Bundesministerium
Wirtschaft, Energie
und Tourismus

Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes

3. EAG-Gutachten: Empfehlungen für das Jahr 2026

Wien, 2025

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:
Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus, Stubenring 1, 1010 Wien
Autorinnen und Autoren: Tretter Herbert, Furtwängler Christian, Eggler Lukas,
Burger Anna, Felber Bernhard (Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency)
Wien, 2025. Stand: 12. Dezember 2025

Copyright und Haftung:
Auszugsweiser Abdruck ist nur mit Quellenangabe gestattet, alle sonstigen Rechte sind ohne schriftliche Zustimmung des Medieninhabers unzulässig.
Es wird darauf verwiesen, dass alle Angaben in dieser Publikation trotz sorgfältiger Bearbeitung ohne Gewähr erfolgen und eine Haftung des Bundesministeriums und der Autorin / des Autors ausgeschlossen ist. Rechtausführungen stellen die unverbindliche Meinung der Autorin / des Autors dar und können der Rechtsprechung der unabhängigen Gerichte keinesfalls vorgreifen.

Rückmeldungen: Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an empfaenger@bmwet.gv.at.

Inhalt

1 Einleitung 7

2 Datengrundlage und technologieübergreifende Parameter 9

2.1 Datengrundlage 9

2.2 Übersicht zu Methodik und Parametern 11

2.3 Inflation und Preisindizes 14

2.4 Finanzmarkt 16

2.5 Energiemarkt 18

2.5.1 Gas- und Strompreisentwicklung im Großhandel 19

2.5.2 Endkund:innenpreise für Strom 20

2.5.3 Ausgleichsenergiekosten 22

2.5.4 Berücksichtigung von weiteren Systemnutzungsentgelten 24

2.5.5 Herkunftsnachweise 24

2.5.6 Berücksichtigung der 6-h-Regel (Aussetzung Marktprämie) 25

2.6 Investitionszuschüsse 28

3 Photovoltaik 30

3.1 Technologiespezifische Parameter 30

3.1.1 Annahmen zu Eigenverbrauch und Jahresvolllaststunden 31

3.1.2 Kostenentwicklung und Indexierung 33

3.1.3 Finanzierungsparameter 34

3.1.4 Weitere Parameter 35

3.2 Auswertung der Daten 35

3.2.1 Investitionskosten 35

3.2.2 Betriebskosten 37

3.2.3 Stromspeicher 38

3.3 Empfehlungen zur Förderung 39

3.3.1 Empfehlungen zum Höchstpreis bei der Betriebsförderung durch Ausschreibung 40

3.3.2 Empfehlungen zur Investitionsförderung 41

3.3.3 Empfehlung zur Investitionsförderung für PV-Stromspeicher 43

4 Windenergie 45

4.1 Standortdifferenzierungs-Modell, Update 2025 45

4.1.1 Normanlage, Update 2025 46

4.1.2 Normstandort, Update 2025 52

4.2 Technologiespezifische Parameter 56

4.3 Auswertung der Daten ... 56
4.3.1 Spezifische Investitionskosten ... 57
4.3.2 WACC ... 61
4.3.3 Jahresvolllaststunden ... 61
4.3.4 Spezifische Betriebskosten (exklusive Ausgleichsenergiekosten) ... 61
4.3.5 Ausgleichsenergiekosten ... 65
4.3.6 Gesamte Betriebskosten inklusive AE-Kosten, exklusive HKN-Erlöse ... 66
4.3.7 HKN-Erlöse ... 66
4.4 Empfehlungen zur Förderung ... 67
4.4.1 Empfehlungen für Höchstpreise ... 67
4.4.2 Korrekturfaktoren auf Basis des Standortdifferenzierungsmodells ... 68
4.4.3 Empfehlungen zur Investitionsförderung ... 70

5 Wasserkraft ... 72

5.1 Technologiespezifische Parameter ... 72
5.1.1 Förderkategorien ... 72
5.1.2 Volllaststunden, Anlagenlebensdauer und repräsentative Anlagenleistung ... 74
5.1.3 Valorisierung und Index ... 76
5.1.4 Finanzierungsparameter ... 77
5.2 Auswertung der Daten ... 78
5.2.1 Datengrundlage ... 78
5.2.2 Investitionskosten Neubau ... 79
5.2.3 Investitionskosten Revitalisierung ... 80
5.2.4 Betriebskosten ... 81
5.2.5 Eigenverbrauchsanteil ... 82
5.2.6 Reinvestitionen ... 84
5.3 Empfehlungen zur Förderung ... 84
5.3.1 Empfehlungen zur Betriebsförderung ... 84
5.3.2 Empfehlungen zur Investitionsförderung ... 92

6 Wind- und Wasserkraft ... 95

7 Feste Biomasse ... 97

7.1 Technologiespezifische Parameter ... 98
7.2 Auswertung der Daten ... 98
7.2.1 Spezifische Investitionskosten ... 98
7.2.2 WACC ... 103
7.2.3 Jahresvolllaststunden ... 103
7.2.4 Elektrische Wirkungsgrade ... 103

7.2.5 Spezifische Betriebskosten (exklusive Brennstoffkosten) 104
7.2.6 Spezifische Brennstoffkosten 107
7.2.7 Spezifische Wärmeerlöse 109
7.3 Empfehlungen zur Förderung 111
7.3.1 Empfehlungen zur wettbewerblichen Ausschreibung von Marktprämien 111
7.3.2 Empfehlungen zur administrativ festgelegten Marktprämie und Nachfolgeprämie 114
7.3.3 Empfehlungen zur Investitionsförderung 125

8 Biogas 127
8.1 Datengrundlage 127
8.2 Technologiespezifische Parameter 129
8.2.1 Annahmen für Biogas-Neuanlagen mit 250 kW_{el} 129
8.2.2 Annahmen für Biogas-Bestandsanlagen (Nachfolgeprämie) 136
8.3 Empfehlungen für Betriebsförderung und Nachfolgeprämie 141

Anhang I: Sonderauswertungen zu spezifischen PV-Anlagenkategorien 143
Datenanalyse 144
Begriffsbestimmungen 145
Investitionskosten 145
Betriebskosten und Volllaststunden 147
Ergebnis: PV-Freiflächenanlagen 149
Diskussion und Einordnung 149
Ergebnis: LCOE für Agri-PV-Anlagen 152
Diskussion und Einordnung 153
Exkurs: Vergleich zur Situation in Deutschland 155
Parkplatzüberdachung 158
Innovationszuschlag 160

Anhang II: Überlegungen zur Aufsplittung der PV-MP-Ausschreibung in zwei Größenklassen 162
Hintergrund des Subauftrags 162
Vorüberlegungen 162
Methodik 165
Ergebnisse 167
Empfehlungen 172
Allgemeine Überlegungen zu Klassenteilungsleistung und Teilnahmeschwelle in kWp 172

Konkrete Empfehlungen zur Wahl der Klassenteilungsleistung und Teilnahmeschwelle in kWp 173
Weitere Argumente und Empfehlungen..... 175

Tabellenverzeichnis..... 177

Abbildungsverzeichnis..... 181

Formelverzeichnis..... 183

Literaturverzeichnis 184

Abkürzungen..... 189

1 Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) hat die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA) mit der Erstellung eines Gutachtens zu den Betriebs- und Investitionsförderungen der Jahre 2026 und 2027 im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) beauftragt (nachfolgend „3. EAG-Gutachten“).

Gemäß Auftrag sind dabei Empfehlungen unter anderem hinsichtlich folgender Punkte zu erarbeiten:

1. Höchstpreise für Biomasse, Windkraft, Photovoltaik (PV) sowie für die gemeinsame Ausschreibung von Wasserkraft und Windkraft
2. Anzulegende Werte für die Berechnung der Marktprämie für Wasserkraft, Biomasse und Biogas
3. Anzulegende Werte für die Berechnung der Nachfolgeprämie für Biomasse und Biogas
4. Vorschläge zur Gewährung von Investitionszuschüssen bei Biomasse, Windkraft, PV und Wasserkraft
5. Vorschlag zur Höhe der Festlegung des Abschlags für Freiflächen-PV
6. Vorschlag zur Festlegung des Korrekturfaktors auf den anzulegenden Wert, der die Standortqualität einer Windkraftanlage widerspiegelt

Nicht Teil des gegenständlichen Auftrags waren unter anderem die Überarbeitung des bestehenden Produktionsstufenförderungsmodells bei Wasserkraft sowie die Bottom-up-Modellierung von Beta-Faktoren für den gewichteten Kapitalkostensatz (Weighted Average Cost of Capital, WACC).

Die Erstellung des Gutachtens erfolgte auf Grundlage der Vorgaben des EAG 2021 BGBl. I Nr. 150/2021 idF BGBl. I Nr. 69/2025. Demgemäß haben sich Höchstpreise und anzulegende Werte (azW) an den Kosten zu orientieren, die für den Betrieb einer kosteneffizienten, dem Stand der Technik entsprechenden Anlage erforderlich sind. Eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investitionen ist dabei zu berücksichtigen.

Das methodische Vorgehen orientiert sich dabei überwiegend am 1. EAG-Gutachten, in der Version „Update vom 18. November 2022“ (Resch, et al., 2022), sowie dem „2. EAG-Gutachten: Empfehlungen für das Jahr 2025“ vom Dezember 2024 (Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024). Alle Referenzen im vorliegenden Gutachten zum 1. und 2. EAG-Gutachten beziehen sich auf diese Versionen. In diesen beiden Gutachten wurden einige methodische Ansätze und Zugänge erstmalig entwickelt und daher umfassend dargestellt. Aufbauend auf diese maßgebliche Arbeit werden im vorliegenden Gutachten somit nur jene Punkte detailliert aufgegriffen, die eine Abweichung vom 1. und 2. EAG-Gutachten darstellen.

Die Methodik bildet den zum Zeitpunkt der Erstellung des vorliegenden Gutachtens gültigen Rechtsrahmen geltender Gesetze ab. Auf eine mögliche zukünftige Änderung relevanter Materien, etwa auf eine avisierte EAG-Novelle, kann bei den Empfehlungen dieser Gutachtensversion daher noch nicht Rücksicht genommen werden. In der vorliegenden Version werden allerdings erste quantifizierbare Auswirkungen des zum Jahresende 2025 beschlossenen Elektrizitätswirtschaftsgesetzes (ElWG) berücksichtigt. Diese umfassen:

- zusätzliche Ausgaben durch den Versorgungsinfrastrukturbeitrag gemäß §75a ElWG für Anlagen > 20 kW für alle Technologien
- die Ertragsreduktion durch Spitzenkappung (§101 ElWG) für die Technologie Windkraft[1]
- zusätzliche Investitionskosten für Anlagen < 250 kW durch die Vorgabe der Ansteuerbarkeit gemäß § 76 ElWG für die Technologie Photovoltaik

Eine Berücksichtigung geänderter Sätze für das Netzanschlussentgelt gemäß § 130 ElWG war aufgrund der kurzen Vorlaufzeiten dieser Updates nicht möglich, wird jedoch für das Update des Gutachtens für das Empfehlungsjahr 2027 vorgenommen.

Die gutachterlichen Empfehlungen zu Höchstpreisen, azW und Investitionsfördersätzen für das Jahr 2025 finden sich am Ende jedes Technologiekapitels im jeweiligen Subkapitel „Empfehlungen zur Förderung“.

[1] Auf die zusätzliche Berücksichtigung der Spitzenkappung für die Technologie Photovoltaik wird verzichtet, da für diese Technologie eine starke zeitliche Korrelation und Überschneidung mit den volllaststundensenkenden Effekten aufgrund der in diesem Gutachten zum ersten Mal einbezogenen 6-h-Regel (siehe Abschnitt 2.5.6) unterstellt werden kann. Eine kritische Überprüfung dieser Annahme ist für das kommende Gutachten vorgesehen.

2 Datengrundlage und technologieübergreifende Parameter

2.1 Datengrundlage

Das vorliegende Gutachten stützt sich datenseitig auf Betreibermeldungen gemäß § 8 EAG 2021 idF BGBl. I Nr. 233/2022, die von der E-Control mittels Fragebogen seit dem Erhebungsende der Betreiberdatenabfrage des 2. EAG-Gutachtens (Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024) im Jahr 2023 bis einschließlich September 2025 erhoben wurden (nachfolgend „Betreibermeldungen“). Dabei handelt es sich ausschließlich um Anlagen, die vor dem Zeitpunkt der individuellen Betreibermeldung bereits in Betrieb genommen wurden. In dieser Abfrage wurden insbesondere Investitionskosten (aufgeteilt nach Kostenarten), jährliche Betriebskosten (aufgeteilt nach Kostenarten), Leistungsdaten, das Datum der Inbetriebnahme, die jährliche Stromerzeugung beziehungsweise das Regelarbeitsvermögen sowie Finanzierungsparameter abgefragt. Die Abfrage erfolgte mit technologiespezifischen Unterschieden; so wurden für Bioenergieanlagen beispielsweise zusätzlich Informationen zu Wärmebereitstellung und -erlösen sowie Brennstoffkosten erfragt.

Grundlage dieser Betreiberdatenabfrage war ein neuer, detaillierter Erhebungsfragebogen. Dieser wurde im Herbst 2024 vom damaligen Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) beim Gutachter:innenteam beauftragt und im Frühjahr 2025 nach Einbindung der Branchenverbände finalisiert. Im Mai 2025 wurde der Erhebungsfragebogen von der E-Control auf Grundlage von § 8 EAG iVm § 7 ElWOG 2010 an Betreiber ausgesendet.

Die erhobenen Betreiberdaten wurden vor der Übermittlung an die Gutachter:innen durch das Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus (BMWET) anonymisiert.

Insgesamt wurden 323 neue Datensätze für das 3. EAG-Gutachten (Inbetriebnahme beziehungsweise Revitalisierung 2022–2025) als Datengrundlage zur Verfügung gestellt. Zusätzlich lagen auch Datensätze der Betreiberdatenerhebung, die der Erstellung des 1. und 2. EAG-Gutachtens zugrunde lagen, zum Zwecke des Quervergleichs vor. Diese

fanden nicht generell Eingang in die diesjährige Berechnung, wurden jedoch für einzelne Technologien zur Verbreiterung der Datenbasis der Auswertung genutzt. Dies wird in den technologiespezifischen Kapiteln genauer beschrieben.

Tabelle 1: Erhaltene Datensätze nach Betreibermeldungen gemäß § 8 EAG 2021 idF BGBl. I Nr. 233/2022

Technologie	Datensätze 1. EAG-Gutachten	Datensätze 2. EAG-Gutachten	Datensätze 3. EAG-Gutachten
Biogas	6	2	4
Biomasse	47	17	13
Wasserkraft, Neubau	65	47	41
Wasserkraft, Revitalisierung	35	9	15
PV	53	62	231
Wind	31	17	19
Summe	**237**	**154**	**323**

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis der Betreibermeldungen

Außerdem stellte die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG) die vorliegenden anonymisierten Endabrechnungsdaten von investitionszuschussgeförderten PV-Anlagen und -Speichern nach § 56 EAG seit dem Einreichdatum 21.04.2022 (Auswertungsstichtag: 28.08.2025) zur Verfügung, wobei die Zuordnung von Stromspeichern zu PV-Anlagen als Information mit übertragen wurde. Anonymisierte Investitionszuschussdaten gemäß § 56 EAG für die Energieträger Biomasse, Wind und Wasser wurden ebenfalls von der OeMAG anonymisiert zur Verfügung gestellt.

Insgesamt handelte es sich um 134.083 Datensätze zu Photovoltaik, 50.901 Datensätze zu Stromspeichern, 14 Datensätze zu Biomasse, einen Datensatz zur Windkraft sowie 42 Datensätze zu Wasserkraft. Die Nutzung dieser Daten (nachfolgend „OeMAG-Daten“) wird in den technologiespezifischen Abschnitten genauer beschrieben. Es ist jedoch grundsätzlich zu beachten, dass diese Datensätze per Definition nur Informationen zu Investitionskosten und Leistung sowie weitere förderspezifische Informationen umfassen und keinen Rückschluss auf Werte wie Betriebskosten oder Finanzierungsparameter zulassen.

Ferner wurden von der OeMAG-Daten zu 82 eingereichten Windkraftprojekten der Marktprämienausschreibung Wind sowie der gemeinsamen Marktprämienausschreibung Wind- und Wasserkraft zur Verfügung gestellt. Diese Daten (welche vorläufige Kostenabschätzungen, jedoch keine tatsächlichen, endabgerechneten Kosten darstellen) wurden zur Plausibilisierung der restlichen erhobenen Datenbasis im Bereich Windkraft verwendet.

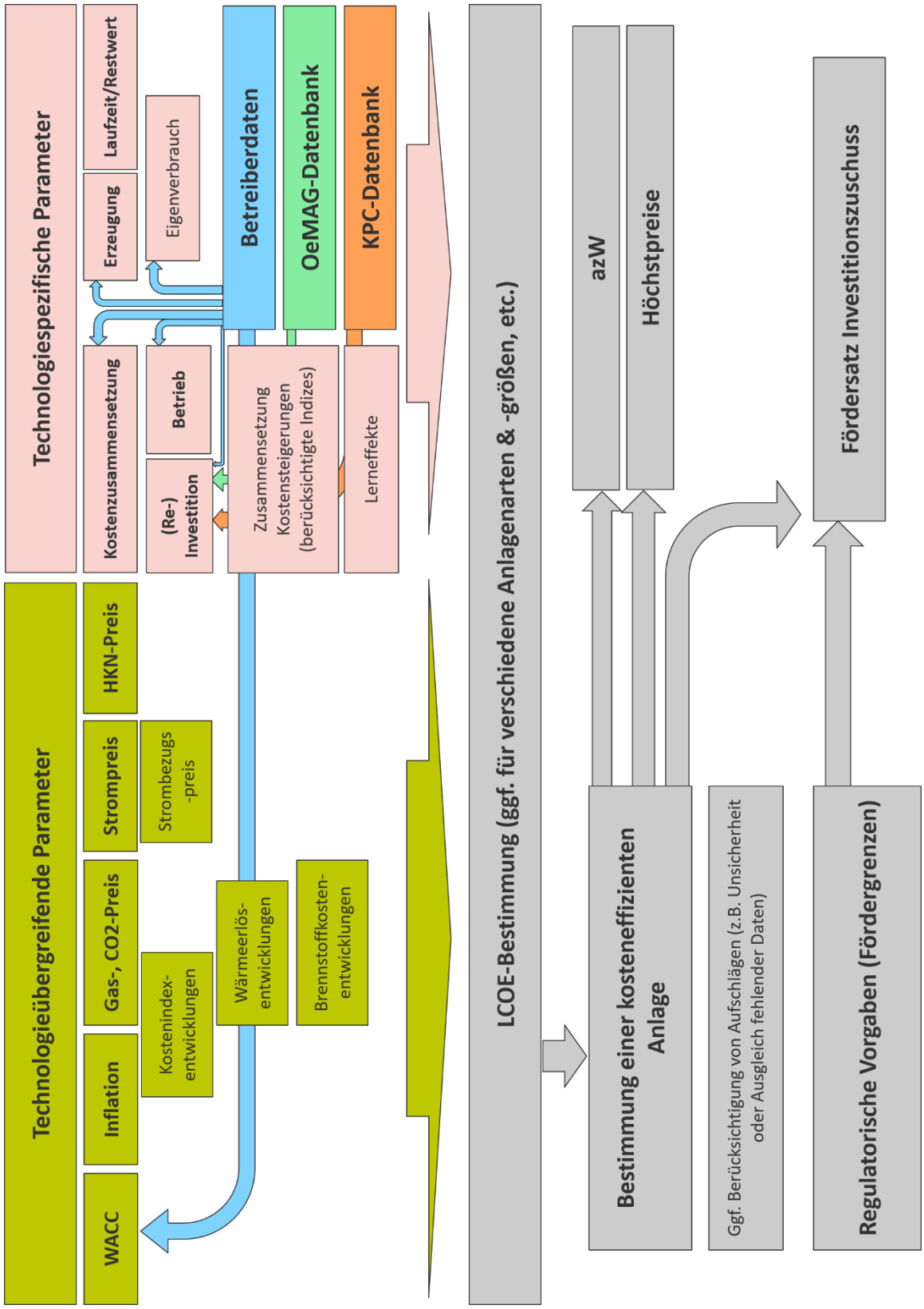
Zur Erlangung einer breiteren Vergleichsbasis im Bereich Biomasse-Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) stellte das begutachtende Team außerdem eine Anfrage an die Kommunalkredit Public Consulting (KPC) bezüglich Daten zu einmaligen Investitionsförderungen. Aus dieser Informationsauskunft konnten zehn weitere anonymisierte Datensätze zu Investitionskosten mit einer tatsächlichen beziehungsweise geplanten Inbetriebnahme in den Jahren 2020–2025 gewonnen werden.

Zusätzlich übermittelten die Branchenvertreter:innen Daten für Anlagen, die sich zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung in Planung oder in Bau befanden (nachfolgend „Branchendaten“). Diese wurden ausschließlich zur Plausibilisierung der verwendeten Methodik der Valorisierung der Kosten aus Betreibermeldungen auf spätere Investitionsjahre anhand von Inflationsannahmen (siehe Abschnitt 2.3) herangezogen.

2.2 Übersicht zu Methodik und Parametern

Für die Bestimmung angemessener Fördersätze für Betriebsförderungen werden in diesem Gutachten analog zum Vorgehen im vorherigen Gutachten die **Levelized Costs of Electricity (LCOE)** oder Stromgestehungskosten der betrachteten Technologien bestimmt. Grundlage für die Berechnung sind hierbei jeweils kosteneffiziente, dem Stand der Technik entsprechende Anlagen, anhand derer die verschiedenen zu bestimmenden Parameter der Förderinstrumente gewählt werden können. Die einfließenden technologieübergreifenden Annahmen werden im weiteren Verlauf dieses Kapitels beschrieben. Technologiespezifische Quellen und Annahmen werden hingegen in den jeweiligen Einzelabschnitten der Kapitel 3 bis 8 benannt.

Abbildung 1: Übersicht über das methodische Vorgehen in diesem Gutachten



Quelle: Darstellung der AEA

Für die grundlegende Berechnungsweise der Stromgestehungskosten wird dem Vorgehen des 1. EAG-Gutachtens (Resch et al., 2022) sowie der letztjährigen Fassung des 2. EAG-Gutachtens (Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024) gefolgt. Da die Methodik der LCOE-Bestimmung bereits im 1. EAG-Gutachten ausführlich dokumentiert wurde, erfolgt an dieser Stelle lediglich eine Kurzzusammenfassung.

Für die LCOE-Berechnung werden jährliche Ausgaben und Einnahmen für den initialen Investitionszeitpunkt und die folgenden Betriebsjahre während der Förderperiode (in der Regel 20 Jahre) ermittelt. Für Ausschreibungen und Fördercalls im Jahr 2026 wird der Investitionszeitpunkt für das Jahr 2027 angenommen.

Diese Zahlungsströme werden genauso wie die in den jeweiligen Jahren erfolgende Stromerzeugung unter Nutzung eines angemessenen Zinssatzes (siehe Abschnitt 2.4) diskontiert und aufsummiert. Die Stromgestehungskosten (LCOE) in Euro pro Megawattstunde (MWh) ergeben sich als Quotient aus den diskontierten Nettogesamtausgaben (das heißt nach Abzug der Einnahmen, welche nicht direkt aus dem Stromverkauf stammen, zum Beispiel Wärmeerlöse und Herkunftsnachweise) und der diskontierten Stromerzeugungsmenge.

Formel 1: Berechnungsformel der LCOE ohne Restwertbestimmung

$$LCOE = \frac{Kosten\ in\ Lebensdauer}{elektrische\ Energie\ in\ Lebensdauer} = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + B_t - R_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

I_t: Investitionskosten in Jahr t, B_t: Betriebskosten in Jahr t, R_t: Erlöse in Jahr t,
E_t: Stromproduktion in Jahr t, r: Zinssatz, n: Lebensdauer

Im Fall von Wasserkraft wird beim Neubau aufgrund der langen Anlagenlebensdauern außerdem der diskontierte Restwert der Anlage nach dem Ende der Förderperiode (zu Beginn des 21. Jahres) bestimmt und bei den Ausgaben in Abzug gebracht. Auf eine Bewertung und eine Berücksichtigung von Betriebskosten und Erlösen (etwa aus der Stromvermarktung) nach dem Ende der Förderperiode wird hingegen bei allen Technologien verzichtet, da aus heutiger Sicht eine hohe Unsicherheit über die Entwicklungen des Strommarktes bis über 2047 hinaus besteht. Dazu kommt, dass diese Ausgaben und Einnahmen aufgrund der starken Diskontierung ohnehin nur sehr gering ins Gewicht fallen.

2.3 Inflation und Preisindizes

Neben einer angemessenen Verzinsung der Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, welche in Abschnitt 2.4 beschrieben wird, ist auch die allgemeine Kostenentwicklung angemessen zu berücksichtigen. Dies betrifft sowohl die kurzfristig zu erwartende Teuerung der Investitionskosten beim Neubau erneuerbarer Erzeugungsanlagen als auch die langfristige Entwicklung der anzusetzenden Betriebskosten über die Anlagenlaufzeit.

Hierzu wurden die aktuellsten Inflationsprognosen der Institutionen WIFO (Glocker & Ederer, 2025), IHS (Bonin, et al., 2025), Bank Austria (UniCredit Bank Austria, 2025), Europäische Kommission (European Commission, 2025), OeNB (Oesterrreichische Nationalbank, 2025), OECD (OECD, 2025) und IWF (International Monetary Fund, 2025) zum Stichtag 03.07.2025 zugrunde gelegt und der Mittelwert der jeweiligen Jahresinflationswerte gebildet. Die resultierenden Jahreswerte können Tabelle 2 entnommen werden. Ab 2029 wird eine Inflation von konstant 2 % vorausgesetzt.

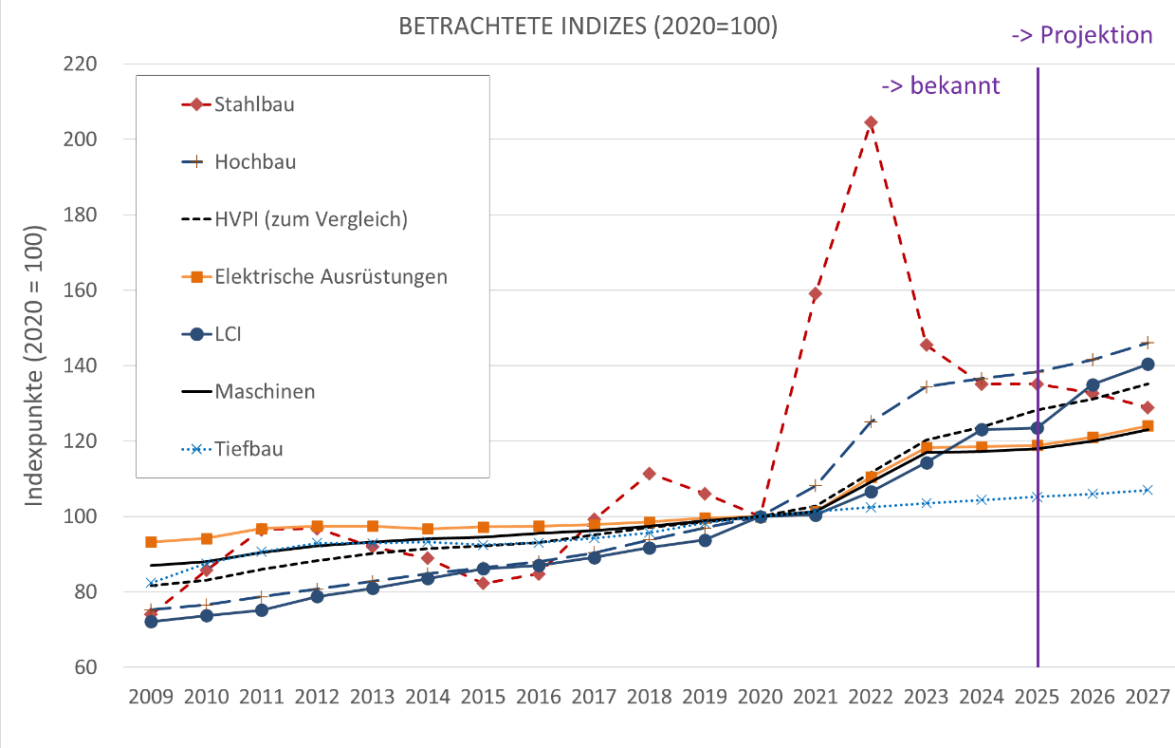
Tabelle 2: Historische Inflation und Annahmen für zukünftige Inflationsentwicklung ab Juli 2025 bis 2029

Kalenderjahr	Inflationswert in %	HVPI-Index (2025=100)
2022	8,6	87,7
2023	7,7	94,4
2024	3,1	97,3
2025	2,7	100,0
2026	2,0	102,7
2027	2,2	104,8
2028	2,1	107,1
2029	2,0	109,3

Quelle: (Eurostat, 2025) für historische Werte, Berechnungen AEA auf Basis von (Glocker & Ederer, 2025), (Bonin, et al., 2025), (UniCredit Bank Austria, 2025), (European Commission, 2025), (Oesterrreichische Nationalbank, 2025), (OECD, 2025), (International Monetary Fund, 2025)

In Abbildung 2 sind von 2009 bis (größtenteils) inklusive 1. Halbjahr 2025 historische Verläufe der dargestellten Einzelindizes ersichtlich (auf bekannten Daten basierend). Von Mitte 2025 bis Ende 2027 folgt die Entwicklung der Einzelindizes den Projektionen anhand der durchgeführten Regressionsanalyse. Diese Einzelindizes werden im Gutachten herangezogen, um aus Betreiberdaten und OeMAG-Daten abgeleitete technologiespezifische Investitionskosten der letzten Jahre mit einer passenden Teuerungsannahme auf den Investitionszeitpunkt 2027 hochzurechnen.

Abbildung 2: Historische Indexentwicklung bis Mitte 2025 und Projektion bis 2027 (2020=100 Indexpunkte)



Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (Eurostat, 2025) und (Statistik Austria, 2025), (International Energy Agency, 2024)

2.4 Finanzmarkt

Gemäß § 18 (2) und § 47 (2) EAG hat die Festlegung von Höchstpreisen und anzulegenden Werten eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die Investition zu umfassen. Hierbei ist ein gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz für Eigen- und Fremdkapital zu bestimmen, der WACC.

Zu diesem Zweck wurde das Vorgehen des 2. EAG-Gutachtens (Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024) fortgeführt. Dabei werden Eigenkapitalkosten mithilfe der Anwendung des Capital Asset Pricing Model (CAPM) aus aktuellen Literaturwerten hergeleitet. Beim CAPM handelt es sich um ein Gleichgewichtsmodell zur Bewertung risikobehafteter Finanzinstrumente, das wichtige Erkenntnisse über die Beziehung von erwarteter Rendite und Finanzrisiken ermöglicht. Der CAPM-Ansatz wird insbesondere auch zur Ermittlung von angemessenen Kapitalkosten für Infrastrukturprojekte herangezogen.

Die allgemeine Berechnung des WACC-Satzes mithilfe des CAPM ist in Formel 2 beschrieben und unverändert zum Vorgängergutachten. Der Steuersatz ist regulatorisch gemäß § 22 Körperschaftssteuergesetz (KStG) durch den Körperschaftssteuersatz von 23 % (seit 2024) vorgegeben; für die restlichen Parameter mussten die Gutachter:innen geeignete Werte identifizieren.

Formel 2: Berechnungsformel des WACC-Satzes

$$WACC(vor\ Steuern) = EKQ \cdot EKK \cdot \frac{1}{1-s} + FKQ \cdot FKK$$

$$FKK = i_{rf} + i_{FK}$$

$$EKK = i_{rf} + i_{erp} \cdot \beta$$

$$EKQ + FKQ = 1$$

$$\beta = \beta^u \cdot (1 + (1-s) \cdot \frac{FKQ}{EKQ})$$

Mit:
EKQ: Eigenkapitalquote
EKK: Eigenkapitalkosten
FKQ: Fremdkapitalquote
FKK: Fremdkapitalkosten
s: Steuersatz
i_{rf}: Risikoloser Zinssatz
i_{FK}: Risikoprämie FK
i_{erp}: landesspezifische Equity-Risk-Prämie
β: levered Beta-Faktor
β^u: unlevered Beta-Faktor (branchenspezisch und landes-/regionsspezifisch)

Zur Bestimmung geeigneter Equity-Risk-Prämien für Österreich und Beta-Faktoren energiewirtschaftlicher Akteure im Sektor der erneuerbaren Energien werden öffentlich zugängliche Werte eines in diesem Bereich führenden Professors der New York University (mit Datenstand Jänner 2025) genutzt (Damodaran, Country Default Spreads and Risk Premiums, 2025a) (Damodaran, Levered and Unlevered Betas by Industry - Europe, 2025b). Er führt diese Auswertungen standardisiert in regelmäßigen Abständen durch und stellt sie auf seiner Homepage frei zugänglich zur Verfügung. Für den risikolosen Zinssatz wird der für Österreich empfohlene Wert aus der Quartalsveröffentlichung des Beratungsunternehmens KPMG im Juni 2025 (KPMG, 2025) von 3,05 % zugrunde gelegt.

Für die Risikoprämie auf Fremdkapital war abweichend zum Vorgutachten erstmals eine technologiespezifische Differenzierung anhand der Erhebung der Betreiberdaten möglich, da Aufschläge zum Referenzzinssatz EURIBOR abgefragt und in signifikanter Anzahl ausgefüllt wurden. Zuvor wurde hier pauschal ein Aufschlag von 1,5 % angenommen, nun ergaben technologiespezifische Auswertungen eine Spannweite von 1,25 % (bei Wasserkraft) bis 1,85 % (bei Photovoltaik).

Die Eigen- und Fremdkapitalquoten der Einzeltechnologien wurden wie im Vorjahresgutachten auf Basis der Angaben der Betreibermeldungen ermittelt. Aus den verschiedenen Eigen- und Fremdkapitalquoten resultieren unterschiedliche WACC-Sätze für die verschiedenen Technologien. Diese sind in Tabelle 3 abgebildet. Es ergibt sich eine Reichweite von 6,86 % bis 7,19 % bezüglich des WACC vor Steuern beziehungsweise 5,28 % bis 5,53 % nach Steuern. Dies stellt eine leichte Reduktion gegenüber dem Vorjahreswert dar. Als Grund hierfür ist vor allem das im Vergleich zum letzten Jahr wieder gesunkene Zins- und Kapitalrisikoniveau zu nennen.

Tabelle 3: WACC-Annahmen für verschiedene Technologien (Standardfall)

Parameter	PV und Stromspeicher	Wind	Biomasse	Biogas	Wasserkraft
Risikoloser Zinssatz in %	3,05	3,05	3,05	3,05	3,05
Equity-Risk-Prämie in %	4,86	4,86	4,86	4,86	4,86
Unlevered Beta	0,497	0,497	0,497	0,497	0,497
Fremdkapitalanteil in %	40	84	65	75	64
Eigenkapitalanteil in %	60	16	35	25	36
Levered Beta	0,752	2,507	1,208	1,645	1,172

Parameter	PV und Stromspeicher	Wind	Biomasse	Biogas	Wasserkraft
Eigenkapitalkosten (nach Steuern) in %	6,71	15,23	8,92	11,05	8,75
Risikozuschlag Fremdkapital in %	1,85	1,40	1,65	1,50	1,25
Fremdkapitalkosten in %	4,90	4,43	4,70	4,55	4,30
WACC vor Steuern in %	**7,19**	**6,90**	**7,11**	**7,00**	**6,86**
Körperschaftssteuersatz in %	23	23	23	23	23
WACC nach Steuern in %	**5,53**	**5,32**	**5,47**	**5,39**	**5,28**

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von eigenen Annahmen sowie (Damodaran, Country Default Spreads and Risk Premiums, 2025a), (Damodaran, Levered and Unlevered Betas by Industry - Europe, 2025b), (KPMG, 2025), KStG und Betreiberdaten

2.5 Energiemarkt

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über für dieses Gutachten getroffene Annahmen zur allgemeinen Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2050. Verschiedene relevante Kosten- und Erlöskomponenten stehen in Zusammenhang mit zentralen Entwicklungen des Energiemarktes und wurden daher konsistent abgebildet. Im Kern der Annahmen stand dabei die Herleitung der möglichen zukünftigen Entwicklung von Gas- und Strompreisen. Die hergeleiteten Zeitreihen wurden in der Folge als Inputparameter für verschiedene Analysen genutzt, um konsistente Entwicklungen weiterer relevanter Zeitreihen abzuleiten.

