Die EEG-Mittelfristprognose der deutschen Übertragungsnetzbetreiber: Basis für die jährliche Bestimmung des EEG-Finanzierungsbedarfs

Woldemar Schulz, Franziska Jahn, Marian Bilger und Christina Bernhard

Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichen jährlich zum 25. Oktober die EEG-Mittelfristprognose (EEG-MiFri) und den EEG-Finanzierungsbedarf (EEG-FB) für das Folgejahr. Letzterer weist aus, in welcher Höhe Finanzmittel im entsprechenden Jahr vom Bund für die Förderung der erneuerbaren Energien (EE) erwartungsgemäß benötigt werden. Der Artikel zeigt die Hintergründe und Zusammenhänge sowie die Methoden und Grenzen der EEG-MiFri, die die Grundlage für die Ermittlung des EEG-FB darstellt.

Die Bedeutung der EEG-MiFri hat sich im Zeitverlauf grundlegend gewandelt: Während sie im Jahr 2003 als branchenseitige, freiwillige Abschätzung begann, ist sie heute ein zentrales Instrument für die EEG-Finanzierungssystematik. Die EEG-MiFri stellt eine Vorausschau der EE-Entwicklung für die nächsten fünf Kalenderjahre dar und ist in § 74 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) i. V. m. § 60 Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) gesetzlich verankert. Der Fokus der Prognose liegt insbesondere auf der Entwicklung der installierten Leistung, den energieträgerspezifischen Volllaststunden und, daraus abgeleitet, den erzeugten EE-Strommengen. Ergänzend werden die relevanten Zahlungsströme (insbesondere Einspeisevergütungen und Prämienzahlungen), vermiedene Netzentgelte (vNE) sowie strommarktseitige Größen wie Börsenpreise und energieträgerspezifische Marktwertfaktoren (MWF) bestimmt. Die Ergebnisse werden energieträgerscharf, nach Vermarktungsformen getrennt und in monatlicher Auflösung ausgewiesen.

Seit 2023 werden die Förderkosten des EEG nicht mehr über die EEG-Umlage, sondern vollständig durch den Bund finanziert. Die EEG-MiFri bildet dabei die Grundlage für die Ermittlung des EEG-FB nach Anlage 1 EnFG. Dieser ergibt sich als Differenz zwischen den prognostizierten Einnahmen (im Wesentlichen Erlöse aus der ÜNB-Vermarktung von EE-Strommengen und vNE) und Ausgaben (im Wesentlichen Förderzahlungen an Anlagenbetreiber und Profilservicekosten [1]) der ÜNB und bestimmt die Höhe der im Folgejahr voraussichtlich erforderlichen Bundesmittel zur Deckung der EE-Förderkosten.



Bei der Ermittlung der EEG-Mittelfristprognose sind systematisch bedingte Prognoseunsicherheiten unvermeidbar *Bild: Adobe Stock*

Die Qualität der MiFri ist maßgeblich entscheidend für die Verlässlichkeit der Finanzierungsplanung, unterliegt jedoch naturgemäß diversen Unsicherheiten. Entsprechend sind Methodik, Datenbasis und Modellannahmen von zentraler Bedeutung und bestimmen die Aussagekraft sowie die Grenzen der Prognoseergebnisse.

Anforderungen und Qualitätssicherung

Bereits mit der Einführung der EEG-Umlage wurde der heute in § 74 Abs. 3 EEG verortete Grundsatz gesetzlich verankert, dass „[d]ie Prognose [...] nach dem Stand von Wissenschaft und Technik erstellt werden“ muss. Im Hinblick auf die Treuhandrolle und zur Erfüllung dieser Anforderung beauftragen die ÜNB jährlich einen unabhängigen Gutachter, der in einem transparenten Ausschreibungsverfahren bestimmt wird. Dieses wird jährlich im Herbst mit einer entsprechenden Veröffentlichung auf der gemeinsamen Internetseite der ÜNB (netztransparenz.de) initiiert, wobei die Projektverantwortung zwischen den ÜNB jährlich rolliert. Den Zuschlag erhält der Bieter, der die vorab definierten fachlichen und wirtschaftlichen Kriterien am besten erfüllt. In den vergangenen Jahren haben die ÜNB erfolgreich mit über zehn verschiedenen Gutachtern zusammengearbeitet und sind stets offen für neue Anbieter.

