Erläuterungen

Allgemeiner Teil

Hauptgesichtspunkte des Entwurfs:

Mit der vorliegenden Novelle werden die Praxiserfahrungen berücksichtigt, die in den letzten fünf Jahren seit Inkrafttreten des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) gesammelt wurden, ebenso wie die Empfehlungen des EAG-Evaluierungsberichts 2024. Im Fokus stehen insbesondere die Steigerung der Fördereffizienz, die Etablierung einer wirksamen Speicherförderung, die Verbesserung der Marktintegration erneuerbarer Energien sowie der Abbau von Bürokratie.

Zusätzlich dienen einzelne Änderungen der gegenständlichen Novelle auch der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 in der Fassung der Richtlinie (EU) 2023/2413 (Erneuerbaren-Richtlinie).

Kompetenzrechtliche Grundlagen:

Der Bund kann sich bei den einzelnen Vorhaben auf folgende Kompetenztatbestände stützen: Art. 10 Abs. 1 Z 1 B-VG (Bundesverfassung); Art. 10 Abs. 1 Z 4 B-VG (Bundesfinanzen); Art. 10 Abs. 1 Z 6 B-VG (Zivilrechtswesen); Art. 10 Abs. 1 Z 8 B-VG (Angelegenheiten des Gewerbes und der Industrie); Art. 10 Abs. 1 Z 10 B-VG (Wasserrecht; Normalisierung und Typisierung elektrischer Anlagen und Einrichtungen, Sicherheitsmaßnahmen auf diesem Gebiet); Art. 12 Abs. 1 Z 2 (Elektrizitätswesen, soweit es nicht unter Art. 10 fällt); Art. 17 (Privatwirtschaftsverwaltung). Darüber hinaus wird für alle Bestimmungen, die keiner Bundeskompetenz zuzuordnen sind, eine im Verfassungsrang stehende Kompetenzdeckungsklausel statuiert.

Besonderheiten im Normerzeugungsverfahren:

Der Gesetzentwurf erfordert eine Zweidrittelmehrheit im Nationalrat gemäß Art. 44 Abs. 1 B-VG sowie im Bundesrat gemäß Art. 44 Abs. 2 B-VG.

Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderungen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes):

Zu Z 9 (§ 4 Abs. 4a und 4b):

Mit der Änderung werden Rechtssicherheit und Klarheit in Bezug auf das Monitoring der EAG-Ziele für den Strombereich geschaffen, indem definiert wird, nach welcher Methodik der Zubau bzw. Anteil der Erneuerbaren am Stromendenergieverbrauch berechnet werden. Der Verweis auf die SHARES-Methodik entspricht der relevanten Methode für die europäische Berichtserstattung und minimiert weiters durch die normalisierten Daten für Windkraft und Wasserkraft die Auswirkung von wetterbedingten Schwankungen auf ein einzelnes Bezugsjahr.

Die Anpassung dient zum Nachweis der Umsetzung von Art. 22a der Richtlinie (EU) 2018/2001 hinsichtlich der Einbeziehung von Energie aus erneuerbaren Quellen in der Industrie. Art. 22a verpflichtet Mitgliedstaaten zu Bemühungen zur Steigerung des Anteils der erneuerbaren Quellen an den Energiequellen, die für Endenergieverbrauchszwecke und nichtenergetische Zwecke im industriellen Sektor verwendet werden, um einen jährlichen Richtwert von 1,6 %.

Zu Z 13 (§ 5 Z 17a):

Die Anpassung dient der Ergänzung der Legaldefinition von erneuerbarem Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs gemäß der Richtlinie (EU) 2018/2001.

Zu Z 21 (§ 6 Abs. 3 und 4):

Die vorgeschlagenen Änderungen des § 6 Abs. 3 und 4 dienen der Schaffung einer ausreichenden datenschutzrechtlichen Grundlage für die Verarbeitung der erforderlichen Daten durch die zuständigen Behörden und Stellen. Sie stellen insbesondere die rechtliche Basis für die Einrichtung und Führung eines automationsunterstützten Registers dar, in dem die Zertifizierungsstellen erfasst werden. Diese datenschutzrechtliche Grundlage ist sowohl für den Vollzug im Bereich von Biomasse (Abs. 3) als auch für erneuerbaren Wasserstoff nicht biogenen Ursprungs (Abs. 4) notwendig.

Zu den Z 22 (§6a Abs. 4):

Mit der Anpassung des § 6a Abs. 4 soll die Möglichkeit geschaffen werden, durch Verordnung einen Zuschlag auf den Investitionszuschuss für alle geförderten Anlagen mit technischen Komponenten mit europäischer (EWR und Schweiz) Wertschöpfung festzulegen. Damit wird der Anwendungsbereich die-

ser Bestimmung, der bisher nur für Photovoltaikanlagen galt, auf alle mittels Investitionszuschuss geförderten Technologien ausgeweitet. Eine Differenzierung nach maßgeblichen technischen Komponenten für die jeweilige Technologie ist vorzusehen.

Zu den Z 29 bis 32 (§ 12 und § 13):

Die Berechnung des Referenzmarktpreises soll an die je Viertelstunde veröffentlichten Day-Ahead-Ergebnisse der Marktkopplung anknüpfen, da diese die Stunde als kleinste handelbare Zeiteinheit abgelöst hat.