Eine grundlegende Annahme war hierbei – sofern nicht explizit anders angegeben –, dass geltende Regeln und Zielsetzungen des rechtlich-regulatorischen Umfeldes Bestand haben. So wurde etwa der Fortbestand aktueller Abgaben und Steuern wie Elektrizitätsabgabe, Energieabgaben und Umsatzsteuer vorausgesetzt. Es wurde ferner vorausgesetzt, dass sich grundlegende Regeln und die Systematik des Strommarktes (zum Beispiel Pay-as-Clear als Zuschlagsregel, Weiterbestand der Stromgebotszone Österreich, Netzentgeltsystematik et cetera) nicht grundsätzlich verändern. An dieser Stelle sei hinsichtlich mutmaßlich zukünftig zu berücksichtigender gesetzlicher Änderungen erneut auf die Erörterung in der Einleitung dieses Berichts verwiesen.

2.5.1 Gas- und Strompreisentwicklung im Großhandel

Zur Bestimmung einer konsistenten Entwicklung von Strom- und Gaspreisen des Großhandels kommt ein vereinfachtes Preismodell der AEA zur Anwendung. Dieses ermittelt in Jahresschritten die durchschnittlichen Großhandelsstrompreise („Base“) auf Basis von Annahmen zur Entwicklung von erneuerbarer Einspeisung, Gaspreisen, CO_2-Preisen sowie Gestehungskosten. Dieses Modell folgt der „Merit-Order-Logik“, welche besagt, dass die Grenzkosten der letzten Technologie, die noch zur Deckung der momentanen Stromnachfrage benötigt wird, den momentanen Strompreis festlegen.

In diesem Modell werden die Jahresbase-Strompreise als gewichteter Mittelwert berechnet. Dieser basiert einerseits auf den Gestehungskosten eines repräsentativen Gaskraftwerks, das einen durchschnittlichen Wirkungsgrad von 55 % aufweist. Andererseits fließen sowohl eine bestimmte Anzahl von Stunden im Jahr mit erneuerbarem Einspeiseüberschuss ein, der mit einem Strompreis von null bewertet wird, als auch eine geringe Anzahl von Stunden, in denen ein Knappheitspreis über dem Grenzkostenniveau von Gaspreisen vorherrscht. Der Anteil der Stunden mit Erdgas als preissetzender Technologie in der österreichischen Preiszone lag im Jahr 2024 (einem Wetter- und Wasserjahr[2], welches eine historisch hohe erneuerbare Einspeisung zur Folge hatte) in etwa bei 84 % (AEA-Berechnungen basierend auf Daten von (Entso-E, 2025)), der Anteil der über 500 €/MWh liegenden Preise bei 0,11 % (10 Stunden pro Jahr), wobei der höchste Preis bei 850 €/MWh lag. Diese Häufigkeit beziehungsweise dieses Preisniveau (850 €/MWh) wird für Knappheitsstunden im Modell angesetzt. Im Modell wird ferner angenommen, dass der zeitliche Anteil thermischer Kraftwerke als preissetzende Anlagen bis 2030 bei 85 % des Jahres verbleibt und in der Folge bis 2050 linear auf 60 % absinkt.

Als Basis für Gas- und CO_2-Preisentwicklungen werden die drei Szenarien Stated Policies Scenario (STEPS), Announced Pledges Scenario (APS) und Net Zero Emissions by 2050 (NZE) des World Energy Outlook 2023 (International Energy Agency, 2024) herangezogen. Für die Region Europa wird ein Durchschnitt daraus gebildet. Zusätzlich wird ein gleichbleibender Emissionsfaktor von 0,2 Tonnen CO_2 pro Megawattstunde Erdgas

[2] Mit „Wetterjahr“ werden generell die Auswirkungen des Wetters (Temperatur, Wind, Sonneneinstrahlung, Niederschläge) in der Analyse energiewirtschaftlicher Erzeugungsprofile (oder auch Verbrauchsprofile) bezeichnet. Diese können sich bei erneuerbaren Technologien aufgrund der stochastischen (zufälligen) Eigenschaften des Wetters, aber auch wegen zugrundeliegender Trends (wie der Klimaerhitzung) zwischen einzelnen Jahren deutlich unterscheiden. Das „Wasserjahr“ bezeichnet sinngemäß das vorliegende Dargebot für die Wasserkrafterzeugung, welches insbesondere durch Niederschläge und Schneeschmelze beeinflusst wird. Da in Österreich historisch viel Erzeugung aus Wasserkraft existiert, ist hier Einfluss des Wasserjahres auf den Anteil erneuerbarer Stromerzeugung besonders hoch.

angenommen. Die spätere Durchdringung des Strommarkts mit thermischen Kraftwerken auf Basis erneuerbarer Gase ab den 2030er Jahren wird nicht durch höhere Kosten des eingesetzten Gases abgebildet, sondern es wird die implizite Annahme getroffen, dass der Benchmark der Grenzkosten dieser Kraftwerke durch die Grenzkosten von Erdgas plus CO_2-Kosten (etwa durch ein entsprechendes Förderregime) abgebildet wird.

Tabelle 4: Durchschnittliche angenommene Großhandelspreise (in €/MWh) für ausgewählte Zeitintervalle

Intervall	Relevante Gaspreise (inklusive CO_2) in €/MWh	Strompreise in €/MWh
2026–2029	43,20	67,66
2030–2039	45,39	66,28
2040–2049	50,87	62,66

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (International Energy Agency, 2024)

2.5.2 Endkund:innenpreise für Strom

Die erzeugten Preiskurven für Gas- und Strom-Großhandelspreise werden gemeinsam mit den Annahmen zur Inflation (siehe Abschnitt 2.3) zur konsistenten Bestimmung weiterer Parameter herangezogen. Zu diesen gehören unter anderem jährliche Durchschnittsendkund:innenpreise für Strom und Gas. Strom-Endkund:innenpreise werden zur Berücksichtigung von Eigenverbrauch als Opportunitätserlöskomponente der erneuerbaren Anlagen benötigt, Gas-Endkund:innenpreise insbesondere zur Bemessung der Wärmeerlöse von biomassebasierter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), siehe Abschnitt 7.2.7.

Für die Bestimmung von Endkund:innenpreisen wird zunächst die vereinfachende und konservative Annahme getroffen, dass deren Energiekostenanteil im Durchschnitt dem Großhandelspreisniveau entspricht. Das heißt, es wird keine Annahme bezüglich der Margen von Energieversorgern im Endkund:innengeschäft getroffen.

Die Erneuerbaren-Förderkosten, bestehend aus Erneuerbaren-Förderbeitrag (EFB) und Erneuerbaren-Förderpauschale (EFP) werden mithilfe einer Überschlagsrechnung aus der oben genannten Strompreiskurve hergeleitet. Dabei werden die Mengenziele des im

Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) referenzierten WAM-Szenarios, also des With-Additional-Measures-Szenarios (Krutzler et al., 2023), für den Ausbau erneuerbarer Energien nach dem EAG angesetzt. Zudem werden die Altkosten für Betriebsförderungen des Ökostromgesetzes (ÖSG) sowie Einspeisungen zum OeMAG-Marktpreis für bereits vor 2022 gebaute Anlagen miteinbezogen. Erlöse aus der Vermarktung dieser Anlagen im Stromgroßhandel werden dabei jedoch in Abzug gebracht. Die Aufteilung in Investitionsförderungen und Betriebsförderungen nach dem EAG erfolgt auf Basis einer Expert:innenabschätzung so, dass beide Förderschienen bis zur Erreichung der WAM-Ziele genutzt werden. Diese Werte werden schließlich durch die WAM-Mengen der Netzlast geteilt, um einen durchschnittlichen Wert in ct/kWh zu berechnen.

Netzentgelte und Steuern werden unter Annahme einer gleichbleibenden Regulierungssystematik aufgeschlagen, wobei angenommen wird, dass ab 2025 die Netzkosten zu 10 % die Preisbewegung des Großhandels mit vollziehen (zum Beispiel Netzverlustentgelte), während 90 % der Netzkosten mit der Inflation steigen. Die Elektrizitätsabgabe wird mit 15 €/MWh und die Gebrauchsabgabe mit 6 % auf Energie und Netzentgelte berechnet. Die Umsatzsteuer wird gleichbleibend mit 20 % angesetzt. Aufgrund unterschiedlicher Netzentgelte werden Endkund:innenpreise für Netzebene 5 (NE 5) und Netzebene 7 (NE 7) berechnet. Diese steigen nominell tendenziell im Zeitverlauf an. Da diese Steigerung jedoch geringer ausfällt als die zugrunde liegende Inflation, ergeben sich real langfristig sinkende Preise. So entspricht der in Tabelle 5 genannte Wert von 28,40 ct/kWh im Schnitt der Jahre 2040 bis 2049 einem realen, inflationsbereinigten Endkund:innenpreis von 19,12 ct/kWh bezogen auf das Jahr 2025.

Tabelle 5: Annahme durchschnittlicher Strom-Endkund:innenpreise (in Cent/kWh) für ausgewählte Zeitintervalle

Intervall	Energie-preis	EFB/ EFP	Netz-entgelte NE 5	Netz-entgelte NE 7	Steuern/ Abgaben NE 5	Steuern/ Abgaben NE 7	Summe NE 5	Summe NE 7
2026–2029	6,77	0,95	2,02	8,85	2,03	2,44	14,11	22,80
2030–2039	6,63	1,89	2,29	10,03	2,04	2,50	15,40	25,24
2040–2049	6,27	2,88	2,72	11,92	2,04	2,59	16,69	28,40

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (International Energy Agency, 2024)

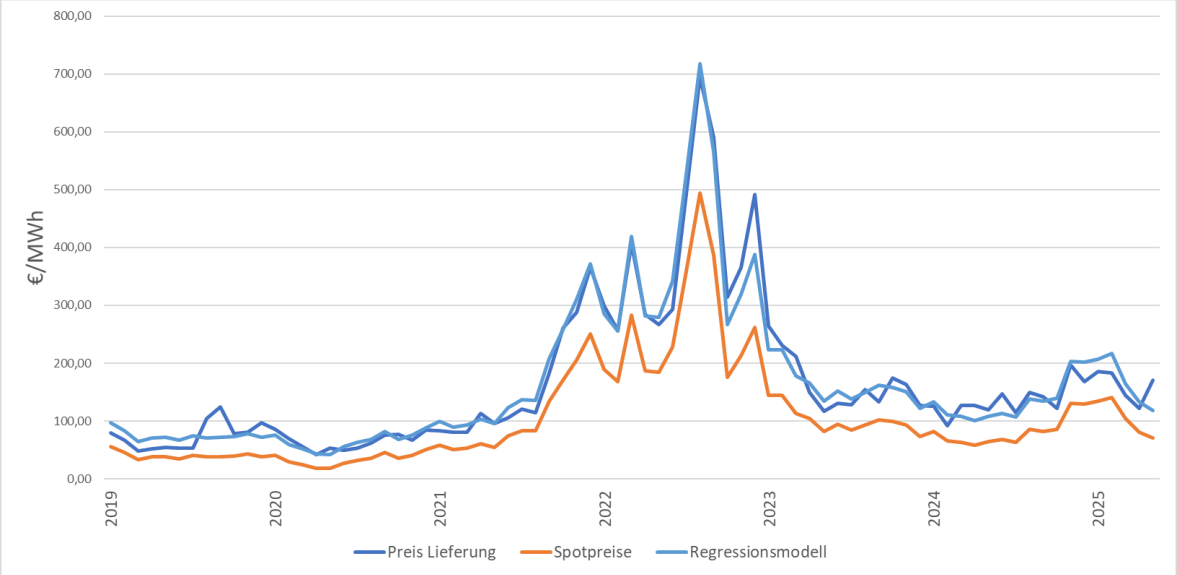
2.5.3 Ausgleichsenergiekosten

Insbesondere für die profilabhängigen Energieträger Wind und PV führen die zu tragenden Ausgleichsenergiekosten für Fahrplanabweichungen wegen Prognosefehlern zu signifikanten Kosten im Betrieb. Diese Kosten wurden analog zum letztjährigen Gutachten (Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024) auf Basis der Strompreiserwartungen explizit modelliert und mit den erhobenen Angaben von Betreibern plausibilisiert, wobei nur eine geringe Anzahl der Betreiberfragebögen explizite Angaben enthielt. Zur Modellierung wurden historische Ausgleichsenergiepreise (APG, 2025) sowie stündliche Day-Ahead-Preise (Entso-E, 2025) seit 2019 auf Monate aggregiert und der Zusammenhang über eine lineare Regression modelliert.

Dabei wird angenommen, dass sich der historisch beobachtbare, eindeutige positive Zusammenhang zwischen Ausgleichsenergiepreisen und dem durchschnittlichen Strompreisniveau auch in Zukunft in gleicher Wirkungsweise fortsetzt. Von 2019 bis Mai 2025 korrelierten die monatlichen Durchschnittsstrompreise und die Preise für die Lieferung von Ausgleichsenergie fast perfekt ($r = 0{,}98$), und auch zwischen Strompreis und dem Preis für den Bezug von Ausgleichsenergie bestand eine hohe Korrelation ($r = 0{,}54$).

Da in den ersten Monaten des Jahres 2025 ein erhöhtes Preisniveau im Ausgleichsenergiemarkt vorlag, welches durch die Regression nicht umfassend reproduziert wird und auch durch jüngere regulatorische Umstellungen hin zu einer gemeinsamen europäischen Regelreserve und den schrittweisen Beitritt europäischer Marktgebiete getrieben sein könnte – hierzu aber noch keine lange Historie vorliegt, die Aufschluss über einen grundsätzlichen Strukturbruch geben könnte –, wird in diesem Gutachten zusätzlich ein Sicherheitsaufschlag von 25 % auf den prognostizierten Wert des Ausgleichsenergiepreises für Energielieferungen vorgenommen. Dieser wird bei Vorliegen einer breiteren Datenbasis im Folgegutachten 2026 kritisch evaluiert werden.

Abbildung 3: Entwicklung von Spot- und Ausgleichsenergiepreisen (Monatsdurchschnitt) zur Energielieferung und Vergleich mit Regressionsergebnissen



Quelle: Berechnung der AEA auf Basis (APG, 2025) und (Entso-E, 2025)

Für die Eintrittswahrscheinlichkeit einer Ausgleichsenergielieferung beziehungsweise eines Ausgleichsenergiebezugs wird der historische durchschnittliche relative Fehler zwischen den Day-Ahead-Prognosen und der Ist-Einspeisung aus Windenergie im Jahr 2024 ausgewertet (Entso-E, 2025). Dies stellt eine Abschätzung tatsächlicher Ausgleichsenergiekosten nach oben dar, da viele Anlagenbetreiber auch die steuerbare Leistung ihres eigenen Portfolios zur Sicherstellung des Fahrplans ihrer Bilanzgruppe nutzen können, anstatt Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen zu müssen.

Ab 2025 wird eine degressiv sinkende Fehlerwahrscheinlichkeit von 2,25 % pro Jahr vorausgesetzt. Neben einer allgemeinen Verbesserung der Prognosegüte ist hier auch eine breitere Verfügbarkeit von Stromspeichern ein stark kostendämpfender Faktor. Auf Basis des Summenprodukts aus durchschnittlichen Fehlerwahrscheinlichkeiten und modellierten Ausgleichsenergiepreisen für Bezug und Lieferung werden schließlich durchschnittliche Ausgleichsenergiekosten pro Jahr berechnet. Diese belaufen sich durchschnittlich auf 6,79 €/MWh für Wind während der betrachteten Förderperiode 2028–2047 wobei in der nahen Zukunft auch höhere Kosten resultieren.

Tabelle 6: Annahme durchschnittlicher Ausgleichsenergiekosten (AE-Kosten, in €/MWh) für ausgewählte Zeitintervalle am Beispiel Wind

Intervall	Strompreis	AE-Preis Bezug	AE-Preis Lieferung	Prognosefehler Bezug	Prognosefehler Lieferung	AE-Kosten Wind
2026–2029	67,66	3,19	141,89	7,24 %	6,02 %	**8,79**
2030–2039	66,28	2,83	139,43	6,19 %	5,15 %	**7,35**
2040–2049	62,66	1,88	133,02	4,93 %	4,10 %	**5,55**

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (APG, 2025), (Entso-E, 2025)

2.5.4 Berücksichtigung von weiteren Systemnutzungsentgelten

Die weiteren Systemnutzungsentgelte, zum Beispiel Netzverlustentgelte, Systemdienstleistungsentgelte sowie auch Netzzutrittsgebühren, werden in diesem Gutachten in weiten Teilen so angesetzt, wie diese in den Betreibermeldungsfragebögen angegeben wurden. Abweichungen von dieser Praxis werden in den technologiespezifischen Teilkapiteln beschrieben. Dies wurde im Vorgutachten (Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024) gleich gehandhabt, stellt jedoch eine Abweichung zum 1. EAG-Gutachten (Resch, et al., 2022) dar.

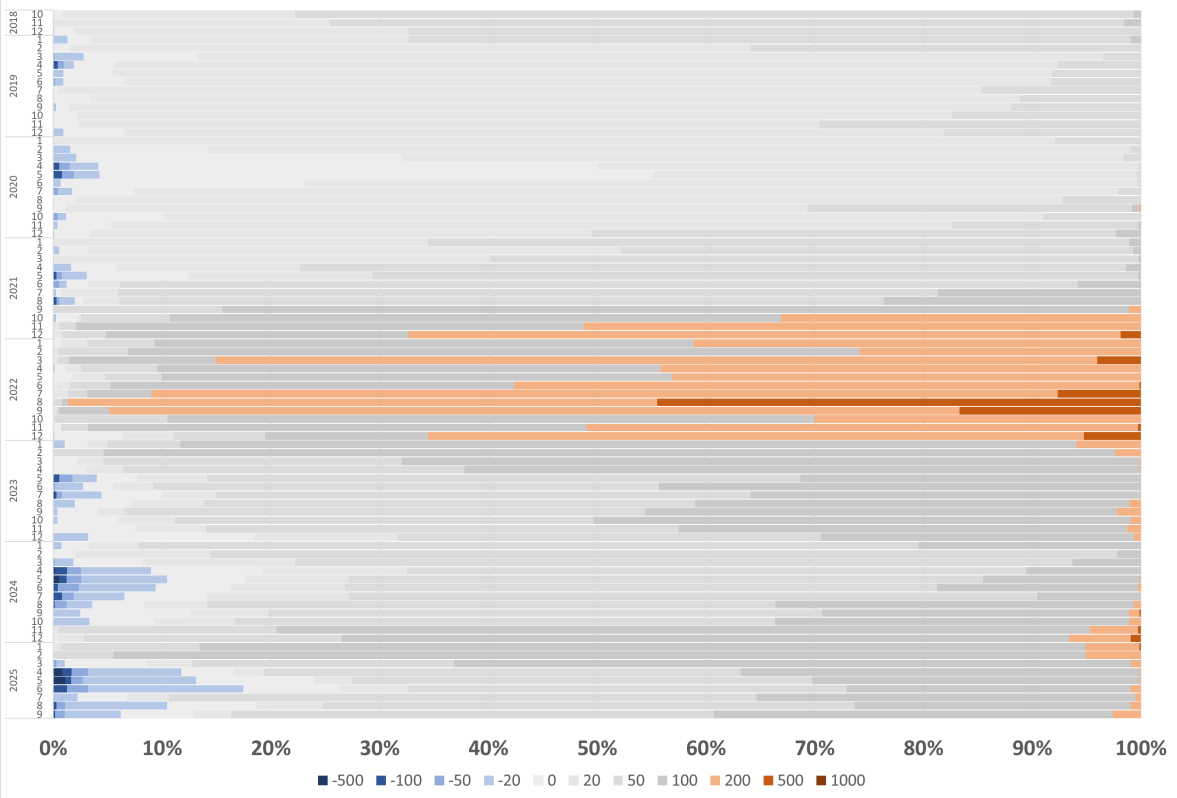
2.5.5 Herkunftsnachweise

Bei der Bemessung von anzulegenden Werten sind Erlöse aus Herkunftsnachweisen (HKN) gemäß § 47 (2), Z. 3 EAG zu berücksichtigen. Die E-Control bestimmt zur Bewertung von HKN-Preisen für Energiemengen der Ökostromabwicklungsstelle jährlich einen aktuellen Preis, der in die Herkunftsnachweis-Verordnung Eingang findet. Diese Werte werden auf der Basis von Befragungen von Marktteilnehmenden ermittelt. Zum Jahresende 2025 wird die nächste Novellierung der Herkunftsnachweispreis-Verordnung vorgenommen und voraussichtlich ein Wert von 1,34 €/MWh pro HKN festgesetzt (E-Control, 2025). Dieser wird in diesem Gutachten ebenfalls als HKN-Preis angenommen und nicht im Zeitverlauf über die betrachteten Jahre variiert.

2.5.6 Berücksichtigung der 6-h-Regel (Aussetzung Marktprämie)

Gemäß § 15 (1) EAG verringert sich die auszuzahlende Marktprämie auf 0, wenn der Day-Ahead-Marktkopplungspreis für das Marktgebiet Österreich in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist. Durch ein vermehrtes Auftreten negativer Preise in den letzten Jahren ist auch die Wirkung der Regel auf nach dem EAG marktprämiengeförderte Anlagen stark gestiegen. Daher erfolgt in diesem Gutachten erstmals technologieübergreifend eine Berücksichtigung der dadurch entstehenden Ertragsausfälle. Abbildung 4 veranschaulicht den Anteil negativer stündlicher Strompreise an der monatlichen Gesamtstundenzahl. Insbesondere 2024 und 2025 lag ein erhöhter Anteil negativer Preisstunden in den Sommerquartalen (vor allem im 2. Quartal) vor.

Abbildung 4: Grafische Veranschaulichung monatlicher Anteile von Stunden mit negativen Strompreisen (Blautöne: Strompreise unter 0), Stand September 2025



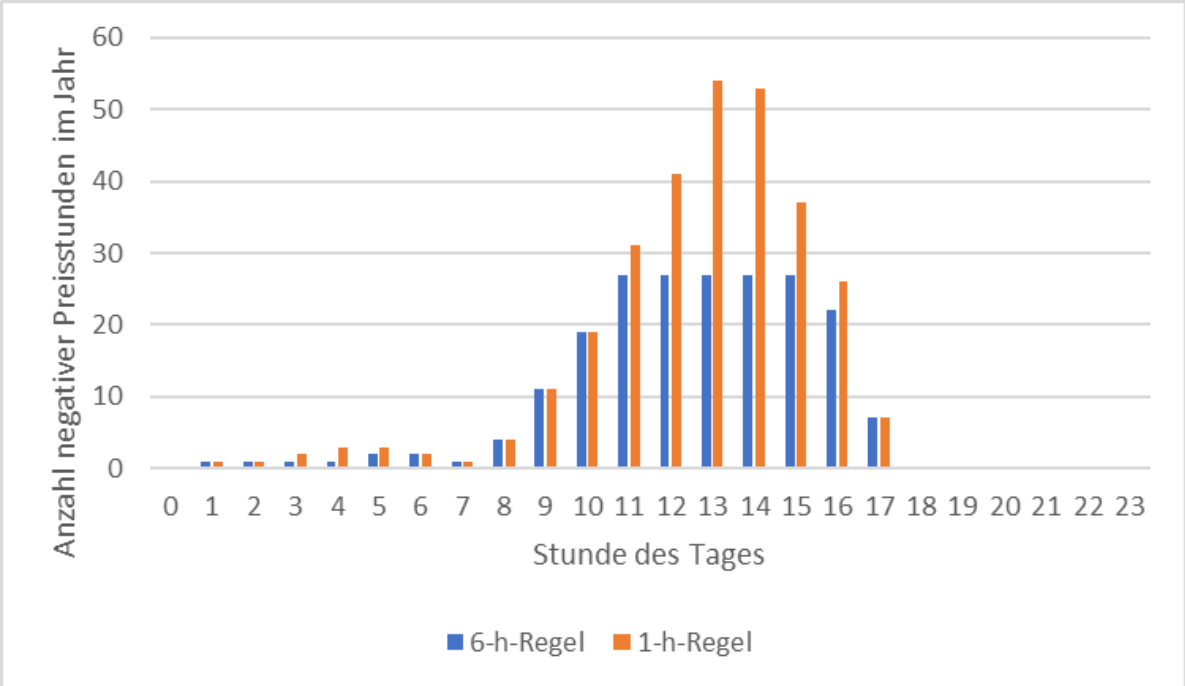
Quelle: Berechnungen der AEA auf Grundlage von (Entso-E, 2025)

Auf Basis der Daten zum stündlichen Day-Ahead-Marktkopplungspreis, die durch die Transparenzplattform des Verbands europäischer Übertragungsnetzbetreiber (Entso-E) zur Verfügung gestellt werden, wurde anhand des Jahres 2024 die rezenteste Häufigkeit

für ein vollständiges Kalenderjahr bestimmt. 2024 lag in 296 von 8.784 Stunden (3,4 %) ein negativer Stundenpreis vor, wobei 207 dieser Stunden in Zeitperioden mit mindestens sechs aufeinanderfolgenden negativen Stunden fielen. Die Mehrheit negativer Preisstunden fällt damit mit der Spitzenerzeugungszeit der Photovoltaik zusammen. In mehr als der Hälfte der Fälle war 2024 das Auftreten negativer Preisstunden auch mit dem Auslösen der 6-h-Regel verbunden. Abbildung 5 zeigt die Verteilung der Stunden mit einer Aussetzung der Marktprämie über die Stunden des Tages.

Da eine endogene Optimierung der Gebotsabgabe von Marktteilnehmern abhängig von der subjektiv wahrgenommenen Wahrscheinlichkeit einer sechsstündigen Negativpreisperiode stattfindet, ist jedoch davon auszugehen, dass sich die im Schaubild abgebildeten Stundenzahlen bei Gültigkeit einer 1-h-Regel in der Praxis leicht unterschieden hätten und die orangen Balken aus Abbildung 5 daher nur eine Annäherung an diesen Fall darstellen.

Abbildung 5: Häufigkeit der Betroffenheit von Stunden im Jahr 2024 bei unterschiedlichen Periodendauern der Aussetzung der Marktprämie (Status quo: 6-h-Regel)



Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (Entso-E, 2025)

Wird bei negativen Preisen keine Marktprämie ausgezahlt, wäre der Betrieb der Anlage in der entsprechenden Stunde ein Verlustgeschäft, sodass im Folgenden eine Abregelung der jeweiligen Anlage unterstellt wird – wobei anzumerken ist, dass für Bestandsanlagen bestimmter Technologien stundenweise Abschaltungen technisch nur eingeschränkt oder gar nicht möglich sind. Somit sinkt die Anzahl der Betriebsstunden der jeweiligen marktprämiengeförderten Anlage und damit auch die Anzahl der Volllaststunden, die bei der Berechnung der LCOE sinnvoll unterstellt werden kann. Aus dem in Abbildung 5 abgebildeten Tagesverlauf lässt sich bereits ablesen, dass tagsüber produzierende Technologien überproportional stark betroffen sind.

Zur Bemessung der Produktionsminderung pro Technologie wurde daher mithilfe der viertelstündlichen Erzeugungsdaten der Entso-E-Transparenzplattform bestimmt, welcher Anteil der Jahresproduktion jedes betrachteten Energieträgers in Stunden mit sechs aufeinanderfolgenden negativen Preisen anfiel. Dabei ist zu beachten, dass anhand der Datenquelle nicht zwischen Biomasse- und Biogaskraftwerken unterschieden werden kann, weswegen die Plattform für diese jeweils die Kategorie „Biomass“ zugrunde legt. Für Wasserkraftanlagen wird die Kategorie „Hydro Run-of-river and poundage“ (sic!) zugrunde gelegt.

Tabelle 7: Anteil der technologiespezifischen Produktion in 6-h-Regel-Fenstern sowie allgemeiner Anteil der Jahresproduktion zu negativen Preisstunden im Jahr 2024

Technologie	Produktion gesamt [GWh]	Produktion 6-h-Regel [GWh]	Produktions-anteil in 6-h-Regel	Produktion in Zeit mit negativen Stundenpreisen [GWh]	Produktionsanteil in Zeit mit negativen Strompreisen
Biomasse/ Biogas	1.932	44	**2,3 %**	64	**3,3 %**
PV	5.853	584	**10,0 %**	827	**14,1 %**
Wasserkraft	31.835	723	**2,3 %**	1.040	**3,3 %**
Windkraft	9.360	156	**1,7 %**	252	**2,7 %**

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (Entso-E, 2025)

Die hier bestimmten technologiespezifischen Produktionsanteile werden bei den Berechnungen der LCOE für die Marktprämien-Förderungen als anteilige Volllaststundensenkungen in Abzug gebracht, was sich erhöhend auf die LCOE auswirkt.

Im Falle einer Anpassung der 6-h-Regel auf eine 1-h-Regel ist eine sinngemäße Fortführung dieser Reduktion möglich. Im Falle einer Reduktion auf eine Viertelstundenregelung ist zu beachten, dass am 30.09.2025 die Day-Ahead-Marktkopplung von einer stündlichen in eine viertelstündliche Auflösung überführt wurde, sodass diese Methodik erst zu einem späteren Zeitpunkt in der entsprechenden Granularität abbildbar wäre. Abbildung 5 lässt jedoch den Schluss zu, dass in diesem Fall in einem großen Teil der betroffenen Stunden mit negativen Preisen die Mehrheit der Viertelstunden der jeweiligen Stunden in der Day-Ahead-Auktion ebenfalls mit negativen Preisen gehandelt worden wäre.

2.6 Investitionszuschüsse

Bei den EAG-Investitionszuschüssen für PV, Stromspeicher, Wind, Wasserkraft und Biomasse gilt es, drei beihilfenrelevante Fördergrenzen für die Höhe der projektindividuell gewährbaren Investitionszuschüsse zu beachten:

- Kostenkriterium
- Beihilfenintensität
- Leistungskriterium

Zwei dieser Fördergrenzen (das Kostenkriterium und die Beihilfenintensität) werden für jedes eingereichte Projekt individuell ermittelt. Erstens ist die Höhe des Investitionszuschusses mit maximal 30 % der individuellen, unmittelbar für die Neuerrichtung oder Erweiterung erforderlichen Investitionskosten (exklusive Grundstückskosten) begrenzt (Kostenkriterium). Zweitens (bezüglich Beihilfenintensität) darf in jedem Fall der Investitionszuschuss nicht mehr als 45 % bis 65 % der beihilfefähigen (Netto-)Kosten (Beihilfenintensität) betragen (Großunternehmen: 45 %; mittlere Unternehmen: 55 %, Kleinunternehmen: 65 %).

Als dritte Fördergrenze gilt der Fördersatz gemäß Investitionszuschüsse-Verordnung (EAG-IZV. Dieser Fördersatz ist die technologiespezifische Obergrenze für gewährbare Investitionszuschüsse in €/kW_{el} (Leistungskriterium). Als maximale projektindividuelle Förderhöhe (Gewährung) kommt schließlich jener Fördersatz in €/kW_{el} zu tragen, der das Minimum der drei erwähnten Fördergrenzen darstellt.

Die Empfehlung der Höhe angemessener Höchstfördersätze (Leistungskriterium) ist Teil des gegenständlichen Gutachtens. Zur Bestimmung angemessener Höchstfördersätze werden auch Plausibilisierungsrechnungen auf Basis eines vereinfachten LCOE-Ansatzes durchgeführt, um die Auswirkungen der vorgeschlagenen Förderhöhen zu überprüfen. Vereinfachungen beziehungsweise Abweichungen in der Parameterwahl im Vergleich zur LCOE-Berechnung für die Betriebsförderung werden an den entsprechenden Stellen beschrieben.

Eine Berechnung des Kostenkriteriums sowie der Beihilfenintensität unter den jeweils gegebenen Annahmen wurde durch die Gutachter:innen zur Plausibilisierung der allgemeinen Größenordnung der Zuschusshöhe vorgenommen, diese Informationen flossen jedoch nicht direkt in die bestimmte Förderhöhe der Technologien ein und werden daher auch nicht in den jeweiligen Teilabschnitten der folgenden Kapitel dargestellt.

3 Photovoltaik

Dieses Kapitel präsentiert die angenommenen technologiespezifischen Parameter zur Berechnung der LCOE von Photovoltaik, die Auswertung der zugrunde liegenden Daten sowie die abgeleiteten Empfehlungen für Ausschreibungshöchstwerte und Investitionszuschüsse.

3.1 Technologiespezifische Parameter

Für die LCOE-Berechnung wurden verschiedene Annahmen getroffen, die in den folgenden Unterabschnitten gelistet werden. Im Gegensatz zu den vorherigen Gutachten wurde bei der Datenauswertung sowie bei der Bemessung der Investitionszuschüsse nicht auf die Größenkategorien gemäß § 56 Absatz 3 EAG abgestellt. Stattdessen wurde – in Übereinstimmung mit der Vorgehensweise bei den übrigen Technologien – eine Kostenfunktion mittels Regressionsanalyse über alle Größenkategorien hinweg abgeleitet, die anschließend für die repräsentativen Anlagengrößen Anwendung fand.

Die LCOE-Berechnung in Kapitel 3 basiert, wie schon in den Vorgängergutachten, auf den Kostendaten von Aufdachanlagen. Für Freiflächen- und Agri-PV-Anlagen wurde im vorliegenden Gutachten eine Sonderauswertung erstellt, welche in Anhang I eingesehen werden kann. Derzeit erhalten Freiflächenanlagen im Grünland und auf landwirtschaftlichen Nutzflächen einen Abschlag von 25 % auf ihre Förderung, sowohl bei Betriebsförderungen als auch bei Investitionszuschüssen. Dieser Abschlag kann bei Erfüllung der Fördervoraussetzungen für Anlagen gemäß § 33 (3) EAG und § 56 (10) EAG bis zur Gänze entfallen. Agri-PV-Anlagen gemäß § 33 Absatz 3 Z 1 EAG sind vom 25-%-Abschlag ausgenommen, sofern sie die Anforderungen gemäß § 6 Absatz 3 EAG-MPV beziehungsweise §§ 6 und 9 EAG-IZV erfüllen.

Die Beispielanlagen wurden, analog zum Vorgehen in den vorangegangenen EAG-Gutachten – (Resch et al., 2022), (Tretter, Eggler, Furtwängler, Knaus, & Rohrer, 2023) und (Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024) –, auch in diesem Gutachten mit einer Leistung in der arithmetischen Mitte der Größenkategorien nach § 56 (3) EAG untersucht, das heißt mit einer Leistung von 5 kWp, 15 kWp, 60 kWp und 550 kWp.