Das gemeinsame Projekt zur Erstellung der EEG-MiFri umfasst von der Auftragsvergabe bis zur Veröffentlichung am 25.10. einen Zeitraum von rund sieben Monaten. Die Fachexperten der ÜNB begleiten den gesamten Prozess fachlich, plausibilisieren die Ergebnisse und sichern deren Qualität durch Abgleiche mit vorliegenden Ist-Daten sowie weiteren Prognosen. Darüber hinaus werden

die Ergebnisse der Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) vorgestellt und mit diesen fachlich erörtert.

Das Gutachten umfasst mindestens ein Trendszenario mit der wahrscheinlichsten Entwicklung der wesentlichen Parameter sowie ein weiteres Szenario, bei dem Annahmen zu einem stärkeren Ausbau und einer höheren Auslastung der EE-Anlagen getroffen werden. Das Trendszenario bildet die Grundlage für die Berechnung des EEG-FB.

Abb. 1 zeigt für die Jahre 2015 bis 2024 die von den ÜNB auf Basis der Gutachten ermittelten wesentlichen kostenrelevanten Positionen des jährlich bereinigten EEG-FB (Auszahlungen an Anlagenbetreiber, vNE, Vermarktungserlöse und Profilservicekosten, ohne Liquiditätsreserve und Kontostandsnachholung) im Vergleich zu den tatsächlichen im Rahmen der jeweiligen Abrechnung festgestellten Summen. Zu erkennen sind die erheblichen Verwerfungen in den Krisenjahren 2021 bis 2024, in denen Prognoseabweichungen von bis zu 18,6 Mrd. € auftraten, während sich die Prognoseabweichungen in den Vorjahren auf max. 2,5 Mrd. € beschränkten.

In der Prognose des EEG-FB 2026 entfielen 99 % der Ausgaben auf die EEG-Förderzahlungen an Anlagenbetreiber und 93 % der Einnahmen auf die Vermarktungserlöse, weshalb diese Größen bezogen auf das jeweils für den EEG-FB relevante Prognosejahr im Fokus der nachfolgenden Ausführungen stehen.

Prognose der EE-Stromerzeugung

Die Prognose der Stromerzeugung aus EE basiert auf historischen Daten zur installierten Leistung und zur tatsächlichen Stromeinspeisung. Dabei wird zunächst die installierte Leistung der Bestandsanlagen auf Basis eines Abgleichs der Anlagenstamm- und Erzeugungsdaten der EEG-Anlagen mit öffentlichen Datenbanken und Statistiken abgeschätzt. Die erwarteten Zubauten werden anschließend unter Berücksichtigung von beobachteten Trends, Ausschreibungsergebnissen, Flächenverfügbarkeiten sowie technischen und wirtschaftlichen

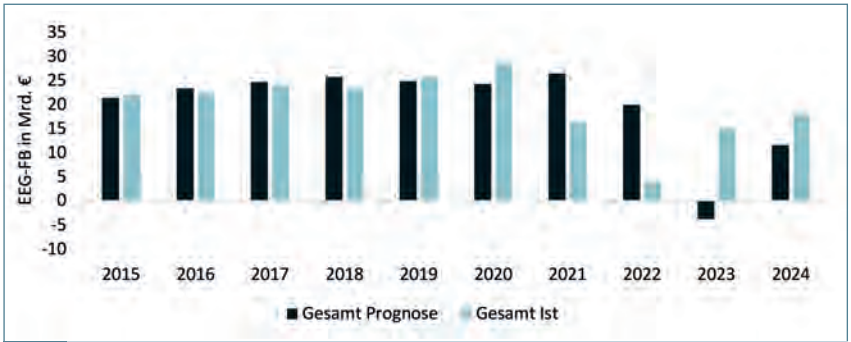


Abb. 1 **Gegenüberstellung der prognostizierten EEG-FB und der jeweiligen Ist-Werte für die Jahre 2015 bis 2024** *Quelle: eigene Darstellung*

