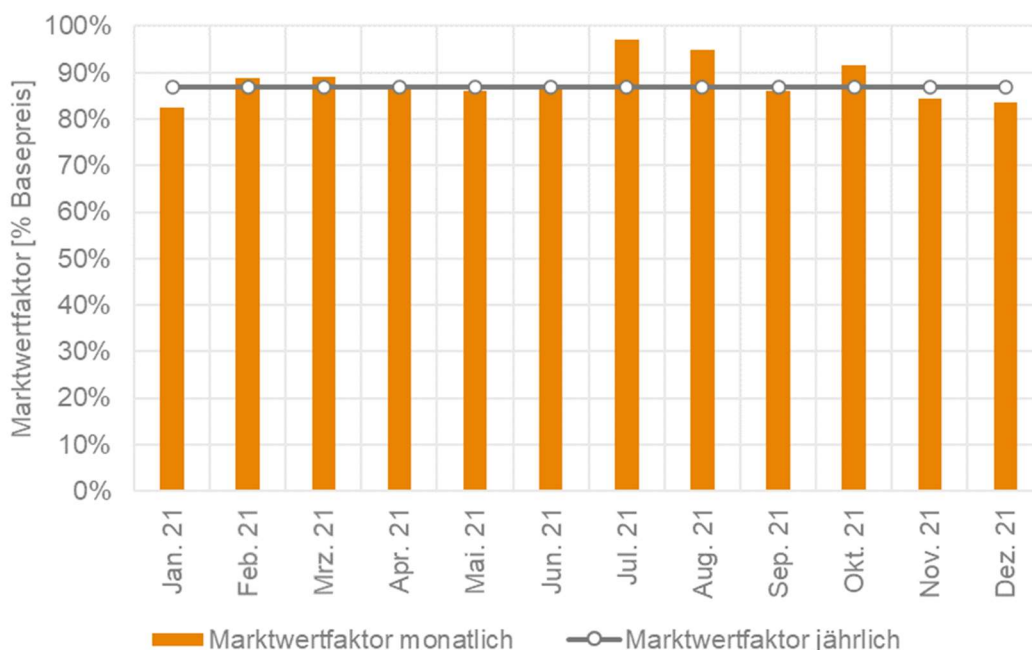


Abbildung 34: Marktwertfaktoren im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie an Land

Nachstehende Abbildung zeigt die Entwicklung der Jahresmarktwertfaktoren für Windenergie an Land für die drei Szenarien bis zum Jahr 2025.

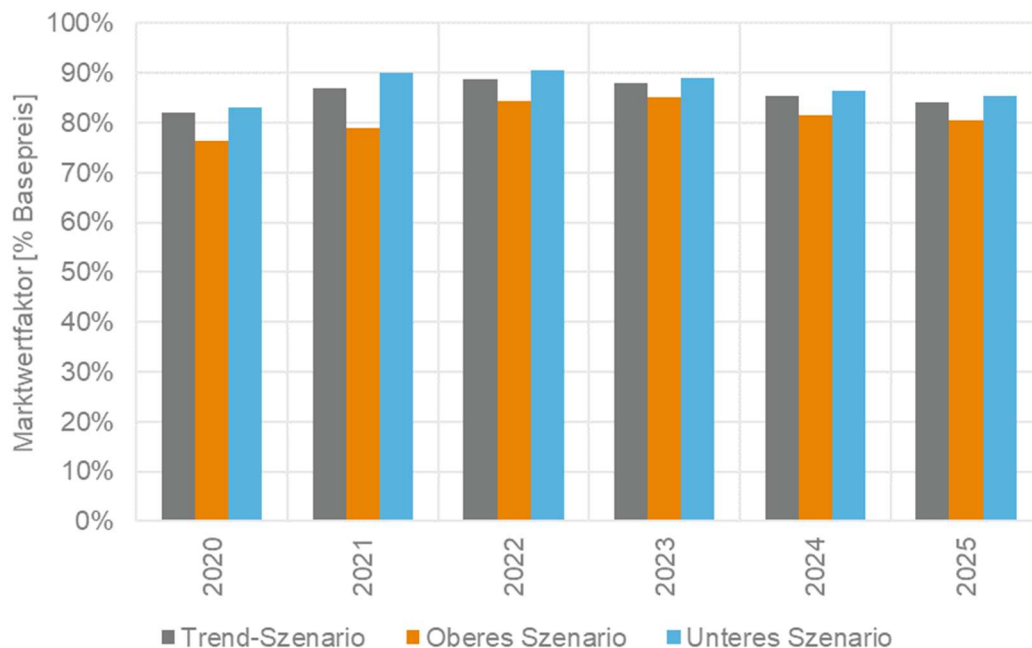


Abbildung 35: Jährliche Marktwertfaktoren für Windenergie an Land 2020 - 2025

Während die Marktwertfaktoren insbesondere in den Jahren bis 2022 ansteigen, sinken sie ab 2023 bis 2025 wieder kontinuierlich ab. Der Anstieg der Marktwertfaktoren für Windenergie an Land wird insbesondere durch steigende Strompreise, eine dabei veränderte Preisstruktur aufgrund von Veränderungen im Kraftwerkspark, sowie einen vergleichsweise geringen Kapazitätszuwachs von Windenergie an Land getrieben. Weiterhin spielen strukturelle Veränderungen im Strommarkt eine Rolle, da Kohle- und vor allem Kernenergiekapazitäten in den kommenden zwei Jahren den Markt verlassen. Die relative Wertigkeit von Windstrom gewinnt so vorübergehend im Strommarkt. Ab dem Jahr 2022 ist das Maximum in diesem Zeitraum erreicht und die Marktwertfaktoren sinken mit dem zunehmenden Kapazitätsaufbau von Wind an Land. Dies entspricht der energiewirtschaftlichen Erwartung für den mittel- bis langfristigen Zeitraum.

Aus den unterschiedlichen Annahmen bzgl. Leistungsausbau und den unterschiedlich hohen Winddargeboten sowie den unterschiedlichen resultierenden Strompreisen ergeben sich im oberen Szenario niedrigere und im unteren Szenario höhere Marktwertfaktoren, was ebenfalls der energiewirtschaftlichen Erwartung entspricht.

3.7.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Durch die Ermittlung der Vergütungshöhe über Ausschreibungen im Rahmen des EEG 2017 erfolgt für neu zugebaute Anlagen eine Förderung ausschließlich im Rahmen der vergüteten Direktvermarktung (mit Ausnahme von Klein- und Pilotanlagen, die jedoch nicht in nennenswertem Umfang zugebaut werden). Anlagen, die für den Weiterbetrieb zur Verfügung stehen und den Weiterbetrieb auch wirtschaftlich realisieren können, wechseln anlagenscharf nach Wegfall der EEG-Vergütung in die sonstige Direktvermarktung; erstmals erfolgt dies zum 01.01.2021 in größerem Umfang.

In nachstehender Abbildung ist die Verteilung der Veräußerungsformen für Windenergie an Land für 2020 bis 2025 sowie für die jeweiligen Szenarien dargestellt.

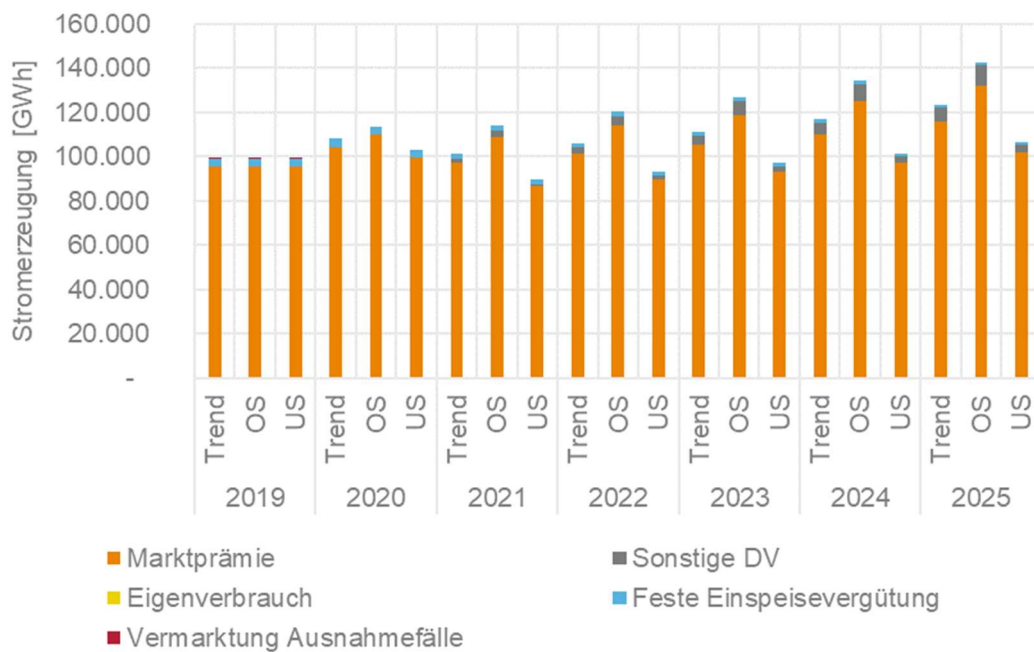


Abbildung 36: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Windenergie an Land

Der Großteil der Vergütung entfällt auf die in der geförderten Direktvermarktung anfallende Marktprämie. Ein geringer Anteil entfällt auf die feste Einspeisevergütung. Ab 2021 ist aus dem Weiterbetrieb mit steigenden Mengen in der sonstigen Direktvermarktung zu rechnen, die im Trend-Szenario bis 2025 auf rund 6.200 GWh ansteigen.

3.7.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Entwicklung der Förderzahlungen für Windenergie an Land, geordnet nach Veräußerungsform, stellt sich wie folgt dar.

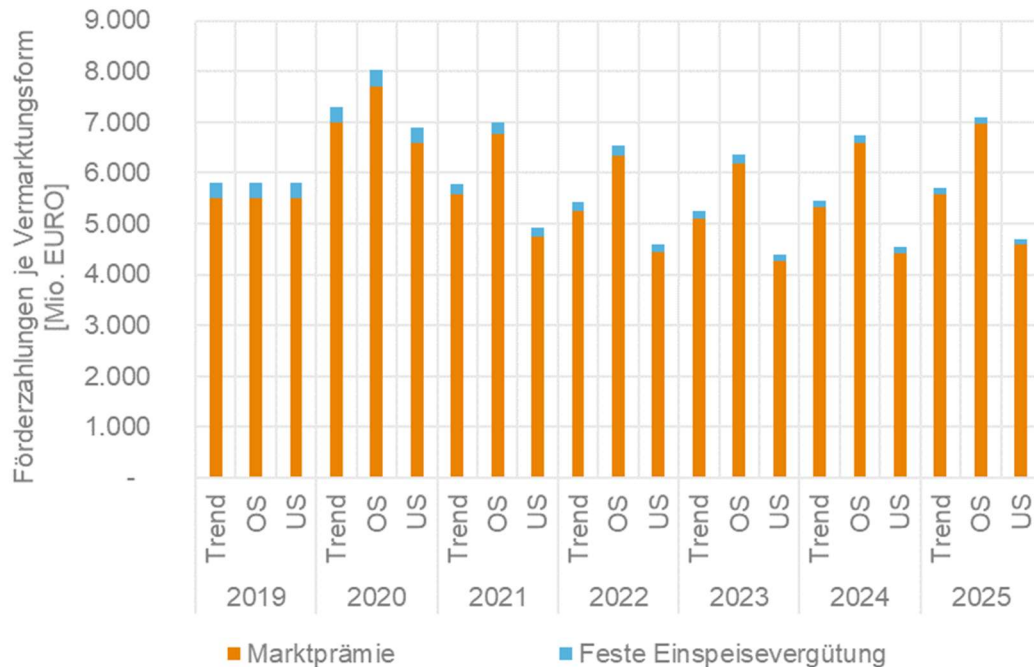


Abbildung 37: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Windenergie an Land

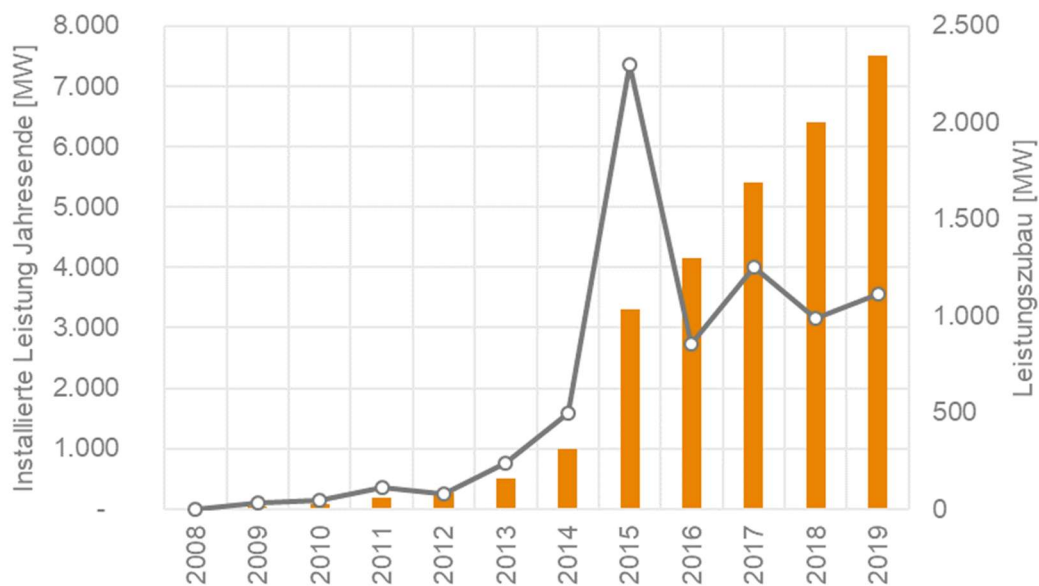
Absolut gesehen sinken die Vergütungszahlungen, da ältere Anlagen mit hohen Vergütungssätzen das Ende ihrer Vergütungsdauer erreichen und tendenziell durch neuere Anlagen mit niedrigeren Vergütungen ersetzt werden. Parallel dazu steigen die absoluten Vermarktungserlöse tendenziell an und reduzieren daher die Marktprämienzahlungen.

Seit dem Jahr 2020 fallen für Wind an Land keine vNNE-Zahlungen mehr an.

3.8 Windenergie auf See

3.8.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Der Ausbau der Windenergie auf See hat in Deutschland in den Jahren 2010 und 2011 mit der Inbetriebnahme des Windparks Alpha Ventus begonnen. Seitdem war ein stetig wachsender Zubau bis zum Jahr 2015 zu verzeichnen, das mit 2.295 MW den bisher höchsten Zuwachs zeigte. In den Jahren 2016 bis 2019 lag der jährliche Zubau zwischen rund 800 MW und 1.300 MW. Die installierte Leistung für Windenergie auf See lag Ende 2019 bei 7.503 MW. Die historische Leistungsentwicklung ist in nachstehender Abbildung dargestellt.