Zu Z 33 (§ 14):

Derzeit wird für die monatliche Akontierung von Biomasse- und Biogas-Marktprämien im laufenden Kalenderjahr der jährliche Referenzmarktpreis des Vorjahres herangezogen. Die Differenz zwischen der Akontierung und der tatsächlich im laufenden Kalenderjahr auszubezahlenden Marktprämie wird dann mittels Aufrechnung, Rückforderung oder zusätzlicher Erstattung für das laufende Kalenderjahr bis zum ersten Quartal des Folgejahres ausgeglichen.

Der Nachteil dieser Akontierungsregelung ist, dass große Schwankungen zwischen jährlichen Referenzmarktpreisen in der Praxis bei Anlagenbetreibern zu hohen Rückforderungen führen und massive Liquiditätsprobleme bewirken können, da derzeit beispielsweise Rückforderungen aufgrund eines stark höheren Referenzmarktpreises als im Vorjahr erst in der Akontierung im ersten Quartal des Folgejahres schlagend werden.

Aus diesem Grund soll nun für die monatliche Akontierung von Biomasse- und Biogas-Marktprämien der ebenfalls von der Regulierungsbehörde berechnete und veröffentlichte monatliche Referenzmarktpreis herangezogen werden. Dadurch können preisrelevante Entwicklungen und Signale am Strommarkt rascher in der Akontierung berücksichtigt und das Risiko hoher Rückforderungen für Anlagenbetreiber massiv reduziert werden.

Mögliche Unterschiede zwischen monatlicher Akontierung und der tatsächlich auszubezahlenden Marktprämie für das Kalenderjahr sind weiterhin vom Anlagenbetreiber im Sinne einer langfristigen unternehmerischen Planung zu berücksichtigen.

Zu den Z 34 und 56 (§ 17a und § 58 Abs. 3):

Aufgrund der Erlassung der Novelle der EAG-Marktprämienverordnung (BGBl. II Nr. 13/2026) sowie der Novelle der EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Strom (BGBl. II Nr. 12/2026) am 16. Jänner 2026 besteht für diese Bestimmungen kein Anwendungsbereich mehr; diese können somit ersatzlos entfallen.

Zu Z 43 (§ 47)

Diese Präzisierung dient der Klarstellung hinsichtlich der Differenzierung der anzulegenden Werte bei Biomasse.

Zu Z 45 (§ 55)

Die allgemeine Regelung des § 55 wird an die neuen Förderschienen gemäß §§ 56 und 56a angepasst, deren Vergabe nicht im Wege von Fördercalls erfolgt.

Abs. 8: Hiermit wird die Möglichkeit geschaffen, freigewordene Mittel aus Investitionszuschüssen anderen Technologien zuzuschlagen. Damit wird eine effiziente Mittelverwendung sichergestellt. Durch die Möglichkeit, freiwerdende Fördermittel für die Deckung von Mindestmitteln einsetzen zu können, wird das Finanzierungserfordernis reduziert, was somit auch niedrigere Erneuerbaren-Förderbeiträge bzw. Erneuerbaren-Förderpauschalen ermöglicht.

Zu Z 46 (§ 56):

Multifunktionale Photovoltaikanlagen ermöglichen die Kombination der Stromerzeugung mit weiteren Funktionen, insbesondere der Gebäudehülle, der Überdachung von Stellplätzen und der landwirtschaftlichen Produktion. Dadurch können Flächen effizienter genutzt, zusätzliche Flächenversiegelungen vermieden und Nutzungskonflikte reduziert werden.

Abs. 1: Die Förderung der Neuerrichtung und Erweiterung multifunktionaler Photovoltaikanlagen ist bis zu einer Engpassleistung von 1 000 kW_{peak} möglich. Als multifunktionale Photovoltaikanlagen zählen insbesondere gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen, Photovoltaikanlagen als Parkplatzüberdachungen, bei denen die Photovoltaikmodule selbst die Überdachung bilden, sowie innovative Agri-Photovoltaikanlagen. Weitere Anlagenarten können per Verordnung gemäß § 58 festgelegt werden.

Abs. 2: Die jährlichen Mindestfördermittel betragen 8 Millionen Euro, die per Verordnung auf entsprechende Anlagenarten aufgeteilt werden können.

Abs. 3: Für jede Anlagenart wird ein spezifischer fixer Fördersatz in €/kWp definiert. Die Fördersätze werden jährlich per Verordnung gemäß § 58 veröffentlicht. Die maximale Förderintensität beträgt 45 % der förderfähigen Investitionskosten und die Fördersumme ist auf maximal 150 000 Euro pro Antrag begrenzt.

Abs. 4: Eine laufende Antragstellung während des gesamten Kalenderjahres ab Erlass der Verordnung ist möglich. Die Reihung der Anträge erfolgt nach ihrem Einlangen. Ist eine Trennung nach Anlagenart vorgesehen, erfolgt die Reihung innerhalb der jeweiligen Anlagenart. Die Auszahlung erfolgt nach Prüfung und Anerkennung der Endabrechnungsunterlagen durch die EAG-Förderabwicklungsstelle.

Abs. 6: Die Fristen für die Inbetriebnahme der geförderten Anlagen betragen bis 100 kWp sechs Monate und ab 100 kWp zwölf Monate. Unter bestimmten Voraussetzungen ist eine Verlängerungsmöglichkeiten vorgesehen.