Potenzialen abgeschätzt und durch Interviews mit Branchenexperten plausibilisiert. Die Prognose der Entwicklungen zum Zu- und Rückbau von EE-Anlagen ist dabei naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet – allen voran wegen der politischen Rahmenbedingungen, aber auch aufgrund von Markt- und Preisentwicklungen, Standortverfügbarkeiten und daraus resultierenden Investorenentscheidungen sowie Datenunsicherheiten bei der Bestandsbestimmung. Die Modellierung erfolgt u. a. getrennt nach Regionen, Anlagengrößen sowie Vermarktungsformen. Aus der Kombination von monatlich installierter Leistung und aus der Historie abgeleiteter durchschnittlicher Vollbenutzungsstunden wird schließlich die unterjährige Einspeiseverteilung berechnet.

In den Jahren 2015 bis 2024 betrug der mittlere absolute Fehler (Mean Absolute Error, mae) bei der Leistungsprognose für Wind an Land rund 1,4 GW, für Wind auf See rund 0,2 GW und für PV rund 2,0 GW, was in etwa 3 % der jeweils tatsächlich installierten Leistung entspricht. Der Vergleich der Zeiträume 2015 bis 2019 sowie 2020 bis 2024 zeigt, dass der mae bei Wind an Land bzw. auf See tendenziell zurückgegangen ist (-0,5 GW bzw. -0,1 GW), was im Wesentlichen auf die Dominanz größerer Anlagen und die durch Ausschreibungen verbesserte Planbarkeit zurückzuführen sein dürfte. Bei PV sind die Unsicherheiten in der Leistungsprognose zwischen den beiden Vergleichszeiträumen deutlich angewachsen (+2,7 GW), was auch auf den hohen Zubau und die damit zusammenhängende, nur schrittweise fortschreitende Integration einer Vielzahl neuer Anlagen in die Abrechnungssysteme der Netzbetreiber zurückgeführt werden kann.

Der mae bei der Prognose der Benutzungsstunden lag im Zeitraum von 2015 bis 2024 im Durchschnitt bei rund 101 h für Wind an Land, rund 621 h für Wind auf See und rund 45 h für PV. Der vergleichsweise hohe Prognosefehler bei Wind auf See ist sowohl auf im Vergleich zu den beiden anderen Energieträgern zwei- bzw. vierfach höhere Benutzungsstunden als auch auf die höhere Standortkonzentration sowie höhere Risiken aufgrund von Abregelungen bei negativen Marktpreisen oder Netzengpässen zurückzuführen. Im Vergleich der Zeiträume 2015 bis 2019 so-

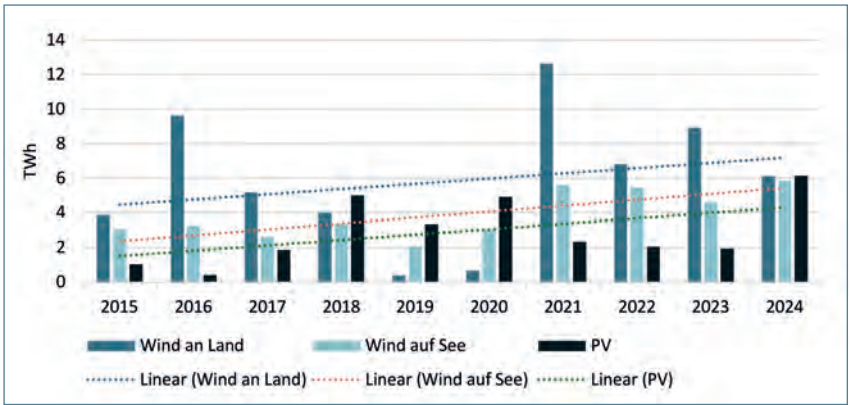


Abb. 2 **Mittlerer absoluter Fehler der prognostizierten jährlichen Gesamterzeugung** *Quelle: eigene Darstellung*