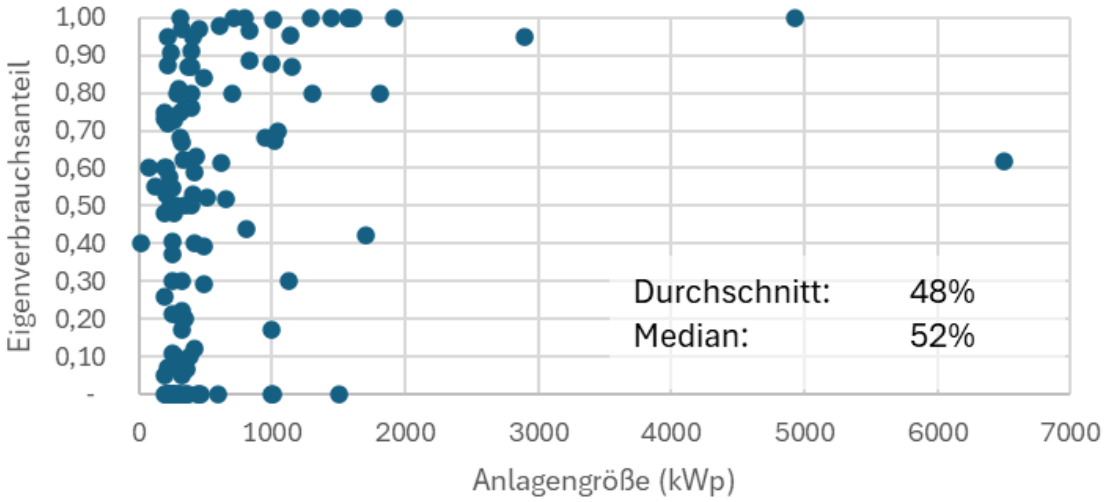
3.1.1 Annahmen zu Eigenverbrauch und Jahresvolllaststunden

Wie schon in den vorhergehenden Gutachten wird der Eigenverbrauchsanteil auch im vorliegenden Gutachten mit dem Endkund:innenpreis bewertet (siehe Kapitel 2.5.2) und als Opportunitätserlöse in der LCOE-Berechnung berücksichtigt. Der Eigenverbrauch reduziert den Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz und führt aus Sicht des Anlagenbetreibers zu Ersparnissen (Opportunitätserlöse). Für die beiden kleineren Beispielanlagen (5 kWp und 15 kWp) wird als Stromeinspeise- und Strombezugsebene NE 7, für die zwei größeren Kategorien (60 kWp und 550 kWp) NE 5 angesetzt.

Der Eigenverbrauchsanteil (der Anteil des Eigenverbrauchs am produzierten PV-Strom) wird für die drei kleineren Kategorien mit 30 % unterstellt, was der Einordnung für Eigenverbräuche des 1. EAG-Gutachtens entspricht.

Für den Eigenverbrauchsanteil (EV) von größeren Anlagen standen erstmals Informationen aus der Betreiberdatenerhebung 2025 zur Verfügung. Abbildung 6 zeigt den Eigenverbrauchsanteil von Aufdachanlagen nach Anlagengröße. Zu beachten ist, dass die Betreiberdaten nur zwei Datensätze von PV-Anlagen unter 100 kWp enthalten, also keine privaten PV-Anlagen in Haushaltsgröße abgebildet sind. Aus den Daten ist für den EV kein klarer Trend nach Anlagengröße abzulesen. Es zeigt sich jedoch, dass auch große Anlagen mitunter überraschend hohe Eigenverbrauchsanteile aufweisen. Zur Bemessung der Höchstsätze wurden daher bei den oberen Anlagenkategorien teilweise höhere Eigenverbrauchswerte berücksichtigt als in den vorhergehenden Gutachten (siehe Kapitel 3.3).

Abbildung 6: Eigenverbrauchsanteil von Aufdach-PV-Anlagen nach Anlagengröße



Quelle: Betreiberdatenerhebung 2025; n=123, eigene Berechnungen AEA

Hinsichtlich der Volllaststunden wurde wie im vorherigen Gutachten für das Jahr 2025 die Annahme 1.000 h/a als Basis beibehalten.

Gemäß § 15 (1) EAG verringert sich die auszuzahlende Marktprämie auf 0, wenn der Day-Ahead-Marktkopplungspreis für das Marktgebiet Österreich in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist.

Dementsprechend wurde im vorliegenden Gutachten erstmals die Aussetzung der Marktprämie bei negativen Strompreisen gemäß § 15 (1) EAG in Form eines Abschlags auf die angesetzten Jahresvolllaststunden berücksichtigt. Wie in Kapitel 2.5.6 beschrieben, ist Photovoltaik hier aufgrund der zunehmenden Erzeugungsmengen ohne Marktwert beziehungsweise Vergütung mit einem Anteil von 10 % der Jahresproduktion überproportional stark betroffen. Ein dementsprechender Abschlag auf die Jahresvolllaststunden der PV-Anlagen wurde auf ins Netz eingespeiste Energiemengen angesetzt. PV-Strom für den Eigenverbrauch ist naturgemäß nicht von derartigen Vergütungsausfällen betroffen, da er zeitgleich vor Ort verbraucht wird.

Bei allen weiteren Annahmen, die in den folgenden Unterkapiteln nicht explizit gelistet sind, wird analog zum 1. EAG-Gutachten verfahren.

3.1.2 Kostenentwicklung und Indexierung

Wie in Kapitel 2.3 erläutert, werden Investitionskostenentwicklungen bis zum angenommenen Investitionszeitpunkt anhand eines technologiespezifischen Mischindex valorisiert (im Folgenden: PV-Index). Zur Erstellung dieses Index sind detaillierte Informationen zu den Kostenanteilen der einzelnen Anlagenkomponenten notwendig. In der Vergangenheit wurde dazu auf von der Branche gelieferte Planungswerte zurückgegriffen. Im vorliegenden Gutachten waren zumindest für größere Anlagen erstmals detaillierte Kostenaufteilungen aus der Betreiberdatenerhebung 2025 verfügbar. Für die kleineren Referenzanlagen (5 kWp und 15 kWp) wurde hingegen auf eine Förderdatenauswertung aus einem Projekt zur PV-Marktbeobachtung während der Umsatzsteuerbefreiung aus dem Jahr 2024 zurückgegriffen (Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024).

Für Freiflächen- und Agri-PV Anlagen (für die Sonderauswertungen in Anhang I) wurde schließlich auf Basis der Betreiberdaten noch eine dritte Vorgangsweise gewählt. Die zukünftige Entwicklung der Preise der Anlagenkomponenten wurde auf Großhandelspreisentwicklungen für Module (auf Basis von pvXchange.com), Unterkonstruktionen (Stahl beziehungsweise Aluminium) und Wechselrichter abgestellt (siehe Anhang I).

Die Ergebnisse sind in Tabelle 8 dargestellt. Es zeigt sich, dass bei kleineren PV-Anlagen die Wechselrichterkosten einen verhältnismäßig höheren Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Bei Freiflächenanlagen fallen im Gegensatz zu Aufdachanlagen zusätzlich Kosten für die Transformation auf die Mittelspannungsebene und die Energieableitung bis zum Umspannwerk an – diese wurden in der Betreiberdatenabfrage nicht getrennt erfasst und sind daher in der Kategorie „Sonstiges“ enthalten.

Tabelle 8: Angenommene Kostenanteile bezogen auf Gesamtinvestitionskosten von PV-Aufdachanlagen

Kostenkomponente	Aufdach 5 kWp und 15 kWp	Aufdach 55 kWp und 550 kWp	Freifläche und Agri-PV
PV-Module	36 %	38 %	24 %
Wechselrichter	19 %	8 %	8 %
Elektrisches Zubehör	9 %	16 %	10 %
Mechanisches Zubehör	17 %	15 %	18 %

Kostenkomponente	Aufdach 5 kWp und 15 kWp	Aufdach 55 kWp und 550 kWp	Freifläche und Agri-PV
Fachkräftekosten	17 %	17 %	17 %
Sonstiges	2 %	5 %	23 %

Quelle: Betreiberdaten, (Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024) und Berechnungen der AEA;
Anmerkung: Eventuelle Summenabweichungen von 100 % sind rundungsbedingt.

Auf Basis dieser Kostenanteile wurde eine Zuordnung zu den in Kapitel 2.3 beschriebenen Preisindizes vorgenommen. Für die Preisentwicklung von Modulen und Wechselrichtern wurde im vorliegenden Gutachten wieder auf langjährige Lernraten zurückgegriffen, siehe (Tretter, Eggler, Furtwängler, Knaus, & Rohrer, 2023). Kostenanteile für elektrisches Zubehör wurden mit dem Index für elektrische Ausrüstungen verknüpft, jene für mechanisches Zubehör mit dem Stahlbau Index, Fachkräftekosten mit dem Lohnkostenindex und die sonstigen Kosten mit dem HVPI.

Da PV-Anlagen im Vergleich zu anderen erneuerbaren Erzeugungsformen in der Praxis relativ schnell umsetzbar sind, werden die Investitionskosten auf das Antragsjahr (2026) valorisiert. Als erstes Vollbetriebsjahr wird das Jahr 2027 angesetzt.

3.1.3 Finanzierungsparameter

Mit der Betreiberdatenerhebung 2025 standen erstmals detaillierte Informationen zur Finanzierung von PV-Projekten zur Verfügung.

Die Auswertung von 120 ausgefüllten Datensätzen ergab eine durchschnittliche Eigenkapitalquote von 60 % (gerundet auf ganze Prozentpunkte) beziehungsweise eine Fremdkapitalquote von 40 %. 37 Betreiber hatten darüber hinaus eine (zumindest teilweise) variable Verzinsung des Fremdkapitals angegeben. Der Mittelwert der angegebenen Zinsaufschläge auf den Referenzzinssatz (üblicherweise EURIBOR 3M) lag bei 1,85 %. Dieser Wert liegt höher als bei anderen Erneuerbaren-Technologien und lässt darauf schließen, dass PV-Investitionen von Kreditinstituten im Betrachtungszeitraum risikoreicher eingestuft werden als andere Erzeugungsformen auf Basis erneuerbarer Energiequellen. Beide Werte wurden bei der WACC-Berechnung berücksichtigt und liefern entsprechend der in Kapitel 2.4 beschriebenen Methode einen technologiespezifischen WACC von 7,19 %. PV ist damit die einzige Technologie, deren WACC im vorliegenden Gutachten leicht höher zu liegen kommt als im Vorjahresgutachten (mit 7,14 %).

3.1.4 Weitere Parameter

Als weitere Parameter wurden analog zum Vorjahresgutachten eine Moduldegradation von 0,5 % pro Jahr, eine Reinvestition eines Wechselrichters im zwölften Betriebsjahr sowie bei der größten Anlagenkategorie (Modellfall mit 550 kW_{el}) Ausgleichsenergiekosten berücksichtigt. Hier sei auf Kapitel 3.1 des 2. EAG-Gutachtens für das Jahr 2025 (Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024) verwiesen.

3.2 Auswertung der Daten

Wie in Kapitel 2.1 beschrieben wurden für die Datenauswertung Betreibermeldungen und OeMAG-Förderabrechnungsdaten herangezogen, wobei die Betreiberdaten einen wesentlich höheren Detailgrad aufweisen, die Förderabrechnungsdaten von der Anzahl her hingegen deutlich überwiegen.

Aus den Betreiberdatenmeldungen standen insgesamt (unbereinigt) 229 Datensätze zur Verfügung, wovon der Großteil Aufdachanlagen darstellte (79 %). Aus den OeMAG-Daten standen hingegen insgesamt rund 134.000 Datensätze zur Verfügung, wovon Aufdachanlagen einen Anteil von 97 % beisteuerten.

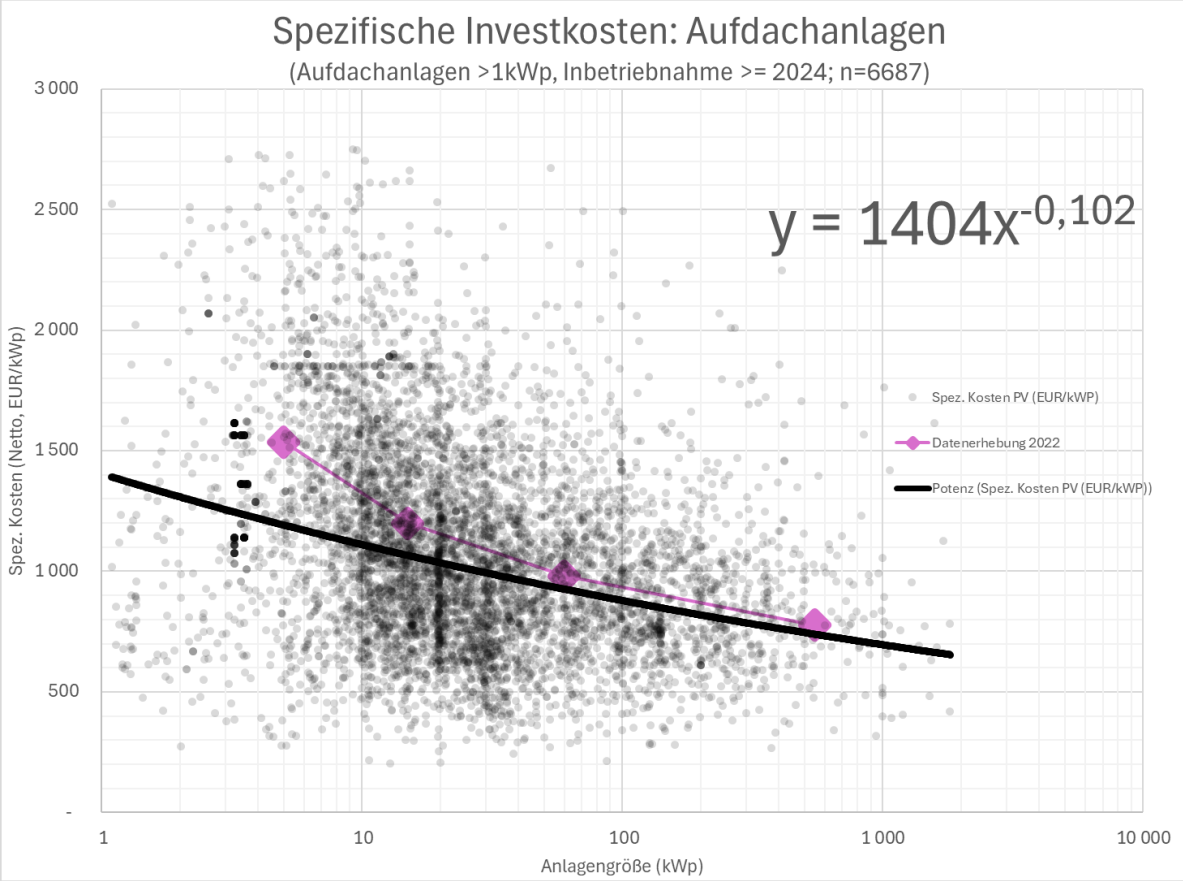
Da sich der PV-Markt aufgrund der fortschreitenden technologischen Entwicklung und anhaltend hohen Nachfrage sehr dynamisch entwickelt, ist es wichtig, dass die Datenbasis möglichst aktuell ist. Die Maßnahme der Umsatzsteuer-Befreiung für PV-Anlagen (zwischen 01.01.2024 und 31.03.2025 in Kraft) verzerrte die nationale Preisentwicklung jedoch darüber hinaus. Bei den OeMAG-Daten wurden daher ausschließlich endabgerechnete, möglichst rezente Datensätze mit Förderantragsjahrjahr ≥ 2024 berücksichtigt, wodurch 9.378 Datensätze für die Auswertung verbleiben (davon 8.998 Aufdachanlagen).

3.2.1 Investitionskosten

Wie schon in den Vorgängergutachten beruht die Ermittlung der spezifischen Investitionskosten für die Festlegung des Höchstpreises für den azW auf einer Analyse der Aufdachanlagen. Abweichend zum 1. und 2. EAG-Gutachten wurden die spezifischen Investitionskosten im vorliegenden Gutachten jedoch nicht über (gestutzte) Mittelwerte, sondern über eine Regressionsanalyse über den gesamten betrachteten Anlagengrößenbereich ermittelt.

Konkret wurden Aufdachanlagen aus Betreiberdaten und OeMAG-Förderdatenabrechnung mit Antragsdatum beziehungsweise Inbetriebnahmejahr ≥ 2024 berücksichtigt. Anlagen < 1 kWp (in der Regel Balkonkraftwerke) wurden von der Analyse ausgeschlossen. Die Regressionsanalyse ist in Abbildung 7 dargestellt, die aktuell ausgewerteten Preise (siehe Potenzfunktion) liegen bei den repräsentativen Anlagengrößen leicht bis deutlich unter den im Vorjahresgutachten für die MPV und IZV 2025 ermittelten Werten (siehe Liniendiagramm).

Abbildung 7: Spezifische Investitionskosten PV-Aufdachanlagen (ausgenommen innovative PV)



Quelle: Betreiberdaten 2025, OeMAG-Förderabrechnungsdaten 2025; statistische Ausreißer Bereinigung (oberer Grenzwert gemäß eineinhalbfachem Interquartilsabstand bei 2.752 €/kWp, unterer Grenzwert 200 €/kWp); eigene Berechnungen.

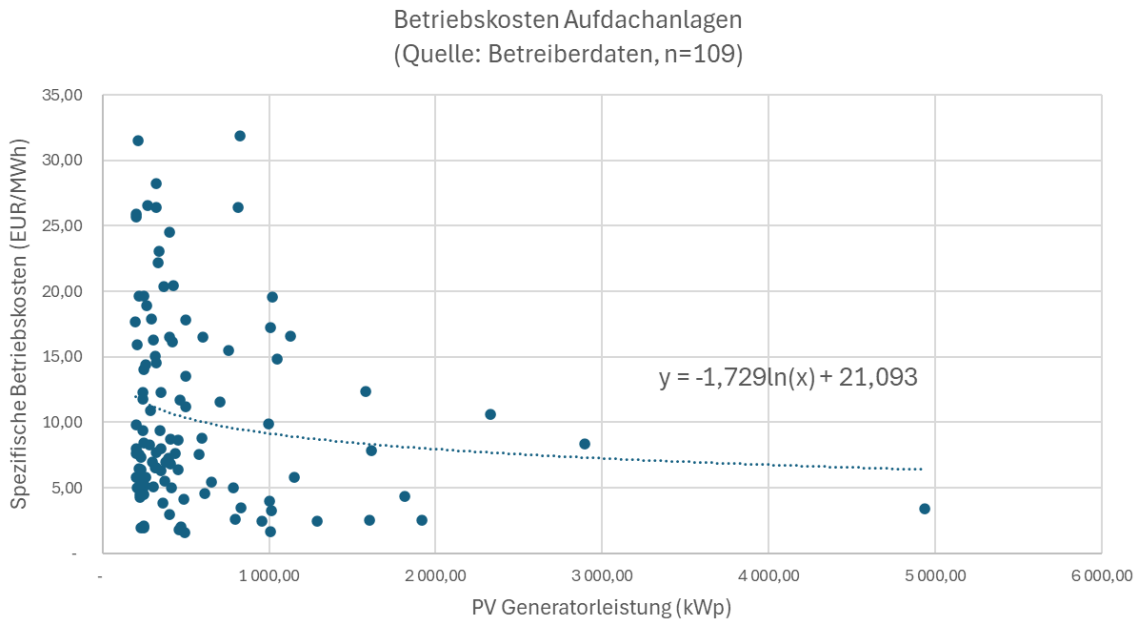
Aufgrund der Beschlussfassung des ElWG im Nationalrat am 11.12.2025 besteht für alle neuen beziehungsweise geänderten Anlagen ab 3,68 kW, die ab 01.06.2026 in Betrieb gehen, gemäß § 76 ElWG die Verpflichtung zur technischen Steuerbarkeit. Die

Ausstattungskosten dafür sind vom Betreiber zu tragen und wurden im vorliegenden Gutachten pauschal mit einem Betrag von 500 € an zusätzlichen Investitionskosten (unabhängig von der Anlagengröße) berücksichtigt. Für Anlagen≥ 250 kWp (TOR Typ B) bestand diese Verpflichtung bereits zuvor, hier wurden keine zusätzlichen Investitionskosten angesetzt.

3.2.2 Betriebskosten

Abweichend zum Vorjahresgutachten wurden die Betriebskosten in diesem Gutachten aufgrund ausreichender Datenpunkte der Betreiberdatenerhebung 2025 anhand einer Regressionsanalyse über die gemeldeten Aufdachanlagen ermittelt. Datenpunkte unter 1,5 €/MWh und über 50 €/MWh wurden als statistische Ausreißer entfernt. Die resultierenden Werte liegen damit teilweise über und teilweise unter dem im Vorjahresgutachten ermittelten Durchschnittswert für Aufdachanlagen von 12,69 €/MWh.

Abbildung 8: Spezifische Betriebskosten von PV Aufdachanlagen



Quelle: Betreiberdatenerhebung 2025, eigene Berechnungen.

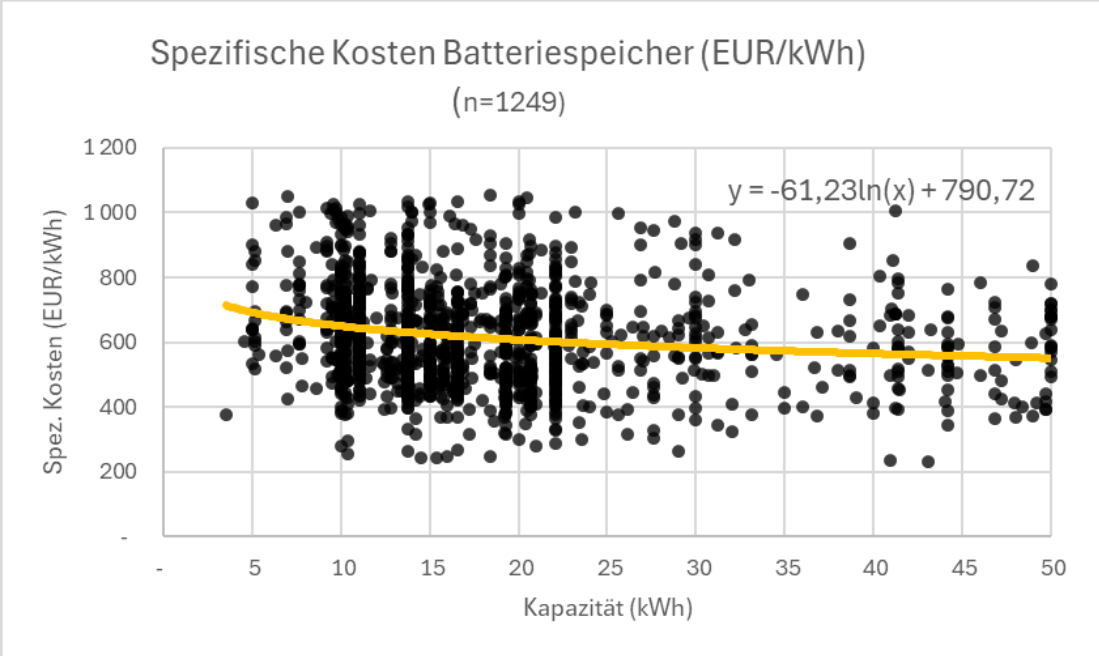
Zusätzlich zu den Betriebskosten wurde, wie schon in den Vorjahresgutachten, der Ersatz des Wechselrichters im zwölften Betriebsjahr entsprechend dem durchschnittlich ermittelten Kostenanteil (siehe Kapitel 3.1.2) angesetzt.

Aufgrund der Beschlussfassung des ElWG im Nationalrat am 11.12.2025 wird der Versorgungsinfrastrukturbeitrag gemäß § 75a in der Höhe von 0,5 €/MWh nominal zusätzlich zu den oben beschriebenen Betriebskosten für alle Anlagen mit einer Leistung über 20 kWp berücksichtigt.

3.2.3 Stromspeicher

Zur Ermittlung der Investitionskosten von Stromspeichern wurde eine Regressionsanalyse über die Förderabrechnungsdaten der OeMAG durchgeführt. Um der starken Preisdynamik in diesem Segment Genüge zu tun, wurden nur Stromspeicher von 0 bis 50 kWh berücksichtigt, deren Förderantrag im Jahr 2025 gestellt wurde. Darüber hinaus wurde eine Ausreißerbereinigung entsprechend der 1,5-fache-Interquartilsabstand-Regel durchgeführt (resultierende Preisobergrenze von 1.053 €/kWh und Preisuntergrenze von 178 €/kWh). Speicher innovativer PV-Anlagen wurden in der Analyse nicht berücksichtigt. Das Ergebnis ist in Abbildung 9 dargestellt. Die resultierende Regressionsgleichung wurde für die Sensitivitätsanalyse zur Investitionszuschussempfehlung bei Stromspeichern verwendet (Kapitel 3.3.3).

Abbildung 9: Spezifische Kosten von Stromspeichern



Quelle: Förderabrechnungsdaten OeMAG 2025; ausschließlich Anlagen zwischen 0 und 50 kWh mit Antragsjahr 2025; ausreißerbereinigt

3.3 Empfehlungen zur Förderung

Die LCOE-Berechnungen erfolgten wie schon in den vorhergehenden Gutachten für vier Referenzanlagen, allesamt PV-Aufdachanlagen, deren Leistung sich im arithmetischen Mittel der für die Förderung relevanten Größenkategorien befinden. Zusätzlich wurde eine Sensitivitätsanalyse mit verschiedenen Eigenverbrauchsanteilen durchgeführt, um – angelehnt an die Auswertungsergebnisse in den vorhergehenden Kapiteln zu EV und Häufungen bei Anlagengrößen – einen repräsentativen Höchstpreis für die Ausschreibung zu ermitteln. Die Ergebnisse – auch zu den Anlagen, die für die Höchstpreisbestimmung (H) herangezogen wurden – sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 9: LCOE-Berechnungsergebnis für PV-Aufdachanlagen (in €/MWh)

LCOE	5 kWp	15 kWp	60 kWp	550 kWp
LCOE bei 0 % Eigenverbrauch	164,63	140,81	**116,63 (H)**	**98,03 (H)**
LCOE bei 10 % Eigenverbrauch	137,99	**114,40 (H)**	102,91	83,82
LCOE bei 20 % Eigenverbrauch	111,38	88,02	89,22	69,63
LCOE bei 30 % Eigenverbrauch	84,81	**61,67 (H)**	75,55	55,46
LCOE bei 40 % Eigenverbrauch	58,26	35,34	61,90	41,30
LCOE bei 50 % Eigenverbrauch	31,75	9,05	**48,28 (H)**	**27,17 (H)**
LCOE bei 60 % Eigenverbrauch	5,27	-17,23	34,67	13,05

Quelle: Berechnungen der AEA;
Anmerkung: Mit „H“ markierte LCOE-Werte dienen als Referenzfälle für die Berechnung des Höchstsatzes (siehe Erläuterungen im folgenden Kapitel).

3.3.1 Empfehlungen zum Höchstpreis bei der Betriebsförderung durch Ausschreibung

Analog zu den vorherigen Gutachten ergibt sich der empfohlene Höchstwert aus dem Mittelwert der LCOE von repräsentativen Referenzanlagen mit unterschiedlichen Leistungen und Eigenverbräuchen. Die entsprechenden Werte sind in Tabelle 9 mit einem (H) markiert. Anlagen mit einer Leistung von weniger als 10 kWp werden nicht berücksichtigt, da die Mindestanlagengröße für die Teilnahme an der Auktion aktuell mit 10 kWp festgesetzt ist.

Grundsätzlich wurden dieselben Anlagen- und Eigenverbrauchskombinationen wie im Vorjahresgutachten herangezogen, mit einer Ausnahme: Anders als im Vorjahresgutachten wurde für die beiden größeren Modellanlagen (mit 60 und 550 kWp) repräsentative Referenzfälle mit nunmehr 50 % (zuvor 30%) Eigenverbrauchsanteil berücksichtigt. Dies ergibt sich aus der Analyse der Betreiberdatenmeldungen 2025, mit denen erstmals Informationen zum Eigenverbrauchsanteil vorliegen, welche auch für das größere Anlagensegment relativ hohe Eigenverbrauchsanteile ausweisen (siehe Kapitel 3.1.1).

> Als Mittelwert über die Referenzanlagen ergibt sich ein Wert von 77,70 €/MWh, welcher gerundet zu 7,77 ct/kWh als Höchstpreis, bis zu dem Gebote in PV-Ausschreibungen beachtet werden können, empfohlen wird.

Damit erhöht sich der empfohlene Höchstpreis im Vergleich zum Vorjahresgutachten leicht. Dies lässt sich im Wesentlichen durch den mit 10 % sehr deutlichen Abschlag bei den vergüteten Jahresvolllaststunden (aufgrund der 6-h-Regelung) sowie einen etwas erhöhten WACC erklären. Auch der höhere WACC spiegelt die zunehmenden Erzeugungsmengen ohne Marktwert wider. Konkret fordern Banken höhere Risikoaufschläge für Fremdkapital und höhere Eigenkapitalanteile, um ihr Rückzahlungsausfallsrisiko zu begrenzen. Zusätzlich kam es im Vergleich zum Vorjahresgutachten zu einer Senkung des angenommenen Strompreisszenarios, was wiederrum die Opportunitätserlöse aus dem Eigenverbrauchsanteil absenkt.

Aufgrund der Beschlussfassung des ElWG im Nationalrat am 11.12.2025 wurden zudem erstmals der Versorgungsinfrastrukturbeitrag sowie zusätzliche Investitionskosten für die Herstellung der Ansteuerbarkeit berücksichtigt.

3.3.2 Empfehlungen zur Investitionsförderung

Die Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen (mit und ohne Stromspeicher) orientieren sich, analog zu den bislang in der IZV vorgegebenen Größenkategorien, nach der jeweiligen Peak-Leistungs-Kategorie der PV-Anlage. Zur Erhöhung der Fördereffizienz wird – wie schon im Vorjahresgutachten – eine weitere Senkung der (maximalen) Fördersätze in € pro kWp für PV-Anlagen (Leistungskriterium) empfohlen, und zwar:

Kategorie A: bis ≤ 10 kWp:	150 €/kWp
Kategorie B: > 10 kWp bis ≤ 20 kWp:	140 €/kWp
Kategorie C: > 20 kWp bis ≤ 100 kWp:	130 €/kWp
Kategorie D: > 100 kWp bis ≤ 1.000 kWp:	120 €/kWp

Mit einer Sensitivitätsanalyse wurde anhand der vier Modellfälle untersucht, wie sich verschieden hohe Eigenverbrauchsanteile in Kombination mit den oben angeführten Fördersätzen auf die LCOE und somit die Attraktivität der Investition auswirken. Dabei werden im Wesentlichen die gleichen technologiespezifischen Annahmen wie für die Ermittlung der Marktprämien-Höchstpreise getroffen, mit den folgenden Ausnahmen:

- Die Jahresvolllaststunden-Reduktion durch Entfall der Marktprämie bei negativen Preisen (6-h-Regel) entfällt im Rahmen der IZ-geförderten Anlagen.
- Bei den beiden kleineren Modellfällen (5 kWp und 15 kWp) wird von einem Anlagenbetrieb durch Haushalte ausgegangen. Abweichend zu gewerblichen Anlagen wird hier ein WACC von 3,5 % angesetzt.
- Bei Investitionszuschussgeförderten Anlagen wird von einer Eigenverbrauchsorientierung ausgegangen. Entsprechend werden bei der 550-kWp-Modellanlage keine Ausgleichsenergiekosten und keine Erlöse für den Verkauf von Herkunftsnachweisen angesetzt.

Die mit den oben angeführten Fördersätzen sowie variierenden Eigenverbrauchsanteilen errechneten LCOE-Werte sind in Tabelle 12 abgebildet. Es zeigt sich, dass die LCOE-Werte in den Fällen ohne Eigenverbrauch in etwa im Bereich von 7 bis 10 ct/kWh liegen. Mit höheren Eigenverbrauchsanteilen wird die Investition sehr rasch noch attraktiver. Anzumerken ist, dass die Fördersätze in den Kategorien C und D nicht als fixe Werte, sondern wettbewerblich (auf Basis von individuellen Fördersatz-Gebotswerten) vergeben werden. Dies gibt Anlagenbetreibern mit höherem Eigenbedarf die Möglichkeit, durch die Angabe eines niedrigeren individuellen Fördersatz-Gebotswertes eine höhere

Zuschlagswahrscheinlichkeit zu erreichen. Dies ist im Sinne der Fördereffizienz wünschenswert und führte im vergangenen Jahr zu individuellen Fördersätzen, die im Mittel deutlich unter den in der IZV angeführten Fördersätzen (den maximal gewährbaren Höchstsätzen) lagen.

Tabelle 10: Resultierende LCOE-Werte (in €/MWh) für PV-Anlagen der Kategorien A bis D bei Ansatz der jeweils empfohlenen Maximal-Fördersätze und variierenden EV-Anteilen

LCOE	Kategorie A: bis 10 kWp	Kategorie B: > 10 bis 20 kWp	Kategorie C: > 20 bis 100 kWp	Kategorie D: > 100 kWp bis 1 MWp
LCOE bei 0 % Eigenverbrauch	109,86	93,58	94,28	71,60
LCOE bei 30 % Eigenverbrauch	33,52	17,23	56,44	33,77
LCOE bei 50 % Eigenverbrauch	-17,38	-33,66	31,22	8,54

Quelle: Berechnungen der AEA

Im Ergebnis wird einerseits empfohlen, die Fördersätze für PV-Anlagen der Kategorien A bis D im Rahmen der IZV im Vergleich zum Vorjahresgutachten weiter abzusenken. Dies spiegelt die bedeutende Rolle des Eigenverbrauchs für die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen wider. Um in diesem – stark vom Eigenverbrauch getriebenen – Bereich noch mehr Fördereffizienz zu erreichen, wird empfohlen, die Abgabe individueller Gebotshöchstfördersätze auch auf Anlagen der Kategorie A und B auszuweiten.

Andererseits wird für die MP-Ausschreibung im Vergleich zum Vorjahresgutachten empfohlen, den Höchstpreis für die Marktprämie leicht anzuheben. Anlagenbetreiber, deren PV-Anlagen nur über einen begrenzten Eigenverbrauch verfügen, müssen ihren Überschussstrom an der Strommarktbörse vermarkten. Dort haben die eingespeisten Erzeugungsmengen vor allem zur Mittagszeit im Sommer zunehmend keinen beziehungsweise einen negativen Marktwert und Anlagenbetreiber erhalten daher keine Vergütung. Insbesondere deshalb kommt es zu einer Anhebung des Höchstpreises, um den Effekt auf die Deckung der Vollkosten in Stunden mit höherem Marktwert auszugleichen.

Der im Rahmen der IZV tatsächlich im Einzelfall gewährbare Fördersatz wird von der Förderabwicklungsstelle anhand der in Kapitel 2.6 näher erläuterten standardisierten Vorgangsweise ermittelt.

3.3.3 Empfehlung zur Investitionsförderung für PV-Stromspeicher

Stromspeicher ohne Neuerrichtung oder Erweiterung von Photovoltaikanlagen und Stromspeicherweiterungen sind nicht Gegenstand des Investitionszuschusses im Rahmen der IZV.

Trotz grundsätzlich fallender Preise für Stromspeicher wird die Empfehlung bezüglich der Höhe des Fördersatzes im Vergleich zum Vorjahresgutachten nicht angepasst; diese beträgt weiterhin 150 €/kWh Speicherkapazität. Dies ist darin begründet, dass Stromspeichern im Rahmen des Umbaus zu einem 100 % erneuerbaren Energiesystem eine entscheidende Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität (zeitversetzte Stromeinspeisung) und somit der Integration von PV-Strom ins Stromsystem sowie darüber hinaus im Bereich der Teil- bis Voll-Elektrifizierung (Sektor-Kopplung im Bereich Wärme und Mobilität) zukommt. Stromspeicher sind somit ein Schlüsselbaustein der Energiewende.