Leistung [MW]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Netto Zubau	-	35	45	108	80	240	493	2.297	855	1.253	987	1.111
Bestand Jahresende	-	35	80	188	268	508	1.001	3.298	4.153	5.406	6.393	7.503

Abbildung 38: Historische Leistungsentwicklung für Windenergie auf See

3.8.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025

Für die vorliegende Studie ist der zukünftige Zubau für Wind auf See anlagenscharf auf Basis der Veröffentlichungen von Anlagenbetreibern und Branchenverbänden recherchiert und mit den Daten zur Inbetriebnahme der Netzanbindungen der ÜNB abgeglichen worden. Da Windparks auf See selten vollständig zu einem Zeitpunkt, sondern meist Schritt für Schritt in Betrieb genommen werden, erfolgt die Inbetriebnahme in dieser Studie annahmegemäß jeweils kontinuierlich über einen Zeitraum von vier Monaten, bei großen Clustern über sechs Monate und bei kleineren Parks über nur drei Monate. Aus den anlagenscharfen Zubauplänen ergibt sich in den Jahren 2020 und 2021 kein Leistungszuwachs.

Die ersten Windparks auf See, die per Ausschreibungsverfahren bezuschlagt wurden, werden in den Szenarien dieser Studie ab dem Jahr 2022 in Betrieb genommen. Der Großteil der Projekte mit Zuschlägen in den Ausschreibungsrunden 2017 und 2018 wird dann in den Jahren 2023 bis 2025 ans Netz angeschlossen. Zukünftige Ausschreibungen Anfang der 2020er Jahre spielen für den betrachteten Zeitraum der Studie bis 2025 keine Rolle, da diese frühestens ab dem Jahr 2026 in Betrieb gehen werden.

Für das obere und das untere Szenario wird angenommen, dass sich der Zubau-Zeitraum einzelner Windparks gegenüber dem Trend-Szenario jeweils um drei Monate nach vorne bzw. nach hinten verschiebt. Nachfolgende Tabelle zeigt die in der Studie unterstellte Leistungsentwicklung bis zum Jahr 2025. Im Trend-Szenario sind im Jahr 2025 insgesamt 10.865 MW Windenergie auf See installiert. Ein Rückbau findet nicht statt.

Leistung Prognose [MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario						
Zubau	244	-	342	975	900	900
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	7.748	7.748	8.090	9.065	9.965	10.865
Oberes Szenario						
Zubau	244	-	466	1.032	1.395	225
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	7.748	7.748	8.213	9.245	10.640	10.865
Unteres Szenario						
Zubau	244	-	342	546	1.165	1.065
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	7.748	7.748	8.090	8.635	9.800	10.865

Tabelle 24: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie auf See

3.8.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für Windenergie auf See wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu findet sich in Kapitel 2.3. Die entsprechenden Monats-VBh für das Jahr 2021 sind in nachstehender Abbildung dargestellt.

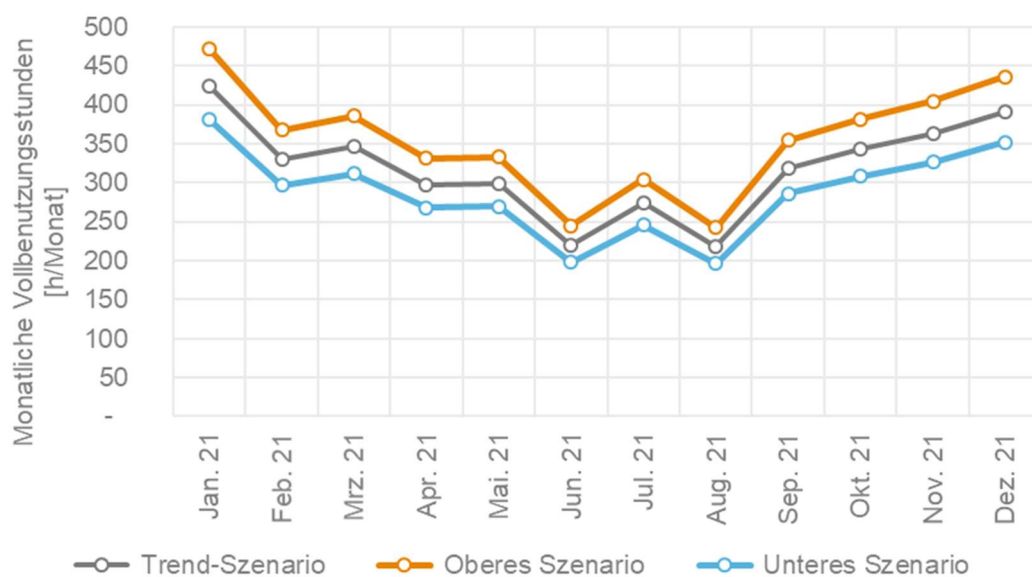


Abbildung 39: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Windenergie auf See

Im unterjährigen Verlauf ist zu erkennen, dass die VBh im Winter wesentlich höher liegen als in den Sommermonaten. Dies entspricht auch den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren. Der Monat Juli ist dabei windreicher als der Juni und August, was der Methodik des synthetischen Wetterjahres geschuldet ist.

Die Höhe der monatlichen VBh liegt in der Größenordnung 200 bis 500, was rund doppelt so viel ist wie die VBh für Windenergie an Land. Das obere Szenario liegt aufgrund des höheren Winddargebots rund 10 % oberhalb des Trend-Szenarios; das untere Szenario liegt rund 10 % darunter. In nachstehender Tabelle sind die VBh sowie die resultierenden Stromproduktionsmengen der Windenergieanlagen auf See zusammengefasst.

VBh und Stromerzeugung	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.518	3.868	3.825	3.831	3.855	3.907	3.941
Stromerzeugung [GWh/a]	24.379	29.790	29.639	30.247	32.712	37.229	42.297
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.518	4.084	4.259	4.270	4.302	4.360	4.387
Stromerzeugung [GWh/a]	24.379	31.465	32.997	34.062	37.613	42.872	47.669
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	3.518	3.676	3.440	3.442	3.460	3.505	3.538
Stromerzeugung [GWh/a]	24.379	28.301	26.654	26.897	28.626	32.461	37.171

Tabelle 25: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Windenergie auf See

Die VBh liegen im Trend-Szenario zwischen 2020 und 2025 in einem Bereich von rund 3.870 bis 3.940 Stunden pro Jahr. Eine leichte Steigerung der VBh über die Zeit ist zu verzeichnen, die sich aus dem Zubau neuer Anlagentypen mit größeren Rotordurchmessern ergibt. Die vergleichsweise hohen VBh im Jahr 2020 sind dem windstarken ersten Halbjahr 2020 geschuldet, welches bereits mit realen Daten in der Berechnung berücksichtigt wurde.

3.8.4 Marktwertfaktoren

Die Stromerzeugung von Windenergieanlagen auf See ist analog zu der von Windenergieanlagen an Land dargebotsabhängig, aufgrund der stetigeren Windverhältnisse auf See jedoch etwas weniger volatil. Die hohe Gleichzeitigkeit führt jedoch auch hier zu einem „Merit-Order-Effekt“ und somit Marktwertfaktoren, die unterhalb der durchschnittlichen Strompreise (Basepreise) liegen.

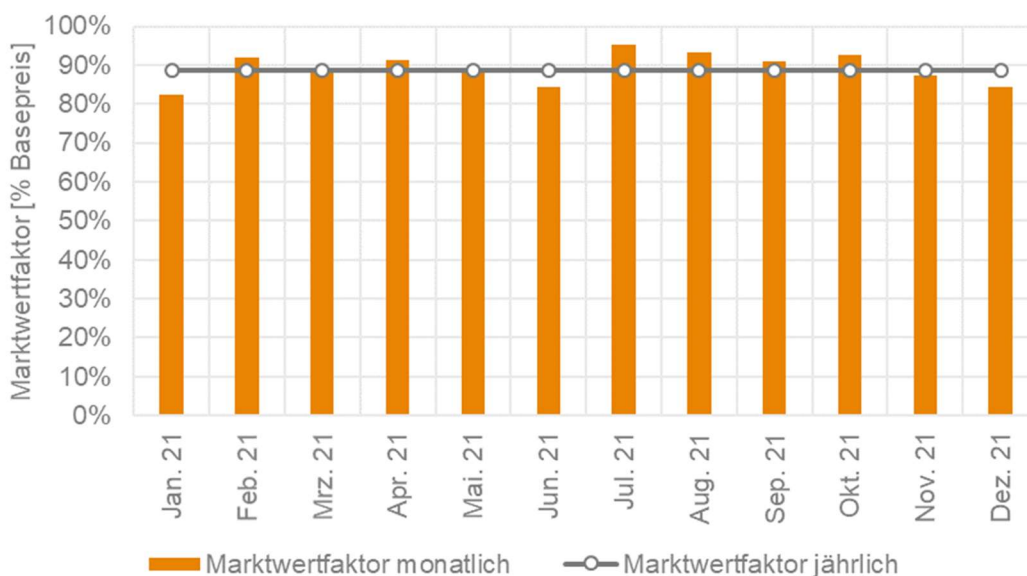


Abbildung 40: Marktwertfaktoren im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie auf See

Im Rahmen der Studie wurden unter Verwendung des oben dargestellten Strommarktmodells und unter Verwendung des synthetischen Wetterjahres für 2021 die in Abbildung 40 dargestellten monatlichen Marktwertfaktoren für Windenergieanlagen auf See berechnet. Dabei ist zu erkennen, dass die Marktwertfaktoren insgesamt über die Monate weniger schwanken als die Marktwertfaktoren für Windenergie an Land; dies liegt insbesondere am beständigeren Winddargebot auf See und der geringeren installierten Leistung, die auch zu einem insgesamt höheren durchschnittlichen Marktwertfaktor von rund 89 % in 2021 führt.

Der Verlauf der Marktwertfaktoren für die Jahre 2020 bis 2025 ist für alle drei Szenarien in nachstehender Abbildung dargestellt. Die Marktwerte liegen dabei für 2021 in den drei Szenarien im Bereich von 83 % bis 91 % und steigen dann leicht an. Ab 2023 zeigen sie eine abnehmende Tendenz bis 2025. Dies liegt insbesondere am Leistungszubau aus den EEG-Ausschreibungen der Jahre 2017 und 2018, der diesen Jahren zugeordnet ist.

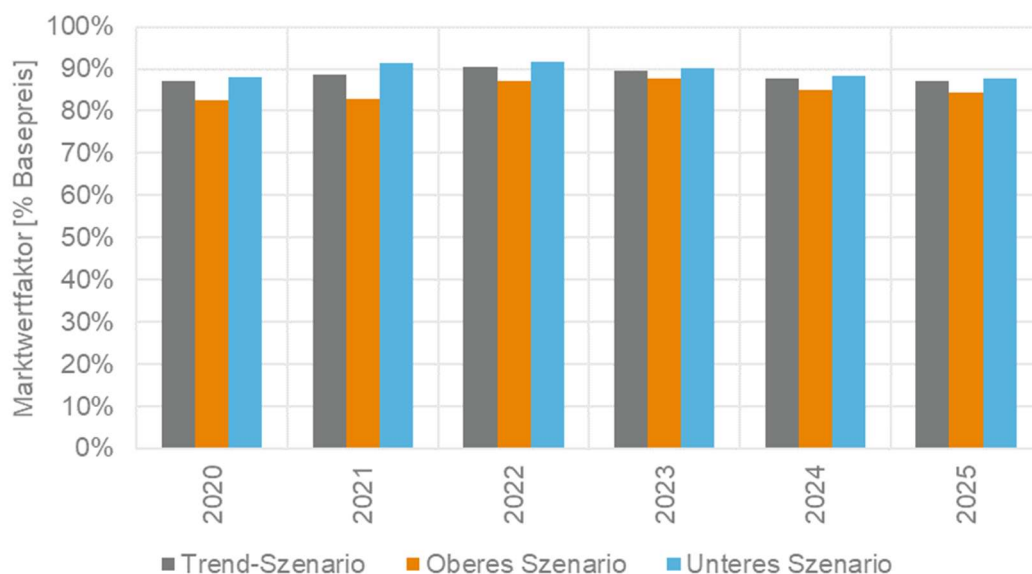


Abbildung 41: Jährliche Marktwertfaktoren für Windenergie auf See 2020 - 2025

3.8.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Strom aus Windenergieanlagen auf See wird durchweg nach dem Modell der vergüteten Direktvermarktung (Marktprämie) veräußert. Ab 2024 werden in der Prognose Stromerzeugungsmengen aus Neuanlagen zunehmend der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Dies betrifft die Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen in 2017 und 2018 Zuschläge mit Gebotspreisen von 0 ct/kWh erlangt haben. Sie erhalten im Rahmen des EEG-Marktprämienmodells keine Zahlungen. Die Entwicklung der entsprechenden Vergütungszahlungen für Windenergie auf See ist nach Jahr und Szenario differenziert in nachstehender Abbildung dargestellt.

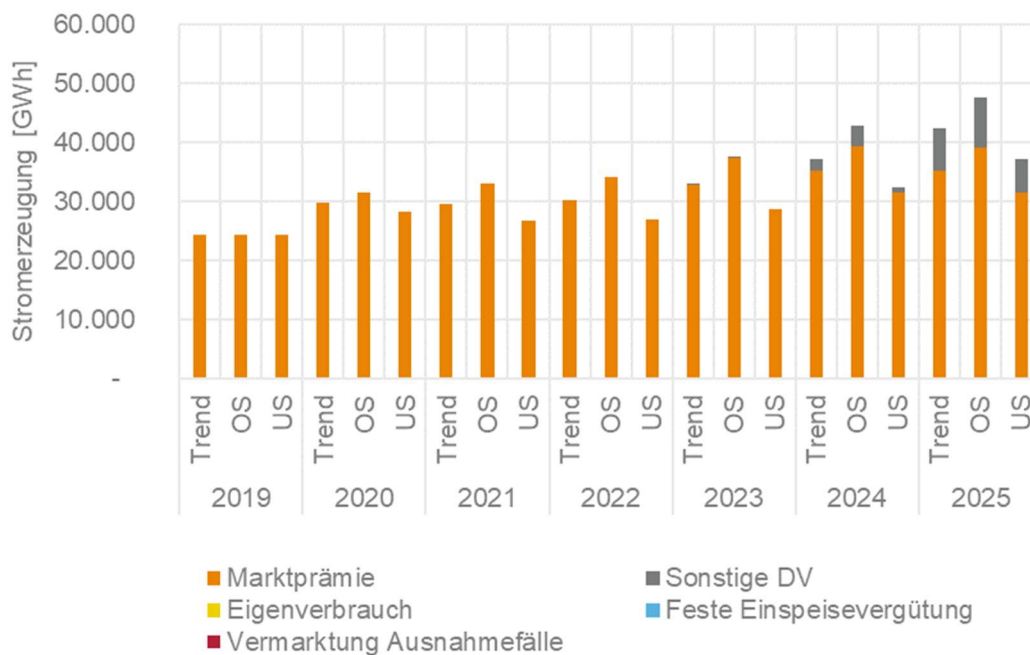


Abbildung 42: Stromezeugung nach Vermarktungsform für Windenergie auf See

3.8.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Vergütung bestehender Windparks auf See wird basierend auf den historischen Vergütungssätzen für die kommenden Jahre fortgeschrieben. Die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung aus dem Stauchungsmodell, welches eine erhöhte Anfangsvergütung für einen begrenzten Zeitraum und danach eine deutliche Absenkung der Vergütung beinhaltet, wird dabei windparkscharf auf Basis der jeweiligen Wassertiefen und Entfernungen zur Küstenlinie gemäß EEG bestimmt. In den Jahren 2023 und insbesondere 2024 laufen erste Windparks aus der erhöhten Anfangsvergütung des Stauchungsmodells.