Zu Z 47 (§ 56a):

Stromspeicher leisten einen wesentlichen Beitrag zur besseren Integration erneuerbarer Energien in das Stromsystem. Sie ermöglichen die zeitliche Verschiebung der Nutzung von Photovoltaikstrom, erhöhen den Eigenverbrauch und können durch eine flexible Steuerung zur Entlastung der Stromnetze sowie zur besseren Abstimmung von Stromerzeugung und -verbrauch beitragen. Durch die Verknüpfung mit einem automatisierten und kommunikationsfähigen Energiemanagementsystem sowie die Erbringung systemischer Leistungen soll sichergestellt werden, dass geförderte Stromspeicher nicht ausschließlich der Erhöhung des Eigenverbrauchs dienen, sondern auch einen Beitrag zur effizienten Nutzung und Integration erneuerbarer Energie leisten.

Abs. 1: Die Förderung der Neuerrichtung bzw. Erweiterung des Stromspeichers setzt dessen Kopplung mit einer bestehenden oder neu errichteten Photovoltaikanlage sowie mit einem automatisierten und kommunikationsfähigen Energiemanagementsystem voraus. Kleinsterzeugungsanlagen im Sinne des ElWG (sogenannte Balkonkraftwerke) können nicht zur Erfüllung der Fördervoraussetzung des Anschlusses eines elektrischen Energiespeichers an eine Photovoltaikanlage herangezogen werden. Aufgrund der geringen Erzeugungsleistung von Kleinsterzeugungsanlagen ist deren möglicher Beitrag zur Lastverschiebung und Reduktion von Einspeisespitzen je Anlage begrenzt. Die Fördermittel sollen daher vorrangig auf Systeme mit einem höheren Potenzial zur Lastverschiebung und netzdienlichen Steuerung konzentriert werden.

Die näheren Anforderungen an die Mindestfunktionen des Energiemanagementsystems sind der Verordnung gemäß § 58 vorbehalten. Dazu zählen insbesondere die Verarbeitung von Leistungsvorgaben, die aktive Steuerung von Erzeugungsanlagen und Stromspeichern, die Berücksichtigung zeitvariabler oder dynamischer Preissignale sowie die Messung des Strombezugs und der Einspeisung am Netzanschluss.

Im Sinne der Technologieneutralität wird klargestellt, dass auch cloudbasierte Lösungen sowie Wechselrichter mit integrierten Energiemanagementfunktionen zulässig sind, sofern die festgelegten Mindestanforderungen erfüllt werden. Die erforderlichen Funktionen können auch durch das Zusammenwirken mehrerer Systemkomponenten erbracht werden. Eine gesonderte Energiemanagementeinheit ist in diesen Fällen nicht erforderlich.

Abs. 2: Bei der gemeinsamen Neuerrichtung von Photovoltaikanlage und Stromspeicher wird zusätzlich der Einsatz von Wechselrichtern mit europäischer Wertschöpfung vorausgesetzt.

Abs. 3: Für Verbraucher beträgt die höchstzulässige Förderkapazität 15 kWh. Für Unternehmen beträgt die höchstzulässige Förderkapazität 50 kWh. Eine Errichtung im Ausmaß über die geförderte Kapazität ist zulässig. Bei Erweiterungen von Stromspeichern zählt allein die Kapazität der Erweiterung für die Festlegung der höchstzulässigen Förderkapazität.

Das Mindestverhältnis der Speicherkapazität zur installierten Engpassleistung der an den Stromspeicher angeschlossenen Photovoltaikanlage muss 1,5 kWh/kWp betragen.

Abs. 4: Die Förderung setzt einen nachweislichen Beitrag des Stromspeichers zu systemischen Effekten voraus. Als geeignete Maßnahmen werden insbesondere dynamische Einspeise- und Lieferverträge, Verträge mit Flexibilitätsdienstleistern, die statische Reduktion der netzwirksamen Leistung, das Bestehen eines flexibler Netzzugangsvertrag oder das Bestehen eines Vertrags für flexible Entnahme und die dynamische Einspeisung/Bezug im Rahmen der Teilnahme an einer lokalen/regionalen Energiegemeinschaft bzw. der gemeinsamen Energienutzung im Nahebereich angeführt. Die näheren Anforderungen an die Umsetzung und den Verpflichtungszeitraum werden durch Verordnung gemäß § 58 festgelegt.

Abs. 5: Für Investitionszuschüsse für Stromspeicher werden jährliche Mindestfördermittel in Höhe von 52 Millionen Euro vorgesehen, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 55 Abs. 5.

Abs. 5: Die Fördersätze werden durch Verordnung gemäß § 58 in Euro pro kWh festgelegt, wobei Differenzierungen nach Größenklassen zulässig sind. Die Förderung ist grundsätzlich mit 10 % des unmittelbar für die Errichtung oder Erweiterung erforderlichen Investitionsvolumens, exklusive Grundstückskosten, begrenzt. Unionsrechtlich vorgesehene Zuschläge bleiben unberührt.