Auf Basis des empfohlenen Stromspeicher-Fördersatzes in der Höhe von 150 €/kWh wurde eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt. Dabei wurden drei Modellfälle mit einem PV-zu-Speicher-Verhältnis von 1 kWp zu 1,5 kWh betrachtet:

- für Stromspeicher bis 10 kWh eine PV-Anlage mit 5 kWp Leistung,
- für Stromspeicher > 10 kWh bis < 50 kWh eine PV-Anlage mit 10 kWp Leistung und
- für einen Stromspeicher mit 50 kWh eine PV-Anlage mit 33,33 kWp Leistung

Zusammen mit einer Volllaststundenzahl von 1.000 h/a ergeben sich PV-Stromerzeugungsmengen von 5 MWh/a, 10 MWh/a sowie 33,33 MWh/a. Die drei Speicherkapazitäten werden repräsentativ mit 7,5 kWh, 15 kWh und 50 kWh angesetzt.

Es wurde berechnet, welche Strombezugskostenersparnis mit einer Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils um weitere 10 %, 20 % und 30 % am erzeugten PV-Strom durch den Einsatz von Stromspeichern einhergeht. Der Betrachtungszeitraum wird mit 15 Jahren angesetzt. Die Investition in einen Stromspeicher wird dem Barwert der vermiedenen Strombezugskosten gegenübergestellt, welche durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs durch den Stromspeicher zustande kommen. Die Differenz aus Investition und dem

Barwert der Strombezugseinsparung wird durch den Betrachtungszeitraum von 15 Jahren geteilt, woraus sich die durchschnittlichen jährlichen Nettokosten des jeweiligen Stromspeichers ergeben, wenn dieser Speicher den Eigenverbrauch des Stroms aus der PV-Anlage um x % anhebt. Dabei wird für die beiden kleineren Speichergrößen ein Zinssatz von 3,5 % und für den großen Stromspeicher der WACC für gewerbliche PV in der Höhe von 7,19 % angesetzt, um eine Konsistenz mit den Annahmen zu den Investitionszuschüssen für PV-Anlagen zu gewährleisten.

Das Ergebnis der Berechnungen ist Tabelle 11 zu entnehmen. Für die zwei kleineren Anlagen-Kombinationen aus PV-Anlage und Stromspeicher wird ein Strombezug von Netzebene 7 und für die große Anlagenkonstellation ein Strombezug von Netzebene 5 unterstellt, wodurch sich für die kleineren Stromspeicher höhere vermiedene Strombezugskosten ergeben.

Tabelle 11: Durchschnittliche jährliche Nettokosten des Stromspeichers (in €/Jahr) bei Kombination aus PV-Anlage und Speicher je nach erreichbarer Anhebung des Eigenverbrauchs (EV) und Speicherkapazität

EV-Anhebung durch Speicher	Kosten bei Speicherkapazität bis 10 kWh	Kosten bei Speicherkapazität > 10 bis < 50 kWh	Kosten bei Speicherkapazität 50 kWh
EV-Anhebung um 0 %	225,92	413,54	1.156,68
EV-Anhebung um 10 %	131,87	225,43	670,97
EV-Anhebung um 20 %	37,82	37,33	185,25
EV-Anhebung um 30 %	-56,23	-150,77	-300,46

Quelle: Berechnungen der AEA
Anmerkung: Fördersatz für die Stromspeicher immer 150€/kWh

Es zeigt sich, dass bei einem Fördersatz von 150 €/kWh die Investitionskosten auch nach einer Steigerung des Eigenverbrauchs um 20 % die vermiedenen Kosten noch überwiegen und somit keine Überförderung besteht. Das Berechnungsergebnis ist damit dem Analyseergebnis des Vorjahresgutachtens sehr ähnlich. Der tatsächlich im Einzelfall gewährbare Fördersatz wird von der Förderabwicklungsstelle anhand der bereits in Kapitel 2.6 näher erläuterten standardisierten Vorgangsweise ermittelt.

4 Windenergie

In Kapitel 4 sind Empfehlungen zu Betriebsförderung und Investitionszuschüssen laut EAG für Windkraftanlagen im Jahr 2026 dargestellt, die sich auf die Marktprämienverordnung (EAG-MPV) beziehungsweise die Investitionszuschüsseverordnung (EAG-IZV) beziehen. Im Zuge des 3. EAG-Gutachtens wurde das im 1. EAG-Gutachten ausgearbeitete Schema zur Standortdifferenzierung für Betriebsförderungen aufgrund der fortschreitenden technischen Entwicklung bei On-shore-Windkraftanlagen upgedatet. Die Charakteristika der Normanlage und die Ertragsbedingungen am Normstandort sind nun an den Durchschnitt der neuesten für österreichische Standorte beziehungsweise Investoren relevanten Anlagengrößen und -typen angepasst. Die Methodik zur Erhebung und Berechnung der Investitionskosten und laufenden Kosten ist im 2. EAG-Gutachten für die EAG-MPV und die EAG-IZV für das Jahr 2024 zu finden (Tretter, Eggler, Furtwängler, Knaus, & Rohrer, 2023).

4.1 Standortdifferenzierungs-Modell, Update 2025

Das BMWET hat die Energiewerkstatt (Verein zur Förderung erneuerbarer Energie) im Zuge der Erstellung des 3. EAG-Gutachtens mit der Aktualisierung der Datengrundlage für die Anpassung

- der Charakteristika einer Normanlage, die dem Stand der Technik entspricht und voraussichtlich die am österreichischen Markt in den nächsten Jahren typischerweise nachgefragten Anlagengrößen und -typen (Referenzanlagen) repräsentiert, sowie
- der Ertragsbedingungen am Normstandort

beauftragt.

Auf Basis der aktualisierten Datengrundlage, jeweils gesondert für Flachlandstandorte und Bergstandorte, konnte die Österreichische Energieagentur die in den folgenden Abschnitten dargestellten Parameter, grundsätzlich der im 1. EAG-Gutachten entwickelten Methodik folgend, aktualisieren.

4.1.1 Normanlage, Update 2025

Die „Normanlage“ ist laut EAG „eine für Österreich typische, dem Stand der Technik entsprechende Windkraftanlage“.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Charakteristika der ausgewählten Referenzanlagen **für Flachlandstandorte** bei 0 m Seehöhe in Fußpunkthöhe und 150 m Seehöhe in Nabenhöhe und Norm-Luftdichte (1,225 kg/m³) im jeweils bevorzugten Arbeitsbereich (in v_{med} in m/s). Die angeführten Winderträge (Berechnungsformeln siehe weiter unten) gelten für eine Lufttemperatur von 15 °C, eine Verfügbarkeit von 100 % und ohne Windparkabschattung sowie elektrische Verluste. Die Berechnung erfolgte mit einer Rayleigh-Verteilung.

Tabelle 12: Charakteristika der ausgewählten Referenzanlagen für Flachlandstandorte bei 0 m Seehöhe in Fußpunkthöhe und 150 m Seehöhe in Nabenhöhe und Norm-Luftdichte (1,225 kg/m³) im jeweils bevorzugten Arbeitsbereich (in v_{med} in m/s)

Hersteller	Anlagentyp	EPL [kW]	RD [m]	A [m²]	Spez. EPL [W/m²]	Jahresenergieertrag E_{Jahr} [MWh/a] bei v_{med} [m/s]				
						5,5 m/s	6 m/s	6,5 m/s	7 m/s	7,5 m/s
VESTAS	V150-6.0MW	6.000	150,0	17.671	340	-	14.297	16.825	19.248	21.512
	V162-6.0MW	6.000	162,0	20.612	291	13.290	16.010	18.649	21.143	23.449
	V172-6.0MW	6.000	172,0	23.235	258	14.198	17.027	19.747	22.304	-
	V172-7.2MW	7.200	172,0	23.235	310	-	17.897	20.993	23.956	26.731
ENERCON	E138-EP3-4.2MW	4.200	138,3	15.011	280	9.575	11.391	13.161	14.850	16.436
	E160-EP5-5.56MW	5.560	160,0	20.106	277	12.569	14.966	17.302	19.532	21.625
	E175-EP5-6.0MW	6.000	175,0	24.053	249	15.137	17.865	20.480	22.935	-
	E175-EP5-7.0MW	7.000	175,0	24.053	291	15.494	18.502	21.445	24.263	26.912
NORDEX	N149-4.5MW	4.500	149,1	17.460	258	10.797	12.893	14.907	16.803	-
	N163-5.7MW	5.700	163,0	20.867	273	12.938	15.523	18.030	20.409	22.629
	N175-7.0MW	7.000	175,0	24.053	291	15.340	18.317	21.231	24.020	26.643
VENSYS	VENSYS155-5.8MW	5.800	155,0	18.869	307	-	14.176	16.549	18.845	21.026
	VENSYS175-6.1MW	6.100	175,0	24.053	254	15.088	17.921	20.633	23.174	-
	VENSYS175-7.8MW	7.800	175,0	24.053	324	-	19.060	22.382	25.578	28.585

Hersteller	Anlagentyp	EPL [kW]	RD [m]	A [m²]	Spez. EPL [W/m²]	Jahresenergieertrag E_{Jahr} [MWh/a] bei v_{med} [m/s]				
						5,5 m/s	6 m/s	6,5 m/s	7 m/s	7,5 m/s
GENERAL ELECTRIC	GE158-5.5MW	5.500	158,0	19.607	281	12.350	14.789	17.162	19.418	21.523
	GE164-6.0MW	6.000	164,0	21.124	284	13.540	16.212	18.810	21.278	23.577
Mittelwert	-	**6.023**	**163,6**	**21.129**	**285**	**13.360**	**16.053**	**18.644**	**21.110**	**23.387**

Quelle: Energiewerkstatt, 2025. Eigene Darstellung.

Anmerkung: A = Rotorfläche, EPL = Engpassleistung der Windkraftanlage, RD = Rotordurchmesser der Windkraftanlage

Die nächste Tabelle zeigt die Charakteristika der ausgewählten Referenzanlagen **für Bergstandorte** bei 0 m Seehöhe in Fußpunkthöhe und 150 m Seehöhe in Nabenhöhe und Norm-Luftdichte (1,225 kg/m³) im jeweils bevorzugten Arbeitsbereich (in v_{med} in m/s) . Die angeführten Winderträge (Berechnungsformeln siehe weiter unten) gelten für eine Lufttemperatur von 15 °C, eine Verfügbarkeit von 100 % und ohne Windparkabschattung sowie elektrische Verluste. Die Berechnung erfolgte mit einer Rayleigh-Verteilung.

Tabelle 13: Charakteristika der ausgewählten Referenzanlagen für Bergstandorte bei 0 m Seehöhe in Fußpunkthöhe und 150 m Seehöhe in Nabenhöhe und Norm-Luftdichte (1,225 kg/m³) im jeweils bevorzugten Arbeitsbereich (in v_{med} in m/s)

Hersteller	Anlagentyp	EPL [kW]	RD [m]	A [m²]	Spez. EPL [W/m²]	Jahresenergieertrag E_{Jahr} [MWh/a] bei v_{med} [m/s]				
						5,5 m/s	6 m/s	6,5 m/s	7 m/s	7,5 m/s
VESTAS	V150-6.0MW	6.000	150,0	17.671	340	-	14.297	16.825	19.248	21.512
	V162-6.0MW	6.000	162,0	20.612	291	13.290	16.010	18.649	21.143	23.449
	V172-7.2MW	7.200	172,0	23.235	310	-	17.897	20.993	23.956	26.731
ENERCON	E138-EP3-4.2MW	4.200	138,3	15.011	280	9.575	11.391	13.161	14.850	16.436
	E160-EP5-5.56MW	5.560	160,0	20.106	277	12.569	14.966	17.302	19.532	21.625
	E175-EP5-7.0MW	7.000	175,0	24.053	291	15.494	18.502	21.445	24.263	26.912
NORDEX	N163-5.7MW	5.700	163,0	20.867	273	12.938	15.523	18.030	20.409	22.629
	N175-7.0MW	7.000	175,0	24.053	291	15.340	18.317	21.231	24.020	26.643
VENSYS	VENSYS155-5.8MW	5.800	155,0	18.869	307	-	14.176	16.549	18.845	21.026
	VENSYS175-7.8MW	7.800	175,0	24.053	324	-	19.060	22.382	25.578	28.585
GENERAL ELECTRIC	GE158-5.5MW	5.500	158,0	19.607	281	12.350	14.789	17.162	19.418	21.523
	GE164-6.0MW	6.000	164,0	21.124	284	13.540	16.212	18.810	21.278	23.577
Mittelwert	-	**6.147**	**162,3**	**20.772**	**296**	**13.137**	**15.928**	**18.545**	**21.045**	**23.387**

Quelle: Energiewerkstatt, 2025. Eigene Darstellung. Anmerkung: A = Rotorfläche, EPL = Engpassleistung, RD = Rotordurchmesser der Windkraftanlage.

Die Bestimmung der Jahresenergieerträge der Referenzanlagen erfolgte über die nachfolgenden Zusammenhänge durch die Energiewerkstatt. Die Ergebnisse wurden in Form der beiden vorhergehenden Tabellen für die weiteren Analysen übermittelt.

Formel 3: Berechnungsformel Leistung einer Windenergieanlage (P_{WEA})

$$P_{WEA} = \frac{1}{2}\rho A v_{med}^3 C_p \eta$$

Mit:
$\rho = Dichte\ der\ Luft\ in\ \frac{kg}{m^3}$
$A = Rotorfläche\ in\ m^2$
$v_{med} = die\ mittlere\ Windgeschwindigkeit$
$in\ der\ Höhe\ der Rotornabe\ einer\ Windkraftanlage\ in \frac{m}{s}$
$C_p = Leistungsbeiwert$
$(max.theoretisch\ 0{,}593;\ real\ 0-0{,}5\ bzw.\ gemäß\ Herstellerangabe)$
$\eta = Gesamtwirkungsgrad\ (Generator + Getriebe + Elektronik)\ in\ \%$

Formel 4: Jahresenergieertrag (Jahres-Windertrag) einer Windenergieanlage (E_{Jahr})

$$E_{Jahr} = \int_0^{365d} P_{WEA}(t)\ dt$$

In der Praxis wird E_{Jahr} oft vereinfacht mit einer Windgeschwindigkeitsstatistik (Rayleigh/Weibull) berechnet (für das Gutachten erfolgte dies mittels einer Rayleigh-Verteilung):

Formel 5: Berechnung des Jahresenergieertrags mittels Rayleigh-Verteilung

$$E_{Jahr} = \frac{1}{2}\rho A C_p \eta \cdot \overline{v^3} \cdot T$$

Mit:
$\overline{v^3} = Mittelwert\ der\ kubischen\ Windgeschwindigkeit$
$T = Zeit\ (8.760\ h\ pro\ Jahr)$

4.1.2 Normstandort, Update 2025

Der „Normstandort“ ist laut EAG „ein für Österreich repräsentativer Standort mittleren Windertrags mit einer Standorthöhe von 400 Meter, charakterisiert durch einen bestimmten Normertrag (rotorkreisflächenspezifische Jahresstromproduktion einer Normanlage)“. Der Begriff „Standorthöhe“ definiert die Seehöhe einer Windkraftanlage durch die Fußpunkthöhe (siehe EAG-MPV). Die rotorkreisflächenspezifische Jahresstromproduktion (RJ) der Normanlage wird in kWh/m^2/a angegeben.

Methodisch neu wird im 3. EAG-Gutachten der Einfluss der Luftdichte auf den Windertrag in Abhängigkeit von der Höhenlage berücksichtigt. Die Luftdichte hängt von der Seehöhe und von der mittleren Lufttemperatur auf dieser Seehöhe ab und geht linear in den Ertrag einer Windkraftanlage ein (siehe Formel 6). Vereinfachend wird der Wassergehalt der Luft nicht berücksichtigt (Berechnungen auf Basis trockener Luft, siehe Formel 6). Demnach bewirkt eine linear sinkende Luftdichte eine lineare Abnahme des Jahresenergieertrags (Jahreswindertrag).

Formel 6: Berechnungsformel für die Luftdichte (vereinfachte Formel für trockene Luft)

$$\rho = \frac{p \cdot M}{R \cdot T}$$

Mit:
$\rho = Luftdichte\ in\ \frac{kg}{m^3}$
$p = Luftdruck\ in\ Pascal\ (Pa)$
$M = Molare\ Masse\ der\ Luft\ \left(für\ trockene\ Luft\ ca.\ 0{,}02896\ \frac{kg}{mol}\right)$
$R = Universelle\ Gaskonstante\ mit\ 8{,}314\ \frac{J}{mol \cdot K}$
$T = Temperatur\ in\ Kelvin\ (K = Temperatur\ in\ °C + 273{,}15)$

Mit zunehmender Seehöhe sinken Luftdichte und Temperatur (Letztere dämpft die Abnahme der Luftdichte etwas). Für die Abnahme der Temperatur (Temperaturgradient) wurde ein Temperaturrückgang von 0,65 °C/100 m Seehöhe angesetzt. Der Luftdruck bei 0 m Seehöhe (Meereshöhe) beträgt 101.325 Pa (1.013,25 mbar). Für die Änderung des Luftdrucks wird ein Druckrückgang von 1.250 Pa/100 m an Seehöhe angesetzt.

In den bisherigen Gutachten wurde die Normanlage seehöhenmäßig nicht explizit festgelegt. Indirekt war dies schon der Fall, da der Jahresenergieertrag (siehe Formel 4

und Formel 5) bezogen auf eine Fußpunkt- beziehungsweise Standorthöhe von 0 m Seehöhe (gleichbedeutend mit einer Nabenhöhe in 150 m Seehöhe) berechnet wird.

Eine diesbezügliche Neuerung in diesem 3. EAG-Gutachten ist nun, dass die Ertragsminderung aufgrund abnehmender Luftdichte bei zunehmender Seehöhe berücksichtigt wird, indem im Flachland die Luftdichte auf 200 m Standorthöhe (beziehungsweise auf eine Nabenhöhe in 350 m Seehöhe) und für „Bergstandorte“ die Luftdichte auf 900 m Standorthöhe (beziehungsweise auf eine Nabenhöhe in 1.050 m Seehöhe) herangezogen wird. In den Vorgutachten war der Jahresenergieertrag der berücksichtigten Normanlage für den „Berg“ ebenfalls auf 0 m Seehöhe bezogen auf die Standorthöhe gerechnet.

Der erzielbare Windertrag der jeweiligen Normanlage im Flachland und am Berg, ist jeweils (wie in den Vorgutachten) bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s in Nabenhöhe definiert.

Die Berücksichtigung der Luftdichte für Standorte bei mittlerer Seehöhe bezogen auf die Standorthöhe im Flachland und am Berg bedeutet eine verbesserte Ermittlung des Windertrags in Abhängigkeit von der Luftdichte als Funktion der Seehöhe und mittleren Temperatur. Der Temperaturverlauf wurde ausgehend von einer Jahresmitteltemperatur von 15 °C auf 350 m Seehöhe in Nabenhöhe, mit zunehmender Seehöhe um den oben genannten Temperaturgradienten angepasst, angesetzt. Dieser Temperaturverlauf stimmt in Österreich nicht exakt mit dem alpinen sowie ozeanischen Einfluss im Westen und dem kontinentalen Einfluss im Osten überein. Tatsächlich ist es in Österreich (insbesondere im Winterhalbjahr, in dem circa zwei Drittel des Jahresertrags erzielt werden) kälter als über die Temperaturgradienten angenommen, weshalb in der Berechnung die Luftdichte- und damit Ertragsabnahme mit zunehmender Seehöhe überschätzt wird. Genaue Daten zu dieser Problematik liegen nicht vor.

Unter Berücksichtigung dieser Aspekte wird zusammenfassend empfohlen, die weiter unten ermittelten Zu- und Abschläge so wie in den bisherigen Marktprämien-Verordnungen auf Standorthöhen bis 400 m Seehöhe (siehe Empfehlungen in Tabelle 16) beziehungsweise ab 1.400 m Seehöhe (siehe Empfehlungen in Tabelle 17) anzuwenden.

Zusätzlich wird – wie bei allen anderen Technologien – auch der Effekt der 6-h-Regelung bezüglich des Ausfalls der Marktprämienvergütung bei negativen Preisen an der

Strombörse in sechs aufeinanderfolgenden Stunden berücksichtigt. Bei Windkraft entspricht das auf Basis von Daten aus dem Vorjahr einem Erzeugungsausfall von 1,7 %.

Aufgrund der Beschlussfassung des ElWG im Nationalrat am 11.12.2025 wird die **Spitzenkappung** bei Wind gemäß § 101 im Umfang von maximal 1 % der Jahresenergiemenge einer Referenzanlage zusätzlich berücksichtigt. Das bedeutet, dass die Jahresvolllaststunden sowohl im Flachland als auch am Berg jeweils um 1 % reduziert wurden. Dieser Abschlag wird in der Folge über 20 Jahre konstant in dieser Höhe einberechnet.

Die neue **Normanlage im Flachland** ist folgendermaßen charakterisiert:

- EPL 6,02 MW, Rotordurchmesser (RD) 164,0 m (als Durchschnitt von 16 ausgewählten Referenzanlagen)

Der neue **Normstandort im Flachland** mit Standorthöhe bis 400 m Seehöhe zeichnet sich durch die folgende Charakteristik aus:

- v_{med} in Höhe der Rotornabe der Normanlage: 6,5 m/s
- Parkwirkungsgrad 85 % = 15 % Verluste (vor allem durch Abschattung)
- Technische Verluste[3]: 7 %
- Ertragsverlust aufgrund geringerer Luftdichte auf 200 m gegenüber 0 m Seehöhe: 2,03 %
- Ertragsverlust infolge der 6-h-Regelung: 1,7 %
- Ertragsverlust durch Spitzenkappung: 1 %
- Volllaststunden **der Normanlage:** 2.285 h/a
- RJ **der Normanlage:** 651,2 kWh/m²/a

Die in der Punktation angeführten Werte gelten – aufgrund der großen Variabilität der Verluste durch Abschattung und im Bereich technischer Verluste je nach Standort – vereinfachend als Referenzwerte für die in der MPV erwähnte Standorthöhe bis 400 m.

[3] Technische Verluste betreffen unter anderem die technische Verfügbarkeit der Windkraftanlagen, Verluste bei Netzableitung und am Trafo, geplante Stillstände durch Wartung, die Verfügbarkeit des Netzes, Verluste durch Vereisung, Betriebseinschränkungen (zum Beispiel Schall- oder Schattenabschaltung), Abschalthysterese (Leistungskurve) et cetera.

Die größte Änderung im Vergleich zum Vorjahresgutachten ist – neben der erstmaligen Einführung der Verluste durch die Berücksichtigung des Effektes der 6-h-Regelung sowie der mit zunehmender Seehöhe abnehmender Luftdichte – der deutlich niedrigere Parkwirkungsgrad. In den bisherigen EAG-Gutachten wurde der Parkwirkungsgrad im Flachland mit 90 % und die technischen Verluste mit 8 % angesetzt. Mit einem auf nunmehr 85 % verringertem Parkwirkungsgrad wird dem Umstand Rechnung getragen, dass aufgrund zunehmender Begrenztheit guter Standorte Anlagen enger zusammengestellt werden und sich dadurch etwas mehr gegenseitig abschatten. Insgesamt wird diese Entwicklung befürwortet, da auf gleicher Fläche deutlich höhere Jahreserträge möglich sind. Die technischen Verluste wurden von 8 % auf 7 % leicht reduziert (aufgrund technischen Fortschritts, unter anderem bezüglich Anlagenverfügbarkeit und der Planung und verkürzten Dauern von Wartungsarbeiten).

Die neue **Normanlage am Berg** ist folgendermaßen charakterisiert:

- EPL 6,15 MW, RD 162,6 m (als Durchschnitt von 12 für Bergstandorte ausgewählten der 16 ausgewählten Referenzanlagen)

Der neue **Normstandort am Berg** mit Standorthöhe ab 1.400 m Seehöhe zeichnet sich durch die folgende Charakteristik aus:

- v_{med} in Höhe der Rotornabe der Normanlage: 6,5 m/s
- Parkwirkungsgrad 92,5 % = 7,5 % Verluste
- Technische Verluste (siehe Fußnote 1): 12 %
- Ertragsverlust aufgrund geringerer Luftdichte auf 900 m als auf Meereshöhe: 9,26 %
- Ertragsverlust infolge 6-h-Regelung: 1,7 %
- Ertragsverlust durch Spitzenkappung: 1 %
- Volllaststunden **der Normanlage:** 2.129 h/a
- RJ **der Normanlage:** 630,0 kWh/m²/a

Der Parkwirkungsgrad ist an Bergstandorten etwas höher, da sich die Anlagen dort weniger stark gegenseitig abschatten, als dies im Flachland der Fall ist. Die technischen Verluste sind am Berg etwa aufgrund von Maßnahmen gegen Vereisung und Eiswurf sowie durch (mitunter auch zweistellige) kilometerweite Netzableitungsstrecken bis zum nächsten Umspannwerk und damit einhergehende Verluste deutlich höher als im Flachland.

Die in der Punktation angeführten Werte gelten – aufgrund der großen Variabilität der Verluste durch Abschattung und im Bereich technischer Verluste je nach Standort – vereinfachend als Referenzwerte für die in der MPV erwähnte Standorthöhe ab 1.400 m.

4.2 Technologiespezifische Parameter

Die technologiespezifischen Parameter wurden im Zuge des 3. EAG-Gutachtens gänzlich überarbeitet und sind in Kapitel 4.1 angeführt.

4.3 Auswertung der Daten

Im 3. EAG-Gutachten erfolgte 2025 eine Betreiberdatenerhebung durch die E-Control auf Basis eines von der Österreichischen Energieagentur neu entwickelten Fragebogens.

Die Betreiberdatenmeldungen 2025 umfassen 19 Betreiberdatensätze mit Inbetriebnahme 2022 bis 2024. Der Durchschnitt der gemeldeten Anlagen hat eine EPL von 4,6 MW pro Anlage. Der Durchschnitt der 19 Datensätze umfasst 3,5 Anlagen mit in Summe 14,4 MW EPL je Windpark. Bei 2 der 19 Datenmeldungen handelt es sich um neu errichtete Anlagen an Bergstandorten. Bei den 17 Flachlandstandorten handelt es sich um 11 Neubau- und 6 Repowering-Projekte. Bei 4 Projekten am Flachland handelt es sich um Einzelanlagen, eine davon entstand im Zuge eines Repowerings. Ein Flachlandwindpark wurde mit 9 relativ kleinen Windkraftanlagen mit 2,2 MW EPL realisiert.

Im 3. EAG-Gutachten für das Jahr 2026 wird von einem Förderzuschlagszeitpunkt 2026, der Bauperiode 2027 und dem ersten Betriebsjahr 2028 ausgegangen. Die Betreiberdatenmeldungen aus dem Jahr 2023 werden in diesem Gutachten nicht mehr berücksichtigt, da nicht mehr alle Projekte dem Stand der Technik entsprechen und Indexierungen der Investitionskosten auf 2027 und der Betriebskosten auf 2028 insgesamt als zu unsicher erscheinen.

Neben den Investitionskosten, dem WACC, der RJ in kWh/m²/a beziehungsweise den Jahresvolllaststunden und den Betriebskosten sind die Ausgleichsenergiekosten von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen. Um aufgrund der geringen Anzahl an Betreiberdatenmeldungen und teilweise hohen Bekanntheit der Projekte eine Rückschließbarkeit auf konkrete Projekte zu vermeiden, werden im Kapitel

Windenergie, abweichend zu den anderen Technologie-Kapiteln, im Folgenden keine Punktediagramme, sondern Boxplots gezeigt. Das grundlegende methodische Vorgehen bleibt hiervon unberührt.

4.3.1 Spezifische Investitionskosten

Die Investitionskosten tragen unter gegebenen Annahmen etwas mehr als zwei Drittel zur Höhe der LCOE bei. Die Investitionskosten stellen damit den relevantesten Einflussparameter auf die Höhe der Stromgestehungskosten dar.

Für die Valorisierung der Investitionskosten wurden die Anteile der Anlagenkomponenten auf Basis der neuen Betreiberdatenerhebung ermittelt und in der folgenden Tabelle dargestellt. Dabei wurden die Anteile der Anlagenkomponenten bereits Kategorien zugeordnet, für die es statistische Preisindizes gibt, die im Gutachten auch in die Zukunft, bis zum Investitionszeitpunkt 2027, fortgeschrieben werden (Methodik siehe Kapitel 2.3).

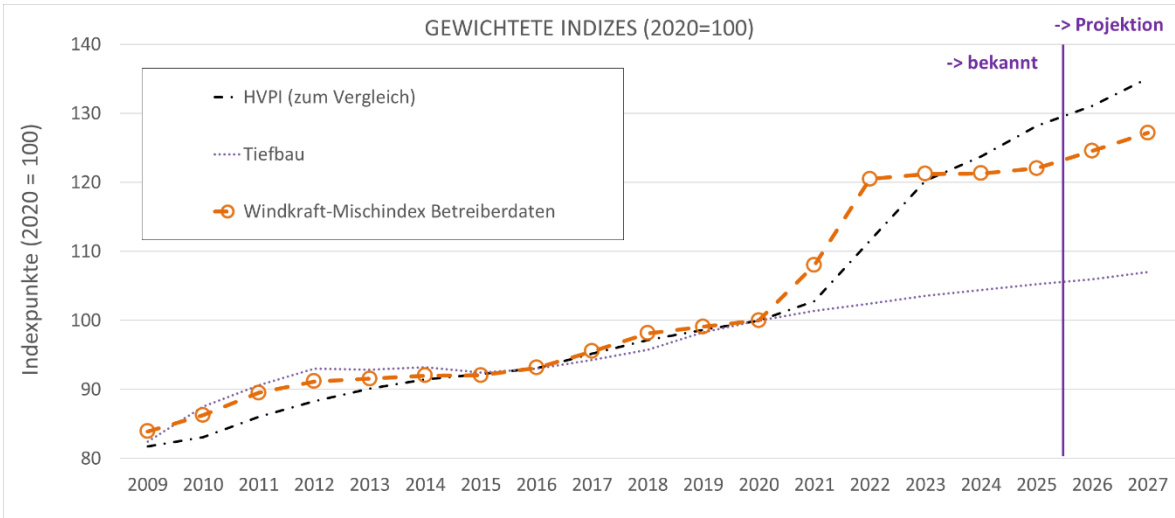
Tabelle 14: Anteile der Anlagenkomponenten 2024 nach Anlagengrößen; die Anteile sind bereits Kategorien zugeordnet, für die es statistische Preisindizes gibt

Komponente	Anteil
Stahl	10 %
Hochbau	10 %
Tiefbau	4 %
Elektrische Ausrüstung	15 %
Maschinen	51 %
Lohnkosten	9 %

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis der Betreibermeldungen 2025, eventuelle Abweichungen von 100 % sind rundungsbedingt.

Die nachfolgende Grafik zeigt den über alle (Komponenten-)Preisindizes gewichteten, Gesamt- beziehungsweise Mischindex, der für die Valorisierung der gesamten Investitionskosten auf das Investitionsjahr 2027 herangezogen wird.

Abbildung 10: Verlauf des Windkraft-Mischindex



Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von Betreibermeldungen und Literaturwerten

Von 2009 bis (größtenteils) inklusive 1. Halbjahr 2025 ist der historische Verlauf des Mischindex dargestellt (auf bekannten Daten basierend, aus Preisindizes gebildet). Von Mitte 2025 bis 2027 folgt die Entwicklung des Mischindex Projektionen anhand der durchgeführten Regressionsanalyse (Details siehe Kapitel 2.3). Zum Vergleich sind auch durchgängige Preisindizes für Tiefbau und der HVPI dargestellt.

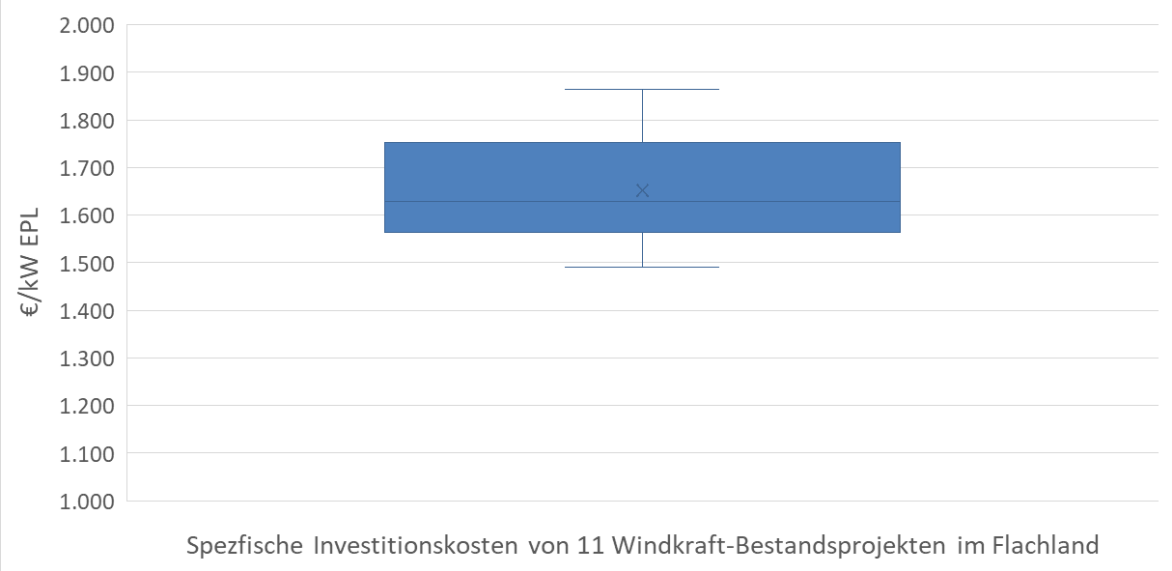
4.3.1.1 Flachlandstandorte

Im Zuge der Auswertung der spezifischen Investitionskosten in €/kW_{el} EPL wurden folgende Projekte für die Ermittlung der Kosten von Flachlandanlagen ausgeschieden:

- 2 Bergstandorte
- 4 Projekte > 2.000 €/kW
- 1 Repowering bei knapp 2.000 €/kW
- 1 Projekt mit 9 x 2,2 MW Windkraftanlagen

Die spezifischen Investitionskosten aller 11 verbleibenden vorhandenen Datenpunkte wurden auf das Jahr der Investition (2027) valorisiert und anhand eines gewichteten Mittelwerts über die jeweils installierte EPL der Projekte ermittelt. Daraus ergeben sich für Windparks im Flachland spezifische Investitionskosten in der Höhe von 1.642 €/kW_{el} EPL.

Abbildung 11: Gesamte spezifische Investitionskosten von 11 Bestandswindparks im Flachland, valorisiert auf das Jahr 2027



Quelle: Betreiberdatenmeldungen 2025 (Betreiberdaten)

Bei näherer Betrachtung der Datengrundlage und der zukünftig projektierten, wesentlich leistungsstärkeren – als in den Betreiberdatenmeldungen erfassten – Anlagen wurde bei den unterstellten Netzzutrittsentgelten nachgebessert. Auf Basis der 2022 bis 2024 in Betrieb gegangenen Anlagen ergeben sich Netzzutrittsgebühren von 59 €/kW, da etwas mehr als die Hälfte der 11 Projekte eine EPL bis 20 MW haben. Hier liegt die Netzzutrittsgebühr bei 50 €/kW, bei Projekten über 20 MW liegt sie bei 70 €/kW. Mit der im neuen Standortdifferenzierungsmodell definierten neuen Anlagengeneration ist die Wahrscheinlichkeit, dass einzelne Windparks eine EPL von mehr als 20 MW aufweisen, deutlich gestiegen. Die Netzzutrittskomponente an den oben genannten spezifischen Investitionskosten wird daher von 59 auf 70 €/kW angehoben. Mit knapp 12 €/kW mehr zur Abdeckung der Netzzutrittsentgelte steigen die angesetzten spezifischen Investitionskosten (ohne Berücksichtigung von Rundungen) weiter an.