Für Windparks auf See, die bis zur Mitte des Jahres 2020 in Betrieb gegangen sind und deren Vergütungshöhe noch nicht auf Basis von Ausschreibungen ermittelt wurde, werden im Rahmen der Studie die entsprechenden Vergütungssätze aus dem EEG 2014 bzw. dem EEG 2017 unterstellt. Dabei wird grundsätzlich die Anwendung des Stauchungsmodells angenommen. Für Anlagen, die auf der Basis von Ausschreibungen errichtet werden, wird die Vergütung pro Windpark anhand der zur Verfügung stehenden Betreiberinformationen und Pressemitteilungen festgelegt.

Die aus diesen Annahmen resultierende Entwicklung der Förderzahlung für Windenergie auf See ist in nachfolgender Abbildung für die drei Szenarien dargestellt.

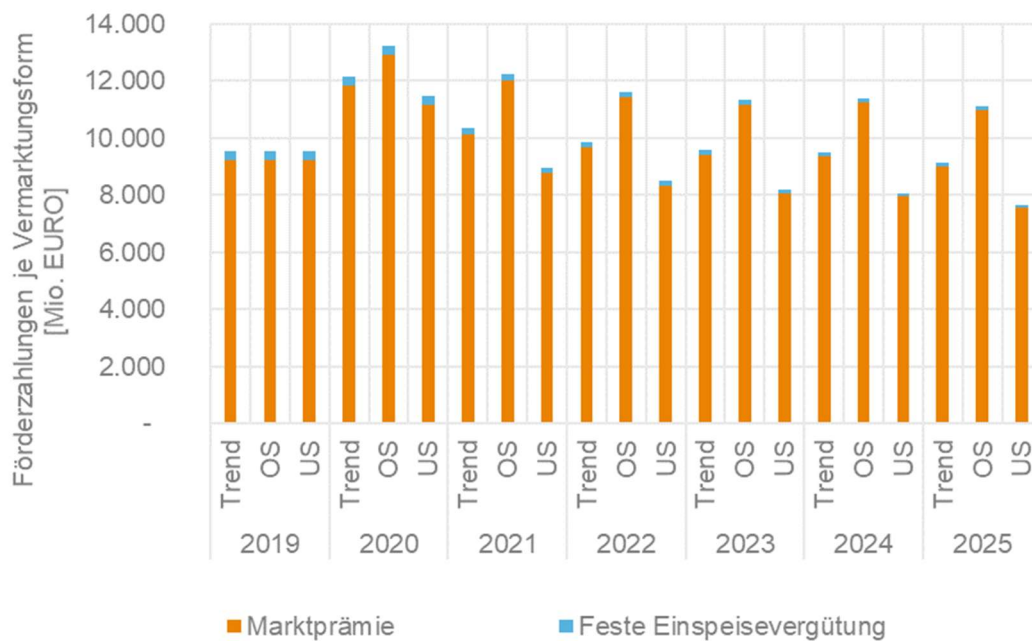


Abbildung 43: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Windenergie auf See

Beginnend mit dem Startjahr 2020 geht die Summe der Förderzahlungen sukzessive zurück. Das Absinken der Zahlungen zum Ende der Betrachtungsperiode ist vor allem auf das Auslaufen der hohen Anfangsvergütung von Windparks im Stauchungsmodell zurückzuführen. Hierbei wird die spezifische Vergütung der betroffenen Anlagen von einer Größenordnung um 19 ct/kWh auf 3,9 ct/kWh herabgesetzt, wodurch sich die Zahlungen entsprechend verringern.

Seit dem Jahr 2020 fallen für Wind auf See keine vNNE-Zahlungen mehr an.

3.9 Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Dieses Kapitel adressiert Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie (PV-Anlagen) auf und an Gebäuden und sonstigen baulichen Anlagen; diese werden im Folgenden als sonstige Anlagen bezeichnet. Der Zubau von sonstigen Anlagen wird innerhalb des EEG durch die Ausgestaltung der Höhe der gesetzlich festgelegten Förderung gesteuert, welche die Attraktivität der Investition im Zusammenspiel mit den Gesamtkosten der Investition und des Betriebs definiert. In den letzten Jahren haben zunehmend auch die finanziellen Anreize des Eigenverbrauchs eine Rolle für den Ausbau der sonstigen Anlagen gespielt. Mit dem EEG 2009 wurde eine stärkere Degression der Einspeisevergütung eingeführt. Da die Kosten für sonstige PV-Anlagen in den folgenden zwei Jahren nicht stärker fielen als die Förderung, reduzierte sich der finanzielle Anreiz für den Zubau und der Leistungszuwachs schwächte sich demzufolge deutlich ab. Mit der EEG-Novelle 2012 wurde die Degression der Fördersätze dynamisiert und erfolgte fortan monatlich in Abhängigkeit des realisierten Zubaus.

Die Förderung nahm entlang dieses „atmenden Deckels“ zwar weniger schnell ab als in den vorherigen zwei Jahren. Dennoch ging der Zubau weiter zurück und erreichte im Jahr 2015 einen Tiefststand von 750 MW. Die Einspeisevergütung bzw. die anzulegenden Werte für sonstige PV-Anlagen blieben aufgrund des zubauabhängigen Vergütungssystems bis Mitte 2018 auf einem relativ stabilen Niveau, wobei die Investitions- und Betriebskosten abnahmen – insbesondere für größere Anlagen. Zusätzlich verschaffte die Option des Eigenverbrauchs Anlagenbetreibern mit vergleichsweise hohen Endkundenstrompreisen einen zusätzlichen finanziellen Anreiz. Aus dieser Kombination resultierte eine erneute Beschleunigung des Zubaus zwischen 2015 und 2019, wie nachfolgende Abbildung zeigt.

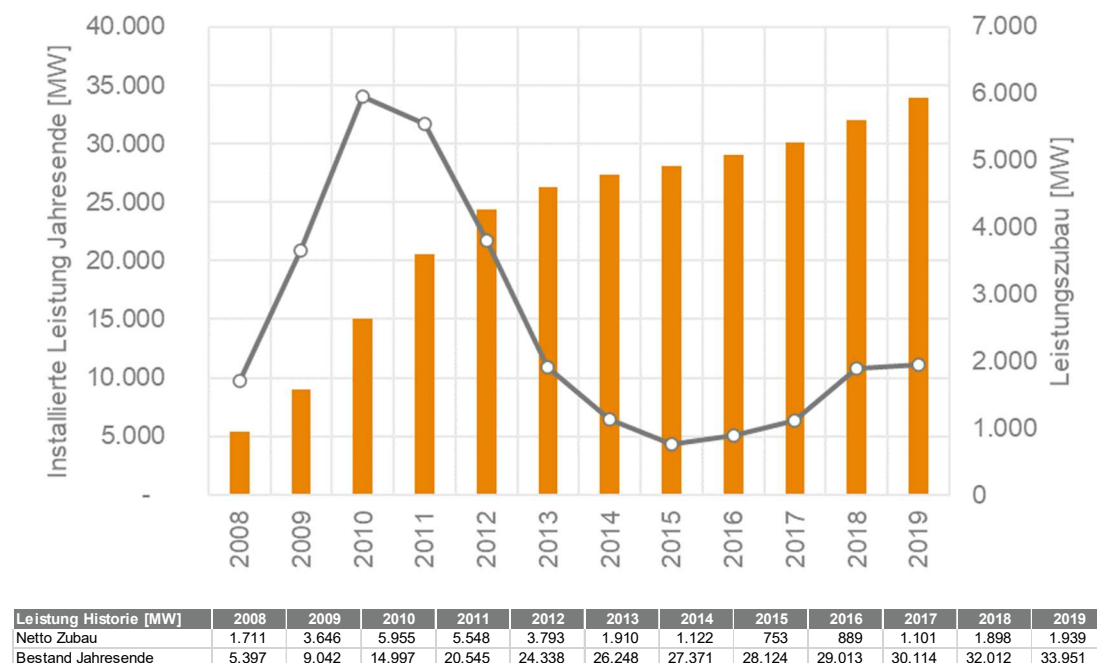


Abbildung 44: Historische Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025

Die zukünftige Leistungsentwicklung sonstiger Anlagen wird im Wesentlichen durch absehbare Veränderungen bei der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in neue PV-Anlagen bestimmt. Der starke Zubau von Anlagen unter 750 kW Leistung führte in der jüngeren Vergangenheit zu einer relativ hohen monatlichen Degression der Fördersätze zwischen 1 % und 1,4 %. Durch einen ebenfalls deutlichen Rückgang der PV-Modulpreise entwickelte sich die Wirtschaftlichkeit bisher dennoch stabil. Der Anteil der Modulkosten an den Gesamtinvestitionskosten ist jedoch insbesondere bei kleineren PV-Anlagen nun vergleichsweise gering und der Anteil an Kosten, bei denen keine signifikanten Preisreduktionen mehr zu erwarten ist, ist kontinuierlich gestiegen. Daher wird davon ausgegangen, dass die künftige Kostenreduktion für sonstige PV-Anlagen bis 2025 deutlich schwächer ausfallen wird als in den vorherigen fünf Jahren. Dies führt in der Prognose dazu, dass trotz weiter steigender Bedeutung des Eigenverbrauchs die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in neue sonstige PV-Anlagen abnimmt.

In der Vergangenheit war ein deutlicher Zusammenhang zwischen der Wirtschaftlichkeit von neuen PV-Anlagen und dem Zubau erkennbar. Dieser Zusammenhang wird in vereinfachter Form für die Prognose des Zubaus verwendet. Daraus resultiert ein sich abschwächender Zubau aufgrund sinkender wirtschaftlicher Anreize. Dieser Effekt wird jedoch zu einem gewissen Maße durch den „gleitenden Deckel“ von 1.900 MW PV Zubau pro Jahr im Bereich der Anlagen unter 750 kW aufgefangen, da die Degression der Fördersätze bei geringem Zubau abgeschwächt wird.

Die drei in der Studie abgebildeten Szenarien unterscheiden sich im Wesentlichen durch die Variation der Annahme zu diesem Zusammenhang zwischen Wirtschaftlichkeit und Zubau. Die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs selber unterscheidet sich in den drei Szenarien nicht. Es werden konstante Eigenverbrauchsquoten und relativ stabile Verbraucherstrompreise unterstellt. Nachfolgende Tabelle fasst die Annahmen für die Leistungsentwicklung in den drei Szenarien zusammen.

Leistung Prognose	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario						
Zubau	2.814	2.486	2.244	2.108	2.037	1.984
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	36.765	39.251	41.495	43.604	45.641	47.625
Oberes Szenario						
Zubau	3.095	2.922	2.602	2.361	2.212	2.111
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	37.046	39.967	42.569	44.930	47.143	49.253
Unteres Szenario						
Zubau	2.531	1.955	1.855	1.794	1.761	1.746
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	36.482	38.437	40.291	42.085	43.846	45.592

Tabelle 26: Prognose der Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

Ein Rückbau von Anlagen findet nicht statt, da für die Studie von einem Weiterbetrieb aller sonstiger PV-Anlagen nach Förderende ausgegangen wird. Dieser wird durch die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs ermöglicht, beziehungsweise ist er bei größeren Anlagen durch auskömmliche Erlöse in der sonstigen Direktvermarktung begründet. Es wird ein zehnjähriger Weiterbetrieb unterstellt (Betriebsdauer von 30 Jahren) und ein Herausfallen aus der EEG-Vergütung entlang der bestehenden Altersstruktur der sonstigen PV-Anlagen. Im Jahr 2021 endet für rund 75 MW sonstiger PV-Anlagen die Vergütung, 2022 und 2023 sind es jeweils rund 100 MW, 2024 rund 140 MW und 2025 rund 600 MW. Diese Kapazitäten werden in der Studie in der Kategorie der sonstigen Direktvermarktung geführt.

3.9.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für sonstige PV-Anlagen wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu ist in Kapitel 2.3 dokumentiert. Die Berechnung berücksichtigt die regionale Leistungsverteilung der sonstigen PV-Anlagen, welche im Jahr 2021 zu rund 70 % in den beiden Regelzonen TenneT und Amprion installiert ist. Die entsprechenden VBh für das Jahr 2021 sind in monatscharfer Darstellung in nachstehender Abbildung dargestellt. Im unterjährigen Verlauf ist zu erkennen, dass die VBh im Sommer und Frühjahr um ein Vielfaches höher liegen als in den Wintermonaten. Dies entspricht den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren und den analysierten Bewegungsdaten der letzten Jahre.

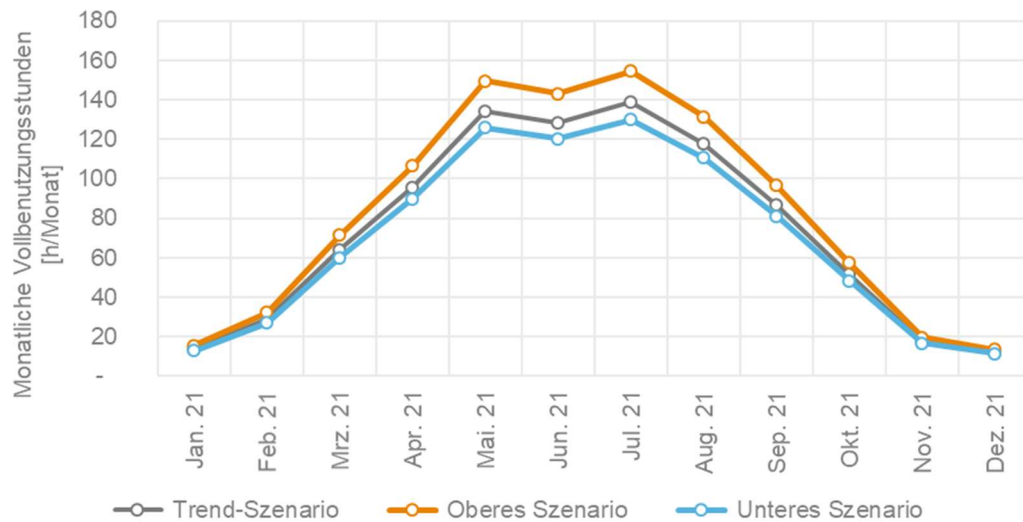


Abbildung 45: Monatliche VBh im Jahr 2021 für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

Die Höhe der monatlichen VBh im Trend-Szenario liegt in der Größenordnung von 15 bis 140 Stunden pro Monat. Das obere Szenario liegt aufgrund des höheren Strahlungsdargebots rund 10 % oberhalb, das untere Szenario rund 10 % unterhalb des Trend-Szenarios. Auf Jahresebene liegen die VBh bei rund 900 im Trend-Szenario. Diese verhältnismäßig niedrige Zahl ist vor allem durch die in der Realität häufig anzutreffende suboptimale Ausrichtung sowie Verschattungseffekte bei Aufdachanlagen zu begründen. Nachfolgende Tabelle enthält die jährlichen VBh und die jährliche Stromerzeugung für sonstige PV-Anlagen. Die Zahlen für das Jahr 2019 enthalten dabei historische Werte; dies gilt auch für die erste Hälfte des Jahres 2020.