wie 2020 bis 2024 ist der mae bei Wind auf See im Mittel um rund 50 h zurückgegangen, was auf die verbesserte Datenlage und zunehmende Durchmischungseffekte, aber auch den kontinuierlichen Rückgang der Ist-Benutzungsstunden (ca. -66 h/a) zurückzuführen ist.

Abb. 2 zeigt für die Jahre 2015 bis 2024 die Differenz der von den Gutachtern prognostizierten und tatsächlichen Erzeugungsmengen aus Wind und PV im Betrag. Der mae lag in diesem Zeitraum bei Wind an Land bei rund 5,8 TWh, Wind auf See bei rund 3,9 TWh und PV bei rund 2,9 TWh. Bewertet mit den jeweiligen anzulegenden Werten gemäß prognostiziertem EEG-FB 2026 entsprechen die mittleren absoluten Erzeugungsabweichungen dieser drei Energieträger in Summe einem potenziellen Risiko von über 1,4 Mrd. €. Erwartungsgemäß nehmen die witterungsbedingten Unsicherheiten mit dem weiteren EE-Ausbau in ihrer absoluten Höhe kontinuierlich zu. So stieg der mae für den Zeitraum 2020 bis 2024 ggü. 2015 bis 2019 um rund 50 % bei Wind an Land und PV und rund 70 % bei Wind auf See an.

Die obenstehenden Ausführungen zeigen, dass die Prognose der installierten Leistung vergleichsweise robust ist. Die prognostizierte Stromerzeugung für Wind und PV bleibt jedoch vor allem aufgrund witterungsbedingter Einflüsse mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Mit dem weiteren EE-Ausbau steigen die absoluten Prognoseabweichungen und die damit verbundenen finanziellen Risiken.

Bestimmung der Veräußerungsform und der EEG-Förderzahlungen

In folgenden Fällen hat der Anlagenbetreiber Anspruch auf Förderzahlungen nach dem EEG:

1. Marktprämie bei Veräußerung der Netzeinspeisung in geförderter Direktvermarktung: Die Zahlungshöhe ergibt sich im Wesentlichen aus der Multiplikation der direktvermarkteten Strommenge mit der Differenz zwischen dem anlagenspezifischen, sog. anzulegenden Wert (AW) und dem nach Anlage 1 EEG relevanten Marktwert (MW).
2. Feste Einspeisevergütung bei Veräußerung der Netzeinspeisung an den Netzbetreiber: Die Zahlungshöhe ergibt sich im Wesentlichen aus der Multiplikation der Netzeinspeisung mit dem anlagenspezifischen und gem. § 53 EEG verringerten AW. Die an den Netzbetreiber veräußerten Strommengen werden von den ÜNB am Spotmarkt einer Strombörse veräußert, wobei die resultierenden Vermarktungserlöse/-kosten auf dem EEG-Konto verbucht werden.
3. Bei Veräußerung von PV-Strom direkt an einen Letztverbraucher (Mieterstromzuschlag) oder bei dessen Nutzung zur Eigenversorgung nach den Bestandsschutzregelungen des EEG. Auf diese beiden Tatbestände entfielen 2024 in Summe nur rund 1,2 % der geleisteten Förderzahlungen.