Für die Normanlage im Flachland ergeben sich für das Investitionsjahr 2027 spezifische Investitionskosten von **1.654** €/kW_{el} EPL.

Die vergleichbare Auswertung der von Projektierenden für Plausibilisierungszwecke gemeldeten Planungsdaten für 5 Windparks im Flachland ergibt durchschnittliche Investitionskosten von 1.644 €/kW_{el} EPL. Eine genauere Aufschlüsselung der Investitionskosten in einzelne Komponenten (zum Beispiel Netzzutrittskosten et cetera) liegt nicht vor. Dennoch stimmen die ermittelten spezifischen Investitionskosten gut mit dem auf Basis der Betreiberdatenmeldungen ermittelten Wert überein.

4.3.1.2 Bergstandorte

In diesem Gutachten wird auch erstmals den erhöhten Investitionskosten von Windparks an Bergstandorten Rechnung getragen. Dazu erfolgte eine Auswertung von Ersteinreichungsdaten (nicht wie in den obigen Betrachtungen endabgerechnete Werte), die anonymisiert von der ÖMAG zur Verfügung gestellt wurden. Dabei handelt es sich um Einreichprojekte zur Ausschreibung für die Marktprämie für Windkraft und für die Marktprämie für Wind- und Wasserkraft zur gemeinsamen Ausschreibung. Diese Daten wurden zu den quartalsweisen Ausschreibungsrunden von 01/2023 bis 02/2025 zur Verfügung gestellt. Sie umfassen Anlagen, deren Inbetriebnahme für 2026 bis 2028 geplant ist.

Mittels Internetrecherche war es trotz Anonymisierung möglich, Bergstandorte von Flachlandstandorten zu unterscheiden. Die Auswertung ergab Flachlandprojekte mit in Summe 530 MW, deren spezifische Investitionskosten unter 1.800 €/kW liegen. Der mit der EPL gewichtete Durchschnitt der spezifischen Investitionskosten liegt bei 1.643 €/kW_{el} EPL Nettokosten. Bergstandorte mit in Summe 283 MW haben mit EPL gewichtet spezifische Investitionskosten von 1.673 €/kW_{el} EPL Nettokosten. Diese Anlagen sind auf Seehöhen von 1.200 bis 1.700 m geplant. Auf Basis dieser Daten und Analysen ergeben sich für Windkraft am Berg um circa 30 €/kW (1,8 %) höhere Kosten als im Flachland.

Für die Normanlage am Berg ergeben sich für das Investitionsjahr 2027 spezifische Investitionskosten von **1.684** €/kW_{el} EPL.

4.3.2 WACC

Der WACC vor Steuer wird für Windkraftanlagen mit 6,90 % geringer als im 2. EAG-Gutachten (7,11 %) für die MPV und IZV 2025 angenommen (Details siehe Kapitel 2.4). Ein geringerer WACC bedeutet bei Technologien, deren LCOE v.a. durch Investitionskosten dominiert werden, und die Betriebskosten eine deutlich geringere Rolle spielen, dass der Nenner in der LCOE-Berechnungsformel (die diskontierte Summe der Jahresstromerzeugungen über 20 Jahre, siehe Kapitel 2.2) größer wird und damit die LCOE verringert werden.

4.3.3 Jahresvolllaststunden

Im vorliegenden Gutachten wurde der Normstandort für „Flachland“ und für „Berg“ laut aktualisiertem Standortdifferenzierungsmodell wie folgt definiert:

- Für die Normanlage im Flachland mit einer Standorthöhe bis 400 m Seehöhe:
  - mit 2.285 Jahresvolllaststunden und einem spezifischen Jahresertrag je m² Rotorkreis in Höhe von 651,2 $kWh_{el}/m^2/a$
- Für die Normanlage am Berg mit einer Standorthöhe ab 1.400 m Seehöhe:
  - mit 2.129 Jahresvolllaststunden und einem spezifischen Jahresertrag je m² Rotorkreis in Höhe von 630,0 $kWh_{el}/m^2/a$

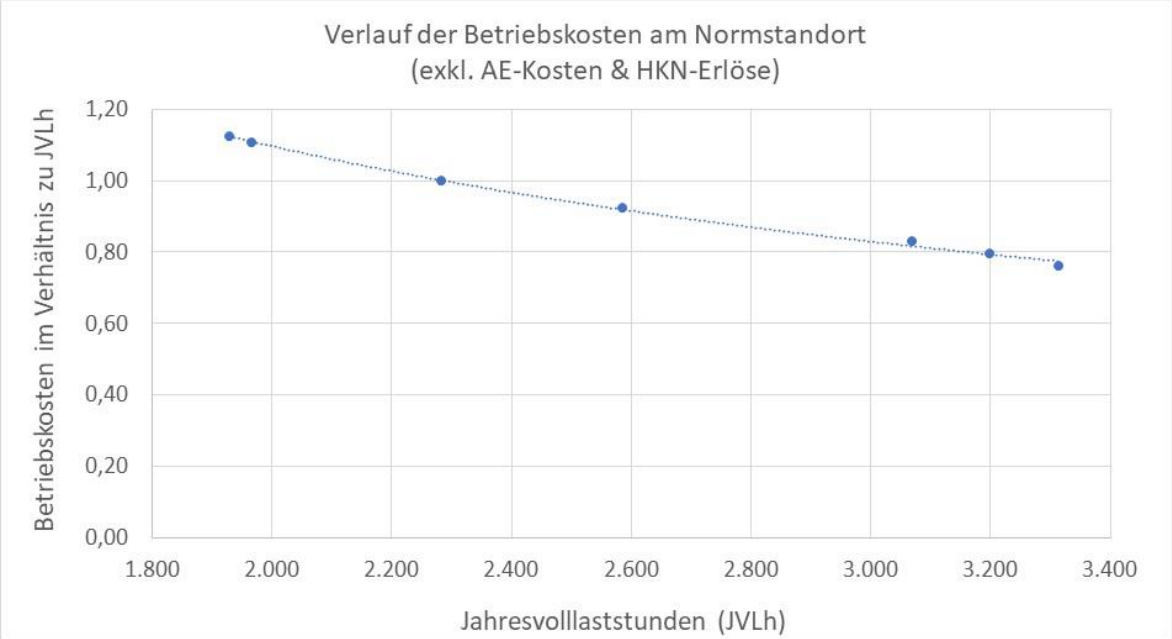
4.3.4 Spezifische Betriebskosten (exklusive Ausgleichsenergiekosten)

Die spezifischen Betriebskosten wurden aus 17 von 19 Datensätzen aus den Betreiberdatenmeldungen von 2025 abgeleitet. Bei zwei Projekten erfolgte keine beziehungsweise eine unzureichende Angabe von Betriebskosten. Mit den neuen Fragebögen für die Betreiberdatenerhebung 2025 wurde erstmals auch die zeitliche Dynamik der Wartungs- und Instandhaltungskosten (W&IH-Kosten) von Windenergieanlagen über 20 Einzeljahreswerte abgefragt. Diese Dynamik findet nun Eingang in die Berechnung der LCOE. Die Betriebskosten (BK) im ersten Vollbetriebsjahr nach Inbetriebnahme wurden in einem ersten Schritt auf jeweils auf das Jahr 2024 valorisiert (mittels Inflationsentwicklung).

In einem weiteren Schritt wurden die BK auf den Ertrag des Normstandorts (Flachland) normiert. Dazu wurde auf den fixen und variablen Anteil der jährlichen Betriebskosten abgestellt. Die Auswertung der Daten bestätigte – analog zu den Erkenntnissen von

(WindGuard, 2024) –, dass knapp zwei Drittel der BK unabhängig vom Ertrag (fix) sind, das heißt durch die EPL der Anlage(n) bestimmt werden und der Rest ertragsabhängig (variabel) sind. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht, wie sich die Splittung der BK, ohne Ausgleichsenergiekosten (AE-Kosten) und ohne Herkunftsnachweis-Erlöse (HKN-Erlöse) auf die BK in Abhängigkeit des Jahresenergieertrags (hier sind repräsentativ die Jahresvolllaststunden dargestellt) am Standort auf die Höhe der BK (als Index dargestellt) auswirkt. Mit zunehmenden Volllaststunden sinken die BK, da sich die fixen BK auf einen höheren Jahresenergieertrag verteilen.

Abbildung 12: Verlauf der Betriebskosten (indexiert) am Normstandort (exklusive AE-Kosten und HKN-Erlöse)



Quelle: Berechnungen der AEA

Im neuen Betreiberfragebogen wurden 2025 bei den Betriebskosten folgende Kategorien abgefragt:

- Anteilige Verwaltungskosten (Betriebs- und Geschäftsführung)
- Wartung und Instandhaltung (Wartung/Service, Reparatur/Instandsetzung, Inspektion)
- Versicherung
- Pacht
- Systemdienstleistungsentgelt, Netzverlustentgelt

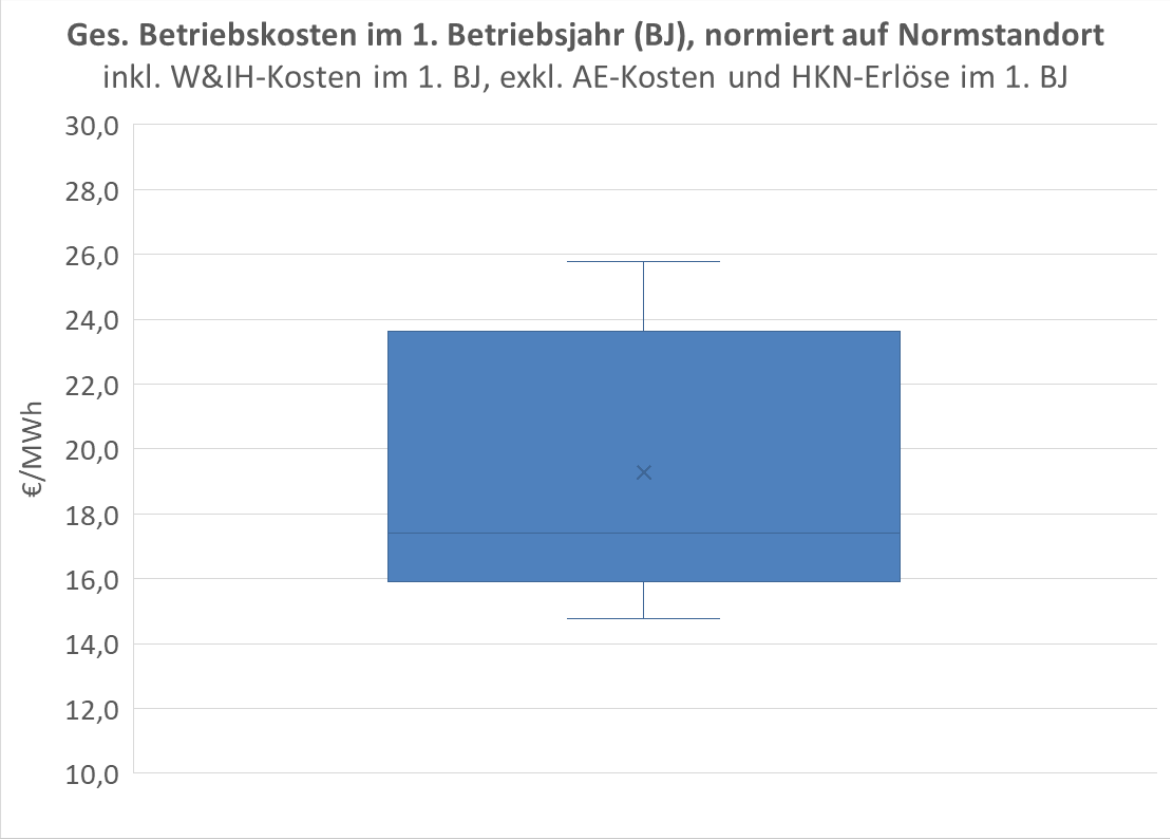
- Direktvermarktungskosten
- Ausgleichsenergiekosten
- Annualisierte Kosten für Rückbauverpflichtungen (für Rückstellungsbildung)
- Sonstige Kosten (sowie textliche Erläuterungen dazu)
- Mischposten (sowie textliche Erläuterungen dazu)

Im Zuge der Auswertung der spezifischen Betriebskosten, exklusive Ausgleichsenergiekosten und Erlöse aus der Vermarktung von Herkunftsnachweisen in €/MWh wurden folgende Projekte für die Ermittlung der Kosten von Flachlandanlagen ausgeschieden:

- 4 von 17 Datensätzen mit BK ≤ 12,5 €/MWh (Ausreißer nach unten)
- 1 Projekt mit > 29 €/MWh (Ausreißer nach oben)
- 1 Projekt mit nicht nachvollziehbar hohen W&IH-Kosten (Ausreißer nach oben)

Die spezifischen Betriebskosten aller 11 verbleibenden vorhandenen Datenpunkte wurden auf das erste Vollbetriebsjahr von 2026 bezuschlagten Anlagen, 2028, valorisiert und anhand eines gewichteten Mittelwerts über die jeweils installierte EPL der Projekte ermittelt. Die Detailergebnisse sind in der nachfolgenden Grafik dargestellt, diese zeigt abweichend die auf 2024 valorisierten Werte. Das über die Jahreserzeugungen gewichtete Mittel ergibt für das fiktive Vollbetriebsjahr 2024 Betriebskosten von 19,1 €/MWh.

Abbildung 13: Gesamte Betriebskosten von 11 Bestandswindparks und 2 geplanten Windparks im 1. Betriebsjahr (BJ) 2024, normiert auf Normstandort, inklusive W&IH-Kosten im 1. BJ, exklusive AE-Kosten im 1. BJ, exklusive HKN-Erlöse



Quelle: Betreiberdatenmeldungen 2025 (Betreiberdaten) und Branchenauskunft 2025 zur Plausibilisierung (Plandaten)

Für die Normanlage am Flachland-Normstandort (bei einem v_{med} von 6,5 m/s in Höhe der Rotornabe und einer Standorthöhe bis 400 m Seehöhe) ergeben sich für das erste Vollbetriebsjahr 2028 spezifische Betriebskosten (exklusive Ausgleichsenergiekosten und Erlöse durch Herkunftsnachweise) in der Höhe von 21,02 €/MWh.

Die vergleichbare Auswertung auf Basis der von Projektierenden für Plausibilisierungszwecke gemeldeten Planungsdaten für 4 Windparks im Flachland ergibt durchschnittliche Betriebskosten (exklusive AE-Kosten und HKN-Erlöse) von 21,13 €/MWh, welche somit gut mit dem auf Basis der Betreiberdatenmeldungen ermittelten Wert

übereinstimmen. Dabei wurde eines der fünf Projekte mit nur halb so hoch (und damit wahrscheinlich unvollständig) angegebenen BK ausgeschieden.

Aufgrund der Beschlussfassung des ElWG im Nationalrat am 11.12.2025 wird der **Versorgungsinfrastrukturbeitrag** gemäß § 75a in der Höhe von 0,5 €/MWh zusätzlich zu den oben in der Box beschriebenen Betriebskosten (für alle Anlagen mit einer netzwirksamen Einspeiseleistung über 20 kW) berücksichtigt. Der Versorgungsinfrastrukturbeitrag wird über 20 Jahre konstant in dieser Höhe einberechnet.

Bei der Ermittlung der BK an Bergstandorten wurden, da die Normanlage am Berg mit 6,15 MW eine höhere EPL hat als jene im Flachland mit 6,02 MW, (mit einem Anteil von etwas mehr als zwei Dritteln) höhere fixe spezifische Betriebskosten als bei Flachlandanlagen errechnet. Die spezifischen Betriebskosten erhöhen sich für die jeweilige Normanlage im Flachland und am Berg jedoch kaum. Wegen der allgemeinen Unschärfen bei den Betriebskosten werden höhere Personalkosten aufgrund von längeren Anfahrtszeiten oder auch Schneeräumungskosten aufgrund ihrer im Vergleich zu anderen Betriebskostenkomponenten geringen absoluten Höhe vernachlässigt. Was sich leicht verändert sind die Zu- und Abschläge beim Standortdifferenzierungsmodell am Berg. Durch den höheren Fixanteil der Betriebskosten am Berg im Vergleich zum Flachland ändert sich die Neigung der LCOE über die betrachtete Bandbreite der Windgeschwindigkeiten in Nabenhöhe geringfügig.

4.3.5 Ausgleichsenergiekosten

In Kapitel 2.5.3 sind die Details zur Bestimmung der AE-Kosten bei Windenergie ausgeführt. Für das erste Vollbetriebsjahr 2028 ergeben sich AE-Kosten in der Höhe von 8,53 €/MWh. Die weitere Entwicklung stimmt gut mit den gemeldeten Planungsdaten mit Inbetriebnahme 2029 und 2031 überein.

4.3.6 Gesamte Betriebskosten inklusive AE-Kosten, exklusive HKN-Erlöse

Für die Normanlage am Flachland-Normstandort (bei einem v_{med} von 6,5 m/s in Höhe der Rotornabe und einer Standorthöhe bis 400 m Seehöhe) ergeben sich für das erste Vollbetriebsjahr 2028 spezifische Betriebskosten (inklusive Ausgleichsenergiekosten und Versorgungsinfrastrukturbeitrag, exklusive Erlöse durch Herkunftsnachweise) in der Höhe von 30,05 €/MWh.

Bezogen auf das erste Betriebsjahr 2028 setzen sich die BK zu 22 % aus W&IH-Kosten, zu 14 % aus der G-Komponente (Netzverlustentgelt und Systemdienstleistungsentgelt), zu 28 % aus AE-Kosten und zu 35 % aus restlichen BK zusammen. Der Versorgungsinfrastrukturbeitrag macht weitere 2 % aus. Bezogen auf die Summe der nominellen BK über den Betriebszeitraum von 20 Jahren setzen sich die BK zu 26 % aus W&IH-Kosten, zu 15 % aus der G-Komponente (Netzverlustentgelt und Systemdienstleistungsentgelt), zu 20 % aus AE-Kosten und zu 38 % aus restlichen BK zusammen. Der Versorgungsinfrastrukturbeitrag trägt ein weiteres Prozent bei. Die unterschiedlichen Anteile zeigen die unterschiedliche Dynamik der Kostenentwicklung bei W&IH-Kosten, AE-Kosten und den restlichen BK, nur Letztere entwickeln sich nominell mit der Inflation.

Optimierungspotenzial scheint es in Österreich auf Basis der errechneten Ergebnisse im Vergleich zu den Ergebnissen von (WindGuard, 2024) für Deutschland insbesondere bei den W&IH-Kosten und AE-Kosten zu geben. Beide Bereiche erfolgen in Deutschland kosteneffizienter, was auch mit den dortigen Strukturen, Skaleneffekten und dem Erfahrungsvorsprung zu tun hat. Jedenfalls empfiehlt sich ein weiteres Monitoring der Kostenentwicklungen in Österreich.

4.3.7 HKN-Erlöse

Die den Betriebskosten gegenrechenbaren Erlöse aus HKN betragen ab 2028 und für alle weiteren Jahre konstant 1,34 €/MWh, siehe Kapitel 2.5.5.

4.4 Empfehlungen zur Förderung

4.4.1 Empfehlungen für Höchstpreise

Hinsichtlich der Empfehlung für den Höchstpreis, also bis zu welcher Höhe Gebote in Ausschreibungen des Jahres 2026 beachtet werden sollen, werden folgende Ergebnisse für den Bereich Windkraft ermittelt.

Tabelle 15: Empfohlene Höchstpreise für Windenergieanlagen mit einer Standorthöhe bis 400 m Seehöhe für Fördercalls im Jahr 2026

Parameter	Ergebnis für den Normstandort im Flachland
RJ in $kWh_{el}/m^2/a$	651,2
Investitionskosten (Baujahr) 2027 in €/kW_{el} EPL	1.654
WACC in %	6,90
BK (1. Betriebsjahr) 2028, exklusive AE-Kosten in €/MWh	21,52
AE-Kosten 2028 in €/MWh	8,53
HKN-Erlöse 2028 in €/MWh	1,34
LCOE in €/MWh, ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwerts	99,2
Empfohlener Höchstpreis für Fördercalls 2026 in €/MWh	**99,2**

Quelle: Berechnungen der AEA

Der oben empfohlene Höchstpreis beziehungsweise anzulegende Wert (aZW) stellt auf eine Normanlage am Flachland-Normstandort (bei einem v_{med} von 6,5 m/s in Höhe der Rotornabe und einer Standorthöhe bis 400 m Seehöhe) unter den im Gutachten beschriebenen Bedingungen ab.

Für den **Höchstpreis**, bis zu dem Gebote in Ausschreibungen, für **neu errichtete und erweiterte Windkraftanlagen (Normstandort)** beachtet werden sollen, wird für die Antragstellung im Kalenderjahr 2026 ein Wert von **99,2 €/MWh** empfohlen.

4.4.2 Korrekturfaktoren auf Basis des Standortdifferenzierungsmodells

In Abweichung zu den Ausführungen des Vorjahresgutachtens wurden die Anpassungsfaktoren, mit denen die azW bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten im Vergleich zu den ermittelten LCOE um den Anpassungsfaktor (in %) gesenkt beziehungsweise bei windreichen Standorten angehoben wurden, geändert. Bei windarmen Standorten erfolgt kein Abschlag mehr (Anpassungsfaktor = 0, vormals -0,72). Die Zuschlagshöhe bei windarmen Standorten wurde weiter ausgedehnt, sodass Anlagen mit einer RJ hinunter bis auf 550 kWh/m²/a unter den getroffenen Annahmen kostendeckend realisiert werden können. Laut Branchenauskünften sind im Westen von Österreich derzeit derartige Standorte in Entwicklung. Die Abschlagshöhen bei windhöffigeren Standorten als am Normstandort wurden insoweit begrenzt, als Anlagen mit einem RJ hinauf bis auf 875 kWh/m²/a unter den getroffenen Annahmen (mehr als) kostendeckend realisiert werden können (analog Vorjahresgutachten). Abweichend zum Vorjahresgutachten wurden jedoch die Anpassungsfaktoren (Anhebung des azW gegenüber den LCOE) im Bereich der gegenüber dem Normstandort windhöffigeren Standorte halbiert (siehe Anpassungsfaktoren in der nachfolgenden Tabelle). Dieser Schritt wurde durchgeführt, damit die das Potenzial einer höheren Verzinsung für windhöffigere Standorte infolge der Anhebung des azW über die LCOE nicht übermäßig steigt (und eventuelle Übergewinne gedeckelt werden). Die Bandbreiten der RJ für die Bemessung der Zu- und Abschläge im Vergleich zum Normstandort wurden somit gänzlich analog dem Vorjahresgutachten angesetzt. Die geschilderte Herangehensweise wurde analog auch bei Bergstandorten angewendet (siehe Tabelle 17).

An sehr windreichen Standorten mit einem v_{med} von über 7,74 m/s sind – wie im Vorjahresgutachten – weiterhin höhere Renditen als über den WACC vorgesehen möglich. Laut den Betreiberdatenerhebungen 2025 konnten im Flachland 875,0 $kWh_{el}/m^2/a$ übersteigende RJ-Erträge an 3 von 19 Standorten erzielt werden. Es ist aufgrund des Trends, dass aufgrund zunehmender Knappheit windhöffiger Widmungsflächen Windkraftanlagen im Flachland enger zusammengestellt werden (dies wurde mit niedrigeren Parkwirkungsgraden berücksichtigt, siehe oben) davon auszugehen, dass zukünftig weniger Anlagen derart hohe RJ erreichen können. Anlagen die RJs von über 875 $kWh_{el}/m^2/a$ Jahresertrag erreichen, können (bei gleicher Kostensituation) eine höhere Rendite erzielen als Anlage mit RJs bis 875 $kWh_{el}/m^2/a$.

Hinsichtlich der Korrekturfaktoren für Windkraftanlagen werden, bezogen auf die Normanlage, für den Normstandort mit einer Standorthöhe bis 400 m die in Tabelle 16 in

der letzten Spalte angeführten Korrekturfaktoren, im Vergleich zum Normstandort mit einer mittleren Windgeschwindigkeit v_{med} von 6,5 m/s in Nabenhöhe empfohlen.

Tabelle 16: Darstellung der Korrekturfaktoren für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe bis 400 m Seehöhe in Abhängigkeit von der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion (RJ)

v_{med} in Nabenhöhe in m/s	Jahres-volllast-stunden	RJ in $kWh_{el}/m^2/a$	LCOE in €/MWh	azW in €/MWh	Anpassungs-faktor in %	Korrektur-faktor in %
5,94	1.930	550,0	114,2	114,2	-	**+15,09**
6,00	1.967	560,6	112,3	112,3	-	**+13,25**
6,50	2.285	**651,2 (Normstandort)**	99,2	99,2	-	**0,00**
7,00	2.587	737,3	89,7	90,5	+0,83	**-8,79**
7,50	2.913	830,2	81,7	82,8	+1,38	**-16,49**
7,74	3.070	875,0	78,5	79,7	+1,65	**-19,61**

Quelle: Berechnungen der AEA

Für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe bis 400 m Seehöhe kann der jeweils für konkrete Standorte anzuwendende Korrekturfaktor auf Basis der RJ beziehungsweise der jeweils benachbarten RJ-Stützwerte durch eine Interpolation zwischen diesen abgeleitet werden.

Für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe ab 400 m bis unter 1.400 m Seehöhe erhöht sich der zuvor ermittelte Korrekturfaktor additiv um die in Tabelle 17 (in der letzten Spalte) dargestellten Prozentsätze, wobei zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten eine lineare Interpolation stattfindet.

Tabelle 17: Darstellung der additiven Korrekturfaktoren für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe ab 1.400 m Seehöhe in Abhängigkeit von der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion (RJ)

v_{med} in Nabenhöhe in m/s	Jahres-volllast-stunden	RJ in kWh_{el}/ m^2/a	LCOE in €/ MWh	azW in €/ MWh	Anpassungs-faktor in %	Korrektur-faktor in %
5,94	1.791	**530,1**	121,9	121,9	-	**+7,79**
6,00	1.829	**541,2**	119,7	119,7	-	**+7,46**
6,50	2.129	**630,0 (Norm-standort)**	105,3	105,3	-	**+6,15**
7,00	2.416	**714,9**	94,8	95,6	+0,83	**+5,17**
7,50	2.685	**794,4**	87,0	88,2	+1,38	**+5,45**
7,74	2.814	**832,6**	83,8	85,2	+1,65	**+5,53**

Quelle: Berechnungen der AEA

Der solcherart auf Basis von Tabelle 17 ermittelte additive Korrekturfaktor ist mit dem „Standorthöhenanteil“ zu multiplizieren. Der „Standorthöhenanteil“ bildet sich als Ergebnis der Differenz von Standorthöhe der Anlage und Standorthöhe des Normstandortes dividiert durch 1.000. Dieses Ergebnis wird mit dem nach Tabelle 16 ermittelten Wert addiert, um den für den konkreten Standort anzuwendenden Korrekturfaktor zu bilden (die Erläuterungen erfolgten auf Basis der bei Gutachtenerstellung in Kraft befindlichen EAG-MPV).

4.4.3 Empfehlungen zur Investitionsförderung

Die Investitionszuschüsse für Windkraftanlagen richten sich nach der EPL der Anlage.

Aufgrund der Berechnungsergebnisse wird im Vergleich zum Vorjahresgutachten eine Fortschreibung des Höchstwerts für Investitionszuschüsse für die kleinere Anlagenkategorie und eine leichte Anhebung des Fördersatzes für die größere Anlagenkategorie um 100 auf 600 €/kW vorgenommen:

- (≥) 20 kW bis (≤) 100 kW: 600 €/kW
- > 100 kW bis (≤) 1.000 kW: 600 €/kW

Für die diesjährigen Analysen konnte auf aktuelle Branchendaten zurückgegriffen werden, die bei der größeren Anlagenkategorie einen Nachbesserungsbedarf ergeben. Den Analysen liegen Fälle zugrunde, bei denen derartige Anlagen (aus europäischer Produktion) in der Nähe von Industriebetrieben und Skiliften für die betriebliche Eigenversorgung errichtet werden. Bei den kleineren Anlagen mit 20 bis 100 kW ergab sich kein Nachbesserungsbedarf.

In methodischer Fortführung des Vorjahresgutachtens wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie sich unter Berücksichtigung der vorgeschlagenen Fördersätze verschiedene Stromeigenverbräuche (mit Strombezug von Netzebene 7 oder Netzebene 5) auf die LCOE und somit die Attraktivität der Investition auswirken.

Tabelle 18: Resultierende LCOE für Windkraftanlagen (in €/MWh) bei Anwendung der empfohlenen Höchstwerte für Investitionszuschüsse (IZ) und unterschiedliche Stromeigenverbräuche

LCOE	**20 bis 100 kW**	**100 kW bis 1 MW**
LCOE bei 30 % Stromeigenverbrauch (mit IZ-Förderung)	221,6	147,9
LCOE bei 40 % Stromeigenverbrauch (mit IZ-Förderung)	204,2	123,6
LCOE bei 50 % Stromeigenverbrauch (mit IZ-Förderung)	186,9	99,2

Quelle: Berechnungen der AEA

5 Wasserkraft

Im folgenden Kapitel werden die Empfehlungen für Betriebsförderung und Investitionszuschüsse laut EAG für Wasserkraft im Hinblick auf Fördercalls im Jahr 2026 näher erläutert. Sofern nicht anders beschrieben orientiert sich das vorliegende Gutachten an der Methode des ersten (Resch, et al., 2022) und zweiten EAG-Gutachtens (Tretter, Eggler, Furtwängler, Knaus, & Rohrer, 2023), die auf Grundlage aktualisierter Daten und Entwicklungen in einigen Bereichen ergänzt beziehungsweise zweckdienlich abgeändert wurde.

5.1 Technologiespezifische Parameter

Nachfolgend werden die technologiespezifischen Parameter hinsichtlich Jahresvolllaststunden, Valorisierung und Finanzierung beschrieben.

5.1.1 Förderkategorien

Wasserkraftanlagen sollen laut § 49 EAG mittels Marktprämie und laut § 56a EAG mittels Investitionszuschüssen (bis zu einer Engpassleistung von 2 MW) gefördert werden. Neben den Förderkategorien für Wasserkraft nach § 49 und § 56a EAG gibt es noch die Fördermöglichkeit durch eine gemeinsame Ausschreibung für Windkraftanlagen und Wasserkraftanlagen (§ 44a bis 44f); dies wird in Kapitel 6 dargestellt. Für die Berechnung der Marktprämie werden in diesem Gutachten anzulegende Werte (azW) für die administrative Festlegung und eine höchstzulässige Obergrenze für Investitionszuschüsse empfohlen.

Im vorliegenden Gutachten wird die vorgeschlagene Struktur der Förderkategorien des 2. EAG-Gutachtens, Empfehlungen für das Jahr 2024 (Tretter, Eggler, Furtwängler, Knaus, & Rohrer, 2023), übernommen.

Das Gleiche gilt für die zugrunde gelegten Stufen des Produktionsstufenmodells für Betriebsförderungen auf Basis des Regelarbeitsvermögens (RAV) und die Stufen der Engpassleistungen (EPL) für Investitionszuschüsse. Diese sind:

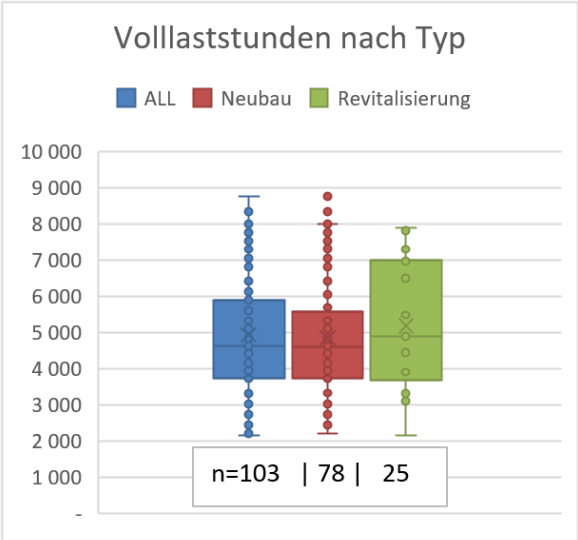
- Betriebsförderung
  - azW für Neubau sowie separat für Neubau unter Verwendung eines bestehenden Querbauwerks gestaffelt mittels Produktionsstufen bis 25 MW
    - für die ersten 500 MWh
    - für die nächsten 500 MWh
    - für die nächsten 1.500 MWh
    - für die nächsten 2.500 MWh
    - über 5.000 MWh hinaus
  - azW für Revitalisierung bis 1 MW (nach Revitalisierung) gestaffelt mittels Produktionsstufen für drei Revitalisierungsgrade 0–60 %, > 60–200 % und > 200 %:
    - für die ersten 500 MWh
    - für die nächsten 500 MWh
    - für die nächsten 1.500 MWh
    - über 2.500 MWh hinaus
  - azW für Revitalisierung über 1 MW (nach Revitalisierung) gestaffelt mittels Produktionsstufen für maximal die ersten zusätzlichen 25 MW:
    - für die ersten 5.000 MWh
    - für die nächsten 20.000 MWh
    - für die nächsten 20.000 MWh
    - über 45.000 MWh hinaus
- Investitionszuschuss
  - Kategorie A / Neubau:
    - EPL < 200 kW
    - EPL 200–2000 kW (linear interpoliert)
  - Kategorie B / Revitalisierung:
    - EPL < 200 kW
    - EPL 200–2000 kW (linear interpoliert)

5.1.2 Volllaststunden, Anlagenlebensdauer und repräsentative Anlagenleistung

Mangels einer ausreichenden Anzahl aktueller Datensätze wurden die Annahmen zu den Volllaststunden im 2. EAG-Gutachten (für die Jahre 2024 und 2025) vom 1. EAG-Gutachten (Resch, et al., 2022) übernommen. Da mittlerweile weitere Daten aus der Betreiberdatenmeldung 2025 zur Verfügung stehen, wurden die getroffenen Annahmen anhand dieser aktualisierten Datenbasis überprüft. Dabei wurde festgestellt, dass Anpassungsbedarf besteht. Abbildung 14 zeigt die Boxplots für die Volllaststunden der unterschiedlichen Anlagentypen.

Generell zeigt sich eine große Streuung der Volllaststunden über den Bereich von circa 2.200 h bis 8.700 h[4]. Im Vergleich zu Neubauanlagen weisen Revitalisierungen einen ähnlichen Mittelwert bei wesentlich weiterem Streuungsbereich auf. Jedoch waren deutlich weniger Datenpunkte für Revitalisierungen verfügbar (25 Anlagen im Vergleich zu 78 Datensätzen bei Neubauanlagen).