VBh und Stromerzeugung	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	951	927	890	891	892	894	894
Stromerzeugung [GWh/a]	31.788	32.897	33.964	36.098	38.066	39.991	41.772
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	951	975	991	993	994	996	996
Stromerzeugung [GWh/a]	31.788	34.701	38.341	41.110	43.603	45.961	48.086
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	951	900	835	836	836	838	838
Stromerzeugung [GWh/a]	31.788	31.886	31.356	32.971	34.522	36.078	37.530

Tabelle 27: Jährliche VBh und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.4 Marktwertfaktoren

Die Marktwertfaktoren für Erzeugung aus sonstigen Anlagen und Freiflächenanlagen werden entsprechend der EEG-Systematik gemeinsam bestimmt. Die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie durch sonstige Anlagen und Freiflächenanlagen ist dargebotsabhängig und von einer hohen Gleichzeitigkeit geprägt. Dieser Effekt ist saisonal unterschiedlich stark, wie nachfolgende Abbildung der monatlichen Marktwertfaktoren für das Zieljahr 2021 verdeutlicht.

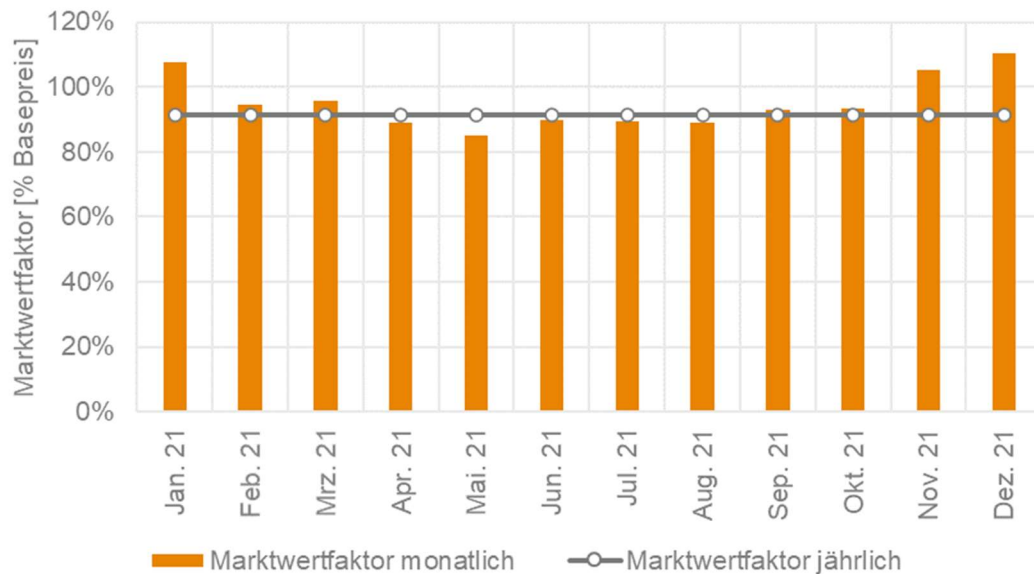


Abbildung 46: Marktwertfaktoren im Jahr 2021 im Trend-Szenario für solare Strahlungsenergie

In den Wintermonaten mit niedriger Solarstromerzeugung aber höheren Strompreisen sind die relativen Marktwerte als Anteil am Basepreis tendenziell höher als in Sommermonaten mit hoher Solarstromerzeugung und tendenziell niedrigeren Strompreisen in den Stunden mit viel PV-Erzeugung. Daneben führt die ausgeprägte Tagesstruktur der Solarstromerzeugung tendenziell zu höheren Marktwerten als beispielsweise für Wind an Land. Trotzdem ergeben sich aufgrund des „Merit-Order-Effekts“ auch hier Abschläge der Marktwerte gegenüber dem mittleren Strompreis und damit PV-Marktwertfaktoren unterhalb von 100 %.

Der Verlauf der Marktwertfaktoren für die Jahre 2020 bis 2025 für die drei Szenarien ist in nachstehender Abbildung dargestellt.

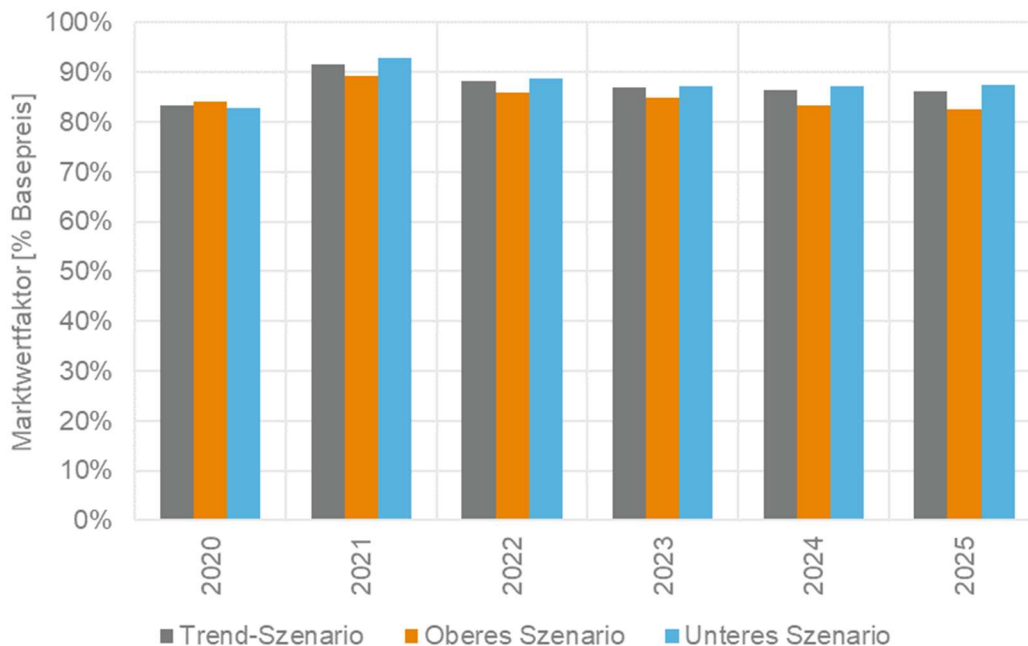


Abbildung 47: Jährliche Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie 2020 - 2025

Die Marktwertfaktoren liegen dabei in den drei Szenarien im Bereich von 83 % bis 93 % mit abnehmender Tendenz ab 2021. Der Anstieg der Marktwertfaktoren von 2020 auf 2021 liegt an der deutlich geringeren Stromnachfrage im Jahr 2020, welche durch die COVID-19-Krise bedingt ist. Somit kommt es für 2020 zu einem deutlichen höheren PV-Marktanteil im Erzeugungsmix, was die geringeren Marktwertfaktoren in diesem Jahr erklärt. Die Unterschiede zwischen den Szenarien in Bezug auf die PV-Marktwerte fallen relativ klein aus, da die Variation der Zubauleistungen in den Szenarien im Verhältnis zur gesamten installierten PV-Leistung vergleichsweise gering ist. Die nahezu identischen Marktwertfaktoren der drei Szenarien im Jahr 2020 ergeben sich einerseits aufgrund der historischen Werte für das erste Halbjahr, die für alle Szenarien identisch sind. Weiterhin zeigt das obere Szenario am Jahresende 2020 vergleichsweise niedrige Strompreise bei naturgemäß niedriger PV-Erzeugung, so dass der relative Marktwertfaktor aufs Jahr gesehen höher ausfällt.

3.9.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Alle Neuanlagen mit einer Leistung von über 100 kW fallen annahmegemäß unter die vergütete Direktvermarktung. Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW beziehen größtenteils die feste Einspeisevergütung, was in der Prognose im Rahmen der Studie entsprechend fortgeschrieben wird.

Auf verhältnismäßig niedrigem Niveau findet ein Wachstum im Bereich des Eigenverbrauchs statt. Der Zuwachs in dieser Vermarktungsform zwischen 2020 und 2025 beträgt 45 % im Trend-Szenario. Dies verdeutlicht die wachsende Bedeutung des Eigenverbrauchs für den wirtschaftlichen Betrieb von neuen sonstigen PV-Anlagen. Da im Segment der Aufdachanlagen über 100 kW von einer deutlich stärkeren Kostendegression als für Kleinanlagen ausgegangen wird, verzeichnet auch die Veräußerungsform der Marktpremie ein relativ starkes Wachstum. Die sonstige Direktvermarktung erfährt auf sehr niedrigem Niveau ein relativ gesehen deutliches Wachstum.

Dabei kommt eine wichtige Annahme zum Tragen: Anlagen, die ab 2021 keine EEG-Förderung mehr erhalten, werden der sonstigen Direktvermarktung zugerechnet, da in der Studie ein Weiterbetrieb bis zum Ende des Betrachtungszeitraums unterstellt wird (vergleiche hierzu auch Ausführungen zum Weiterbetrieb in Abschnitt 3.9.2). Die dominierende Vermarktungsform von sonstigen PV-Anlagen ist und bleibt jedoch die feste Einspeisevergütung, wie nachfolgende Abbildung zeigt.

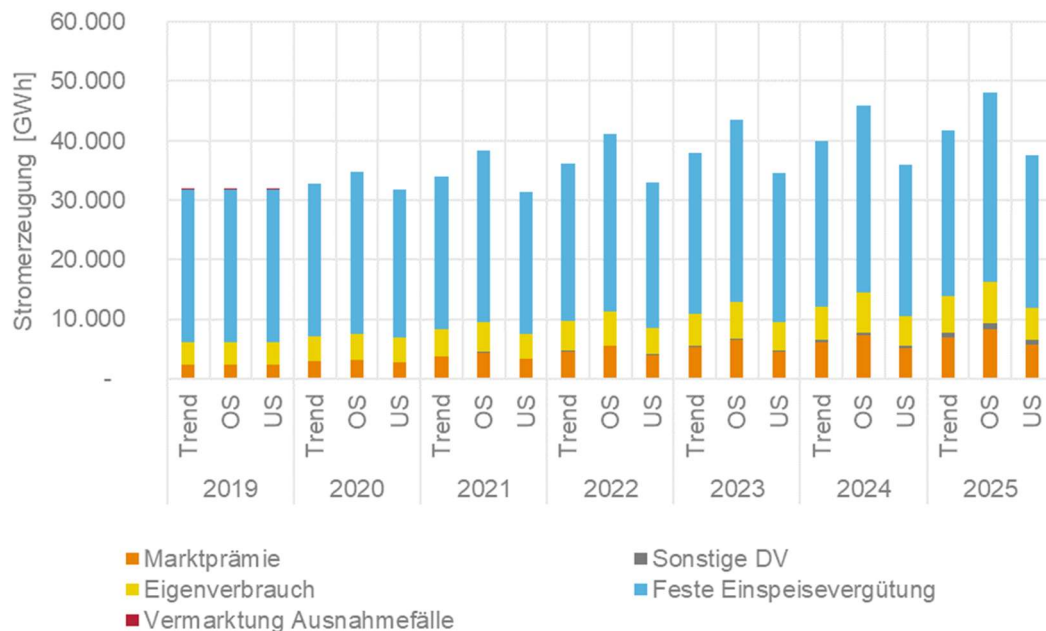


Abbildung 48: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

3.9.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Bedingt durch die historisch hohen Fördersätze dominiert die feste Einspeisevergütung die Auszahlungssummen gegenüber allen anderen Vergütungsformen. Der Anteil dieser Veräußerungsform beträgt 2020 im Trendszenario 95% und sinkt bis 2025 minimal auf 94 % ab. Durch das Ausscheiden alter Anlagen aus der EEG-Förderung, beginnend im Jahr 2021, ist in allen drei Szenarien eine sinkende Tendenz der EEG-Zahlungen zu erkennen. Die Vermarktungsform des vergüteten Eigenverbrauchs entstammt dem EEG 2009, wurde jedoch 2012 wieder abgeschafft und macht daher einen sehr geringen Anteil an den Gesamtkosten aus. Abbildung 49 zeigt den Verlauf der Förderzahlungen an sonstige PV-Anlagen bis 2025 in den drei Szenarien.

Die Zahlungen für die Marktprämie steigen bedingt durch den Zubau von Anlagen über 100 kW bis 2025 deutlich. Die für den Zubau relevanten anzulegenden Werte bzw. Einspeisevergütungen werden entsprechend § 49 EEG 2017 berechnet.