Bei der Veräußerung in sonstiger Direktvermarktung sowie bei Nutzung des erzeugten Stroms (ganz oder teilweise) zur Eigenversorgung besteht (abgesehen von den unter 3. genannten Bestandsschutzregelungen) kein Anspruch auf eine Förderung aus dem EEG. Für Anlagen, deren Förderanspruch ausgelaufen ist, stehen lediglich die Veräußerungsformen der sonstigen Direktvermarktung sowie die Anschlussförderung für ausgeförderte Anlagen gem. § 3 Nr. 3a EEG zur Wahl, welche für das EEG-Konto ergebnisneutral und daher ebenfalls nicht im EEG-FB zu berücksichtigen sind.

Für die Bestimmung der voraussichtlichen EEG-Förderzahlungen und Vermarktungserlöse sind die genutzten Veräußerungsformen mit Förderanspruch (im Wesentlichen Festvergütung und geförderte Direktvermarktung) sowie die jeweils gültigen AW und voraussichtlichen MW je Energieträger zu prognostizieren. Die Höhe des AW ergibt sich je nach Anlage entweder nach den Regelungen des EEG oder aus entsprechenden Ausschreibungsergebnissen.

Im Rahmen der Prognose werden für den Pool der Bestandsanlagen die AW gemäß den testierten Jahresendabrechnungen der ÜNB mit den VNB zugrunde gelegt. Für die neu hinzukommenden Anlagen müssen die AW hingegen auf Basis der beschriebenen Regelungen des EEG ermittelt werden, deren Abschätzung aufgrund der Technologie-, Brennstoff- und Größenvielfalt der geförderten Anlagen hohen Unsicherheiten unterworfen ist. Ebenso sind die Auswirkungen zukünftiger Ausschreibungen nur schwer treffsicher abschätzbar.

Für die Bewertung der Prognosegüte werden die prognostizierten AW und die tatsächlichen AW mit den tatsächlichen vergütungsrelevanten Ist-Mengen gewichtet. Für die Jahre 2015 bis 2024 ergibt sich ein relativer mae von 1,4 % bei Wind auf See und jeweils rund 2,6 % bei Wind an Land und PV. Bezogen auf die Prognose des EEG-FB 2026 entspräche dieser Fehler in Summe einem Risiko von rund 610 Mio. €.

Marktpreise

In die Berechnung der voraussichtlichen Marktwerte im Rahmen der Bestimmung des EEG-FB des Folgejahres ist der zum Berechnungszeitpunkt bekannte Erwartungswert des Marktpreises einzubeziehen. Der Gesetzgeber hat in Anlage 1 Nr. 11 EnFG den Dreimonatsdurchschnitt der Notierungen für ein Baseload-Year-Futures-Produkt für das Folgejahr als maßgebliche Referenzgröße zur Prognose des durchschnittlichen Spotmarktpreises des Folgejahres festgelegt. Wie in Abb. 3 zu sehen ist, wich in der Vergangenheit der gesetzlich vorgegebene Futures-Preis oftmals deutlich von den entsprechenden Spotmarktpreisen ab, wobei grundsätzlich Abweichungen in beide Richtungen gleich wahrscheinlich sind.

Der Median des entsprechenden Prognosefehlers lag im Betrachtungszeitraum bei 3,41 €/MWh (mit und ohne Bereinigung der Jahre 2021 bis 2024). Der geringe Medianfehler deutet darauf hin, dass über den Betrachtungszeitraum kein ausgeprägter systematischer Prognosebias erkennbar ist. Der Pearson-Korrelationskoeffizient zwischen dem gesetzlich vorgegebenen Futures-Preis für das Prognosejahr t und dem tatsächlichen mittleren Spotmarktpreis im selben Jahr beträgt rund 24,1 %. Demgegenüber liegt die Korrelation zwischen dem Futures-Preis des Folgejahres t und dem durchschnittlichen Spotmarktpreis im Jahr t-1 bei rund 97,7 %.

Dies deutet darauf hin, dass die Futures-Preise in erheblichem Umfang die zum jeweiligen Bewertungszeitpunkt bekannten Marktinformationen und Preisniveaus widerspiegeln. Die 25-%- bzw. 75-%-Quantile des Prognosefehlers liegen im Betrachtungszeitraum bei -9,86 €/MWh bzw.