Abbildung 14: Boxplot für Neubau, Revitalisierung sowie gemeinsame Auswertung für alle Anlagen



Quelle: Betreiberdatenmeldung 2023 und 2025

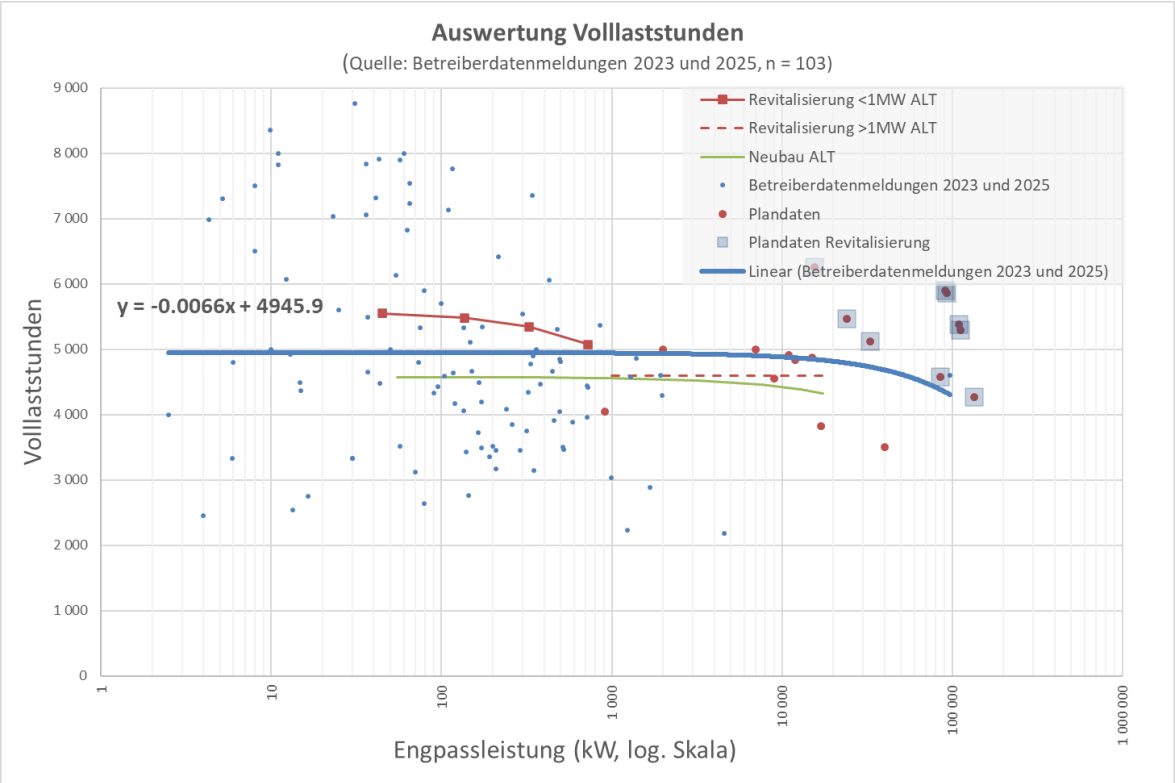
[4] Der Parameter streut wesentlich stärker als bei anderen Anlagentypen und hat gleichzeitig einen sehr hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Anlage. Insbesondere für größere Anlagen erscheint eine individuelle Betrachtung sinnvoll, um Mitnahmeeffekte effizient ausschließen zu können.

Im 1. EAG-Gutachten wurden für die drei Anlagenkategorien Neubau, Revitalisierung < 1 MW und Revitalisierung > 1 MW jeweils unterschiedliche leistungsabhängige Funktionen ausgewertet. Im vorliegenden Gutachten wird diese Annahme dahingehend vereinfacht, als nur noch eine Funktion zur Ermittlung der Volllaststunden für alle Anlagensegmente angewendet wird. Diese liegt circa in der Mitte der in den bisherigen Gutachten verwendeten Funktionen und stimmt gut mit den zu Plausibilisierungszwecken herangezogenen Planungswerten überein. Abbildung 15 zeigt die abgeleitete Funktion, die zugehörigen Datenpunkte aus den Betreiberdatenmeldungen, die Annahmen aus den vorherigen Gutachten sowie die von Branchenvertretern gelieferten Datenpunkte zur Plausibilisierung der getroffenen Annahmen.

Im Neubau liegt die neue Funktion im Mittel circa 8 % über den vorherigen Annahmen. Die Planungsdaten liegen teilweise exakt am Erwartungswert, teilweise darunter. Bei Revitalisierungen < 1 MW liegen die alten Annahmen zwischen 12 % und 3 % unter den neu ermittelten Kostenfunktionen und weisen einen deutlich weniger steilen Gradienten auf. Bei Revitalisierungen > 1 MW lagen die alten Werte zwischen 5 % und 7 % unter den neuen Werten. Alle gelieferten Planungsdatenpunkte in diesem Anlagensegment liegen zudem deutlich oberhalb dieser Linie, wodurch eine Anhebung der Volllaststunden gerechtfertigt erscheint.

Die über diese Funktion ermittelten Volllaststundenannahmen wurden schließlich für alle Anlagentypen um 2,3 % reduziert, um den Ausfall der Marktprämie bei > 6 h negativen Strompreisen gemäß § 15 (1) EAG zu berücksichtigen (siehe Kapitel 2.5.6).

Abbildung 15: Auswertung Volllaststunden Wasserkraft



Quelle: linearer Trend basierend auf Betreiberdatenmeldung 2023 und 2025; „Plandaten“ aus Branchenmeldungen von aktuell in Umsetzung befindlichen Anlagen.

Annahmen hinsichtlich Lebensdauer sowie die Vorgehensweise zur Restwertberücksichtigung wurden aus den vorhergehenden Gutachten übernommen. Auch bei den repräsentativen Anlagengrößen für die unterschiedlichen Produktionsstufen wurden die Zahlenwerte aus den letzten Gutachten übernommen.

5.1.3 Valorisierung und Index

Die Valorisierung der Investitionskosten basiert auf derselben Methode wie in den vorhergehenden Gutachten und wurde hinsichtlich der Gewichtung der Preiskomponenten anhand der neuen Betreiberdaten aktualisiert. Mit den resultierenden Gewichtungsfaktoren wurde der für die Entwicklung der Kosten von Wasserkraftkomponenten anzulegende Mischindex kalkuliert (im Folgenden: Wasserkraft-Index). Im Vergleich zum 2. Gutachten wurden nur kleinere Verschiebungen festgestellt.

Tabelle 19: Indexgewichtung Wasserkraft, für alle Kategorien

Index	Kostenanteil (Betreiberdaten 2025)
Stahl	0 %
Hochbau	0 %
Tiefbau	57 %
Elektrische Ausrüstung	11 %
Maschinen	16 %
Lohnkosten	8 %
Verbraucherpreisindex	8 %

Quelle: Betreiberdatenmeldungen 2025

5.1.4 Finanzierungsparameter

Im Vergleich zur letzten Betreiberdatenerhebung wurde der Erhebungsbogen im Bereich der Finanzierungsparameter adaptiert und verbessert, sodass für das vorliegende Gutachten eine deutlich verbesserte Datenbasis zur Verfügung steht. Zur Ermittlung des technologiespezifischen WACC wurden über die allgemeinen Parameter hinaus der Fremdkapitalanteil sowie die Risikoprämie technologiespezifisch angepasst (Details zur WACC-Berechnung siehe Kapitel 2.4).

Von den 55 eingegangenen Betreiberdatenmeldungen waren 37 Datensätze für die Auswertung der Kapitalstruktur nutzbar (bei den restlichen waren die entsprechenden Merkmale gar nicht oder nicht korrekt ausgefüllt). Der leistungsgewichtete Mittelwert des Eigenkapitalanteils lag bei 36,2 % (Fremdkapitalanteil entsprechend 63,8 %) und hat sich damit im Vergleich zum vorhergehenden Gutachten kaum verändert. Zur Ermittlung der Fremdkapital-Risikoprämie wurde der Zinsaufschlag auf variabel verzinste Kredite ausgewertet. Insgesamt standen für diese Auswertung 13 nutzbare Datensätze mit variablem Kredit(-anteil) zur Verfügung. Der durchschnittliche Zinsaufschlag, der im Weiteren als Risikoprämie angesetzt wurde, lag bei 1,25 %. Insgesamt ist der angesetzte WACC für Wasserkraftanlagen damit im Vergleich zum Vorgängergutachten (für das Jahr 2025) von 7,13 % auf 6,86 % gesunken.

5.2 Auswertung der Daten

5.2.1 Datengrundlage

Für das vorliegende Gutachten standen 52 Datensätze aus der aktuellen Betreiberdatenmeldung (geliefert 2025), 55 Datensätze aus der Betreiberdatenmeldung des 2. EAG-Gutachtens (geliefert 2023) sowie insgesamt 72 OeMAG-Datensätze aus Investitionsförderungsabrechnungen (Inbetriebnahmedatum von 2018 bis 2025) zur Verfügung. Branchendaten und Literaturwerte wurden analog zu den anderen Technologien zur Plausibilisierung der Ergebnisse herangezogen, flossen jedoch nicht direkt in die Berechnungen mit ein.

Die Fragebögen für die Betreiberdatenmeldungen weisen im Vergleich zum Vorgängergutachten einen deutlich höheren Detailgrad auf. Neben der Abfrage von zusätzlichen Werten wurden automatische Beschränkungen der Eingabefelder eingeführt. Dies trug dazu bei, Falscheingaben durch die Anlagenbetreiber zu reduzieren und die Datenqualität dadurch deutlich zu steigern. Trotzdem handelt es sich um eine Selbstauskunft, in der Unschärfen und Fehleingaben nicht gänzlich ausgeschlossen werden können. Von den 52 Datensätzen musste einer gänzlich von der Analyse ausgeschlossen werden, da wesentliche Merkmale wie Regelarbeitsvermögen (RAV) oder Investitionskosten fehlten. Die Inbetriebnahmejahre der Rückmeldungen lagen zwischen 2022 und 2025. Fehlende Informationen zum Inbetriebnahmedatum wurden anhand anderer Datenpunkte (zum Beispiel Zeitpunkt der Kreditaufnahme) mit plausiblen Ersatzwerten befüllt. Wo sinnvoll möglich wurde zusätzlich zu den aktuellen Betreiberdatenmeldungen auf die (bereits bereinigten) Datensätze aus den Betreiberdatenmeldungen des letzten EAG-Gutachtens zurückgegriffen. Da nicht alle Datensätze vollständig eingemeldet wurden, unterscheidet sich die Anzahl der ausgewerteten Anlagen von Merkmal zu Merkmal.

Von der OeMAG wurden für Wasserkraft 42 Datensätze aus geprüften Endabrechnungen von Förderprojekten aus den Jahren 2022 bis 2025 zur Verfügung gestellt. Zusätzlich wurden 30 Datensätze aus der Datenlieferung für das 2. EAG-Gutachten berücksichtigt. 12 Datensätze wurden als Doppelmeldung mit Daten der Betreibermeldungen identifiziert und von der weiteren Analyse ausgeschlossen. Die Abrechnungsdaten wurden zusätzlich zu den Betreiberdaten für die Ermittlung der Investitionskosten herangezogen.

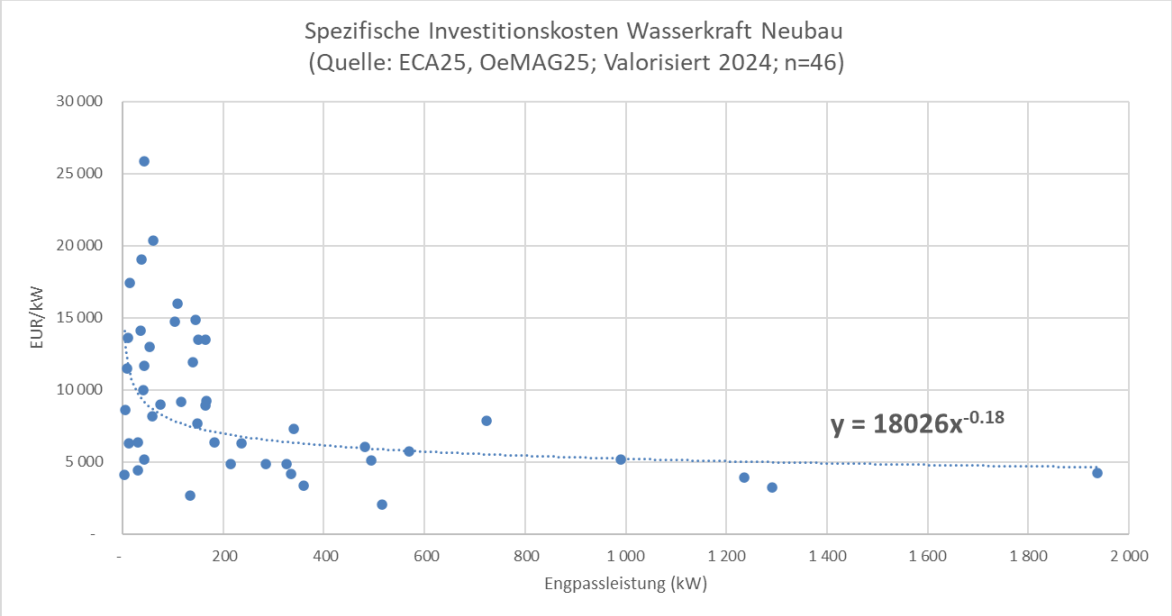
5.2.2 Investitionskosten Neubau

Um vergleichbare Zahlenwerte für die weiteren Analysen zu erhalten, wurden die gesamten Investitionskosten mit dem Wasserkraft-Index auf das Jahr 2024 valorisiert (Details siehe Kapitel 5.1.3).

Die Datenpunkte der Neubauprojekte wurden weiters um statistische Ausreißer bereinigt, wodurch letztlich 46 Datensätze von Anlagen aus den Betreibermeldungen und OeMAG-Förderabrechnungen zur weiteren Analyse zur Verfügung standen. Abbildung 16 zeigt diese Datenpunkte und die daraus abgeleitete Kostenfunktion.

Im Vergleich zum Vorgängergutachten zeigen sich leicht gestiegene Investitionskosten in allen Größenstufen. Analog zum letzten Gutachten werden die Investitionskosten der letzten Produktionsstufe (13 MW) mit einem 5-%-Abschlag zur vorhergehenden Produktionsstufe (0,8 MW) ermittelt, um die erwartbare Kostendegression abzubilden und eine unzulässige Extrapolation über den Gültigkeitsbereich der Kostenfunktion hinaus zu vermeiden.

Abbildung 16: Spezifische Investitionskosten Wasserkraft Neubau, Valorisiert auf das Jahr 2024



Quelle: Betreiberdatenmeldung 2025, OeMAG-Förderdaten 2025 und Berechnungen der AEA

5.2.3 Investitionskosten Revitalisierung

Für Betriebsförderung bei revitalisierten Wasserkraftanlagen mit einer EPL bis 1 MW (nach Revitalisierung) wurden in den Vorgängergutachten drei Revitalisierungsgrade (bis 60 %, 60–200 %, über 200 %) mit jeweils vier Produktionsstufen bestimmt, und für Revitalisierungen mit einer EPL von 1 MW bis 25 MW (nach Revitalisierung) wurden diese mit ebenfalls vier Produktionsstufen festgelegt. Insgesamt gibt es somit 16 Förderkategorien für die Betriebsförderungen von revitalisierten Wasserkraftanlagen.

Im Bereich der Revitalisierung ergibt sich (wie schon im letzten Gutachten) die Herausforderung, dass in diesem Anlagensegment weniger Datenpunkte vorhanden sind, gleichzeitig aber vier verschiedene Kostenfunktionen für die unterschiedlichen Anlagenkategorien ausgewertet werden müssten. Selbst wenn die Datenmeldungen von revitalisierten Anlagen aus dem vorhergehenden Gutachten miteinbezogen werden, sind insgesamt nur 45 Datensätze verfügbar, die sich noch dazu sehr ungleich auf die Kategorien verteilen (siehe Tabelle 20).

Tabelle 20: Anzahl der zur Verfügung stehenden Datensätze im Bereich für die verschiedenen Förderschienen im Bereich Revitalisierung

Förderkategorie	Anzahl Datensätze
Revitalisierung bis 1 MW, Revitalisierungsgrad 0 bis < 60 %	21
Revitalisierung bis 1 MW, Revitalisierungsgrad 60–200 %	10
Revitalisierung bis 1 MW, Revitalisierungsgrad > 200 %	12
Revitalisierung über 1 MW	2

Quelle: Betreiberdatenmeldung 2025 und 2023, Förderabrechnungsdaten OeMAG 2025 und 2023

Die Ableitung von verlässlichen Kostenfunktionen wurde geprüft und war auf dieser Datenbasis nicht möglich. Aus diesem Grund wurde für die Berechnung der empfohlenen azW wieder auf die mittels Wasserkraft-Index valorisierten Kostenfunktion der Investitionskostenanalyse 1. EAG-Gutachtens (Resch, et al., 2022) zurückgegriffen.

Im Bereich der Investitionsförderung von revitalisierten Wasserkraftanlagen, wo die Investitionskosten im Vergleich zur Betriebsförderung nur auf die zusätzliche (revitalisierte) Engpassleistung umgelegt werden, wurde dieselbe Vorgangsweise gewählt.

5.2.4 Betriebskosten

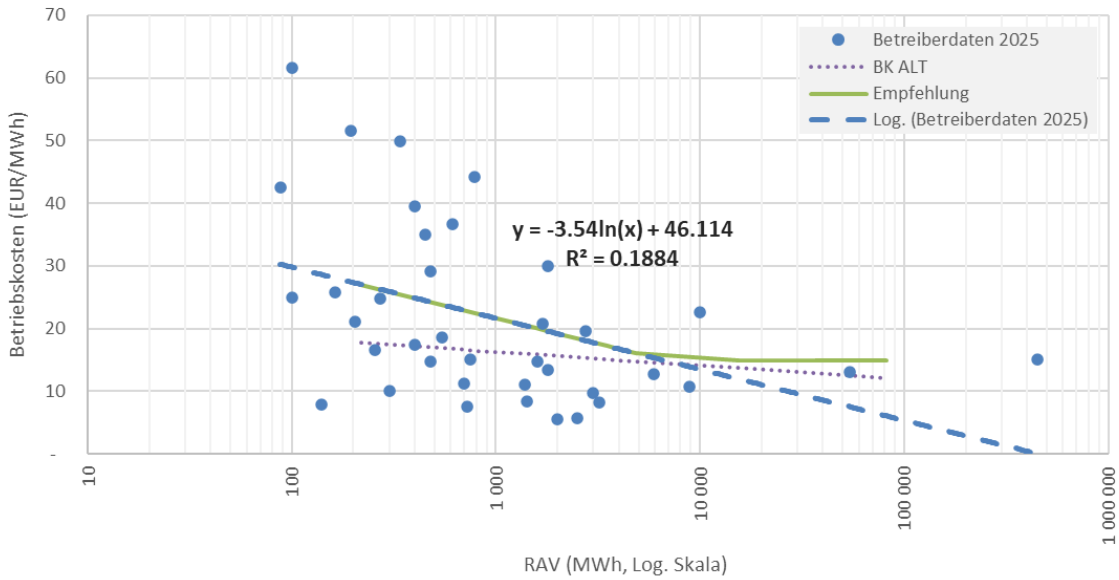
Zur Ermittlung der Betriebskosten wurden die aktuellen Betreibermeldungen ausgewertet.

Für die Datenauswertung standen nach der Ausreißer-Bereinigung 38 nutzbare Datensätze von neuen und revitalisierten Wasserkraftanlagen im Bereich zwischen 6 und 62 €/MWh zur Verfügung. In der Analyse für dieses Gutachten wurden erstmals gemeldete Eigenleistungen mit einem Betrag von 25 €/h berücksichtigt. Die Höhe des Betrags orientiert sich dabei an den Stundensätzen von wirtschaftlichen Betriebshilfen im Landwirtschaftssektor (Maschinenring, 2025). Die Berücksichtigung von Eigenleistungen kommt insbesondere Kleinkraftwerken zugute, wie es der Vergleich zu den im vorherigen Gutachten angesetzten Werten in Abbildung 17 deutlich zeigt.

Es zeigt sich eine klare Kostendegression mit steigender Erzeugungsmenge. Da im großen Anlagenbereich (über circa 2 MW und über circa 10.000 MWh) nur wenige Datenpunkte zur Verfügung standen und die Funktion unrealistisch niedrige Betriebskosten ergeben würde, wurde eine fixe Untergrenze von 15 €/MWh angesetzt. Dies entspricht dem mengengewichteten Mittelwert der vier größten Datenpunkte.

Bei den Meldungen zu den Betriebskosten wurde davon ausgegangen, dass diese die Kosten im letzten Jahr vor der Betreibermeldung widerspiegeln (2024). Analog zu den anderen Technologien wurden die Betriebskosten in der Vollkostenrechnung mit dem Verbraucherpreisindex auf das jeweilige Betriebsjahr valorisiert. Das erste zugrunde gelegte Betriebsjahr für Fördercalls im Jahr 2025 ist das Jahr 2027, bei Errichtung und Inbetriebnahme bis Ende 2026.

Abbildung 17: Betriebskosten Wasserkraft inklusive eingebrachter Eigenleistung



Quelle: Betreiberdaten 2025; Betriebskosten alt: (Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024)
Anmerkung: Die in den Betreiberdaten gemeldete Eigenleistung wurde mit 25 €/h berücksichtigt.

Aufgrund der Beschlussfassung des ElWG im Nationalrat am 11.12.2025 wird der Versorgungsinfrastrukturbeitrag gemäß § 75a in der Höhe von 0,5 €/MWh nominal zusätzlich zu den oben beschriebenen Betriebskosten für alle Anlagen mit einer netzwirksamen Einspeiseleistung über 20 kW berücksichtigt.

5.2.5 Eigenverbrauchsanteil

Für das vorliegende Gutachten standen erstmals verlässliche Daten zum Eigenverbrauch aus der Betreiberdatenerhebung zur Verfügung[5]. Es zeigt sich, dass 19 der 51 ausgewerteten Anlagen einen signifikanten Eigenverbrauchsanteil über 5 % des Regelarbeitsvermögens aufwiesen. Dies entspricht einem Anteil von 37 % der Datensätze. Werden nur die Anlagen unter 150 kW betrachtet, steigt der Anteil auf über 50 %. Da der Eigenverbrauchsanteil einen starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat, wurde diese Information erstmals im Gutachten berücksichtigt.

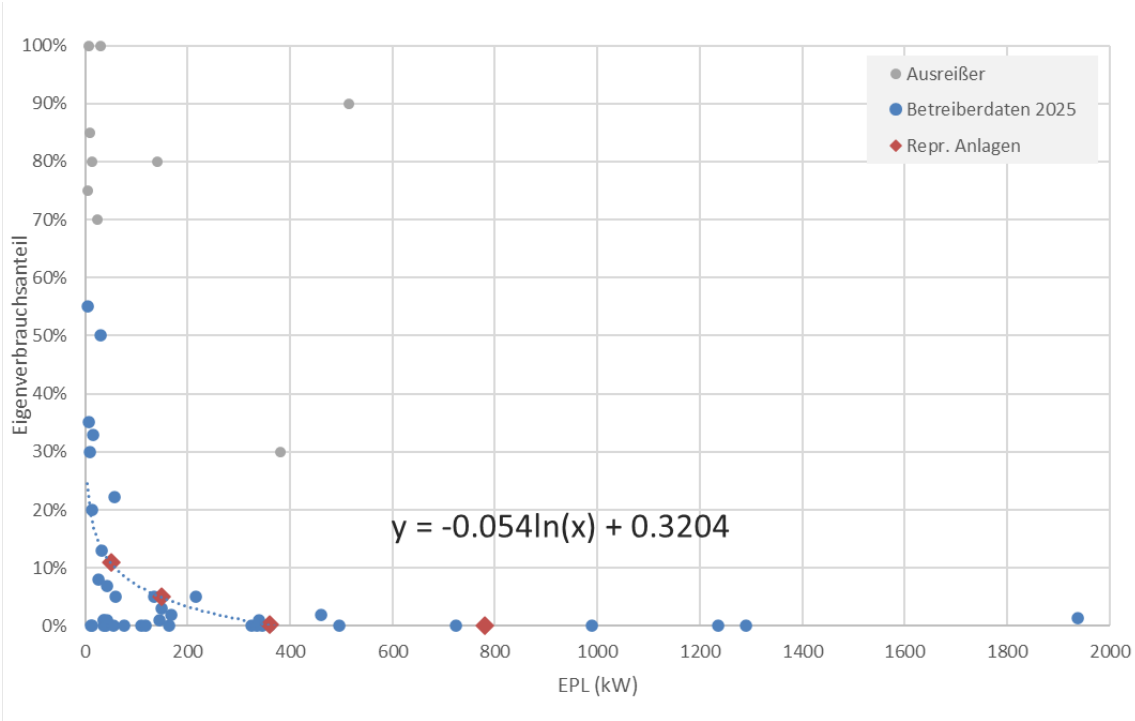
Abbildung 18 zeigt die verfügbaren Datenpunkte aus den Betreiberdaten zum Eigenverbrauch nach Anlagengröße. Es zeigt sich eine klare Degression des Eigenverbrauchsanteils mit der

[5] Für zukünftige Gutachten wird empfohlen, zusätzlich auch die Betriebsförderungsdaten auszuwerten, um eine noch bessere Datenbasis zu generieren.

Anlagengröße. Vereinzelt gibt es auch größere Wasserkraftanlagen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen – diese wurden jedoch von der weiteren Analyse ausgeschlossen, da nur bei den kleineren Anlagenkategorien ein signifikanter Anteil der Anlagen überhaupt einen Eigenverbrauch aufweist (graue Datenpunkte). Für die verbleibenden 40 Datenpunkte wurde eine Regressionsanalyse durchgeführt und der entsprechende Eigenverbrauchsanteil für die repräsentativen Anlagengrößen angesetzt (rote Markierungen). Dieser Eigenverbrauch wurde mit dem Endkund:innenpreis auf Netzebene 5 (NE5) bewertet und analog zu den anderen Technologien als Zusatzerlös angesetzt.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass der Eigenverbrauchsanteil von Wasserkraftanlagen, genauso wie die Investitionskosten, Volllaststunden, Betriebskosten und weitere Parameter, stark von den konkreten Bedingungen des Projekts abhängen (Standort, Fallhöhe, hydrologisches Abflussregime, Vorhandensein von Verbrauchern, Neubau oder Revitalisierung et cetera). Das Ableiten von verlässlichen Regeln anhand weniger Merkmale (Engpassleistung und Revitalisierungsgrad) stellt naturgemäß eine Herausforderung dar und erfordert zwangsläufig Abstrahierungen und Vereinfachungen. Trotzdem können Mitnahmeeffekte in Einzelfällen nicht zuverlässig vermieden werden.

Abbildung 18: Eigenverbrauchsanteil von Wasserkraftanlagen nach Anlagengröße



Quelle: Betreiberdaten 2025; Anmerkung: n = 40 (exklusive Ausreißer)

5.2.6 Reinvestitionen

In der Betreiberdatenerhebung wurden in diesem Jahr erstmals Informationen zu notwendigen Reinvestitionen innerhalb des Förderzeitraums abgefragt. Aus den 16 Rückmeldungen lässt sich eine durchschnittliche Reinvestition in der Höhe von 5,4 % der Investitionskosten nach einem Zeitraum von durchschnittlich 15 Jahren ableiten. Diese Information deckt sich gut mit Brancheninformationen und wurde daher in den LCOE-Berechnungen für alle Anlagenkategorien berücksichtigt.

5.3 Empfehlungen zur Förderung

In diesem Abschnitt werden die Empfehlungen zur Betriebs- und Investitionsförderungen hergeleitet.

5.3.1 Empfehlungen zur Betriebsförderung

Als historisch gewachsene Besonderheit im Bereich der Wasserkraftförderung in Österreich kann das Produktionsstufenmodell beschrieben werden. Ähnlich dem degressiven Einkommenssteuermodell werden dabei die unteren Produktionsstufen (zum Beispiel 0–500 MWh Jahresproduktion) höher gefördert als die jeweils höheren Produktionsstufen (500–1.000 MWh, 1.000–2.500 MWh et cetera), wobei die Abrechnung grundsätzlich im Nachhinein anhand der tatsächlichen Jahresproduktion erfolgt. In der Wirkung für Anlagenbetreiber bietet dieses Modell eine gewisse Absicherung gegen schwache Wasserjahre, da der durchschnittliche effektiv zur Anwendung kommende Fördersatz variiert. In der Berechnung der azW bedeutet es jedoch einen zusätzlichen Rechenschritt, da die „Über-Vergütungen“ aus vorgelagerten Produktionsstufen mitberücksichtigt werden müssen. Auch in der Verwaltung bedeutet dieses Modell zusätzlichen Aufwand, da der durchschnittliche azW nur ex post ermittelt werden kann, wenn die gesamte Jahreserzeugungsmenge bekannt ist. Im vorliegenden Gutachten wird angenommen, dass das Produktionsstufenmodell beibehalten wird.

5.3.1.1 Wasserkraft – Neubau

Tabelle 21 zeigt die Ergebnisse der LCOE- und azW-Berechnung für neu gebaute Wasserkraftanlagen. Wie im Vorgängergutachten wird bei dieser Anlagenkategorie empfohlen, die LCOE unter Abzug des Anlagenrestwerts (niedrigerer LCOE-Wert) heranzuziehen, da die Anlagenlebensdauer den 20-jährigen Betrachtungszeitraum deutlich übersteigt. Die repräsentativen Anlagengrößen in der Mitte der Produktionsstufen sowie die Stromerzeugung an der obersten Stufengrenze wurden gleich belassen wie in den vergangenen beiden EAG-Gutachten.

Tabelle 21: Berechnungsergebnis Wasserkraft bei Neubau

Parameter	Einheit	Bis 0,5 GWh	0,5–1 GWh	1–2,5 GWh	2,5–5 GWh	Über 5 GWh
Engpassleistung an Stufengrenze	MW	0,103	0,207	0,517	1,036	25,000
Stromerzeugung an Stufengrenze	MWh	500	1.000	2.500	5.000	109.665
Repräsentative Stufenleistung	MW	0,055	0,164	0,383	0,822	13,048
Repräsentative Stufenerzeugung	MWh	265	794	1.852	3.971	61.973
Volllaststunden	h/a	4.845	4.838	4.831	4.828	4.749
Investitionskosten transformiert 2027	€/kW	9.123	7.486	6.426	5.601	5.321
Betriebskosten (2024)	€/MWh	26,36	22,48	19,48	16,78	15,00
Versorgungs-infrastruktur-beitrag	€/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Reinvestition: Anteil	%	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Reinvestition: Zeitpunkt	Jahr	15	15	15	15	15
Eigenverbrauchs-anteil	%	10,4	4,5	0,0	0,0	0,0
Herkunftsnachweise	€/MWh	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
WACC Standard (2026)	%	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86

Parameter	Einheit	Bis 0,5 GWh	0,5–1 GWh	1–2,5 GWh	2,5–5 GWh	Über 5 GWh
Mittlere Abschreibdauer	a	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
LCOE abzüglich Anlagenrestwert	**€/MWh**	**168,8**	**145,9**	**131,5**	**114,3**	**108,8**
Produktionsstufe	-	**bis 500 MWh**	**nächste 500 MWh**	**nächste 1.500 MWh**	**nächste 2.500 MWh**	**über 5.000 MWh**
azW (Stufenmodell)	**€/MWh**	**168,8**	**123,0**	**121,9**	**97,1**	**108,5**

Quelle: Berechnungen der AEA

Im Vergleich zu den Empfehlungen für das Jahr 2025 ergeben sich im Neubau zwischen 2 % und 9 % sinkende azW je Produktionsstufe. Die Wirkung des gesunkenen WACC, der neuen Volllaststunden-Annahmen sowie der Eigenverbrauchsannahmen überwiegen dabei die Wirkung der gestiegenen Betriebskosten, Investitionskosten und Reinvestitionskosten.

5.3.1.2 Wasserkraft – Neubau unter Verwendung eines bestehenden Querbauwerks

Maßnahmen zur Verbesserung der Gewässerökologie sind auch in Zukunft über das Umweltförderungsgesetz (UFG) förderbar, siehe § 6 (2e) und § 16 ff UFG. Um eine eventuelle Doppelförderung zu vermeiden, empfiehlt das vorliegende Gutachten – wie die Vorgängergutachten –, einen Abschlag von 8 % auf die Investitionskosten für Neubauanlagen vorzunehmen. Die Ergebnisse in Tabelle 22 zeigen im Vergleich zu den Werten aus dem vorhergehenden Gutachten dieselben Trends wie die Kategorie ohne Querbauwerk.

Tabelle 22: Berechnungsergebnis Wasserkraft bei Neubau unter Verwendung eines bestehenden Querbauwerks

Parameter	Einheit	Bis 0,5 GWh	0,5–1 GWh	1–2,5 GWh	2,5–5 GWh	Über 5 GWh
Engpassleistung an Stufengrenze	MW	0,103	0,207	0,517	1,036	25,000
Stromerzeugung an Stufengrenze	MWh	500	1.000	2.500	5.000	109.665
Repräsentative Stufenleistung	MW	0,055	0,164	0,383	0,822	13,048

Parameter	Einheit	Bis 0,5 GWh	0,5–1 GWh	1–2,5 GWh	2,5–5 GWh	Über 5 GWh
Repräsentative Stufenerzeugung	MWh	265	794	1.852	3.971	61.973
Volllaststunden	h/a	4.845	4.838	4.831	4.828	4.749
Investitionskosten transformiert 2027	€/kW	8.069	6.621	5.684	4.954	4.707
Betriebskosten (2024)	€/MWh	26,36	22,48	19,48	16,78	15,00
Versorgungs-infrastruktur-beitrag	€/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Reinvestition: Anteil	%	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
Reinvestition: Zeitpunkt	Jahr	15	15	15	15	15
Eigenverbrauchs-anteil	%	10,4	4,5	0,0	0,0	0,0
Herkunftsnachweise	€/MWh	1,34	1,34	1,34	1,34	1,34
WACC Standard (2026)	%	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86
Mittlere Abschreibdauer	a	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
LCOE abzüglich Anlagenrestwert	**€/MWh**	**156,6**	**135,9**	**122,9**	**106,8**	**101,6**
Produktionsstufe	-	**bis 500 MWh**	**nächste 500 MWh**	**nächste 1.500 MWh**	**nächste 2.500 MWh**	**über 5.000 MWh**
azW (Stufenmodell)	**€/MWh**	**156,6**	**115,2**	**114,2**	**90,7**	**101,3**

Quelle: Berechnungen der AEA

5.3.1.3 Revitalisierte Wasserkraftwerke mit EPL < 1 MW

Im Vergleich zum Neubau fallen die jährlichen Kosten beziehungsweise Erlöse aufgrund der geringeren Investitionskosten bei revitalisierten Wasserkraftanlagen stärker ins Gewicht. Die aktualisierten Annahmen wirken im Vergleich zu den Empfehlungen für das Jahr 2025 in verschiedene Richtungen. Die aktualisierten Volllaststunden-Annahmen liegen unter den Annahmen der Vorgängergutachten, was zu tendenziell steigenden LCOE beziehungsweise azW in dieser Kategorie führt. Die gestiegenen Betriebskosten wirken in dieselbe Richtung, werden jedoch durch die Eigenverbrauchsannahmen teilweise

kompensiert (insbesondere bei den kleinsten Anlagenkonfigurationen). Die resultierenden azW liegen im Mittel um circa 8 % über den Empfehlungen für das Jahr 2025.

In der obersten Produktionsstufe > 2.500 MWh ergaben sich bei zwei Segmenten (Revitalisierungsgrad < 60 % und Revitalisierungsgrad > 200 %) sehr niedrige azW von 28,6 und 46,4 €/MWh. Um den Förderanreiz für revitalisierte Anlagen zu wahren, die tendenziell einen geringeren ökologischen Impact als neu errichtete Anlagen aufweisen, wird konsistent mit den Vorgängergutachten empfohlen, bei diesen azW eine Untergrenze von 50 €/MWh einzuziehen.