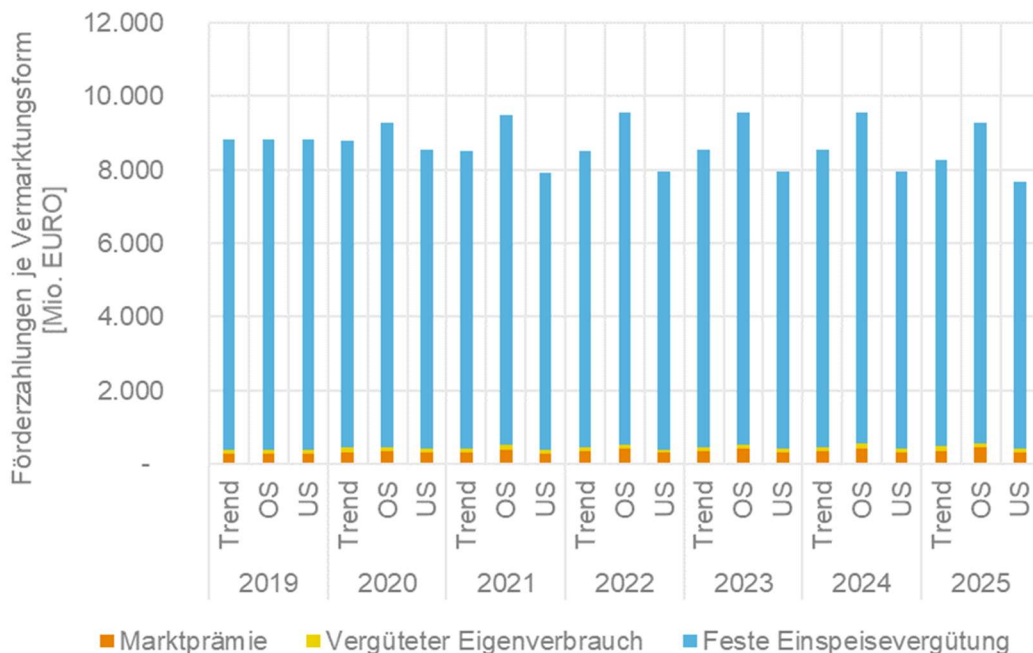


Abbildung 49: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen

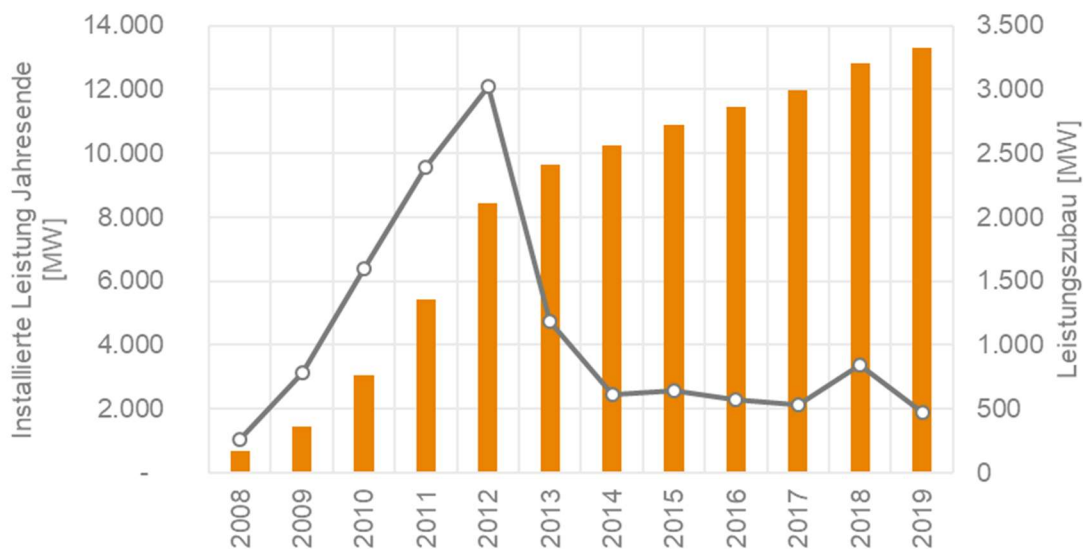
vNNE wurden nur noch bis Ende 2019 für sonstige Anlagen gezahlt; ab 2020 entfallen diese.

3.10 Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.1 Analyse der bisherigen Entwicklung

Dieses Kapitel adressiert Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie (PV-Anlagen) auf Freiflächen; diese werden im Folgenden als Freiflächenanlagen bezeichnet. Historisch betrachtet lag die Förderhöhe von Freiflächenanlagen zumeist deutlich unter der von Aufdachanlagen (sonstige Anlagen). Gleichzeitig waren in den frühen Jahren des EEG die PV-Modulkosten mit Abstand der größte Kostenblock, wodurch die vorteilhaften Skaleneffekte von Freiflächenanlagen bei Installations- und Betriebskosten nicht umfangreich zum Tragen kamen. Daraus ergab sich ein vergleichsweise schwacher Zubau bis 2009. Das EEG 2009 führte dann eine relativ gesehen weniger starke Degression der Fördersätze für Freiflächen-PV ein. Parallel dazu fielen die PV-Modulpreise deutlich und die Skaleneffekte von Freiflächenanlagen kamen damit stärker zum Tragen, was zunehmende Installationen anreizte.

Diese Faktoren führten zu einer deutlichen Beschleunigung des Zubaus von Freiflächenanlagen in den Jahren 2010, 2011 und 2012. Mit der Kürzung der Förderhöhen im Jahr 2012 ging der Zubau deutlich zurück und stabilisierte sich ab 2014 zwischen um rund 600 MW pro Jahr. Seitdem hat sich die Wirtschaftlichkeit dieses Segments aufgrund weiterer Kostensenkungen wieder etwas verbessert.



Leistung Historie [MW]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Netto Zubau	257	777	1.598	2.388	3.027	1.182	609	639	566	531	844	466
Bestand Jahresende	662	1.438	3.037	5.424	8.451	9.633	10.243	10.882	11.448	11.979	12.823	13.289

Abbildung 50: Historische Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.2 Leistungsentwicklung 2020 bis 2025

Die Prognose der Leistungsentwicklung ist im Wesentlichen durch das EEG 2017, die Ergänzung aus dem Energiesammelgesetz und die Innovationsausschreibungsverordnung geprägt. Die Ausschreibungsmengen und Regelungen zu deren Verrechnung und Kürzung, welche den Zubau von Freiflächenanlagen prägen, sind somit vorgegeben. Dabei ist hervorzuheben, dass die Ausschreibungsmengen für PV nach Abschluss der Sonderausschreibungen ab 2022 gesetzlich wieder bei 600 MW pro Jahr liegen. Des Weiteren ist zu beachten, dass die Ausschreibungsmengen gemäß EEG 2017 (§ 28 Abs. 2a Nr. 1) ab dem Jahr 2020 um den Zubau der Freiflächenanlagen unter 750 kW aus dem Vorjahr gekürzt werden. Außerdem ist eine pauschale Kürzung der PV-Ausschreibungsmengen um 50 % der bezuschlagten Leistung aus gemeinsamen Ausschreibungen des Vorjahres ab 2020 vorgesehen. Diese aktuellen gesetzlichen Regelungen definieren den Rahmen für die Leistungsentwicklung in der vorliegenden Studie.

Auch der „gleitende Deckel“ spielt analog zu den Erläuterungen im vorherigen Kapitel eine wichtige Rolle, da durch die Degression der Förderung die Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächenanlagen unter 750 kW ab 2022 gemäß der unterstellten Kostendegression kaum noch gegeben ist. In allen Szenarien wird unterstellt, dass wie bisher alle PV-Ausschreibungen überzeichnet sind und alle Zuschläge der gemeinsamen Ausschreibungen PV-Projekten zukommen. Diese Annahme wird analog für die Innovationsausschreibungen unterstellt.

Die Variation des Kapazitätzubaus zwischen den Szenarien erfolgt primär über unterschiedliche Realisierungsquoten. Im Trend-Szenario wird dafür der bisherige Durchschnitt von 95 % fortgeschrieben, während im oberen Szenario von 100 % und im unteren Szenario von 90 % Realisierung bezuschlagter Anlagen ausgegangen wird. Die Prognose des Zubaus von Freiflächenanlagen unter 750 kW variiert in den Szenarien durch Unterschiede bei den unterstellten Kausalitäten zwischen Wirtschaftlichkeit und Zubauleistung.

Die Leistungsprognose für die Studie fasst nachstehende Tabelle zusammen.

Leistung Prognose [MW]	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario						
Zubau	1.413	2.928	2.694	1.044	985	1.145
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	14.702	17.630	20.323	21.367	22.352	23.497
Oberes Szenario						
Zubau	1.463	3.109	2.887	1.335	1.446	1.711
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	14.752	17.861	20.748	22.083	23.529	25.239
Unteres Szenario						
Zubau	1.362	2.691	2.503	863	657	680
Rückbau	-	-	-	-	-	-
Bestand Jahresende	14.651	17.342	19.845	20.708	21.365	22.046

Tabelle 28: Prognose der Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Ergänzt wird der Zubau aus den EEG-Ausschreibungen im Rahmen der Studie durch Annahmen zu neuen PV-Freiflächen-Kapazitäten, die außerhalb der EEG-Ausschreibungen auf Basis rein strommarktbasierter Erlöse realisiert werden und der sonstigen Direktvermarktung zuzuordnen sind.

Der Zubau dieser ungefördernten PPA-Anlagen wird über die drei Szenarien differenziert. Im Trend-Szenario beträgt ihr Zubau 400 MW im Jahr 2021 und steigt dann kontinuierlich auf 600 MW im Jahr 2025 an, in Summe werden bis Ende 2025 rund 2.800 MW Zubau in diesem Segment unterstellt. Im unteren Szenario werden für 2021 300 MW und im Mittel dann 250 MW pro Jahr bis 2025 als Zubau für PPA-Anlagen angenommen; in Summe sind dies rund 1.600 MW bis Ende 2025.

Das obere Szenario unterstellt 480 MW neue PPA-Anlagen für 2021 und danach im Mittel rund 900 MW pro Jahr; der Zubau an nicht geförderten PPA-Anlagen liegt in diesem Szenario Ende 2025 bei rund 4.300 MW.

Ein Rückbau von Anlagen findet annahmegemäß nicht statt, da von einem Weiterbetrieb von PV-Freiflächenanlagen für insgesamt 10 Jahre (30 Jahre Betriebsdauer) ausgegangen wird, sofern die EEG-Vergütung endet. Dies fußt auf der Annahme, dass die Stromvermarktung ohne Förderung und sofern möglich der Eigenverbrauch die vergleichsweise geringen Betriebskosten der PV-Anlagen deckt und den Weiterbetrieb damit wirtschaftlich attraktiv macht. Die Leistung von PV-Freiflächenanlagen, deren Vergütung im Betrachtungszeitraum der Studie endet, ist mit rund 55 MW bis Ende 2025 jedoch marginal. Diese werden der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet.

3.10.3 Vollbenutzungsstunden und Stromerzeugung

Zur Ermittlung der VBh für PV-Anlagen wurde ein synthetisches Wetterjahr gebildet; die entsprechende Methodik hierzu findet sich in Kapitel 2.3. Die Berechnung berücksichtigt die regionale Leistungsverteilung der Freiflächenanlagen. Die entsprechenden VBh für das Jahr 2021 sind in monatscharfer Darstellung in nachstehender Abbildung dargestellt. Im unterjährigen Verlauf ist zu erkennen, dass die VBh im Sommer und Frühjahr wesentlich höher liegen als in den Wintermonaten. Dies entspricht auch den Erkenntnissen aus historischen Wetterjahren. Die Höhe der monatlichen VBh liegt im Trend-Szenario in der Größenordnung von 15 bis 140 Stunden pro Monat, was den VBh für sonstige PV-Anlagen gleicht. Das obere Szenario liegt aufgrund des höheren Strahlungsdargebots rund 10 % oberhalb des Trend-Szenarios, das untere Szenario liegt rund 10 % darunter. Die jährlichen VBh liegen im Trend-Szenario bei rund 960 und damit leicht über dem Niveau der sonstigen PV-Anlagen, was durch die bei Freiflächenanlagen übliche optimale Südausrichtung erklärt wird.

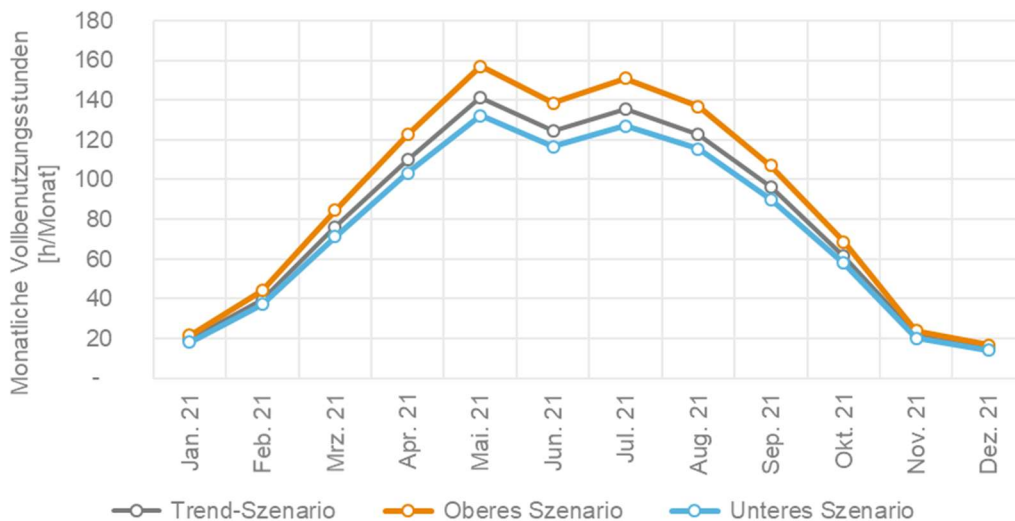


Abbildung 51: Monatliche VBh im Jahr 2020 für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Die leicht unterschiedliche Monatsverteilung der VBh von Freiflächenanlagen (Erzeugungsspitze im Mai) gegenüber den VBh sonstiger Anlagen (Erzeugungsspitze im Juli, vgl. Abbildung 45) erklärt sich aus den regionalen Einstrahlungsverhältnissen entlang des synthetischen Wetterjahres und der unterschiedlichen regionalen Leistungsverteilung der beiden Anlagenarten.

Während Freiflächenanlagen vor allem in der Regelzone von 50Hertz installiert sind und dort die einstrahlungsbedingte Erzeugungsspitze basierend auf historischen Wetterdaten bereits im Mai erreicht wird, befindet sich der Großteil der sonstigen Anlagen in anderen Regelzonen, welche einstrahlungsbedingte Erzeugungsspitzen im Juli aufweisen. Nachfolgende Tabelle zeigt die sich ergebenden jährlichen VBh und die Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen. Das Jahr 2019 enthält historische Werte; dies gilt auch für die erste Hälfte des Jahres 2020.

VBh und Stromerzeugung	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Trend-Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.025	997	963	967	968	970	969
Stromerzeugung [GWh/a]	13.445	13.996	15.380	18.609	20.345	21.208	22.239
Oberes Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.025	1.048	1.072	1.077	1.078	1.080	1.080
Stromerzeugung [GWh/a]	13.445	14.733	17.272	21.099	23.267	24.647	26.361
Unteres Szenario							
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.025	969	903	907	908	909	908
Stromerzeugung [GWh/a]	13.445	13.588	14.269	17.076	18.552	19.131	19.728

Tabelle 29: Jährliche VBh und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.4 Marktwertfaktoren

Die Stromerzeugung von Freiflächenanlagen ist in Bezug auf die Marktwertfaktoren entsprechend den Regelungen des EEG zusammen mit der Stromerzeugung von sonstigen Anlagen zu bewerten. Das Vorgehen dafür wurde in Kapitel 3.9.4 ausgeführt.

3.10.5 Entwicklung der aufgeschlüsselten gesetzlichen Veräußerungsformen

Die dominierende Vermarktungsform bei Freiflächenanlagen ist die geförderte Direktvermarktung. Alle Neuanlagen mit einer Leistung von über 100 kW fallen in diese Vergütungsform. Neue Freiflächenanlagen mit einer Leistung von unter 100 kW, welche noch eine feste Einspeisevergütung erhalten könnten, wurden zuletzt kaum noch zugebaut, was sich auf absehbare Zeit annahmegemäß nicht verändern wird. Der weiterhin substanzielle Anteil an fester Einspeisevergütung ergibt sich aus dem relativ stabilen Bestand älterer Anlagen im Betrachtungszeitraum. Wie nachfolgende Abbildung verdeutlicht, fällt der Erzeugungszuwachs bei der geförderten Direktvermarktung besonders stark aus, während durch förderfreie Anlagen ein moderater Zuwachs in der sonstigen Direktvermarktung erfolgt.