Abs. 7: Die Antragstellung ist während des gesamten Kalenderjahres ab Erlass der Verordnung möglich. Die Anträge sind innerhalb von zwölf Monaten nach Inbetriebnahme des Stromspeichers einzubringen. Die Einhaltung dieser Frist gilt auch dann als gewahrt, wenn der erstmalige Antrag innerhalb der Zwölfmonatsfrist ordnungsgemäß eingebracht, jedoch aufgrund der Ausschöpfung der verfügbaren Fördermittel abgelehnt wird und daher im Folgejahr erneut eingebracht werden muss. Für Stromspeicher, die ab dem 1. November 2026 und vor Inkrafttreten der Investitionszuschussverordnung für 2027 in Betrieb genommen werden, wird eine Übergangsregelung geschaffen, die bestimmte technische und systemische Fördervoraussetzungen ausnimmt. Die Auszahlung erfolgt nach Prüfung und Anerkennung der Endabrechnungsunterlagen durch die EAG-Förderabwicklungsstelle.

Zu den Z 46, 47, 49, 50, 52, 53, 58, 60, 61, 62, 64 und 66 (§ 56 Abs. 5 und 7, § 56a Abs. 8 und 9, § 57 Abs. 2 und 6, § 57a Abs. 2 und 7, § 60 Abs. 3 und 6, § 61 Abs. 3 und 7 sowie § 62 Abs. 2 und 8):

Hiermit wird die Möglichkeit geschaffen, nicht ausgeschöpfte Mittel aus Investitionszuschüssen aus den Vorjahren jährlich anderen Technologien innerhalb eines Hauptstückes zuzuschlagen, wenn diese drei Jahre in Folge nicht ausgeschöpft wurden. Derzeit häufen sich in manchen Technologien ungenutzte Restmittel.

Mit der Möglichkeit, nicht ausgeschöpfte Fördermittel durch Verordnung anderen Technologien zuzuschlagen oder für die Deckung von Mindestmitteln heranzuziehen, wird eine effizientere Mittelverwendung sichergestellt, indem die Fördermittel dort eingesetzt werden, wo sie gebraucht werden, anstatt sie ungenutzt akkumulieren zu lassen. Durch die Möglichkeit, nicht ausgeschöpfte Fördermittel für die Deckung von Mindestmittel einsetzen zu können, kann das Finanzierungserfordernis reduziert werden. Dies ermöglicht niedrigere Erneuerbaren-Förderbeiträge bzw. Erneuerbaren-Förderpauschalen.

Zu Z 51:

Die Streichung der Investitionszuschüsse für Windkraftanlagen erfolgt aufgrund der ausbleibenden Nachfrage. Seit Inkrafttreten des EAG gab es nur einen gültigen Antrag mit 25 kW. Die nicht ausgeschöpften Fördermittel stehen dem Abwicklungssystem dadurch wieder zur Verfügung. Die Streichung reduziert somit das Finanzierungserfordernis und ermöglicht auch niedrigere Erneuerbaren-Förderbeiträge bzw. Erneuerbaren-Förderpauschalen.

Zu Z 54 (§ 58 Abs. 1):

Durch die Einfügung der Z 5a erfolgt eine Klarstellung dahingehend, dass die Herkunft technischer Komponenten (zB europäischer Wertschöpfung) ebenso als Fördervoraussetzung per Verordnung festgesetzt werden kann.

Wird die Herkunft einer technischen Komponente von Anlagen einer Technologie als Fördervoraussetzung per Verordnung festgesetzt, ist ein Zuschlag zum Investitionszuschuss gemäß § 6a Abs. 4 für diese technische Komponente derselben Technologie nicht zulässig.

Zu den Z 71 und 91 (§ 65 Abs. 1 Z 6 sowie §§ 85 bis 87):

Die betroffenen Regelungen entfalten mangels tatsächlicher Einführung einer Grün-Gas-Quote keine Rechtswirkungen und sind daher als obsolet bzw. als totes Recht zu qualifizieren. Deren Beibehaltung führt zu einer Unübersichtlichkeit der Rechtslage und kann zu Fehlinterpretationen von bestehenden und zukünftigen Regelungen durch Marktteilnehmer führen.

Vor dem Hintergrund der im aktuellen Regierungsprogramm vorgesehenen Förderung von Biomethan durch ein Marktprämienmodell besteht zudem derzeit keine sachliche und politische Grundlage für eine zukünftige Implementierung eines Grün-Gas-Quotenmodells.

Zu Z 80 (§ 73 Abs. 7):

Die Ergänzung in Abs. 7 ermöglicht es zukünftig (bei Begründung durch entsprechende Finanzierungsprognosen), die Erneuerbaren-Förderpauschale auch per Verordnung für das jeweils folgende Kalenderjahr anzupassen. Nach einer Anpassung erfolgt die neue Festlegung der Erneuerbaren-Förderpauschale per Verordnung wieder für drei weitere Jahre.

Zu den Z 82 bis 84, 86 bis 88 und 90 (§ 81 Abs. 2a, 5 und 8, § 83 Abs. 2, 3 und 3a und § 84 Abs. 5):

Die Anpassungen in den §§ 81 bis 84 dienen der Umsetzung der Vorgaben des Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 zu Herkunftsnachweisen. § 81 Abs. 5 wird mit den Änderungen obsolet und entfällt daher.

Die Vorgabe für ein vereinfachtes Registrierungsverfahren für Anlagen mit einer Engpassleistung von weniger als 50 kW in der Herkunftsnachweisdatenbank gemäß § 81 Abs. 2a dient der Umsetzung des Art. 19 Abs. 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001.

Die Änderung des Wortlauts in § 81 Abs. 9 dient der Klarstellung, dass Anlagen zur Erzeugung von sowohl Strom, Gas als auch erneuerbarem Wasserstoff im Anlagenregister zu veröffentlichen sind.