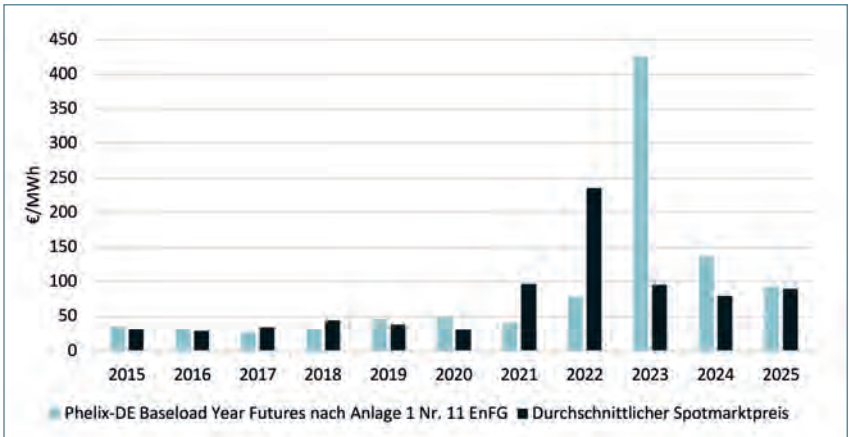


Abb. 3 **Entwicklung des Marktpreises nach Anlage 1 Nr. 11 EnFG im Vergleich zum tatsächlichen mittleren Spotmarktpreis**
Quelle: eigene Darstellung

16,30 €/MWh, d. h., 50 % der Fehler liegen innerhalb dieser Bandbreite. Zur Einordnung: Eine Marktpreisüberschätzung von 10 €/MWh – bewertet mit den prognostizierten EE-Mengen und den jeweiligen MW gem. EEG-FB für 2026 – entspräche einem Risiko von rund 2,2 Mrd. €.

Abb. 4 verdeutlicht den Zusammenhang zwischen dem Prognosefehler der Marktpreise und dem Prognosefehler des EEG-Finanzierungsbedarfs. Der Korrelationskoeffizient zwischen den Fehlern beträgt im Betrachtungszeitraum rund -94 % und verbleibt selbst nach Bereinigung um die Krisenjahre 2021 bis 2024 (-93 %) auf diesem Niveau, was auf einen starken linearen Zusammenhang zwischen beiden Fehlergrößen hinweist. Das daraus abgeleitete Bestimmtheitsmaß von 88,94 % zeigt, dass der weit überwiegende Anteil des Prognosefehlers des gesamten Finanzierungsbedarfs sich durch Marktpreisabweichungen erklären lässt.

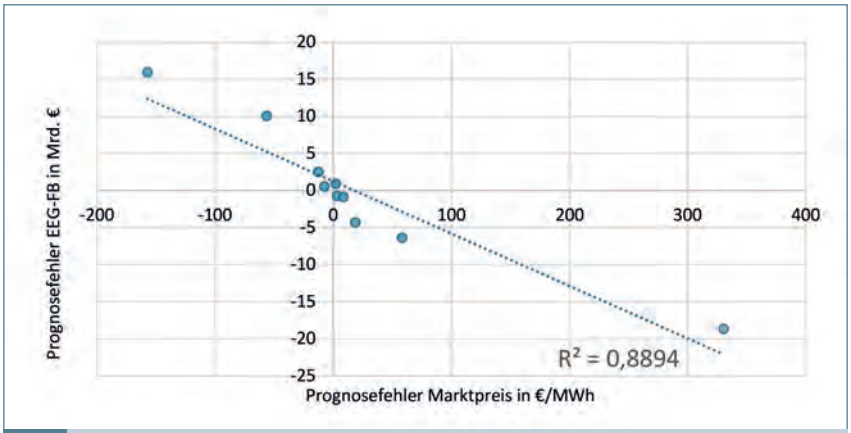


Abb. 4 **Abhängigkeit des Prognosefehlers des EEG-FB vom Fehler der Marktpreisprognose**
Quelle: eigene Darstellung