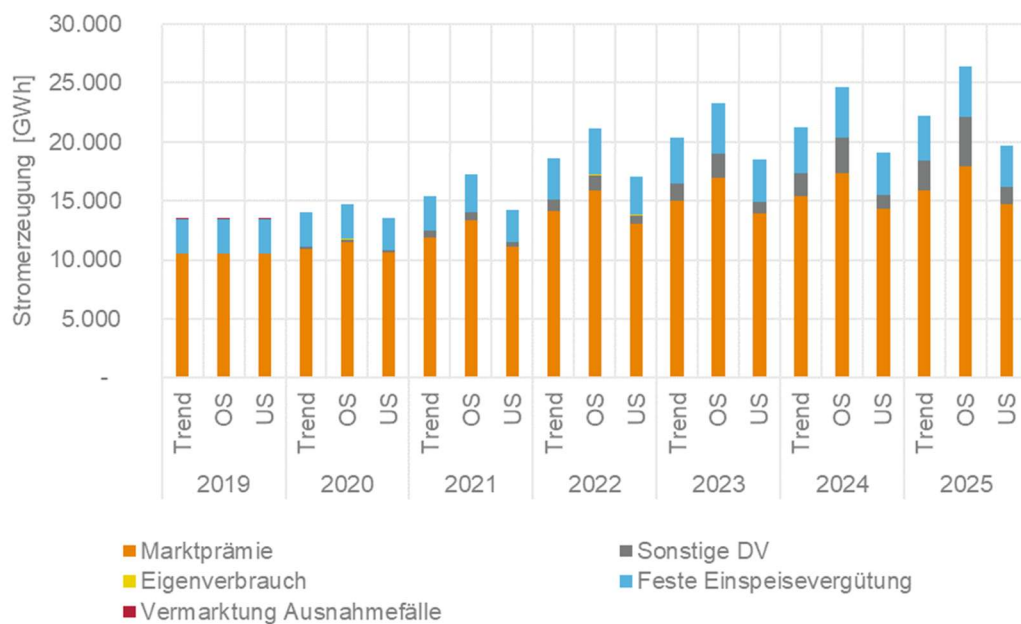


Abbildung 52: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

3.10.6 Entwicklung der EEG-Zahlungen nach Veräußerungsform

Die Zahlungen für die geförderte Direktvermarktung weisen trotz des angenommenen Zubaus von Freiflächenanlagen im Trend-Szenario und im unteren Szenario eine sinkende Tendenz auf und bleiben im oberen Szenario stabil. Zwei Gründe erklären diese Ergebnisse: Zum einen werden für alle Szenarien steigende Marktwerte prognostiziert, wodurch die auszahlenden Marktprämien in der Direktvermarktung sinken.

Zum anderen wird von sinkenden durchschnittlichen Zuschlagswerten in den PV-Ausschreibungen ausgegangen, so dass auch die Förderhöhen selbst für Neuanlagen zurückgehen. Für die erwarteten Zuschlagshöhen zukünftiger Ausschreibungen wird auf die unterstellte Entwicklung der Stromgestehungskosten (LCOE) für Freiflächenanlagen bis 2025 die historisch beobachtete durchschnittliche Differenz zwischen Zuschlagswerten und mittleren Stromgestehungskosten aufgeschlagen.



Abbildung 53: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen

Die feste Einspeisevergütung spielt in Bezug auf die Förderzahlungsbeträge weiterhin eine größere Rolle als ihr Anteil an der Erzeugungsmenge, da die Fördersätze für die entsprechenden Freiflächenanlagen zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme noch vergleichsweise hoch lagen.

vNNE für PV-Freiflächenanlagen wurden nur noch bis Ende 2019 gezahlt, ab 2020 entfallen diese.

Literaturverzeichnis

- AGEE-Stat (2020). Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik – Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html>
- BBE et al. (2018). Vorschläge zur Stärkung des Wettbewerbs bei den Ausschreibungen für Biomasse gemäß EEG 2017. Bundesverband Bioenergie e.V. (BBE), Deutscher Bauernverband e.V. (DBV), Fachverband Biogas e.V. (FvB) und Fachverband Holzenergie (FVH)
- BNetzA (2020a). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Windenergieanlagen an Land. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_Onshore.xlsx?__blob=publicationFile&v=15>
- BNetzA (2020b). Statistiken zum Ausschreibungsverfahren für Biomasse-Anlagen. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Hintergrundpapiere/Statistik_Biomasse.xlsx?__blob=publicationFile&v=5>
- BNetzA (2020c). EEG-Registerdaten und -Fördersätze. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html>
- BNetzA (2020d). EEG-Zubau- und Summenwerte. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2020_07_EEGZubauwerte.xlsx;jsessionid=EA12E7FCC45DC781CA9C77DA5DEDA45F?__blob=publicationFile&v=3>
- BNetzA (2019a). Monitoringbericht. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Monitoring/Monitoringberichte/Monitoring_Berichte_node.html>
- BNetzA (2019b). Quartalsberichte zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen 2019. Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Netz_Systemsicherheit/Netz_Systemsicherheit_node.html>
- Brandt, A. (2020). Persönliche Mitteilung am 07.05.2020. Interessenverband Grubengas e.V.
- Destatis (2020). Monatserhebung über die Elektrizitätsversorgung. Statistisches Bundesamt
- EEG 2017. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066). Unter Berücksichtigung aller bis zum 04.07.2020 rechtsgültig ins Gesetz aufgenommener Änderungen
- Fachagentur Wind (2019). Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie in Deutschland. Ergebnisse einer Branchenumfrage zu Klagen gegen Windenergieanlagen sowie zu Genehmigungshemmnissen durch Drehfunkfeuer und militärische Belange der Luftraumnutzung. Online verfügbar unter <https://www.fachagentur-windenergie.de/fileadmin/files/Veroeffentlichungen/Analysen/FA_Wind_Branchenumfrage_beklagte_WEA_Hemmnisse_DVOR_und_Militaer_07-2019.pdf>

Marktstammdatenregister (2020). Online verfügbar unter <<https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>>

Rauh, S. (2020). Persönliche Mitteilung am 07.05.2020. Fachverband Biogas

ÜNB (2016a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2015. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2016b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2015. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2017a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2016. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2017b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2016. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2018a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2017. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2018b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2017. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2019a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2018. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2019b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2018. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2020a). Stammdaten der EEG-Anlagen zum 31.12.2019. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

ÜNB (2020b). Bewegungsdaten der EEG-Anlagen zu 31.12.2019. Übertragungsnetzbetreiber: 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

Uphoff, H. (2019). Persönliche Mitteilung am 11.06.2019. Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke

Weimann, T. (2020). Persönliche Mitteilung am 11.05.2020. Bundesverband Geothermie

ZSW (2014). Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG - Vorhaben I Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erfahrungsbericht-evaluierung-ee-2014-1.pdf?__blob=publicationFile&v=5>

Anhang A: Ergebnisse in Monatsauflösung im Jahr 2020 für das Trend-Szenario

Tabelle 30: Leistungsentwicklung in Monatsauflösung im Jahr 2021 im Trend-Szenario

Leistungsentwicklung Energieträger [MW]		Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Wasserkraft	Zubau	1	2	2	3	4	6	7	9	10	12	13	14
	Rückbau	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bestand	1.611	1.611	1.611	1.611	1.613	1.614	1.615	1.617	1.618	1.619	1.620	1.621
DKG-Gase	Zubau	0	0	0	0	1	1	1	1	2	2	2	2
	Rückbau	86	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Bestand	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303	303
Energie aus Biomasse	Zubau	15	31	44	56	67	78	83	84	102	123	123	124
	Rückbau	345	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Bestand	7.642	7.657	7.669	7.680	7.689	7.699	7.703	7.702	7.719	7.738	7.738	7.738
Geothermie	Zubau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	9	9
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	44	44	44	44	44	44	44	44	44	52	52	52
Windenergie an Land	Zubau	188	343	498	694	843	1.033	1.223	1.365	1.583	1.850	2.085	2.341
	Rückbau	2.371	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	52.884	52.884	52.884	52.884	52.884	52.884	52.884	52.884	52.884	52.884	52.884	52.884
Windenergie auf See	Zubau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	7.748	7.748	7.748	7.748	7.748	7.748	7.748	7.748	7.748	7.748	7.748	7.748
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	Zubau	130	259	388	570	843	1.131	1.438	1.745	2.050	2.370	2.650	2.928
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	14.702	14.702	14.702	14.702	14.702	14.702	14.702	14.702	14.702	14.702	14.702	14.702
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	Zubau	165	343	568	812	1.053	1.321	1.572	1.809	2.034	2.223	2.381	2.486
	Rückbau	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Bestand	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765	36.765

Tabelle 31: Monatliche VBh im Jahr 2021 im Trend-Szenario

Vollbenutzungsstunden [h/Monat]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Wasserkraft	330	297	343	337	389	377	359	344	309	287	281	297
Deponiegas	135	122	135	131	135	131	135	135	131	135	131	135
Klärgas	558	504	558	540	558	540	558	558	540	558	540	558
Grubengas	352	318	352	340	352	340	352	352	340	352	340	352
Energie aus Biomasse	473	428	460	437	437	401	405	407	406	442	450	476
Geothermie	557	497	485	470	482	384	404	430	372	539	543	634
Windenergie an Land	232	187	195	120	127	102	92	93	123	169	189	244
Windenergie auf See	423	330	347	298	300	220	274	218	319	343	363	392
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	19	40	76	110	141	124	135	123	96	62	21	15
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	14	29	64	96	134	128	139	118	87	52	18	12

Tabelle 32: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Wasserkraft

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	282	254	293	289	334	323	309	296	266	248	243	257
Sonstige DV	4	3	4	4	4	4	4	4	3	3	3	3
Eigenverbrauch	57	52	60	59	68	66	63	60	54	51	50	52
Feste Einspeisevergütung	188	169	195	192	222	215	205	196	176	164	160	169
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	531	478	552	543	627	608	580	556	500	465	456	482

Tabelle 33: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Deponiegas

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Sonstige DV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Feste Einspeisevergütung	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	9	8	9	8	9	8	9	9	8	9	8	9

Tabelle 34: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Klärgas

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sonstige DV	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Eigenverbrauch	32	29	32	31	32	31	33	33	32	33	32	33
Feste Einspeisevergütung	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	36	33	36	35	36	35	37	37	35	37	35	37

Tabelle 35: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Grubengas

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	56	50	56	54	56	54	56	56	54	55	54	55
Sonstige DV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	6	5	6	5	6	5	6	6	5	6	5	6
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	61	55	61	59	61	59	61	61	59	61	59	61

Tabelle 36: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Biomasse

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	3.019	2.737	2.939	2.804	2.807	2.581	2.609	2.615	2.615	2.843	2.893	3.064
Sonstige DV	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Eigenverbrauch	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
Feste Einspeisevergütung	592	540	582	551	551	507	510	514	516	572	584	613
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	3.615	3.281	3.525	3.359	3.362	3.091	3.123	3.133	3.135	3.420	3.482	3.682

Tabelle 37: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Geothermie

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	18	16	16	15	16	13	13	14	12	22	22	25
Sonstige DV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	5	4	4	4	4	3	4	4	3	6	6	7
Feste Einspeisevergütung	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	24	22	21	20	21	17	18	19	16	28	28	33

Tabelle 38: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie an Land

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	11.811	9.519	9.972	6.175	6.539	5.264	4.784	4.836	6.457	8.887	10.001	12.941
Sonstige DV	215	166	166	110	107	90	86	80	110	144	167	215
Eigenverbrauch	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	2	2
Feste Einspeisevergütung	301	241	256	142	153	122	102	106	143	202	239	323
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	12.329	9.927	10.395	6.428	6.800	5.477	4.973	5.023	6.711	9.234	10.409	13.481

Tabelle 39: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie auf See

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	3.280	2.556	2.688	2.307	2.321	1.707	2.119	1.689	2.468	2.656	2.815	3.033
Sonstige DV	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	3.280	2.556	2.688	2.307	2.321	1.707	2.119	1.689	2.468	2.656	2.815	3.033

Tabelle 40: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Solar (sonstige Anlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	50	104	245	393	576	543	590	523	391	235	79	53
Sonstige DV	1	2	4	6	8	8	8	7	5	3	1	1
Eigenverbrauch	67	138	312	472	669	648	705	603	447	269	93	64
Feste Einspeisevergütung	398	830	1.830	2.728	3.825	3.692	4.012	3.418	2.519	1.504	523	362
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	516	1.074	2.392	3.599	5.078	4.891	5.315	4.550	3.362	2.011	696	480

Tabelle 41: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Solar (Freiflächenanlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	223	462	895	1.313	1.710	1.529	1.692	1.562	1.242	811	286	202
Sonstige DV	7	16	34	53	73	68	79	76	63	42	15	11
Eigenverbrauch	0	1	2	2	3	3	3	3	2	1	0	0
Feste Einspeisevergütung	56	116	216	313	406	369	413	382	303	199	71	51
Vermarktung Ausnahmefälle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	286	595	1.147	1.682	2.192	1.969	2.187	2.022	1.610	1.053	373	265

Tabelle 42: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Wasserkraft

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	16	13	15	15	19	18	16	16	14	13	13	15
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	20	18	21	21	24	23	22	21	19	17	17	18
Summe	36	31	36	36	43	40	38	37	33	31	30	33

Tabelle 43: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Deponiegas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	0,22	0,18	0,20	0,20	0,22	0,20	0,20	0,20	0,20	0,20	0,19	0,22
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	0,25	0,23	0,25	0,25	0,25	0,24	0,25	0,25	0,24	0,25	0,24	0,25
Summe	0,47	0,41	0,45	0,44	0,47	0,45	0,45	0,45	0,44	0,45	0,44	0,47

Tabelle 44: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Klärgas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	0,13	0,12	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13
Summe	0,17	0,15	0,16	0,16	0,17	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,17

Tabelle 45: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Grubengas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	2,1	1,7	1,9	1,9	2,1	1,9	1,9	1,9	1,9	2,0	1,9	2,1
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Summe	2,5	2,1	2,3	2,3	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,2	2,5

Tabelle 46: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Biomasse

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	482	428	461	436	447	401	403	404	409	446	452	490
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	121	110	119	113	113	104	104	105	105	117	119	125
Summe	603	538	579	549	560	505	507	509	514	563	571	615

Tabelle 47: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Geothermie

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	4,0	3,5	3,5	3,4	3,5	2,7	2,9	3,1	2,7	4,6	4,6	5,5
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2
Summe	4,2	3,7	3,6	3,5	3,7	2,9	3,0	3,2	2,8	4,8	4,9	5,8

Tabelle 48: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie an Land

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	724	535	557	351	391	302	252	256	368	485	568	782
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	26	21	22	12	13	11	9	9	12	18	21	28
Summe	750	556	579	364	404	313	261	265	380	503	589	810

Tabelle 49: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie auf See

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	520	389	411	353	364	266	320	256	378	405	433	480
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Summe	520	389	411	353	364	266	320	256	378	405	433	480

Tabelle 50: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Solar (sonstige Anlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	5	9	22	36	54	48	51	44	33	19	6	4
Vergüteter Eigenverbrauch	2	3	8	12	17	16	17	14	11	6	2	1
Feste Einspeisevergütung	127	266	581	861	1.202	1.158	1.259	1.070	787	469	163	113
Summe	133	278	611	909	1.272	1.222	1.327	1.129	830	494	171	119