Die Änderungen in § 83 Abs. 2 dienen der Klarstellung, dass Herkunftsnachweise ab ihrer Ausstellung für die Dauer von 12 Monaten verwendbar und damit insbesondere zum Ausweis der Herkunft von Energieträgern gegenüber Endverbrauchern („Labeling“) einsetzbar sind, unabhängig davon, ob innerhalb dieses Zeitraums ein Kalenderjahreswechsel stattfindet. Der Verfassungsgerichtshof führte in seiner Entscheidung VfGH 13.06.2025, V 63/2024, aus, dass der Transparenzzweck der Herkunftsnachweise gegenüber Endkunden im Vordergrund der Regelung zur Umsetzung des Art. 19 der Richtlinie (EU) 2018/2001 stehe. Art. 19 Abs. 2 und 3 der genannten Richtlinie sehen jedoch neben diesem Transparenzzweck ausdrücklich auch die Möglichkeit der Transaktion und des Handels mit Herkunftsnachweisen vor. Herkunftsnachweise erfüllen somit nicht nur eine Informationsfunktion, sondern weisen zugleich einen wirtschaftlichen Wert für Betreiber von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie auf. Mit der vorliegenden Änderung soll diesem Umstand Rechnung getragen werden. Mit der Anpassung des § 83 Abs. 3 Z 4 werden die Vorgaben für den Zeitraum der Erzeugung gemäß Art. 19 Abs. 7a der Richtlinie (EU) 2018/2001 spezifiziert.

Gemäß Art. 19 Abs. 6 der Richtlinie (EU) 2018/2001 haben Herkunftsnachweise den Anforderungen der Norm CEN – EN 16325 zu entsprechen. Mit der Einführung des § 83 Abs. 3a wird diese Anforderung umgesetzt.

Die Einführung des § 84 Abs. 5 dient zur Umsetzung von Art. 19 Abs. 9 und 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 und legt die Vorgehensweise im Falle einer Verweigerung der Anerkennung eines Herkunftsnachweises durch die Regulierungsbehörde fest.

Zu Z 93 (§ 88 Abs. 1 und 2):

Die Anpassungen zum Nachweis über den Anteil erneuerbarer Energie und die Gesamtenergieeffizienz dienen der Umsetzung von Art. 24 Abs. 1 in Zusammenschau mit den Begriffsbestimmungen der Ziffern 19 bis 21 des Art. 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001. Aufgrund der Verweisung letzterer auf die Vorgaben der Richtlinie (EU) 2023/1791 erfolgt auch eine innerstaatliche Umsetzung im Verständnis dieser Richtlinie, wonach unter „Energiesystem“ ein System verstanden wird, das in erster Linie für die Erbringung von Energiedienstleistungen zur Deckung der Nachfrage von Endverbrauchssektoren nach Energie in Form von Wärme, Brennstoffen und Strom ausgelegt ist (vgl. Art. 2 Z 3 Richtlinie (EU) 2023/1791). Die Vorgabe des Art. 24 Abs. 1 der Richtlinie (EU) 2018/2001 adressiert „Anbieter“, sodass nicht nur Betreiber von Anlagenteilen der Fernwärme und -kälte (im Einzelnen insbesondere von Erzeugeranlagen zur Bereitstellung der Fernwärme bzw. kälte, Verteilungsanlagen zum Wärme- bzw. Kältetransport, Übergabestationen, Abnehmeranlagen bis hin zu in den Wohnungen installierte Wärme- bzw. Kälteverbrauchsanlagen), sondern auch in der Lieferkette sonstige Energiedienstleister bzw. Anbieter der Informationspflicht unterliegen. Besteht zwischen dem Verbraucher und einem Abgeber im Sinne des § 88 Abs. 1 EAG kein unmittelbares zweiseitiges Vertragsverhältnis, sind „sonstige Energiedienstleister“ als Untergruppe jener Anbieter bzw. Lieferanten von Wärme oder Kälte innerhalb der Lieferkette zu qualifizieren, die Fernwärme oder Fernkälte von einem Abgeber im Sinne des § 88 Abs. 1 EAG nicht zum Eigenverbrauch beziehen, sondern diese entgeltlich an Endkunden, Endverbraucher oder Endnutzer weitergeben. Die Informationspflicht bezweckt auch, dass möglichen Endnutzern diese Angaben bereits vor Vertragsabschluss zur Verfügung stehen.

Die Differenzierung zwischen Kunden und Endnutzern resultiert aus den Begriffen und Definitionen nach Art. 21 (insbesondere Abs. 6 und 7) der Richtlinie (EU) 2023/1791.

Zu Z 94 (§ 89):

Mit dieser Präzisierung wird klargestellt, dass ausschließlich eine Meldung im vorgegebenen elektronischen Formular durch den Abgeber über die vom Bundesminister zur Verfügung gestellte Meldeplattform die Meldepflicht erfüllt (wärmepreise.at). Unbeschadet seiner verwaltungsstrafrechtlichen Verantwortung kann der Abgeber Dritte mit der Durchführung der Meldung beauftragen in seinem Namen und auf seine Rechnung die elektronische Meldung zu erstatten, falls fehlende technische Möglichkeiten dies erfordern. Anwenderfreundlichkeit, Authentizität und Preisvergleichbarkeit für die Allgemeinheit werden gesichert. Analoge oder nicht über die vorgesehene Meldeplattform durchgeführte Meldungen (zB per E-Mail übermittelte Dokumente) verursachen einen massiven, jedoch vollständig vermeidbaren Verwaltungs- und Kostenaufwand und bergen das Risiko der Geschäftsdatenverfälschung.