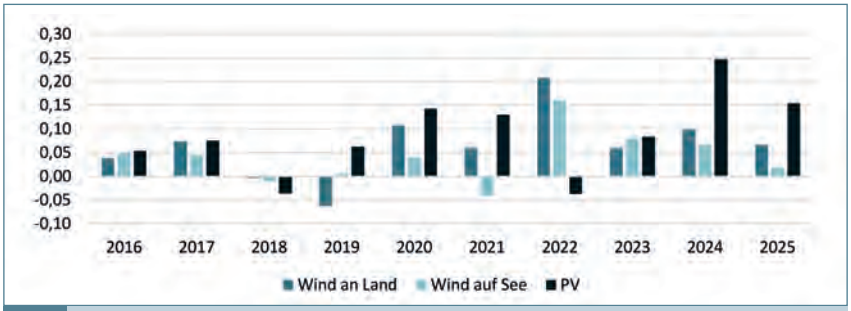


Abb. 5 **Prognosefehler der MWF nach Energieträger (Prognose minus Ist, 2016 bis 2025)**
Quelle: eigene Darstellung

Marktwerte

Neben der Prognose des allgemeinen Marktpreisniveaus stellt auch die Prognose der energieträgerspezifischen MWF einen wesentlichen Baustein bei der Bestimmung der Vermarktungserlöse und Marktprämienzahlungen dar. Der Marktwert des EE-Stroms determiniert sowohl die an Anlagen in der geförderten Direktvermarktung zu leistenden Marktprämienzahlungen als auch die von den ÜNB für die Vermarktung des in der Festvergütung eingespeisten EEG-Stroms erzielbaren Erlöse. Gemäß Anlage 1 EEG ergibt sich der Marktwert in €/MWh für Wind an Land, Wind auf See und PV aus der Gewichtung der viertelstündlichen Online-Hochrechnung der jeweiligen Erzeugung mit den korrespondierenden Spotmarktpreisen. Für alle übrigen Energieträger entspricht er exakt dem durchschnittlichen Spotmarktpreis. Der MWF seinerseits ist das Verhältnis des jeweiligen Marktwerts zum durchschnittlichen Spotmarktpreis desselben Zeitraums. Er bildet somit die Korrelation zwischen Spotmarktpreisen und Erzeugungscharakteristik ab und beschreibt damit die relative Wertigkeit des von dem jeweiligen Energieträger erzeugten Stroms gegenüber dem durchschnittlichen Spotmarktpreis.

Während Marktpreise kurzfristig erheblichen Schwankungen unterliegen können, werden MWF überwiegend durch strukturelle Einflussgrößen wie den EE-Ausbau, die Entwicklung von Flexibilitäten, die Stromnachfrage sowie die Erzeugungsmuster der jeweiligen Energieträger bestimmt. Dadurch weisen MWF grundsätzlich eine höhere zeitliche Stabilität auf, können jedoch infolge struktureller Veränderungen des Stromsystems dauerhaft von historischen Zusammenhängen abweichen.

Die Auswahl eines geeigneten Verfahrens zur MWF-Prognose obliegt dem unabhängigen Gutachter, wobei insbesondere analytische und statistische Ansätze sowie Prognosen auf Basis von Fundamentalmodellen (als überwiegend verwendete Methode) in Betracht kommen. Die Prognosegüte und damit die Eignung des jeweiligen Modells werden von den Gutachtern anhand eines Backtestings überprüft.

Während bestimmte Eingangsgrößen, bspw. historische Erzeugungsprofile, nur auf Basis längerer Zeitreihen robust ab-

geschätzt werden können, beruhen andere Einflussgrößen auf Annahmen über zukünftige Marktentwicklungen. Die tatsächlich realisierten MWF können daher trotz methodisch fundierter Prognose von den erwarteten Werten abweichen, wie in Abb. 5 zu sehen ist.