Tabelle 51: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Solar (Freiflächenanlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Marktprämie	29	60	114	170	225	193	209	190	149	95	32	23
Vergüteter Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Feste Einspeisevergütung	13	27	51	72	91	82	91	83	65	42	15	11
Summe	42	87	165	241	316	275	301	273	213	137	47	34

Tabelle 52: Prognose der monatlichen vNNE im Jahr 2021 im Trend-Szenario

vNNE [Mio. EURO]	Jan. 21	Feb. 21	Mrz. 21	Apr. 21	Mai. 21	Jun. 21	Jul. 21	Aug. 21	Sep. 21	Okt. 21	Nov. 21	Dez. 21
Wasserkraft	2,9	2,7	3,1	3,0	3,5	3,4	3,2	3,1	2,8	2,6	2,5	2,7
Deponiegas	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Klärgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Grubengas	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Energie aus Biomasse	27,5	24,9	26,8	25,3	25,3	23,2	23,4	23,3	23,5	25,8	26,4	28,0
Geothermie	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2
Windenergie an Land	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Windenergie auf See	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Anhang B: Stromerzeugung nach Veräußerungsform in Jahresauflösung pro Szenario

Tabelle 53: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Wasserkraft

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Summe
2019	Trend	3.386	42	667	2.115	4	6.215
	OS	3.386	42	667	2.115	4	6.215
	US	3.386	42	667	2.115	4	6.215
2020	Trend	3.364	43	683	2.260	-	6.351
	OS	3.618	47	732	2.424	-	6.821
	US	3.111	40	632	2.096	-	5.879
2021	Trend	3.394	43	691	2.250	-	6.378
	OS	3.678	46	747	2.417	-	6.888
	US	3.117	40	632	2.084	-	5.872
2022	Trend	3.431	43	701	2.246	-	6.421
	OS	3.750	46	764	2.415	-	6.976
	US	3.125	40	632	2.077	-	5.874
2023	Trend	3.468	43	711	2.242	-	6.464
	OS	3.823	46	781	2.413	-	7.064
	US	3.134	39	633	2.070	-	5.877
2024	Trend	3.514	43	723	2.243	-	6.523
	OS	3.906	46	801	2.418	-	7.171
	US	3.152	39	635	2.069	-	5.895
2025	Trend	3.460	110	735	2.244	-	6.548
	OS	3.881	118	820	2.422	-	7.240
	US	3.076	102	637	2.067	-	5.882

Tabelle 54: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Deponiegas

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Summe
2019	Trend	135	0	3	129	-	267
	OS	135	0	3	129	-	267
	US	135	0	3	129	-	267
2020	Trend	131	0	3	117	-	251
	OS	139	0	3	123	-	265
	US	123	0	3	111	-	237
2021	Trend	62	-	2	38	-	102
	OS	72	-	2	42	-	117
	US	53	-	1	34	-	88
2022	Trend	52	-	1	22	-	76
	OS	66	-	2	27	-	95
	US	40	-	1	18	-	59
2023	Trend	48	-	1	19	-	68
	OS	67	-	2	25	-	93
	US	33	-	1	14	-	48
2024	Trend	42	-	1	11	-	54
	OS	64	-	2	17	-	82
	US	26	-	1	7	-	33
2025	Trend	24	-	1	8	-	33
	OS	45	-	1	14	-	60
	US	10	-	0	4	-	14

Tabelle 55: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Klärgas

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Summe
2019	Trend	12	0	374	33	1	421
	OS	12	0	374	33	1	421
	US	12	0	374	33	1	421
2020	Trend	13	0	380	33	-	426
	OS	13	0	399	34	-	446
	US	12	0	361	33	-	405
2021	Trend	11	15	382	21	-	429
	OS	12	15	408	22	-	456
	US	10	14	357	20	-	401
2022	Trend	11	18	386	17	-	432
	OS	13	19	418	18	-	467
	US	10	18	354	16	-	398
2023	Trend	11	19	389	17	-	436
	OS	14	20	428	17	-	479
	US	9	19	351	16	-	394
2024	Trend	7	30	393	12	-	441
	OS	9	30	440	12	-	491
	US	4	29	348	11	-	392
2025	Trend	7	31	395	10	-	444
	OS	11	32	448	11	-	501
	US	4	30	345	9	-	388

Tabelle 56: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Grubengas

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Summe
2019	Trend	678	-	0	75	-	753
	OS	678	-	0	75	-	753
	US	678	-	0	75	-	753
2020	Trend	689	-	-	72	-	761
	OS	725	-	-	76	-	801
	US	657	-	-	68	-	725
2021	Trend	654	-	-	67	-	720
	OS	708	-	-	73	-	781
	US	607	-	-	60	-	667
2022	Trend	617	-	-	67	-	685
	OS	687	-	-	77	-	764
	US	559	-	-	58	-	616
2023	Trend	552	-	-	77	-	629
	OS	634	-	-	86	-	720
	US	489	-	-	65	-	553
2024	Trend	351	-	-	84	-	435
	OS	366	-	-	97	-	463
	US	318	-	-	62	-	380
2025	Trend	22	-	-	19	-	40
	OS	40	-	-	35	-	75
	US	-	-	-	-	-	-

Tabelle 57: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Biomasse

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Summe
2019	Trend	33.293	1	47	6.857	2	40.200
	OS	33.293	1	47	6.857	2	40.200
	US	33.293	1	47	6.857	2	40.200
2020	Trend	34.840	1	49	6.768	-	41.657
	OS	36.605	1	52	7.109	-	43.766
	US	33.077	1	47	6.427	-	39.551
2021	Trend	33.525	1	49	6.632	-	40.207
	OS	35.271	1	51	6.978	-	42.302
	US	31.783	1	46	6.288	-	38.118
2022	Trend	33.061	1	49	6.559	-	39.669
	OS	34.853	1	51	6.910	-	41.815
	US	31.270	1	46	6.210	-	37.527
2023	Trend	32.547	1	45	6.509	-	39.102
	OS	34.374	1	48	6.867	-	41.289
	US	30.722	1	43	6.154	-	36.920
2024	Trend	31.537	1	45	6.539	-	38.122
	OS	33.380	1	48	6.915	-	40.344
	US	29.671	1	43	6.167	-	35.881
2025	Trend	29.131	1	42	6.425	-	35.599
	OS	30.997	1	46	6.813	-	37.856
	US	27.194	1	40	6.023	-	33.258

Tabelle 58: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Geothermie

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Summe
2019	Trend	173	-	47	14	-	234
	OS	173	-	47	14	-	234
	US	173	-	47	14	-	234
2020	Trend	178	-	47	11	-	236
	OS	208	-	55	14	-	277
	US	147	-	39	10	-	196
2021	Trend	203	-	54	11	-	268
	OS	238	-	63	14	-	315
	US	167	-	44	9	-	221
2022	Trend	266	-	69	11	-	347
	OS	329	-	86	14	-	428
	US	208	-	54	9	-	272
2023	Trend	367	-	95	11	-	473
	OS	484	-	124	14	-	622
	US	265	-	69	9	-	344
2024	Trend	422	-	108	11	-	542
	OS	567	-	145	14	-	726
	US	298	-	77	10	-	384
2025	Trend	449	-	115	11	-	575
	OS	609	-	156	14	-	779
	US	312	-	80	9	-	402

Tabelle 59: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Windenergie an Land

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Summe
2019	Trend	95.648	25	16	3.478	16	99.184
	OS	95.648	25	16	3.478	16	99.184
	US	95.648	25	16	3.478	16	99.184
2020	Trend	104.352	26	17	3.685	-	108.080
	OS	109.783	27	18	3.859	-	113.687
	US	99.541	25	16	3.530	-	103.112
2021	Trend	97.185	1.656	16	2.329	-	101.186
	OS	109.147	2.451	17	2.593	-	114.208
	US	86.631	999	14	2.094	-	89.738
2022	Trend	101.354	2.774	16	2.041	-	106.184
	OS	114.318	4.110	17	2.272	-	120.718
	US	89.952	1.669	14	1.836	-	93.470
2023	Trend	105.135	4.063	16	1.732	-	110.945
	OS	118.957	6.023	17	1.928	-	126.926
	US	93.006	2.441	14	1.557	-	97.019
2024	Trend	110.054	5.298	16	1.483	-	116.851
	OS	124.914	7.858	17	1.651	-	134.441
	US	97.041	3.182	14	1.334	-	101.570
2025	Trend	115.810	6.232	16	1.346	-	123.404
	OS	131.844	9.248	17	1.499	-	142.608
	US	101.797	3.739	14	1.211	-	106.760

Tabelle 60: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Windenergie auf See

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Summe
2019	Trend	24.379	-	-	-	-	24.379
	OS	24.379	-	-	-	-	24.379
	US	24.379	-	-	-	-	24.379
2020	Trend	29.790	-	-	-	-	29.790
	OS	31.465	-	-	-	-	31.465
	US	28.301	-	-	-	-	28.301
2021	Trend	29.639	-	-	-	-	29.639
	OS	32.997	-	-	-	-	32.997
	US	26.654	-	-	-	-	26.654
2022	Trend	30.247	-	-	-	-	30.247
	OS	34.062	-	-	-	-	34.062
	US	26.897	-	-	-	-	26.897
2023	Trend	32.708	4	-	-	-	32.712
	OS	37.436	177	-	-	-	37.613
	US	28.626	-	-	-	-	28.626
2024	Trend	35.219	2.011	-	-	-	37.229
	OS	39.208	3.664	-	-	-	42.872
	US	31.521	940	-	-	-	32.461
2025	Trend	35.109	7.187	-	-	-	42.297
	OS	39.086	8.582	-	-	-	47.669
	US	31.583	5.588	-	-	-	37.171

Tabelle 61: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Solar (sonstige Anlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Summe
2019	Trend	2.353	1	3.862	25.519	53	31.788
	OS	2.353	1	3.862	25.519	53	31.788
	US	2.353	1	3.862	25.519	53	31.788
2020	Trend	2.934	1	4.174	25.788	-	32.897
	OS	3.122	1	4.410	27.168	-	34.701
	US	2.823	1	4.041	25.022	-	31.886
2021	Trend	3.783	53	4.487	25.641	-	33.964
	OS	4.422	59	5.102	28.758	-	38.341
	US	3.353	49	4.109	23.845	-	31.356
2022	Trend	4.626	130	4.914	26.428	-	36.098
	OS	5.514	145	5.659	29.792	-	41.110
	US	3.991	122	4.432	24.426	-	32.971
2023	Trend	5.407	220	5.311	27.128	-	38.066
	OS	6.501	245	6.165	30.692	-	43.603
	US	4.608	206	4.742	24.965	-	34.522
2024	Trend	6.164	345	5.699	27.783	-	39.991
	OS	7.426	384	6.646	31.506	-	45.961
	US	5.220	324	5.052	25.482	-	36.078
2025	Trend	6.891	882	6.063	27.935	-	41.772
	OS	8.288	981	7.088	31.728	-	48.086
	US	5.817	827	5.346	25.540	-	37.530

Tabelle 62: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Solar (Freiflächenanlagen)

Stromerzeugung [GWh]	Szenario	Marktprämie	Sonstige DV	Eigenverbrauch	Feste Einspeise-vergütung	Vermarktung Ausnahmefälle	Summe
2019	Trend	10.505	23	19	2.883	14	13.445
	OS	10.505	23	19	2.883	14	13.445
	US	10.505	23	19	2.883	14	13.445
2020	Trend	10.958	185	21	2.832	-	13.996
	OS	11.537	198	22	2.977	-	14.733
	US	10.637	179	20	2.752	-	13.588
2021	Trend	11.927	538	20	2.896	-	15.380
	OS	13.383	645	22	3.223	-	17.272
	US	11.078	456	19	2.716	-	14.269
2022	Trend	14.144	959	20	3.487	-	18.609
	OS	15.932	1.264	22	3.881	-	21.099
	US	13.063	724	19	3.270	-	17.076
2023	Trend	15.058	1.426	20	3.841	-	20.345
	OS	16.917	2.054	22	4.275	-	23.267
	US	13.959	972	19	3.602	-	18.552
2024	Trend	15.394	1.944	20	3.850	-	21.208
	OS	17.319	3.022	22	4.285	-	24.647
	US	14.298	1.204	19	3.611	-	19.131
2025	Trend	15.854	2.557	20	3.808	-	22.239
	OS	17.888	4.213	22	4.238	-	26.361
	US	14.678	1.461	19	3.571	-	19.728

Anhang C: Förderzahlungen in Jahresauflösung pro Szenario

Tabelle 63: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Wasserkraft

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Summe
2019	Trend	172	-	227	399
	OS	172	-	227	399
	US	172	-	227	399
2020	Trend	209	-	241	451
	OS	232	-	259	491
	US	191	-	224	415
2021	Trend	183	-	240	424
	OS	209	-	258	467
	US	162	-	223	385
2022	Trend	172	-	240	412
	OS	200	-	258	458
	US	149	-	222	371
2023	Trend	165	-	239	404
	OS	195	-	258	453
	US	138	-	221	360
2024	Trend	167	-	240	407
	OS	203	-	258	461
	US	137	-	221	359
2025	Trend	168	-	240	408
	OS	208	-	259	466
	US	136	-	221	356

Tabelle 64: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Deponiegas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Summe
2019	Trend	4,9	-	9,8	14,7
	OS	4,9	-	9,8	14,7
	US	4,9	-	9,8	14,7
2020	Trend	6,0	-	8,9	14,9
	OS	6,7	-	9,4	16,1
	US	5,6	-	8,5	14,1
2021	Trend	2,4	-	3,0	5,4
	OS	3,0	-	3,3	6,4
	US	2,0	-	2,6	4,6
2022	Trend	1,8	-	1,8	3,6
	OS	2,5	-	2,2	4,7
	US	1,3	-	1,4	2,7
2023	Trend	1,6	-	1,5	3,1
	OS	2,4	-	2,0	4,4
	US	1,0	-	1,1	2,1
2024	Trend	1,3	-	0,9	2,2
	OS	2,3	-	1,4	3,7
	US	0,7	-	0,6	1,3
2025	Trend	0,8	-	0,7	1,5
	OS	1,6	-	1,1	2,8
	US	0,3	-	0,3	0,6

Tabelle 65: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Klärgas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Summe
2019	Trend	0,4	-	2,5	2,9
	OS	0,4	-	2,5	2,9
	US	0,4	-	2,5	2,9
2020	Trend	0,6	-	2,5	3,1
	OS	0,6	-	2,5	3,2
	US	0,6	-	2,4	3,0
2021	Trend	0,4	-	1,6	1,9
	OS	0,4	-	1,6	2,0
	US	0,3	-	1,5	1,8
2022	Trend	0,4	-	1,2	1,6
	OS	0,4	-	1,3	1,7
	US	0,3	-	1,2	1,5
2023	Trend	0,3	-	1,2	1,5
	OS	0,4	-	1,3	1,7
	US	0,3	-	1,2	1,4
2024	Trend	0,2	-	0,8	1,0
	OS	0,2	-	0,9	1,1
	US	0,1	-	0,8	0,9
2025	Trend	0,2	-	0,7	0,9
	OS	0,3	-	0,8	1,0
	US	0,1	-	0,7	0,8