Zu Z 97 (§ 97a):

Mit § 97a wird Art. 9 der Richtlinie (EU) 2018/2001 in innerstaatliches Recht umgesetzt. Die Bestimmung schafft die erforderliche Rechtsgrundlage für die Durchführung gemeinsamer Projekte zwischen Österreich und anderen Mitgliedstaaten der Europäischen Union zur Erzeugung von Elektrizität, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen und für die unionsrechtlich vorgesehene Anrechnung der aus solchen Projekten stammenden Energiemengen auf die jeweiligen nationalen Zielwerte.

Abs. 1 ermächtigt den Bundesminister für Wirtschaft, Energie und Tourismus mit anderen Mitgliedstaaten Rahmenregelungen und Kooperationsabkommen über gemeinsame Projekte im Sinne des Art. 9 der Richtlinie (EU) 2018/2001 abzuschließen. Damit wird die unionsrechtlich vorgesehene Möglichkeit zur zwischenstaatlichen Zusammenarbeit im Bereich erneuerbarer Energien innerstaatlich verankert. Die ausdrückliche Nennung privater Betreiber stellt klar, dass gemeinsame Projekte nicht auf staatliche Vorhaben beschränkt sind, sondern auch unter Einbindung privater Projektträger realisiert werden können.

Gemäß Abs. 2 ist bis spätestens 31. Dezember 2026 zumindest eine Rahmenregelung mit einem anderen Mitgliedstaat abzuschließen. Diese soll darauf ausgerichtet sein, dass sich die beteiligten Mitgliedstaaten bis spätestens 31. Dezember 2030 auf die Einrichtung von mindestens zwei gemeinsamen Projekten einigen. Damit wird ein zeitlich determinierter Umsetzungsauftrag normiert, der der strategischen Verankerung des Instruments gemeinsamer Projekte dient. Die Vorgabe, auf eine gerechte Verteilung der Kosten und des Nutzens hinzuwirken, entspricht dem Kooperationsgedanken der Richtlinie und soll die wirtschaftliche Ausgewogenheit der Projekte sicherstellen.

Abs. 3 stellt klar, dass zur Umsetzung eines konkreten gemeinsamen Projekts ein gesondertes Kooperationsabkommen mit dem jeweils betroffenen Mitgliedstaat abzuschließen ist. Während Rahmenregelungen den allgemeinen Rahmen der Zusammenarbeit festlegen, dienen Kooperationsabkommen der rechtlichen und organisatorischen Absicherung einzelner Projekte und insbesondere der Festlegung der Modalitäten der Durchführung und Anrechnung.

Abs. 4 dient der Umsetzung der unionsrechtlichen Mitteilungspflichten nach Art. 9 Abs. 1 und 3 der Richtlinie (EU) 2018/2001. Nach Abschluss eines Kooperationsabkommens ist die Europäische Kommission über das Projekt zu informieren. Die taxative Aufzählung der Mindestinhalte der Mitteilung dient der Gewährleistung der unionsrechtlich erforderlichen Transparenz und Nachvollziehbarkeit. Insbesondere sind Angaben zur Anlage, zum Inbetriebnahmedatum, zum anrechenbaren Anteil der erzeugten Energie, zum begünstigten Mitgliedstaat sowie zum Zeitraum der Anrechnung zu übermitteln.

In Abs. 5 wird die Verpflichtung zu jährlichen Mitteilungen nach Inbetriebnahme des gemeinsamen Projekts normiert. Damit wird die laufende Berichterstattung über die tatsächlich erzeugten Energiemengen sowie über jene Anteile sichergestellt, die auf den erneuerbaren Anteil eines anderen Mitgliedstaats angerechnet werden. Diese Bestimmung dient der Umsetzung der unionsrechtlichen Kontroll- und Monitoringanforderungen und soll eine korrekte statistische Erfassung und Zielverfolgung gewährleisten.

Zu Artikel 2 (Änderung des Ökostromgesetzes 2012):

Zu Z 3 (§ 13 Abs. 1 bis 3):

Abs. 1: Die Mindestlaufzeit für Verträge zu Marktpreisen beträgt zwölf Monate, um die Abwicklung über zumindest ein volles Jahr zu gewährleisten und kurzfristiges Wechselverhalten (und somit einen gesteigerten Abwicklungsaufwand) einzugrenzen. In Kombination mit der allgemeinen Begrenzung der Vertragslaufzeiten gemäß § 57f Abs.1 Z 2 sind auch kürzere Laufzeiten möglich, da sonst bereits mit Anfang 2030 keine neuen Verträge mehr abgeschlossen werden könnten.

Abs. 2: Da die Wechselmöglichkeit des § 13 Abs. 2 tendenziell zu einer Überförderung führt – Anlagen wechseln in Hochpreisphasen hinaus und bei niedrigeren Strompreisen wieder zurück in den Einspeisetarif – und zusätzlichen administrativen Aufwand bei der Abwicklungsstelle verursacht, soll die Mindestlaufzeit für einen Tarifverzicht daher von zwölf Monaten auf 24 Monate erhöht werden. Bei einer neuerlichen Kontrahierung zu Einspeisetarifen besteht grundsätzlich eine Bindungsfrist von mindestens zwölf Monaten. Während dieses Zeitraums ist ein Wechsel aus der Ökobilanzgruppe nicht möglich.