Über alle Energieträger hinweg ist in Abb. 5 eine Tendenz zur Überschätzung der MWF erkennbar. Besonders ausgeprägt ist dies bei PV, während die Abweichungen bei Wind insgesamt geringer ausfallen. Da es sich bei den dargestellten Abweichungen um Ergebnisse verschiedener unabhängiger Gutachten handelt, lässt sich hieraus kein dauerhafter systematischer Prognosebias ableiten.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Prognose von MWF trotz etablierter Verfahren mit Unsicherheiten behaftet bleibt. Insbesondere Veränderungen der Preis- und Erzeugungsstrukturen können dazu führen, dass die tatsächliche Marktwertigkeit der EE von den prognostizierten Werten abweicht.

Fazit

Die ÜNB bestimmen den EEG-FB für das Folgejahr auf Grundlage der EEG-MiFri, zu der sie durch § 74 EEG verpflichtet sind. Diese wird im Auftrag der ÜNB durch renommierte Gutachter unabhängig und nach aktuellem Stand von Wissenschaft und Technik erstellt. Trotz etablierter Methoden, umfangreicher Datengrundlagen und eines mehrstufigen Qualitätssicherungsprozesses sind Prognoseabweichungen unvermeidbar. Neben witterungsbedingten Unsicherheiten bei der Stromerzeugung wirken insbesondere Schwankungen der Strommarktpreise auf die Höhe des EEG-FB. Die Auswertungen zeigen, dass Marktpreisabweichungen den weit überwiegenden Teil der historischen Prognosefehler erklären.

Hinzu kommen Unsicherheiten aus Änderungen des gesetzlichen und regulatorischen Rahmens, welcher neben dem EEG auch diverse anhängige Gesetze und Verordnungen sowie Festlegungen der BNetzA umfasst. Insbesondere hervorzuheben ist, dass Neuregelungen in der Regel nur berücksichtigt werden können, wenn deren konkrete Ausgestaltung, das Inkrafttreten sowie ggf. erforderliche EU-beihilferechtliche Genehmigungen mit ausreichendem Vorlauf vor der Übermittlung des resultierenden EEG-FB an die Behörden zum 30.09. feststehen. Hinzu kommt, dass zugrunde liegende Annahmen zu Neuregelungen zunächst auf theoretischen Einschätzungen beruhen, bis belastbare Erfahrungswerte vorliegen.

Der ermittelte EEG-FB ist systematisch mit Prognoseunsicherheiten verbunden. Zur Absicherung gegen diese Unsicherheiten hat der Gesetzgeber vorgesehen, dass bei der Ermittlung des EEG-FB zusätzlich eine Liquiditätsreserve in Höhe von bis zu 10 % des originären EEG-FB vorgesehen werden kann. Aufgrund dieser prozentualen Abhängigkeit unterliegt sie jedoch in ihrer Höhe den kumulierten Prognoseunsicherheiten des EEG-FB.

Die angewandte Methodik, die Einbeziehung von wissenschaftlichen Gutachtern sowie die Abstimmung mit BNetzA und BMWE gewährleisten, dass die MiFri mit hoher Qualität und der bestmöglichen erzielbaren Genauigkeit ermittelt wird.

Anmerkung

[1] Die Kosten und Erlöse der Intraday-Bewirtschaftung sowie der Abrechnung des EEG-Bilanzkreises werden unter dem Begriff „Profilservicekosten“ zusammengefasst.

Dr. W. Schulz, Referent Nationales Regulierungsmanagement, Amprion GmbH, Dortmund, F. Jahn, Referentin Energiewirtschaft, 50Hertz Transmission GmbH, Berlin, M. Bilger, Spezialist EEG & Umlagen, TransnetBW GmbH, Stuttgart, C. Bernhard, Systems & Markets Policy & Process Advisor, TenneT TSO GmbH, Bayreuth
woldemar.schulz@amprion.net