Wie schon in den beiden Vorgängergutachten wurde im Bereich der Revitalisierung bei der Berechnung der LCOE der Anlagenrestwert nicht berücksichtigt. In Tabelle 23, Tabelle 24 und Tabelle 25 sind wesentliche Eingangsparameter, Ergebnisse und die Empfehlung für azW bezüglich der unterschiedlichen Revitalisierungsgrade und Produktionsstufen angeführt.

Tabelle 23: Berechnungsergebnis LCOE und azW bei Revitalisierung, Revitalisierungsgrad < 60 %

Parameter	Einheit	Bis 0,5 GWh	0,5–1 GWh	1–2,5 GWh	2,5–5 GWh
Engpassleistung an Stufengrenze	MW	0,103	0,207	0,517	1,035
Stromerzeugung an Stufengrenze	MWh	500	1000	2500	5000
Repräsentative Stufenleistung	MW	0,045	0,136	0,325	0,727
Repräsentative Stufenerzeugung	MWh	218	660	1.571	3.510
Volllaststunden	h/a	4.846	4.839	4.832	4.829
Investitionskosten transformiert 2027	€/kW	3.449	3.202	2.691	1.604
Betriebskosten (2024)	€/MWh	27,05	23,13	20,06	17,22
Versorgungs-infrastrukturbeitrag	€/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5
Reinvestition: Anteil	%	5,4	5,4	5,4	5,4
Reinvestition: Zeitpunkt	Jahr	15	15	15	15

Parameter	Einheit	Bis 0,5 GWh	0,5–1 GWh	1–2,5 GWh	2,5–5 GWh
Eigenverbrauchsanteil	%	11,5	5,5	0,8	0,0
Herkunftsnachweise	€/MWh	1,34	1,34	1,34	1,34
WACC Standard	%	6,86	6,86	6,86	6,86
Mittlere Abschreibdauer	a	53,7	53,7	53,7	53,7
LCOE	**€/MWh**	**83,9**	**83,4**	**76,7**	**52,9**
Produktionsstufe	-	**bis 500 MWh**	**nächste 500 MWh**	**nächste 1.500 MWh**	**über 2.500 MWh**
azW (Stufenmodell)	**€/MWh**	**83,9**	**82,8**	**72,3**	**29,1**
azW empfohlen	**€/MWh**	**83,9**	**82,8**	**72,3**	**50,0**

Quelle: Berechnungen der AEA

Tabelle 24: Berechnungsergebnis LCOE und azW bei Revitalisierung, Revitalisierungsgrad 60–200 %

Parameter	Einheit	Bis 0,5 GWh	0,5–1 GWh	1–2,5 GWh	2,5–5 GWh
Engpassleistung an Stufengrenze	MW	0,103	0,207	0,517	1,035
Stromerzeugung an Stufengrenze	MWh	500	1.000	2.500	5.000
Repräsentative Stufenleistung	MW	0,045	0,136	0,325	0,727
Repräsentative Stufenerzeugung	MWh	218	660	1.571	3.510
Volllaststunden	h/a	4.846	4.839	4.832	4.829
Investitionskosten transformiert 2027	€/kW	4.618	4.518	4.310	3.869
Reinvestition: Anteil	%	5,4	5,4	5,4	5,4
Reinvestition: Zeitpunkt	Jahr	15	15	15	15
Eigenverbrauchsanteil	%	11,5	5,5	0,8	0,0
Betriebskosten (2024)	€/MWh	27,05	23,13	20,06	17,22
Versorgungs-infrastrukturbeitrag	€/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5
Herkunftsnachweise	€/MWh	1,34	1,34	1,34	1,34

Parameter	Einheit	Bis 0,5 GWh	0,5–1 GWh	1–2,5 GWh	2,5–5 GWh
WACC Standard	%	6,86	6,86	6,86	6,86
Mittlere Abschreibdauer	a	53,7	53,7	53,7	53,7
LCOE	**€/MWh**	**106,9**	**109,3**	**108,6**	**97,6**
Produktionsstufe	**-**	**bis 500 MWh**	**nächste 500 MWh**	**nächste 1.500 MWh**	**über 2.500 MWh**
azW (Stufenmodell)	**€/MWh**	**106,9**	**111,7**	**108,2**	**86,5**
azW empfohlen	**€/MWh**	**106,9**	**111,7**	**108,2**	**86,5**

Quelle: Berechnungen der AEA

Tabelle 25: Berechnungsergebnis LCOE und azW bei Revitalisierung, Revitalisierungsgrad > 200 %

Parameter	Einheit	Bis 0,5 GWh	0,5–1 GWh	1–2,5 GWh	2,5–5 GWh
Engpassleistung an Stufengrenze	MW	0,103	0,207	0,517	1,035
Stromerzeugung an Stufengrenze	MWh	500	1.000	2.500	5.000
Repräsentative Stufenleistung	MW	0,045	0,136	0,325	0,727
Repräsentative Stufenerzeugung	MWh	218	660	1.571	3.510
Volllaststunden	h/a	4.846	4.839	4.832	4.829
Investitionskosten transformiert 2027	€/kW	6.676	6.233	5.316	3.365
Betriebskosten (2024)	€/MWh	27,05	23,13	20,06	17,22
Versorgungs-infrastrukturbeitrag	€/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5
Reinvestition: Anteil	%	5,4	5,4	5,4%	5,4
Reinvestition: Zeitpunkt	Jahr	15	15	15	15
Eigenverbrauchs-anteil	%	11,5	5,5	0,8	0,0
Herkunftsnachweise	€/MWh	1,34	1,34	1,34	1,34
WACC Standard	%	6,86	6,86	6,86	6,86
Mittlere Abschreibdauer	a	53,7	53,7	53,7	53,7

Parameter	Einheit	Bis 0,5 GWh	0,5–1 GWh	1–2,5 GWh	2,5–5 GWh
LCOE	**€/MWh**	**147,3**	**143,0**	**128,4**	**87,6**
Produktionsstufe	**-**	**bis 500 MWh**	**nächste 500 MWh**	**nächste 1.500 MWh**	**über 2.500 MWh**
azW (Stufenmodell)	**€/MWh**	**147,3**	**138,7**	**118,7**	**46,8**
azW empfohlen	**€/MWh**	**147,3**	**138,7**	**118,7**	**50,0**

Quelle: Berechnungen der AEA

5.3.1.4 Revitalisierte Wasserkraft mit EPL über 1 MW

Bei revitalisierten Wasserkraftanlagen mit einer EPL über 1 MW wird, im Gegensatz zu Anlagen unter 1 MW, nur die zusätzliche Erzeugung aus der revitalisierten EPL (oder dem RAV-Äquivalent) gefördert. Dadurch spielt der Revitalisierungsgrad bei der Berechnung von LCOE und azW für diese Förderkategorie keine Rolle. Die Kosten wurden im 1. EAG-Gutachten und den Empfehlungen des 2. EAG-Gutachtens für das Jahr 2024 nur auf die zusätzliche EPL umgelegt.

Die aktualisierten Annahmen (insbesondere zu Volllaststunden und Betriebskosten) führen im Durchschnitt zu 1 % niedrigeren azW im Vergleich zu den Empfehlungen des 2. EAG-Gutachtens für 2025.

Tabelle 26: Berechnungsergebnis LCOE und azW für revitalisierte Anlagen mit einer EPL über 1 MW

Parameter	Einheit	Bis 5 GWh	5–25 GWh	25–45 GWh	Über 45 GWh
Engpassleistung an Stufengrenze	MW	1,036	5,194	9,401	25,000
Stromerzeugung an Stufengrenze	MWh	5.000	25.000	45.000	118.067
Repräsentative Stufenleistung	MW	1,000	3,264	7,617	17,397
Repräsentative Stufenerzeugung	MWh	4.827	15.713	36.459	82.158
Volllaststunden	h/a	4.827	4.814	4.787	4.723

Parameter	Einheit	Bis 5 GWh	5–25 GWh	25–45 GWh	Über 45 GWh
Investitionskosten transformiert 2027	€/kW	5.922	5.594	4.964	4.964
Betriebskosten (2024)	€/MWh	16,09	15,00	15,00	15,00
Versorgungs-infrastrukturbeitrag	€/MWh	0,5	0,5	0,5	0,5
Reinvestition: Anteil	%	5,4	5,4	5,4	5,4
Reinvestition: Zeitpunkt	Jahr	15	15	15	15
Eigenverbrauchsanteil	%	0	0	0	0
Herkunftsnachweise	€/MWh	1,34	1,34	1,34	1,34
WACC Standard	%	6,86	6,86	6,86	6,86
Mittlere Abschreibdauer	a	53,7	53,7	53,7	53,7
LCOE	**€/MWh**	**136,6**	**129,1**	**117,2**	**118,5**
Produktionsstufe	**-**	**bis 5.000 MWh**	**die nächsten 20.000 MWh**	**die nächsten 20.000 MWh**	**über 45.000 MWh**
azW (Stufenmodell)	**€/MWh**	**136,6**	**127,2**	**102,3**	**119,3**
azW empfohlen	**€/MWh**	**136,6**	**127,2**	**102,3**	**119,3**

Quelle: Berechnungen der AEA

5.3.2 Empfehlungen zur Investitionsförderung

Die Investitionszuschüsse für Wasserkraftanlagen richten sich zum einen nach der Förderkategorie (Kategorie A: Neubau; Kategorie B: Revitalisierung) und zum anderen nach der Größe der Anlage. Die EPL-Stufengrenzen wurden entsprechend den Empfehlungen für 2024 beibehalten (200 kW und 2.000 kW).

Für die Ermittlung der Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse (siehe Kapitel 2.6, Leistungskriterium) werden wie schon in den Empfehlungen für 2025 (Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024) grundsätzlich 30 % der durchschnittlichen Investitionskosten angesetzt. Als Kostenbasis dient in Kategorie A (Neubau) die aus den aktuellen Betreiberdaten ausgewertete Kostenfunktion (siehe Kapitel 5.2.2), die mittels Wasserkraft-Index auf das Jahr 2027 valorisiert wurden. In Kategorie B wurden, wie in Kapitel 5.2.3 dargelegt, die Werte aus dem letzten Gutachten mittels Wasserkraft-Index auf das Jahr 2027 valorisiert. Die Ergebnisse dieser Berechnung und die Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse für Neubauanlagen (Kategorie A) bis 2 MW sind in Tabelle 27 und für Revitalisierungen (Kategorie B) in Tabelle 28 dargestellt.

Werden die absoluten Fördersätze höher angesetzt als hier empfohlen, wird die zweite Förderhöchstgrenze gemäß EAG §56a Absatz 3 häufiger erreicht. Diese begrenzt den maximalen Förderbetrag auf 30 % der Gesamtinvestitionskosten (exklusive Grundstück). Davon profitieren insbesondere spezifisch teurere und damit tendenziell kleinere Anlagen. Soll politisch angestrebt werden, kleinere oder kostenintensivere Anlagen gezielt zu fördern, um der Heterogenität von (Revitalisierungs-)Projekten besser Rechnung zu tragen, sind höhere absolute Fördersätze empfehlenswert. Steht hingegen die Kosteneffizienz im Vordergrund, sollte davon Abstand genommen werden.

Tabelle 27: Berechnungsergebnisse und Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse für Wasserkraft bei Neubau (Kategorie A) bis 2 MW

Parameter	Einheit	Bis 200 kW	Für 2 MW
Engpassleistung an Stufengrenze	kW	200	2.000
Stufenleistung	kW	200	2.000
Investitionskosten transformiert 2027	€/kW	7.225	4.773
Höchstzulässiger Fördersatz ungerundet	€/kW	2.167	1.432
Höchstzulässiger Fördersatz gerundet	€/kW	2.200	1.450

Quelle: Berechnungen der AEA

Tabelle 28: Berechnungsergebnisse und Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse für Wasserkraft bei Revitalisierung (Kategorie B) bis 2 MW

Parameter	Einheit	Bis 200 kW	Für 2 MW
Beispielanlage kW nach Revitalisierung	kW	200	2.000
Beispielanlage kW revitalisiert	kW	121	577
Investitionskosten transformiert 2026	€/kW	9.577	7.932
30 % Förderschranke ungerundet	€/kW	2.873	2.380
30 % Förderschranke gerundet	€/kW	2.900	2.400

Quelle: Berechnungen der AEA

Mit einer Sensitivitätsanalyse wurde auch für die Wasserkraft (Neubau und Revitalisierung) untersucht, wie sich die empfohlenen höchstzulässigen Investitionszuschüsse auf die LCOE und somit die Attraktivität der Investition auswirken. Die errechneten LCOE sind in der nachfolgenden Tabelle angeführt. Es werden die eben beschriebenen Eingangsparameter für die Analyse hinterlegt. Zusätzlich werden Erlöse für Herkunftsnachweise wie in Kapitel 2.5.5, entfallene Kosten durch Eigenverbrauch mittels der Strompreise aus Kapitel 2.5.2 und der Vergütungszinssatz (WACC) wie in Kapitel 2.4 verwendet. Auch der Versorgungsinfrastrukturbeitrag in der Höhe von 0,5 €/MWh nominell, der sich aus der Beschlussfassung des ElWG ergibt, wurde entsprechend berücksichtigt. Die Ergebnisse dieser indikativen Berechnung zeigen anhand der LCOE-Werte (ohne Berücksichtigung der Restwerte) die positive Auswirkung der Investitionszuschüsse auf die Wirtschaftlichkeit von Anlageninvestitionen.

Tabelle 29: Berechnungsergebnisse für resultierende LCOE für Wasserkraft bei Anwendung empfohlener Investitionszuschüsse in €/MWh

Parameter	Einheit	Neubau bis 200 kW	Neubau für 2.000 kW	Revitalisierung bis 200 kW	Revitalisierung für 2 MW
LCOE bei 0 % Eigenverbrauch	€/MWh	111,0	74,0	116,8	65,8
LCOE bei 10 % Eigenverbrauch	€/MWh	95,4	58,5	101,1	50,2

Quelle: Berechnungen der AEA

6 Wind- und Wasserkraft

Im folgenden Kapitel werden die Empfehlungen für die Betriebsförderung nach EAG für die gemeinsame Ausschreibung von Wind- und Wasserkraft in den Förderrunden des Jahres 2026 näher erläutert.

In § 44a bis § 44f EAG sind die Bedingungen für gemeinsame Ausschreibungen für Wind- und Wasserkraft für die Betriebsförderung festgelegt. In § 44d EAG wird beschrieben, wie der Höchstpreis zu ermitteln ist:

> „Der Höchstpreis hat sich an den überschneidenden Kostenstrukturen für Windkraftanlagen und Wasserkraftanlagen zu orientieren und kann einen gutachterlich zu ermittelnden Aufschlag auf die zugrundeliegenden Stromgestehungskosten beinhalten."

Die Empfehlungen des Vorgängergutachtens werden als weiterhin gültig angesehen und im vorliegenden Gutachten nicht geändert. Der Ausschluss von Anlagen, die aufgrund von vergleichsweise niedrigen Gestehungskosten einen unverhältnismäßigen Wettbewerbsvorteil haben, wie er in § 44a Absatz 2 ermöglicht wird, ist zweckmäßig, wie dies auch in der EAG-Marktprämienverordnung 2022 vorgesehen ist. Diese legt in § 3 Absatz 5 fest, dass revitalisierte Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung von bis zu 1 MW (nach Revitalisierung) und einem Revitalisierungsgrad von bis zu 60 % von der Teilnahme an gemeinsamen Wind- und Wasserkraftausschreibungen ausgeschlossen sind.

Im vorliegenden Gutachten wird ein Höchstpreis von **101,7 €/MWh** für die gemeinsame Ausschreibung von Wind- und Wasserkraft empfohlen.

Der Höchstpreis wurde, wie in § 44d EAG beschrieben, mit einem Aufschlag auf die zugrunde liegenden Stromgestehungskosten ermittelt. Dieser Aufschlag liegt 2,5 % über dem empfohlenen Höchstpreis für den Basis-azW hinsichtlich des Normstandorts für Windkraft in Österreich und ist nach wie vor durch die möglichen Mehrkosten aufgrund der Referenzpreisbildung gerechtfertigt.

Der sich ergebende Höchstpreis von 101,7 €/MWh kann für Windkraft – trotz der für Windkraft eher niedrigen jährlichen Ausschreibung von mindestens 20 MW Engpassleistung für beide Technologien – und für bestimmte Neubauten und Revitalisierungen von Wasserkraft in bestimmten Leistungsbereichen attraktiv sein.

7 Feste Biomasse

In diesem Kapitel sind Empfehlungen für Betriebsförderungen und Investitionszuschüsse laut EAG für Biomasse-KWK-Anlagen hinsichtlich Fördervergaben im Jahr 2026 dargestellt. Sofern nicht anders beschrieben, orientiert sich das vorliegende 3. EAG-Gutachten an der Methode des 2. EAG-Gutachtens ((Tretter, Eggler, Furtwängler, & Knaus, 2024).

Bei der wettbewerblichen Ausschreibung von Marktprämien sind neu errichtete oder repowerte Biomasseanlagen für eine Engpassleistung (EPL) von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el} förderfähig. Wenn die Anlage 5 MW_{el} überschreitet, werden nur die ersten 5 MW_{el} gefördert. Es gibt unterschiedliche Höchstpreise für neu errichtete und repowerte Anlagen. Biomasseanlagen müssen einen Brennstoffnutzungsgrad (BNG) von mindestens 60 % erreichen, um förderfähig zu sein.

Biomasseanlagen mit einer EPL unter 0,5 MW_{el} werden durch eine administrative Marktprämie gefördert, wobei in den bisherigen Verordnungen unter anderem nach eingesetztem Brennstoff, Engpassleistung und Technologie differenziert wurde. Es gibt zwei Kategorien bezüglich Brennstoffen: Biomasse (in der Regel Waldhackgut) und Restholzsortimente (vor allem Rinde, Industriehackgut – also Schwarten, Spreißel, Kappholz –, Sägemehl und Sägespäne).[6]

Zusätzlich werden neu errichtete Anlagen bis 50 kW_{el} und über 50 kW_{el} sowie Anlagen mit Repowering unterschieden. Bei Bestandsanlagen können für Nachfolgeprämien bis zum 30. Betriebsjahr entsprechende azW administrativ festgelegt werden. Hier gibt es zu den Kategorien Biomasse und Restholz eine Gliederung in „bis unter 0,5 MW_{el}“, „über 0,5 MW_{el}“ und „über 0,5 MW_{el} mit Entnahmekondensationsturbinen“. Im Bereich administrativ festgelegter azW können jährlich Anlagen mit einer EPL von insgesamt mindestens 7,5 MW_{el} bezuschlagt werden. Geförderte Anlagen müssen einen BNG von mindestens 60 %

[6] Konkret handelt es sich bei diesen Restholzsortimenten laut EAG-MPV um Biomasse aus Abfällen gemäß § 2 AWG 2002, Ersatzbrennstoffprodukten gemäß § 3 Z 19 der Abfallverbrennungsverordnung (AVV), BGBl. II Nr. 389/2002, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 127/2013, sowie Rinde, Schwarten, Spreißel, Sägemehl und Sägespäne.

erreichen. Ausnahmen gibt es für bestehende Anlagen, die mehr als 50 % Schadholz einsetzen, und für bestimmte Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen.

In einem weiteren Förderschema können neu errichtete Biomasseanlagen bis zu einer EPL von 50 kW_{el} über die Investitionszuschüsse gefördert werden. Dazu werden einmalige Fördersätze in EUR/kW_{el} EPL verordnet. Bei der Bezuschlagung wird bei dem Projekt mit dem kleinsten spezifischen Förderbedarf angefangen, bis das verfügbare Förderkontingent ausgeschöpft ist. Geförderte Anlagen müssen einen BNG von mindestens 60 % erreichen.

7.1 Technologiespezifische Parameter

Die Analysen für dieses Gutachten bauen auf den im Rahmen des 2. EAG-Gutachten 2023 erhobenen Betreiberdatenmeldungen und den im Rahmen des 3. EAG-Gutachtens 2025 mit einem neuen Fragebogen erhobenen Betreiberdatenmeldungen und im Folgenden erwähnten Daten aus weiteren Quellen auf. Bei den Holzgasanlagen erfolgt aufgrund mangelnder Datenlage keine Betrachtung von Anlagen zur Pflanzen-Kohleerzeugung.

7.2 Auswertung der Daten

Neben den Investitionskosten, dem WACC, den Jahresvolllaststunden, dem elektrischen Wirkungsgrad und den Brennstoffkosten sind die Wärmeerlöse und der (damit verbundene) Brennstoffnutzungsgrad von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Biomasse-KWK-Anlagen.

7.2.1 Spezifische Investitionskosten

Die Investitionskosten sind (nach Berücksichtigung der Wärmeerlöse) ein Faktor, der circa 35 bis 40 % der LCOE repräsentiert. Die Investitionskosten sind damit der relevanteste Einflussparameter auf die Höhe der Stromgestehungskosten. Für die Valorisierung der Investitionskosten wurden die Anteile der Anlagenkomponenten für Anlagen kleiner und größer 1 MW_{el} auf Basis der neuen Betreiberdatenerhebung ermittelt und in der folgenden Tabelle dargestellt. Dabei wurden die Anteile der Anlagenkomponenten bereits Kategorien zugeordnet, für die es statistische Preisindizes gibt, die im Gutachten auch in die Zukunft, bis zum Investitionszeitpunkt 2027, fortgeschrieben werden (Methodik siehe Kapitel 2.3).

In der nachfolgenden Komponenten-Betrachtung liegt die „Grenzziehung“ bei bis und über 1 MW, während im EAG und den VO die „Grenzziehung“ bei bis und über 0,5 MW_{el} liegt. Die in dieser Tabelle gezogene Grenze hat damit zu tun, dass Dampfprozesse sinnvollerweise erst ab 1 MW_{el} zur Anwendung kommen. Der Dampfprozess steht in Konkurrenz mit der Holzgastechnologie, welche in diesem Leistungsbereich eine deutlich höhere Stromausbeute erzielt. Daher kommen in diesem Leistungsbereich eher Holzgasanlagen, die mitunter auch in mehreren kleineren Modulen parallel betrieben werden, zum Einsatz. Um technologischen Unterschieden Komponenten-Betrachtung Rechnung zu tragen, wurde diese Grenzziehung vorgenommen. In den folgenden Berechnungen hat diese „Grenzziehung“ jedoch keine Bedeutung, da es keinen Modellfall mit 1 MW_{el}, sondern einen mit 0,5 MW_{el} und einen mit 5 MW_{el} gibt.

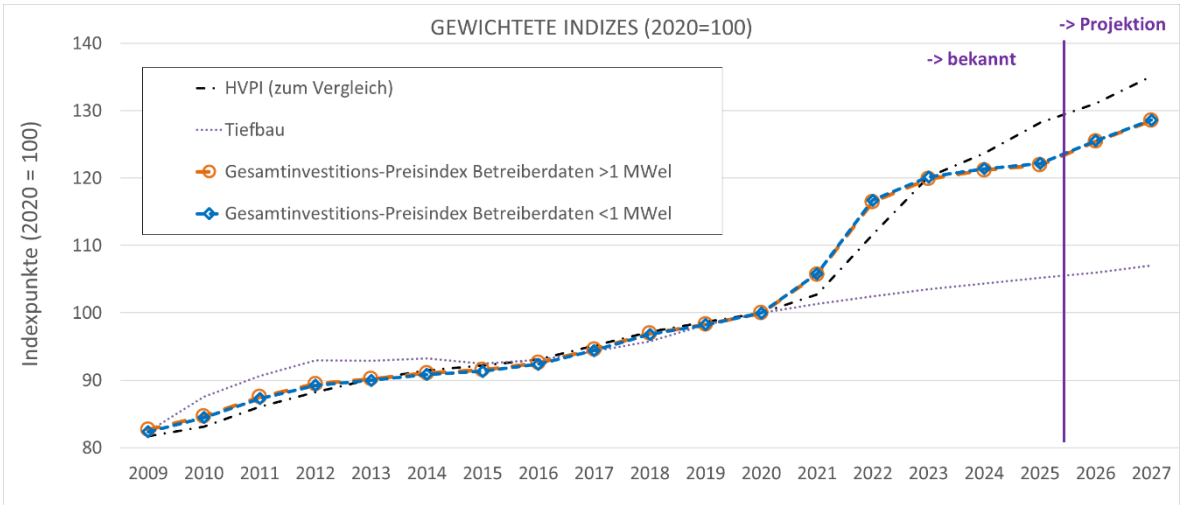
Tabelle 30: Anteile der Anlagenkomponenten 2024 nach Anlagengrößen

Komponenten	≤ 1 MW_{el}	> 1 MW_{el}
Stahl	6 %	6 %
Hochbau	16 %	12 %
Tiefbau	8 %	5 %
Elektrische Ausrüstung	11%	11 %
Maschinen	43 %	47 %
Lohnkosten	15 %	18 %

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis der Betreibermeldungen 2025
Anmerkung: Eventuelle Abweichungen von 100 % sind rundungsbedingt.

Die nachfolgende Grafik zeigt den über alle (Komponenten-)Preisindizes gewichteten, Gesamt- beziehungsweise Mischindex, der für die Valorisierung der gesamten Investitionskosten auf das Investitionsjahr 2027 herangezogen wird. Es wurden zwei Mischindizes gebildet, jeweils einer für Anlagen kleiner und größer 1 MW_{el}.

Abbildung 19: Verlauf der über alle Anlagen gemittelten Biomasse-Mischindizes



Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von Betreibermeldungen und Literaturwerten

Von 2009 bis (größtenteils) inklusive 1. Halbjahr 2025 sind historische Verläufe der Mischindizes dargestellt (auf bekannten Daten basierend, aus Preisindizes gebildet). Von Mitte 2025 bis Anfang 2027 folgt die Entwicklung der Mischindizes-Projektionen anhand der durchgeführten Regressionsanalyse (Details siehe Kapitel 2.3). Zum Vergleich sind auch durchgängige Preisindizes für Tiefbau und der VPI dargestellt.

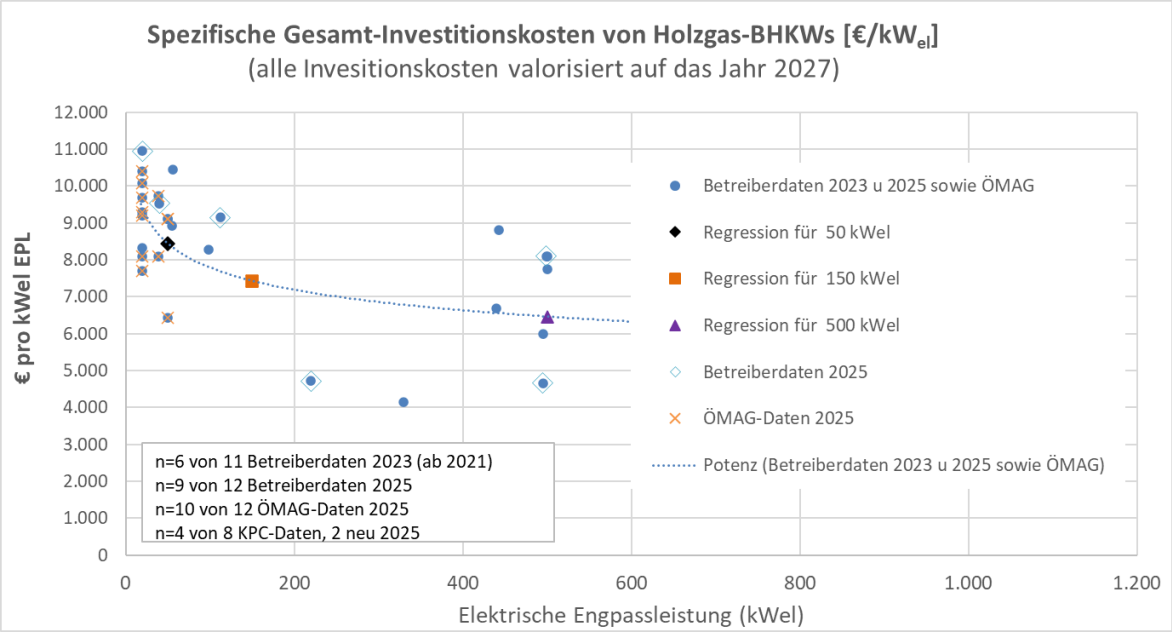
In die Auswertung der spezifischen Investitionskosten in €/kW_{el} EPL wurden für die Modellfälle, die Holzgasanlagen repräsentieren (50, 150 und 500 kW_{el}), folgende 29 anonymisierte Datenpunkte einbezogen und auf das Jahr der Investition (2027) valorisiert:

- 6 Biomasseanlagen mit Inbetriebnahme ab 2021 aus den Betreiberdatenerhebungen von 2023
- spezifische Investitionskosten, valorisiert auf 2027, nach oben begrenzt auf 11.000 €/kW_{el} (zwei Anlagen fallen deshalb raus), nach unten begrenzt auf mindestens 3.000 €/kW_{el} (eine Anlage fällt deshalb raus) (Wahrung der Kosteneffizienz):
  - 9 von 13 Anlagen aus den Betreiberdatenerhebungen von 2025 mit Inbetriebnahme 2022 bis 2024 (es gibt auch Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2022)
  - 4 von 8 Anlagen aus Daten der KPC (Umweltförderung im Inland im Rahmen der betrieblichen Eigenversorgung) mit Inbetriebnahme 2022 bis 2024 (es gibt auch Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2022)

- 10 von 12 Anlagen aus Daten der ÖMAG (Förderungen im Rahmen der EAG-Investitionszuschüsse) mit Inbetriebnahme 2023 bis 2024 (es gibt auch Anlagen mit Inbetriebnahme vor 2023)

Die spezifischen Investitionskosten wurden anhand einer Regressionsanalyse über alle 29 vorhandenen Datenpunkte ermittelt. Die nachfolgende Grafik zeigt die Ergebnisse dieser Analyse.

Abbildung 20: Spezifische Gesamt-Investitionskosten von Holzgas-BHKW [€/kW$_{el}$]



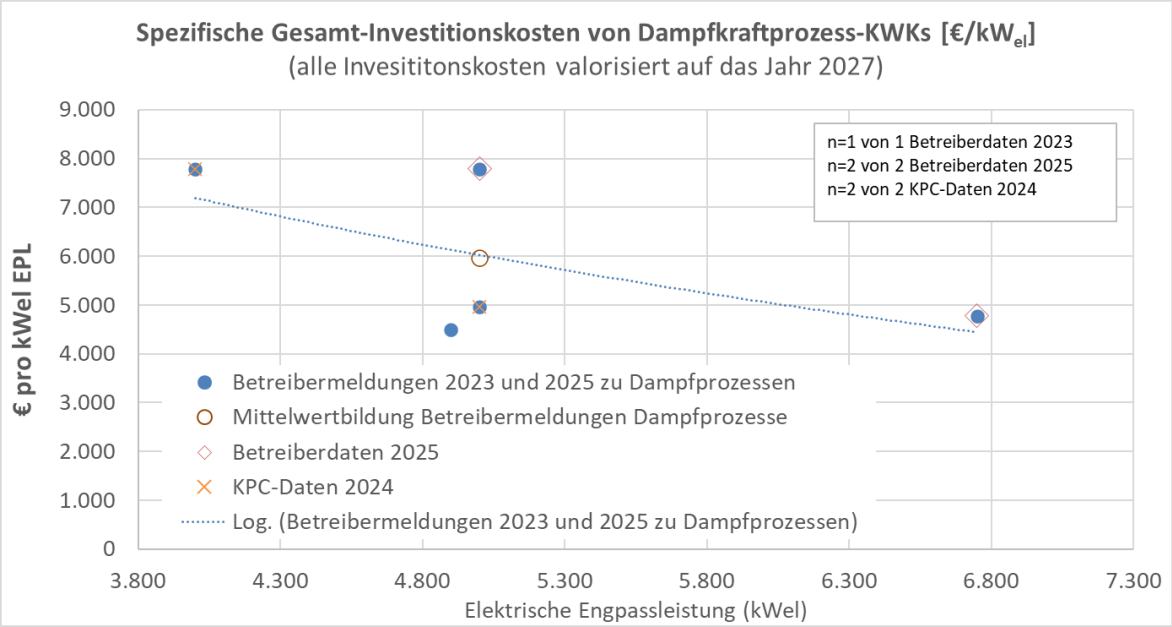
Quelle: Berechnungen der AEA

Die spezifischen Investitionskosten für den Modellfäll des Dampfprozesses (5.000 kW$_{el}$) wurden auf Basis einer Mittelwertbildung der vorhandenen fünf Datenpunkte in diesem Leistungsbereich ermittelt:

- eine Anlage aus den Betreiberdatenmeldungen von 2023
- zwei Anlagen aus den Betreiberdatenmeldungen von 2025
- zwei Anlagen aus Daten der KPC (Umweltförderung im Inland im Rahmen der betrieblichen Eigenversorgung) mit Inbetriebnahme 2023 und 2025.

Die nachfolgende Grafik zeigt die Ergebnisse dieser Analyse.

Abbildung 21: Spezifische Gesamt-Investitionskosten von Dampfkraftprozess-KWK [€/kW$_{el}$]



Quelle: Berechnungen der AEA

Die Analysen ergeben auf Basis der gemeldeten Betreiberdaten nach Valorisierung auf das Investitionsjahr 2027 folgende erwartete durchschnittliche spezifische Investitionskosten für die vier Modellfälle:

- für die 50-kW$_{el}$-Anlage: 8.450 €/kW$_{el}$
- für die 150-kW$_{el}$-Anlage: 7.440 €/kW$_{el}$
- für die 500-kW$_{el}$-Anlage: 6.470 €/kW$_{el}$
- für die 5.000-kW$_{el}$-Anlage: 5.960 €/kW$_{el}$

7.2.2 WACC

Der WACC vor Steuer wird für Biomasse-KWK-Anlagen mit 7,11 % geringer angenommen als im 2. EAG-Gutachten (mit 7,31 %) für die MPV und IZV 2025 (Details siehe Kapitel 2.4). Ein geringerer WACC bedeutet, dass der Nenner in der LCOE-Berechnungsformel (die diskontierte Summe der Jahresstromerzeugungen über 20 Jahre, siehe Kapitel 2.2) größer ist und damit die LCOE verringert werden.

7.2.3 Jahresvolllaststunden

Wie im 2. EAG-Gutachten werden für alle vier Biomasse-KWK-Modellfälle analog zur Annahme im 1. EAG-Gutachten wiederum 6.822,5 Jahresvolllaststunden zugrunde gelegt. Abweichend dazu wird in den Berechnungen erstmals – wie bei allen anderen Technologien – auch der Effekt der 6-h-Regelung bezüglich des Ausfalls der Marktprämienvergütung bei negativen Preisen an der Strombörse in sechs aufeinanderfolgenden Stunden berücksichtigt. Bei Biomasse entspricht das auf Basis von Daten aus dem Jahr 2024 einem Erzeugungsausfall von 2,3 %. In den nachfolgenden Berechnungen wurden die Jahresvolllaststunden gegenüber dem 2. EAG-Gutachten um 2,3 % reduziert angesetzt. Es ergeben sich somit für das 3. EAG-Gutachten 6.665,6 h/a.

Diese Herangehensweise ist v.a. bei Holzgasanlagen bis 500 kW_{el} als konservativ zu verstehen, denn in den Betreiberdatenmeldungen 2025 haben sieben von acht Holzgasanlagen durchschnittliche Jahresvolllaststunden von 7.628 h (es gibt einen Ausreißer, mit gemeldeten 6.328 h/a). In einem Folgegutachten wird auf Basis weiterer Datenquellen geprüft, ob diese hohe Zahl von Volllaststunden valide ist, was derzeit noch nicht mit Sicherheit beurteilt werden kann. Daher werden vorerst die oben angegebenen Volllaststunden den LCOE-Berechnungen zugrunde gelegt.