Abs. 3: Die Aufwendungen für Ausgleichsenergie sind für die neue, dynamische Marktpreisvergütung gemäß § 13 Abs. 3a gesondert zu berechnen, da durch die Weitergabe von Marktsignalen ein anderes Einspeiseverhalten als in den bisherigen Bilanzgruppen der Ökostromabwicklungsstelle erwartet wird. Somit sind auch andere Prognoseabweichungen bzw. Ausgleichsenergiekosten zu erwarten, die daher auch gesondert umzulegen sind.

Vor allem aufgrund der niedrigen PV-Preise im Sommerhalbjahr und den hohen PV-Einspeisemengen in der ÖSG-Marktpreisvergütung bestehen in der ÖSG-Marktpreisvergütung weiterhin wesentliche Preisdifferenzen zwischen dem Durchschnitt der Quartalsfutures (Marktpreis gemäß § 41 Abs. 1) und den Day-

Ahead-Spotmärkten (§ 41 Abs. 2 und 2a). Im Sommerhalbjahr liegen die tatsächlich erwirtschaftbaren Day-Ahead-Preise teilweise deutlich unter der 2024 eingeführten 60 % Untergrenze basierend auf den Marktpreisen gemäß § 41 Abs. 1 ÖSG 2012. Dadurch ergeben sich finanzielle Unsicherheiten sowie finanzielle Risiken für die Ökostromabwicklungsstelle. Bei der aktuellen Ausgestaltung der Marktpreisvergütung werden Marktsignale außerdem nicht anlagenspezifisch weitergeben, es gibt daher keinen Anreiz auf Marktsignale zu reagieren und zum Beispiel bei negativen Marktpreisen die Einspeisung zu reduzieren.

Um das Risiko möglicher Kosten für die Finanzierung des Abwicklungssystems zu reduzieren sowie den Anreiz zu erhöhen, in Vermarktungsoptionen mit Weitergabe von Marktsignalen zu wechseln, wird daher die 60 % Untergrenze basierend auf den Marktpreisen gemäß § 41 Abs. 1 ÖSG 2012 teilweise angepasst. Diesbezüglich erfolgt eine Staffelung nach Anlagengröße bzw. Zeitpunkt des Vertragsabschlusses. Im Sinne der Planungssicherheit erfolgt für bestehende Verträge keine bzw. eine geringere Absenkung der Untergrenze als bei Neuverträgen. Zusätzlich wird zwischen Anlagen über und unter 20 kW differenziert, um bei kleineren Anlagen die Anpassungen möglichst gering zu halten. Bei bestehenden Verträgen unter 20 kW kommt somit weiterhin die 60 % Untergrenze zu tragen, bei bestehenden Verträgen über 20 kW und Neuverträgen unter 20 kW kommt ab. 1. Juli 2027 eine Untergrenze von 30 % zur Anwendung.

Bei größeren Anlagen wird angenommen, dass diese bei entsprechenden Anreizen eher auf Marktsignale reagieren. Daher steht für Anlagen über 20 kW ab 1. Juli 2027 als ÖSG-Marktpreisvergütung bei Neuverträgen auch nur mehr die Option nach § 13 Abs. 3a zur Verfügung.

Als Absicherung für die Betreiber von Ökostromanlagen bleibt außerdem die Regelung gemäß § 13 Abs. 3 letzter Satz bestehen. Die Vergütung kann somit insgesamt weiterhin nicht unter null fallen.

Die Ermittlung der mengengewichteten Day-Ahead-Preise soll an die je Viertelstunde veröffentlichten Day-Ahead-Ergebnisse der Marktkopplung anknüpfen, da diese die Stunde als kleinste handelbare Zeiteinheit abgelöst hat.

Zu Z 4 (§ 13 Abs. 3a und 3b):

Abs. 3a: Zur Erhöhung der Marktintegration soll die Marktpreisvergütung ab 1. Juli 2027 stärker an Day-Ahead-Preisen, basierend auf individuellen, tatsächlichen Einspeiseprofilen, ausgerichtet werden, um Marktsignale direkt an die Einspeiser weiterzugeben.

Daher soll für größere Anlagen (ab 20 kW) von der Ökostromabwicklungsstelle eine dynamische Marktpreisvergütung angeboten werden, welche Marktsignale anlagenspezifischer weitergibt. Die Einspeisung bei negativen Day-Ahead-Preisen würde in der Ausgestaltung der dynamischen Marktpreisvergütung etwa den individuell je Anlage ermittelten monatlich mengengewichteten Marktpreis verringern.

Für die Teilnahme an der neuen, dynamischen Marktpreisvergütung sind von Anlagen ua. die technischen Voraussetzungen zur Übermittelung der tatsächlichen Einspeisung nach Viertelstunden erfüllen.

Die technischen Voraussetzungen sind im Detail über die „Allgemeinen Bedingungen“ gemäß § 39 zu regeln.

Wie bei der bisherigen ÖSG-Marktpreisvergütung soll auch bei der dynamischen Marktpreisvergütung ein Abzug der durchschnittlichen Aufwendungen für Ausgleichsenergie auf Basis des jeweils letzten Kalenderjahres erfolgen. Die Ermittlung der durchschnittlichen Aufwendungen erfolgt hierbei gesondert anhand der relevanten Bilanzgruppe, da durch die Weitergabe von Marktsignalen ein anderes Einspeiseverhalten als in den bisherigen Bilanzgruppen der Ökostromabwicklungsstelle erwartet wird.