Tabelle 66: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Grubengas

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Summe
2019	Trend	22,6	-	5,2	27,8
	OS	22,6	-	5,2	27,8
	US	22,6	-	5,2	27,8
2020	Trend	30,5	-	5,0	35,5
	OS	33,7	-	5,3	38,9
	US	28,6	-	4,7	33,3
2021	Trend	23,5	-	4,6	28,0
	OS	27,4	-	5,0	32,4
	US	20,7	-	4,1	24,8
2022	Trend	19,5	-	4,6	24,1
	OS	23,5	-	5,3	28,8
	US	16,4	-	4,0	20,3
2023	Trend	15,7	-	5,3	21,0
	OS	20,0	-	6,0	25,9
	US	12,5	-	4,5	17,0
2024	Trend	9,8	-	5,9	15,7
	OS	11,6	-	6,8	18,5
	US	7,9	-	4,3	12,2
2025	Trend	0,6	-	1,3	2,0
	OS	1,3	-	2,5	3,8
	US	-	-	-	-

Tabelle 67: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Biomasse

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Summe
2019	Trend	5.029	-	1.414	6.443
	OS	5.029	-	1.414	6.443
	US	5.029	-	1.414	6.443
2020	Trend	5.653	-	1.382	7.034
	OS	6.017	-	1.442	7.459
	US	5.339	-	1.318	6.657
2021	Trend	5.258	-	1.354	6.612
	OS	5.631	-	1.415	7.046
	US	4.926	-	1.290	6.216
2022	Trend	5.077	-	1.335	6.413
	OS	5.447	-	1.397	6.843
	US	4.733	-	1.271	6.004
2023	Trend	4.926	-	1.322	6.248
	OS	5.305	-	1.384	6.689
	US	4.571	-	1.257	5.827
2024	Trend	4.839	-	1.323	6.162
	OS	5.228	-	1.390	6.618
	US	4.481	-	1.255	5.737
2025	Trend	4.591	-	1.292	5.883
	OS	4.982	-	1.362	6.344
	US	4.231	-	1.219	5.450

Tabelle 68: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Geothermie

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Summe
2019	Trend	37	-	3	40
	OS	37	-	3	40
	US	37	-	3	40
2020	Trend	40	-	2	42
	OS	47	-	3	50
	US	33	-	2	35
2021	Trend	44	-	2	46
	OS	52	-	3	55
	US	36	-	2	38
2022	Trend	55	-	2	58
	OS	69	-	3	72
	US	43	-	2	45
2023	Trend	73	-	2	75
	OS	97	-	3	100
	US	53	-	2	54
2024	Trend	82	-	2	84
	OS	112	-	3	114
	US	58	-	2	60
2025	Trend	86	-	2	89
	OS	119	-	3	121
	US	60	-	2	62

Tabelle 69: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Windenergie an Land

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Summe
2019	Trend	5.508	-	300	5.808
	OS	5.508	-	300	5.808
	US	5.508	-	300	5.808
2020	Trend	6.994	-	316	7.310
	OS	7.694	-	331	8.025
	US	6.587	-	303	6.889
2021	Trend	5.571	-	203	5.774
	OS	6.769	-	226	6.995
	US	4.743	-	182	4.926
2022	Trend	5.252	-	178	5.430
	OS	6.351	-	198	6.549
	US	4.438	-	160	4.598
2023	Trend	5.099	-	150	5.249
	OS	6.190	-	167	6.357
	US	4.268	-	135	4.403
2024	Trend	5.333	-	128	5.461
	OS	6.595	-	143	6.737
	US	4.425	-	115	4.540
2025	Trend	5.581	-	117	5.698
	OS	6.964	-	130	7.094
	US	4.586	-	105	4.691

Tabelle 70: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Windenergie auf See

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Summe
2019	Trend	3.727	-	-	3.727
	OS	3.727	-	-	3.727
	US	3.727	-	-	3.727
2020	Trend	4.835	-	-	4.835
	OS	5.201	-	-	5.201
	US	4.568	-	-	4.568
2021	Trend	4.575	-	-	4.575
	OS	5.236	-	-	5.236
	US	4.045	-	-	4.045
2022	Trend	4.430	-	-	4.430
	OS	5.062	-	-	5.062
	US	3.909	-	-	3.909
2023	Trend	4.334	-	-	4.334
	OS	4.991	-	-	4.991
	US	3.791	-	-	3.791
2024	Trend	4.045	-	-	4.045
	OS	4.670	-	-	4.670
	US	3.537	-	-	3.537
2025	Trend	3.433	-	-	3.433
	OS	4.004	-	-	4.004
	US	2.984	-	-	2.984

Tabelle 71: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Solar (sonstige Anlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Summe
2019	Trend	268	117	8.447	8.832
	OS	268	117	8.447	8.832
	US	268	117	8.447	8.832
2020	Trend	331	114	8.363	8.808
	OS	355	120	8.801	9.277
	US	318	111	8.121	8.550
2021	Trend	330	109	8.057	8.496
	OS	389	122	8.983	9.494
	US	295	103	7.540	7.937
2022	Trend	344	109	8.076	8.529
	OS	410	122	9.013	9.544
	US	303	103	7.549	7.955
2023	Trend	349	109	8.080	8.538
	OS	419	122	9.021	9.562
	US	305	103	7.548	7.956
2024	Trend	359	110	8.073	8.541
	OS	437	122	9.014	9.573
	US	312	103	7.539	7.953
2025	Trend	366	109	7.793	8.269
	OS	451	122	8.701	9.273
	US	316	103	7.274	7.693

Tabelle 72: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Solar (Freiflächenanlagen)

Auszahlungen [Mio. EURO]	Szenario	Marktprämie	Eigenverbrauch	Feste Einspeise- vergütung	Summe
2019	Trend	1.490	-	672	2.162
	OS	1.490	-	672	2.162
	US	1.490	-	672	2.162
2020	Trend	1.620	-	661	2.281
	OS	1.722	-	695	2.417
	US	1.568	-	642	2.210
2021	Trend	1.489	-	642	2.132
	OS	1.704	-	715	2.419
	US	1.370	-	602	1.972
2022	Trend	1.497	-	671	2.168
	OS	1.722	-	747	2.469
	US	1.370	-	629	2.000
2023	Trend	1.479	-	687	2.166
	OS	1.708	-	765	2.473
	US	1.347	-	644	1.992
2024	Trend	1.482	-	688	2.171
	OS	1.729	-	766	2.495
	US	1.345	-	646	1.990
2025	Trend	1.480	-	671	2.151
	OS	1.740	-	746	2.486
	US	1.332	-	629	1.961

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Leistungsentwicklung EEG-Energieträger 2019 - 2025, Trend-Szenario	9
Abbildung 2: Monatliche Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern 2019 - 2025, Trend-Szenario	10
Abbildung 3: Monatliche Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE 2019 - 2025, Trend-Szenario	12
Abbildung 4: Methodisches Vorgehen zur Ermittlung der Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber	14
Abbildung 5: Inputfaktoren, Modellumfang und Ergebnisse des enervis-Strommarktmodells	18
Abbildung 6: Entwicklung der mittleren Großhandelsstrompreise (Basepreis) 2021 – 2025 in drei Szenarien	19
Abbildung 7: Historische Leistungsentwicklung für Wasserkraft	23
Abbildung 8: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Wasserkraft	25
Abbildung 9: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Wasserkraft	26
Abbildung 10: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Wasserkraft	27
Abbildung 11: Leistungsentwicklung für Deponiegas	28
Abbildung 12: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Deponiegas	29
Abbildung 13: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Deponiegas	30
Abbildung 14: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Deponiegas	31
Abbildung 15: Historische Leistungsentwicklung für Klärgas	32
Abbildung 16: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Klärgas	33
Abbildung 17: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Klärgas	34
Abbildung 18: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Klärgas	35
Abbildung 19: Historische Leistungsentwicklung für Grubengas	36
Abbildung 20: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Grubengas	37
Abbildung 21: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Grubengas	39
Abbildung 22: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Grubengas	40
Abbildung 23: Historische Leistungsentwicklung für Biomasse	41
Abbildung 24: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Biomasse	43
Abbildung 25: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Biomasse	45
Abbildung 26: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Biomasse	46
Abbildung 27: Historische Leistungsentwicklung für Geothermie	47
Abbildung 28: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Geothermie	48
Abbildung 29: Stromerzeugung nach Veräußerungsform für Geothermie	49
Abbildung 30: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Geothermie	50
Abbildung 31: Historische Leistungsentwicklung für Windenergieanlagen an Land	51
Abbildung 32: Höchstwertregionen der GemAV mit Standortgütefaktor	54
Abbildung 33: Monatliche VBh im Jahr 2020 für für Windenergie an Land	57
Abbildung 34: Marktwertfaktoren im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie an Land	58
Abbildung 35: Jährliche Marktwertfaktoren für Windenergie an Land 2020 - 2025	59
Abbildung 36: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Windenergie an Land	60

Abbildung 37: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Windenergie an Land	61
Abbildung 38: Historische Leistungsentwicklung für Windenergie auf See	62
Abbildung 39: Monatliche VBh im Jahr 2021 für Windenergie auf See.....	63
Abbildung 40: Marktwertfaktoren im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie auf See.....	64
Abbildung 41: Jährliche Marktwertfaktoren für Windenergie auf See 2020 - 2025	65
Abbildung 42: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für Windenergie auf See	66
Abbildung 43: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für Windenergie auf See.....	67
Abbildung 44: Historische Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	68
Abbildung 45: Monatliche VBh im Jahr 2021 für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	70
Abbildung 46: Marktwertfaktoren im Jahr 2021 im Trend-Szenario für solare Strahlungsenergie	71
Abbildung 47: Jährliche Marktwertfaktoren für solare Strahlungsenergie 2020 - 2025.....	72
Abbildung 48: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen.....	73
Abbildung 49: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	74
Abbildung 50: Historische Leistungsentwicklung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	75
Abbildung 51: Monatliche VBh im Jahr 2020 für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	77
Abbildung 52: Stromerzeugung nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen....	79
Abbildung 53: Förderzahlungen nach Vermarktungsform für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen ...	80

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Leistungsentwicklung EEG-Energieträger 2019 - 2025, Trend-Szenario.....	9
Tabelle 2: Jährliche Stromerzeugung aus EEG-Energieträgern 2019 - 2025, Trend-Szenario	11
Tabelle 3: Jährliche Förderzahlungen an EEG-Anlagenbetreiber nach Abzug vNNE 2019 - 2025, Trend-Szenario.....	12
Tabelle 4: Prognose der Leistungsentwicklung von Wasserkraftanlagen	24
Tabelle 5: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Wasserkraft	25
Tabelle 6: vNNE für Wasserkraft.....	27
Tabelle 7: Prognose der Leistungsentwicklung von Deponiegasanlagen	29
Tabelle 8: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Deponiegas	30
Tabelle 9: vNNE für Deponiegas.....	31
Tabelle 10: Prognose der Leistungsentwicklung von Klärgasanlagen	33
Tabelle 11: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Klärgas	34
Tabelle 12: vNNE für Klärgas.....	35
Tabelle 13: Prognose der Leistungsentwicklung von Grubengasanlagen.....	37
Tabelle 14: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Grubengas.....	38
Tabelle 15: vNNE für Grubengas	40
Tabelle 16: Prognose der Leistungsentwicklung von Biomasseanlagen.....	43
Tabelle 17: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Biomasse.....	44
Tabelle 18: vNNE für Biomasse.....	46
Tabelle 19: Prognose der Leistungsentwicklung von Geothermieranlagen.....	48
Tabelle 20: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Geothermie.....	49
Tabelle 21: vNNE für Geothermie	50
Tabelle 22: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie an Land	56
Tabelle 23: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Windenergie an Land.....	57
Tabelle 24: Prognose der Leistungsentwicklung von Windenergie auf See.....	63
Tabelle 25: Jährliche VBh und Stromerzeugung für Windenergie auf See	64
Tabelle 26: Prognose der Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen	69
Tabelle 27: Jährliche VBh und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus sonstigen Anlagen.....	70
Tabelle 28: Prognose der Leistungsentwicklung von solarer Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen	76
Tabelle 29: Jährliche VBh und Stromerzeugung für solare Strahlungsenergie aus Freiflächenanlagen.....	78
Tabelle 30: Leistungsentwicklung in Monatsauflösung im Jahr 2021 im Trend-Szenario.....	83
Tabelle 31: Monatliche VBh im Jahr 2021 im Trend-Szenario	84
Tabelle 32: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Wasserkraft.....	84
Tabelle 33: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Deponiegas.....	85
Tabelle 34: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Klärgas.....	85
Tabelle 35: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Grubengas	85
Tabelle 36: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Biomasse	86

Tabelle 37: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Geothermie	86
Tabelle 38: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie an Land	86
Tabelle 39: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie auf See87	
Tabelle 40: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Solar (sonstige Anlagen)	87
Tabelle 41: Prognose der monatlichen Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Solar (Freiflächenanlagen)	87
Tabelle 42: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Wasserkraft.....	88
Tabelle 43: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Deponiegas.....	88
Tabelle 44: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Klärgas	88
Tabelle 45: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Grubengas.....	88
Tabelle 46: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Biomasse	89
Tabelle 47: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Geothermie	89
Tabelle 48: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie an Land.....	89
Tabelle 49: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Windenergie auf See.....	89
Tabelle 50: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Solar (sonstige Anlagen).....	90
Tabelle 51: Prognose der monatlichen Förderzahlungen für Stromerzeugung im Jahr 2021 im Trend-Szenario für Solar (Freiflächenanlagen)	90
Tabelle 52: Prognose der monatlichen vNNE im Jahr 2021 im Trend-Szenario	90
Tabelle 53: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Wasserkraft	91
Tabelle 54: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Deponiegas	91
Tabelle 55: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Klärgas...92	
Tabelle 56: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Grubengas92	
Tabelle 57: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Biomasse93	
Tabelle 58: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Geothermie	93
Tabelle 59: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Windenergie an Land.....	94
Tabelle 60: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Windenergie auf See	94
Tabelle 61: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Solar (sonstige Anlagen)	95
Tabelle 62: Prognose der jährlichen Stromerzeugung nach Veräußerungsform je Szenario in GWh für Solar (Freiflächenanlagen)	95
Tabelle 63: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Wasserkraft	96

Tabelle 64: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Deponiegas	96
Tabelle 65: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Klärgas	97
Tabelle 66: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Grubengas.....	97
Tabelle 67: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Biomasse.....	98
Tabelle 68: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Geothermie.....	98
Tabelle 69: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Windenergie an Land.....	99
Tabelle 70: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Windenergie auf See	99
Tabelle 71: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Solar (sonstige Anlagen)	100
Tabelle 72: Prognose der Förderzahlungen nach Veräußerungsform je Szenario in Mio. Euro für Solar (Freiflächenanlagen)	100