Als Absicherung für die Betreiber von Ökostromanlagen kann die monatlich ermittelte Vergütung gemäß § 13 Abs. 3a letzter Satz insgesamt aber weiterhin nicht unter null fallen.

Ab 1. Juli 2027 sind für Anlagen über 20 kW neue Verträge gemäß § 13 nur noch mit der Option der dynamischen Marktpreisvergütung gemäß § 13 Abs. 3a möglich. Damit sollen sowohl die Inanspruchnahme dieser Vergütungsoption als auch gegebenenfalls erforderliche Umrüstungen zur Erfüllung der technischen Voraussetzungen gezielt stärker angereizt werden.

Abs. 3b: Durch die Weitergabe von Marktsignalen wird für die dynamische Marktpreisvergütung ein anderes Einspeiseverhalten als in den bisherigen Bilanzgruppen der Ökostromabwicklungsstelle erwartet. Prognoseabweichungen bzw. Ausgleichsenergiekosten können somit gegebenenfalls auch höher ausfallen als in den in den bisherigen Bilanzgruppen der Ökostromabwicklungsstelle, da zur diesbezüglichen Prognose noch weniger Erfahrungswerte vorliegen Ein Abschlag für Ausgleichsenergiekosten ist marktüblich und senkt die Kosten für das Abwicklungssystem, gleichzeitig würde ein sehr hoher, nicht marktüblicher Abschlag für Ausgleichsenergiekosten dazu führen, dass nur wenige Anlagenbetreiber die dynamische Marktpreisvergütung in Anspruch nehmen und somit mehr Anlagen in einer Vermarktung ohne direkte Weitergabe von Marktsignalen verbleiben. Mit der Möglichkeit der Deckelung des Abschlags für durch-

schnittliche Aufwendungen für Ausgleichsenergie für die dynamische Marktpreisvergütung kann sichergestellt werden, dass mögliche einzelne Extremjahre nicht zu marktunüblichen Abschlägen im Folgejahr führen, sowie eine Beurteilung eines möglichen Deckels sowohl Anhand des jeweils aktuellen Marktumfeldes als auch der Kosten der Abwicklung erfolgen kann.

Zu Z 5 (§ 13 Abs. 4):

Ab 1. Juli 2027 sind neue Verträge gemäß § 13 für Anlagen über 20 kW nur noch mit der Option der dynamischen Marktpreisvergütung gemäß § 13 Abs. 3a möglich. Daher erfolgt zukünftig ein nach Leistung der Anlage differenziertes Angebot, entweder gemäß § 13 Abs. 3 oder gemäß § 13 Abs. 3a.

Zu Z 6 (§ 41 Abs. 2 und 2a):

Der für die zugewiesenen Strommengen relevante Preis, beziehungsweise die Ermittlung der mengengewichteten Day-Ahead-Preise, soll an die je Viertelstunde veröffentlichten Day-Ahead-Ergebnisse der Marktkopplung anknüpfen, da diese die Stunde als kleinste handelbare Zeiteinheit abgelöst hat.

Zu Z 7 (§ 41 Abs. 2b):

Die Ermittlung der mengengewichteten Day-Ahead-Preise soll an die je Viertelstunde veröffentlichten Day-Ahead-Ergebnisse der Marktkopplung anknüpfen, da diese die Stunde als kleinste handelbare Zeiteinheit abgelöst hat.

Abweichend von den bisherigen Vergütungsoptionen erfolgt die Ermittlung des für die Vergütung nach § 13 Abs. 3a relevanten Marktpreises individuell anhand einer Mengengewichtung auf Basis der Einspeisung der jeweiligen kontrahierten Anlage. Dies dient dazu, Marktsignale direkt an einzelne Anlagen weiterzugeben und somit die Marktintegration zu erhöhen.

Zu Z 8 (§ 57f Abs. 1 Z 2):

Aufgrund der erwarteten Abweichungen im Einspeiseverhalten im Vergleich zur bisherigen ÖSG-Marktpreisvergütung, ist für die Vermarktung der dynamischen Marktpreisvergütung gemäß § 13 Abs. 3a eine gesonderte Bilanzgruppe zu bilden. Verträge zur Marktpreisvergütung enden wie bisher mit Ablauf des 31. Dezember 2030.

Zu Z 9 (§ 57j):

Die Übergangsfrist und Regelung in Abs. 3 soll Betreibern von Ökostromanlagen mit ÖSG-Marktpreisverträgen nach § 13 Abs. 3 die Möglichkeit geben, einmalig innerhalb der Übergangsfrist aus diesem aussteigen zu können, ohne bestehende Mindestvertragslaufzeiten zu verletzen. Dies soll es erleichtern, gegebenenfalls bereits in der Übergangsfrist in alternative Vermarktungsoptionen zu wechseln.

Die Übergangsfrist dient ebenfalls dazu, der Abwicklungsstelle ausreichend Umsetzungszeit zur Implementierung der mengengewichteten Preisermittlung anhand von Viertelstunden sowie der Einrichtung einer neuen Bilanzgruppe mit dynamischer Marktpreisvergütung gemäß § 13 Abs. 3a zu geben.