7.2.4 Elektrische Wirkungsgrade

Die elektrischen Wirkungsgrade der Modellfälle in den verschiedenen Anlagenkategorien sind in Kapitel 7.3 angeführt. Die größte Änderung gab es bei Altanlagen unter 0,5 MW_{el} (Nachfolgeprämie). Im 2. EAG-Gutachten wurde bei diesen Altanlagen unterstellt, dass es sich hierbei um ORC-Anlagen mit relativ niedrigen elektrischen Wirkungsgraden von 17 bis 19 % handelt. In Gesprächen mit Branchenvertreter:innen stellte sich heraus, dass ORC-Anlagen nicht mehr in Betrieb sind. Es wurde für diese Anlagenkategorie daher angenommen, dass es sich um ältere Holzgasanlagen mit elektrischen Wirkungsgraden von circa 23 % bis 25% handelt (siehe Kapitel 7.3.2.2). Dadurch kommt es in dieser

Anlagenkategorie zu stärker fallenden LCOE beziehungsweise azW. Festgehalten wird, dass aus gutachterlicher Sicht unklar ist, ob und wenn ja wie viele ältere Holzgasanlagen es überhaupt gibt, die 2026 ihr 20. Betriebsjahr erreichen werden (falls eine so lange Betriebsdauer bei solchen Anlagen überhaupt realistisch ist), sprich ob es im kommenden Jahr überhaupt derartige Förderfälle geben wird.

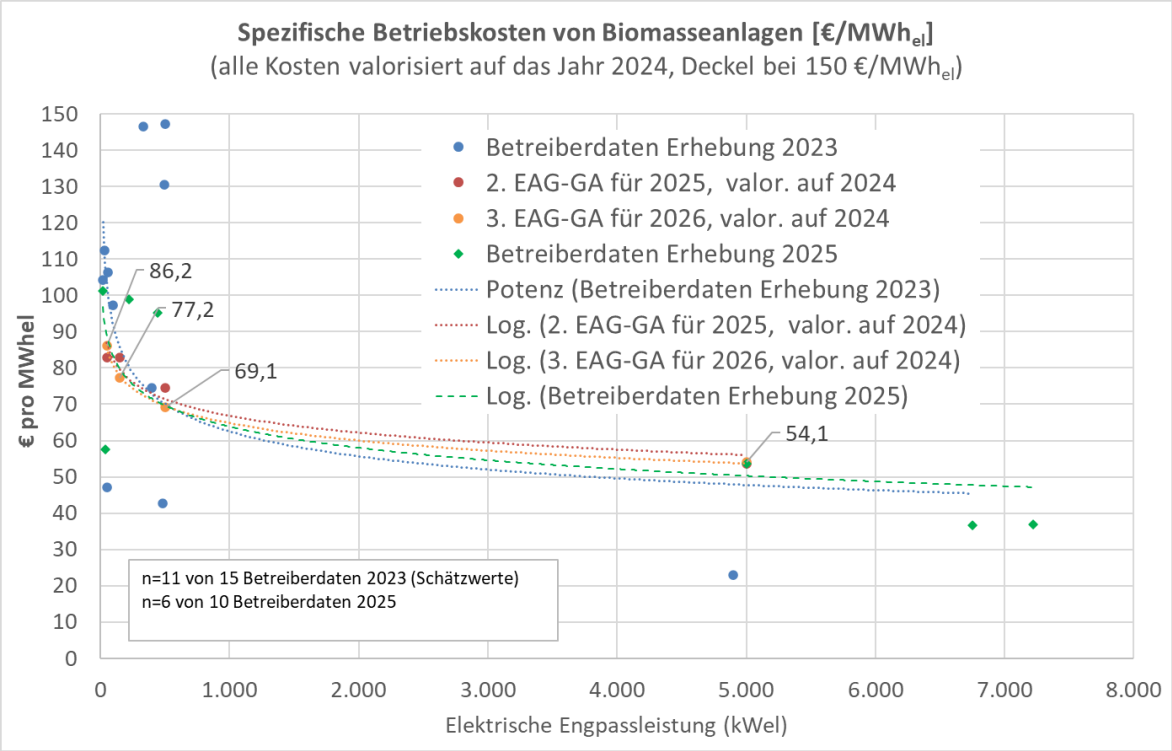
7.2.5 Spezifische Betriebskosten (exklusive Brennstoffkosten)

Hinsichtlich der Modellfälle wurden für die spezifischen Betriebskosten aus 11 von 18 Datensätzen aus den Betreiberdatenmeldungen von 2023 sowie 7 von 11 Datensätzen aus den Betreiberdatenmeldungen von 2025 herangezogen. Generell wurden Biokohle produzierende Holzgasanlagen (zum Beispiel für Pflanzenerde oder Grillkohle), die sowohl in der Anschaffung als auch im Betrieb teurer als normale Holzgasanlagen sind, in den Betrachtungen ausgeschieden. Datensätze für die Modellfälle bis 500 kW_{el} wurden letztlich dann ausgeschieden, wenn die gesamten Betriebskosten, valorisiert auf das 1. Betriebsjahr 2028, über 150 €/MWh sowie unter 45 €/MWh zu liegen kommen. 4 der 18 letztlich herangezogenen Datensätze liegen im Bereich des Modellfalls mit 5.000 kW_{el}. Hier wurde kein Datensatz ausgeschieden.

Bei den Betreiberdatenmeldungen von 2025 wurden erstmals auch Kosten für die Biomassezertifizierung und für den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz zur Deckung des Eigenbedarfs der Anlagen (für Pumpen und Antriebssysteme zum Betrieb der Energieumwandlungsanlagen) abgefragt. Die Analysen haben gezeigt, dass insbesondere bei Anlagen im Bereich des Modellfalls mit 5.000 kW_{el} eine Deckung des Stromeigenbedarfs der Anlage, das heißt ein Bezug des Eigenbedarfs von einem gesonderten Netzanschlusspunkt und eine Einspeisung der gesamten erzeugten Strommenge ab Generator (Bruttostromeinspeisung) wirtschaftlicher ist als eine Nettostromeinspeisung. Der wirtschaftliche Vorteil ist so groß, dass sich ein zweiter Netzanschlusspunkt innerhalb weniger Jahre amortisieren lässt, was durch Betreibermeldungen in diesem Leistungsbereich bestätigt wird. Die Betriebskosten erhöhen sich dadurch um den Fremdstrombezug zur Deckung des Eigenbedarfs der Anlage. Die Bruttostromeinspeisung wird bei Anlagen über 0,5 MW_{el} in den Förderkategorien Neuanlagen, Repowering und Nachfolgeprämien (nicht in der Kategorie über 0,5 MW_{el} mit Entnahmekondensationsturbinen) angesetzt. Bei den Modellfällen mit Holzgas-BHKW (50, 150, 500 kW_{el}) wird, wie im 2. EAG-Gutachten, für sämtliche Förderkategorien weiterhin eine Nettostromeinspeisung unterstellt.

Die Betriebskosten wurden durch eine Regressionsanalyse der vorhandenen Datenpunkte über den gesamten Leistungsbereich abgeleitet. Die nachfolgende Grafik zeigt die Ergebnisse dieser Analysen.

Abbildung 22: Spezifische Betriebskosten von Biomasseanlagen [€/MWh$_{el}$]



Quelle: Berechnungen der AEA

Tabelle 31 weist die Zahlenwerte für die Modellfälle, die ausgehend vom Valorisierungsjahr 2024 für die weiteren Berechnungen verwendet werden, aus. Parallel zur Regressionsanalyse erfolgte zur Plausibilisierung der Ergebnisse – basierend auf den Analysen aus dem 2. EAG-Gutachten – eine Bottom-up-Berechnung der Betriebskosten für alle Modellfälle.

Tabelle 31: Betriebskosten von Biomasse-KWK-Modellfällen 2024 in €/MWh$_{el}$

Modelfall in kW$_{el}$	**50 kW$_{el}$**	**150 kW$_{el}$**	**500 kW$_{el}$**	**5.000 kW$_{el}$**
Betriebskosten 2024	86,2	77,2	69,1	54,1

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von Betreiberdatenmeldungen 2023 und 2025, valorisiert auf 2024

Wie auch im 2. EAG-Gutachten, wurde im 3. EAG-Gutachten angenommen, dass für die Bestimmung des azW für Biomasse-KWK-Anlagen unter 500 kW_{el} mit ausschließlichem Einsatz von Waldhackgut nicht die Betriebskosten (und Investitionskosten) des Modellfalls für 500 kW_{el}, sondern die des Modellfalls für 150 kW_{el} herangezogen werden. Dies soll einen Anreiz geben, vermehrt anfallende Schadhölzer energetisch zu nutzen und so aus dem Wald zu mobilisieren. Zudem soll so dazu beigetragen werden, dass speziell die zunehmend in die Jahre gekommenen Biomasse-Nahwärmesysteme bei den anstehenden Ersatzinvestitionen mit einem Biomasse-BHKW nachgerüstet werden. Die neue Holzgasanlage (Repowering eines bisherigen „Nur-Wärme"-Heizwerks) liefert dann die Grundlast des Heizwerks und gleichzeitig Strom. Dieser 150-kW- statt 500-kW-Ansatz gilt nicht nur für Neuanlagen, sondern auch für Bestandsanlagen (Nachfolgeprämie), die ausschließlich Waldhackgut einsetzen. Im Fall eines ausschließlichen Einsatzes von Restholz wird entsprechend dem Vorjahresgutachten ein Modellfall mit 500 kW_{el} unterstellt.

In Übereinstimmung dazu wurden auch die Betriebskosten für Biomasse-KWK-Bestandsanlagen für Nachfolgeprämien und Inbetriebnahme im Jahr 2027 neu ermittelt. Die Betriebskosten von Altanlagen werden dabei, wie im 1. und 2. EAG-Gutachten angenommen, durch einen Aufschlag von 20 % auf die Betriebskosten von Neuanlagen bestimmt.

Tabelle 32: Betriebskosten von Biomasse-KWK-Bestandsanlagen für Nachfolgeprämien 2024 in €/MWh_{el}

Modellfall in kW_{el}	**50 kW_{el}**	**150 kW_{el}**	**500 kW_{el}**	**5.000 kW_{el}**
Betriebskosten 2024	103,4	92,6	82,9	64,9

Quelle: Berechnungen der AEA sowie Kostenzuschlag wie im 1. und 2. EAG-Gutachten (Resch, et al., 2022)

Die oben für 2024 ermittelten Betriebskosten für Neu- und Altanlagen werden gemäß dem in Kapitel 2.3 dargestellten Inflationsszenario bis 2027 oder 2028, dem ersten Betriebsjahr bei Förderzuschlag 2026 für Altanlagen mit Nachfolgeprämien oder Neuanlagen, valorisiert.

Aufgrund der Beschlussfassung des ElWG im Nationalrat am 11.12.2025 wird der Versorgungsinfrastrukturbeitrag gemäß § 75a in der Höhe von 0,5 €/MWh zusätzlich zu

den oben beschriebenen Betriebskosten für alle Anlagen mit einer netzwirksamen Einspeiseleistung über 20 kW berücksichtigt. Der Versorgungsinfrastrukturbeitrag wird über 20 Jahre konstant in dieser Höhe einberechnet.

Die sich daraus für das jeweilige Inbetriebnahmejahr ergebenden Betriebskosten sind in Kapitel 7.3 angeführt.

7.2.6 Spezifische Brennstoffkosten

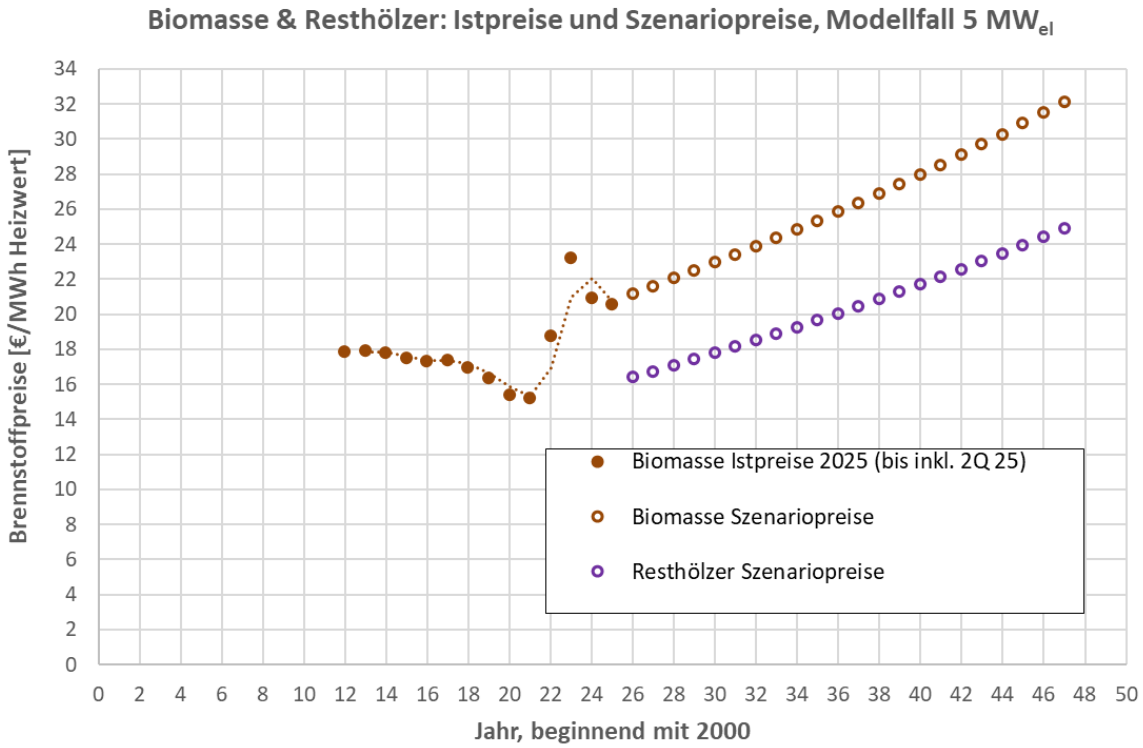
Die Brennstoffkosten sind (nach Berücksichtigung der Wärmeerlöse) ein Faktor, der circa 30 bis 40 % der Höhe der LCOE repräsentiert. Die Brennstoffkosten sind damit einer der relevantesten Einflussparameter auf die Höhe der Stromgestehungskosten.

Die Brennstoffkosten für den Betrieb von KWK-Anlagen mit Biomasse, Waldhackgut (WHG) oder Restholz (alles, was im Sinne der EAG-MPV nicht unter WHG fällt) wurden großteils analog zur Methodik des 2. EAG-Gutachtens ermittelt. Demnach liegen die Brennstoffkosten für Restholz wieder um 22,5 % niedriger als jene für WHG.

Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht diesen Ansatz und die getroffenen Annahmen. Ausgehend von der historischen Entwicklung auf Basis der Holzmarktberichte der Landwirtschaftskammer Österreich für gehacktes Energieholz mit durchschnittlicher Qualität wurde der Startwert für den WHG-Preis frei Werk im Jahr 2025 mit 20,6 €/MWh abgeschätzt – als Mittelwert aus den gemeldeten Preisen für die Bundesländer Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg und Steiermark und einem sich im 1. und 2. Quartal 2025 insgesamt eher seitwärts entwickelnden Preisniveau.

Darauf folgt wie im 2. EAG-Gutachten eine mit der Inflation steigende Entwicklung der WHG- und Restholz-Preise. Diese Brennstoffpreisentwicklung wird wie im 2. EAG-Gutachten für Anlagen größer 0,5 MW_{el} (beziehungsweise für den Modelfall mit 5 MW_{el}) angesetzt. Für Neuanlagen, die eine Marktprämie auf Basis der EAG-MPV 2026 erhalten, ist das erste Betriebsjahr 2028. Für Biomasse-KWK-Anlagen größer 0,5 MW_{el}, die eine Nachfolgeprämie auf Basis der EAG-MPV 2026 erhalten, erfolgt die Inbetriebnahme ein Jahr früher, 2027.

Abbildung 23: Istpreise für Biomasse (Waldhackgut) und Szenariopreise für Biomasse und Restholz beim Einsatz in Biomasse-KWK-Anlagen größer 0,5 MW_{el}



Quelle: Holzmarktberichte der Landwirtschaftskammer Österreich/LKÖ (auf Basis veröffentlichter Monatswerte für WHG-Istpreise), Energieholzindex der LKÖ (auf Basis veröffentlichter Quartalswerte für WHG-Istpreise); Berechnungen der AEA für Ist- und Szenariowerte auf Jahresbasis in €/MWh

Anmerkung: Die im September und Oktober 2025 veröffentlichten Preise für Energieholz gehackt mittlerer Qualität liegen bei 20,0 €/MWh. Damit fällt das angenommene Preisszenario, aus Sicht des Zeitpunkts der Veröffentlichung des Gutachtens, nicht zu Ungunsten von Betreibern aus. Es kann jedoch nicht vorhergesehen werden, ob das angenommene Preisszenario ab 2027 beziehungsweise 2028 tatsächlich so wie oben angeführt eintritt. WHG-Preise sind regional unterschiedlich und schwer prognostizierbar, da sie von sehr vielen Einflussfaktoren abhängen (etwa Kalamitäten, Handelsbeschränkungen, Konjunktur et cetera).

Für kleinere Biomasse-KWK-Anlagen bis zum Modellfall mit 500 kW_{el} wird der Preis für gehacktes Energieholz mit hoher Qualität herangezogen – als Mittelwert aus den gemeldeten Preise für die Bundesländer Burgenland, Kärnten, Niederösterreich und Oberösterreich. Im 1. und 2. Quartal 2025 lagen die Preise im Mittel bei 24,6 €/MWh. Für Restholz wird analog ein um 22,5 % niedrigerer Preis angesetzt.

Im Gegensatz zum 2. EAG-Gutachten erfolgt hinsichtlich der drei Modellfälle bis 500 kW_{el} keine weitere Differenzierung der Brennstoffkosten, da es laut Auskunft bei der für die Preiserhebungen im Rahmen der Holzmarktberichte der LKÖ zuständige Landeslandwirtschaftskammer Niederösterreich (LK-Mitarbeiter, 2025) hierfür keine Evidenz gibt.

Tabelle 33: Brennstoffpreise für Biomasse-KWK-Anlagen in €/MWh Heizwert

Preis	50 kW_{el}	150 kW_{el}	500 kW_{el}	5.000 kW_{el}
WHG 2026, frei Anlage	25,8	25,8	25,8	21,6
WHG 2027, frei Anlage	26,3	26,3	26,3	22,0
Restholz 2026, frei Anlage	20,0	20,0	20,0	16,7
Restholz 2027, frei Anlage	20,4	20,4	20,4	17,1

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Alle Brennstoffpreise werden mit der Inflation auf Basis des in Kapitel 2.3 dargestellten Inflationsszenarios über die Betriebsdauern der betrachteten Anlagen (10 oder 20 Jahre) valorisiert.

7.2.7 Spezifische Wärmeerlöse

Die Wärmeerlöse sind ein Faktor, der die LCOE (ohne Berücksichtigung von Wärmeerlösen) um 30 bis 45 % reduziert. Die Wärmeerlöse sind damit einer der relevantesten Einflussparameter auf die Höhe der Stromgestehungskosten.

Mit der Betreiberdatenerhebung 2025 wurden auch die Wärmeerlöse von KWK-Anlagen abgefragt. Dabei zeigten sich insbesondere im größeren Leistungsbereich sehr weit streuende Werte. Es wurde daher entschieden, weiterhin einen Bottom-up-Ansatz zur Bestimmung der Opportunitätskosten der Wärmebereitstellung anzuwenden. Diese konservative Herangehensweise trägt den realen Gegebenheiten Rechnung, mit denen einen KWK-Anlagenbetreiber konfrontiert ist, der in das Wärmenetz eines Dritten einspeisen möchte und der Wärmenetzbetreiber nur bereit ist, jenen Preis zu bezahlen, der den Kosten einer quantitativ gleichwertigen Bereitstellung von Wärme entspricht, die er selbst mit reinen Wärmeerzeugungskesseln mit Biomasse (WHG) oder Restholz (zu den gleichen Brennstoffpreisen) erzeugen würde.

Zur Bestimmung der Wärmeerlöse wird daher die im 2. EAG-Gutachten beschriebene Bottom-up-Berechnung fortgeführt. Die laufenden Betriebskosten des Wärmereferenzsystems wurden dabei mithilfe der Inflation valorisiert. Wie im Vorjahresgutachten finden die Investitionskosten der Referenzsysteme nicht Eingang in die Berechnung der Wärmegestehungskosten des Referenzsystems.

Je nachdem, ob WHG oder Restholz im Referenzsystem zur Wärmeerzeugung – entsprechend seinem Einsatz in der Biomasse-KWK-Anlage – angesetzt wird, ergeben sich die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Wärmeerlöse für die Betriebsjahre 2027 und 2028, die nur die laufenden Kosten des gewählten Referenzsystems beinhalten.

Tabelle 34: Mit Bottom-up-Ansatz berechnete Wärmeerlöse für Biomasse-KWK-Anlagen in €/MWh$_{th}$

Wärmeerlös	50 kW$_{el}$	150 kW$_{el}$	500 kW$_{el}$	5.000 kW$_{el}$
Restholz-Wärmeerlös 2027, Nachfolgeprämie	46,3	39,1	35,0	27,6
WHG-Wärmeerlös 2027, Nachfolgeprämie	53,1	45,9	41,8	33,2
Restholz-Wärmeerlös 2028, Neubau	47,3	39,9	35,8	28,1
WHG-Wärmeerlös 2028, Neubau	54,2	46,9	42,7	34,0

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Im Vorjahresgutachten wurde bei Holzgas-BHKW – dies betrifft die drei Modellfälle bis 500 kW$_{el}$ – angenommen, dass mehr als ein Viertel der anfallenden Abwärme nicht verkauft, sondern der Vor-Ort-Nachtrocknung des Brennstoffs auf den technologisch erforderlichen Wassergehalt im Bereich von circa 10 % dient. Diese Vor-Ort-Nachtrocknung des Brennstoffs wird auch im 3. EAG-Gutachten beibehalten. Damit ist es möglich, Holzsortimente ausgehend von einem Wassergehalt von 45 % und mehr technisch zu trocknen.

Letztlich liegen die in die Berechnungen eingehenden Brennstoffnutzungsgrade bei den drei Modellfällen im Bereich von 66 bis 69 %.

7.3 Empfehlungen zur Förderung

Dieses Kapitel gibt einen Überblick über die Empfehlungen zu den drei Förderschemata für Biomasse-KWK-Anlagen.

Die berechneten LCOE beziehen sich – bis auf die Modellfälle mit 5 MW_{el} (siehe Kapitel 7.2.5) jeweils auf die Nettostromerzeugung der Anlagen, weil angenommen wird, dass ihr Eigenbedarf mit selbst erzeugtem Strom kostengünstiger gedeckt werden kann als durch Bezug aus dem Stromnetz. Bei Anlagengrößen von > 0,5 bis 5 MW_{el} wird eine Bruttostromeinspeisung unterstellt. Anlagenrestwerte werden bei der LCOE-Berechnung nicht berücksichtigt. Bei allen Anlagen wird ein WACC von 7,11 % angesetzt (siehe Kapitel 2.4). Bei Anlagen auf Biomassebasis mit einer EPL bis 50 kW_{el}, die mit Investitionszuschüssen gefördert werden, wird zur Plausibilisierung ein WACC von 3,50 % unterstellt.

7.3.1 Empfehlungen zur wettbewerblichen Ausschreibung von Marktprämien

Für Stromerzeugungsanlagen aus Biomasse mit einer Engpassleistung von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el} resultieren folgende Ergebnisse zur Höchstpreisbestimmung bei Ausschreibungen.

Tabelle 35: Berechnungsergebnis der Höchstpreisbestimmung für neu errichtete und repowerte KWK-Anlagen mit EPL 0,5–5 MW_{el} bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse

Berechnungsgegenstand	Ergebnis
Jahresvolllaststunden in h/a	6.665,6
Elektrischer Wirkungsgrad brutto in %	23,0
Stromerzeugung brutto in MWh/a	33.328
Thermischer Wärmewirkungsgrad netto in %	47,0
Wärmenutzung netto in MWh/a	68.005
Brennstoffnutzungsgrad (inklusive Stromeigenbedarf) in %	70,0
Investitionskosten 2027 in €	5.960
WACC in %	7,11
Betriebskosten 2028 in €/MWh_{el}	60,2

Berechnungsgegenstand	Ergebnis
Brennstoffkosten 2028 in €/MWh	21,9
Wärmeerlöse 2028 in €/MWh	33,8
LCOE Neuanlage beziehungsweise Höchstpreis in €/MWh$_{el}$	**184,1**

Quelle: Berechnungen der AEA

Für den **Höchstpreis**, bis zu dem Gebote in Ausschreibungen, für **neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse** beachtet werden sollen, wird für die Antragstellung im Kalenderjahr 2026 ein Wert von **184,1 €/MWh** empfohlen.

Bei der Berechnung der Höchstpreise für Repowering ab 0,5 MW$_{el}$ bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse wurde nach der gleichen Methodik wie im 1. EAG-Gutachten vorgegangen. Die folgenden beiden Tabellen zeigen die Ergebnisse der methodisch vergleichbaren Berechnungen. Der Reinvestitionsgrad bemisst sich jeweils an den Investitionskosten einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage.

Tabelle 36: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung beim Repowering von KWK-Anlagen ab 0,5 MW$_{el}$ mit ausschließlichem Einsatz von Biomasse

Reinvestitionsgrad	Gebotshöchstwert in €/MWh$_{el}$	Anmerkung
100 %	184,1	Entspricht dem azW einer Neuanlage bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse
0 %	113,2	Entspricht dem empfohlenen azW gemäß Nachfolgeprämie für Bestandsanlagen bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse
Investitionskostenanteil	70,9	-

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Tabelle 37: Bestehende Biomasse-KWK-Anlagen ab 0,5 MW_{el} – resultierende Abschläge zum Gebotshöchstwert einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit vom Reinvestitionsgrad

Reinvestitionsgrad	Gebotshöchstwert in €/MWh_{el}	Abschlag zum empfohlenen Gebotshöchstwert einer Neuanlage
50 %	148,6	-19,3 %
60 %	155,7	-15,4 %
70 %	162,8	-11,6 %
75 %	**166,3**	**-9,6 %**
85 %	173,4	-5,8 %

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Hinsichtlich des oberen Endes der Bandbreite der in der obigen Tabelle dargestellten Reinvestitionsgrade mit 85 % wurde auf Basis von AEA-Daten (Tretter & Kirchner, 2009) unterstellt, dass in diesem Fall die gesamte Anlage – bis auf die vorhandenen Gebäude und deren Ausstattung (circa 15 % der Gesamtinvestitionen) – ersetzt würde. Der damals festgestellte Anteil des Betriebs- und Geschäftsgebäude (Tiefbau und Hochbau) an den Gesamtinvestitionskosten wurde auch nach Auswertung der Betreiberdatenmeldungen aus 2025 bestätigt.

Die genannten 85 % Reinvestition beinhalten auch die Dampfturbine, welche bei guter Wartung- und Instandsetzung auch Lebensdauern jenseits von 30 Jahren erreichen sollte. Ausgehend von Daten aus (FNR, 2014) zu den spezifischen Kosten (pro kW_{el}) von Dampfturbinen (inklusive Generator, Steuerung, Getriebe) aus dem Jahr 2009 wurde anhand einer Valorisierung mit dem Maschinenkostenindex (siehe Kapitel 2.3) abgeschätzt, dass der Anteil der Dampfturbine etwa 10 bis 15 % der Gesamtinvestitionskosten von Biomasse-KWK-Anlagen im Leistungsbereich von 0,5 bis 5 MW_{el} beträgt. Der höhere Anteil gilt für den unteren Leistungsbereich der angegebenen Bandbreite.

Wird davon ausgegangen, dass Gebäude und Ausstattung sowie die Dampfturbine im Zuge des Weiterbetriebes mittels Nachfolgeprämie nicht reinvestiert werden müssen, ist ein Reinvestitionsgrad von 75 % für die Bemessung des Höchstpreises in dieser Förderkategorie angemessen, insbesondere wenn eine umfangreichere Erneuerung der

Anlage aus technischen Gründen notwendig ist. Einerseits soll der Höchstpreis bei Ausschreibungen so gesetzt werden, dass es möglichst zu keinen Überförderungen kommt. Andererseits ist auch Bedacht darauf zu nehmen, dass zum Beispiel im Rahmen des Ökostromgesetzes „erstgeförderte“ Altanlagen mittels EAG-Nachfolgeprämie bis zum Ende ihrer technischen Lebensdauer weiter betrieben werden können. Gesetzlich muss der tatsächliche Reinvestitionsgrad bei mindestens 50 % liegen (verbindliche Untergrenze). In diesem Sinne wird der Höchstpreis eher am oberen Ende angesetzt, da in diesem Bereich, mit einigen Altanlagen im Bestand, in den kommenden Jahren auch von einem hinreichenden Wettbewerb ausgegangen werden kann. Auch im Vorjahresgutachten wurde diese Herangehensweise und der gleiche Reinvestitionsgrad in der Höhe von 75 % für die Bestimmung des Höchstpreises gewählt.

Für den **Höchstpreis**, bis zu dem Gebote in Ausschreibungen, für **repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse** beachtet werden sollen, wird für die Antragstellung im Kalenderjahr 2026 ein Wert von **166,3 €/MWh** empfohlen.

7.3.2 Empfehlungen zur administrativ festgelegten Marktprämie und Nachfolgeprämie

Biomasseanlagen mit einer EPL bis 499 kW_{el} können gemäß EAG-MPV eine administrative Marktprämie differenziert nach eingesetztem Brennstoff und EPL erhalten. Repowerte Anlagen dieser Kategorie können eine Nachfolgeprämie erhalten.

7.3.2.1 Empfehlungen für neu errichtete und repowerte Anlagen

Für den Neubau von Anlagen unter 0,5 MW_{el}, die Biomasse (WHG) einsetzen, werden auf Basis der berechneten LCOE folgende azW empfohlen.

Tabelle 38: Berechnungsergebnisse für neu errichtete KWK-Anlagen, azW für Biomasse und Reststoffe in €/MWh$_{el}$

Berechnungsgegenstand	Bis 50 kW$_{el}$ (nur Biomasse)	Bis 499 kW$_{el}$ (nur Biomasse)	Bis 499 kW$_{el}$ (nur Reststoffe)
Jahresvolllaststunden in h/a	6.665,6	6.665,6	6.665,6
Elektrischer Wirkungsgrad netto in %	24,5	25,9	26,3
Stromerzeugung netto in MWh/a	317	950	3.166
Thermischer Wärmewirkungsgrad netto in %	40,5	40,7	40,9
Wärmenutzung netto (erlöswirksam) in MWh/a	524	1.491	4.933
Brennstoffnutzungsgrad (inklusive Stromeigenbedarf) in %	66,3	68,0	68,6
Investitionskosten 2027 in €	8.450	7.440	6.470
WACC in %	7,11	7,11	7,11
Betriebskosten 2028 in €/MWh$_{el}$	95,6	85,7	76,8
Brennstoffkosten 2028 in €/MWh	26,3	26,3	20,4
Wärmeerlöse 2028 in €/MWh	54,2	46,9	42,7
LCOE beziehungsweise azW in €/MWh$_{el}$	**257,6**	**242,7**	**210,6**

Quelle: Berechnungen der AEA

Hinsichtlich der **anzulegenden Werte**, für die Berechnung der auf Antrag gewährten Marktprämie, für **neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse**, werden für die Antragstellung im Kalenderjahr 2026 die folgenden Werte empfohlen.

Bei **ausschließlicher Verwendung von Biomasse**:

- für Anlagen mit einer EPL bis 50 kW$_{el}$: **257,6 €/MWh**
- für Anlagen mit einer EPL über 50 kW$_{el}$: **242,7€/MWh**

Bei **ausschließlicher Verwendung von Reststoffen** (Biomasse aus Abfällen gemäß § 2 AWG 2002, Ersatzbrennstoffprodukten gemäß § 3 Z 19 der Abfallverbrennungsverordnung (AVV), BGBl. II Nr. 389/2002, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 127/2013, sowie Rinde, Schwarten, Spreißel, Sägemehl und Sägespänen): **210,6 €/MWh**.

Bei der Berechnung der Höchstpreise für das Repowering von Anlagen bis 499 kW_{el} wurde nach der gleichen Methodik wie im 1. und 2. EAG-Gutachten vorgegangen. Die folgenden beiden Tabellen zeigen die Ergebnisse der methodisch analogen Berechnungen bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse. Der Reinvestitionsgrad bemisst sich jeweils an den Investitionskosten einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage.

Tabelle 39: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung beim Repowering von KWK-Anlagen bis 499 kW_{el} bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse

Reinvestitionsgrad	LCOE in €/MWh_{el}	Anmerkung
100 %	242,7	Entspricht dem azW einer Neuanlage bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse
0 %	126,3	Entspricht dem empfohlenen azW gemäß Nachfolgeprämie für Bestandsanlagen bei ausschließlichem Betrieb mit Biomasse
Investitionskostenanteil	116,4	-

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Tabelle 40: Bestehende Biomasse-KWK-Anlagen bis 499 kW_{el} – resultierende Abschläge zum azW einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit vom Reinvestitionsgrad

Reinvestitionsgrad	LCOE in €/MWh_{el}	Abschlag zum empfohlenen azW einer Neuanlage
50 %	184,5	-24,0%
60 %	196,1	-19,2%
70 %	207,8	-14,4%
80 %	**219,4**	**-9,6 %**

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Hinsichtlich des oberen Endes der Bandbreite der dargestellten Reinvestitionsgrade (80 %) wurde auf Basis von AEA-Daten (Tretter & Kirchner, 2009) angenommen, dass in diesem Fall die gesamte Anlage – bis auf die vorhandenen Gebäude und deren Ausstattung (circa 20 % der Gesamtinvestitionen) – ersetzt wird. Der damals festgestellte Anteil des Betriebs-

und Geschäftsgebäude (Tiefbau und Hochbau) an den Gesamtinvestitionskosten wurde auch nach Auswertung der Betreiberdatenmeldungen aus 2025 bestätigt.

Ausgehend von Daten aus (FNR, 2014) zu den spezifischen Kosten (pro kW_{el}) des Organic-Rankine-Cycle-(ORC-)Moduls (ohne Kessel, Installation und Gebäude) aus dem Jahr 2009 wurde im Vorjahresgutachten anhand einer Valorisierung mit dem Maschinenkostenindex (siehe Kapitel 2.3) und der Gesamtkosten von Biomasse-KWK-Anlagen aus (Kalt, 2012) abgeschätzt, dass der Anteil des ORC-Moduls etwa 25 % der Gesamtinvestitionskosten von Biomasse-KWK-Anlagen im Leistungsbereich von unter 0,5 MW_{el} beträgt. Es kann im Gegensatz zu den Dampfturbinen jedoch nicht unterstellt werden, dass bei älteren Bestandsanlagen das ORC-Modul zuverlässig eine Lebensdauer von deutlich über 20 Jahren erreicht. Durch eine Branchenauskunft (IG-Holzkraft, 2025) wurde bestätigt, dass in Österreich praktisch keine ORC-Anlagen mehr in Betrieb sind. Damit erscheint ein Reinvestitionsgrad von 80 % ein für die Höchstpreisbestimmung angemessener Wert, da davon auszugehen ist, dass auch Holzgas-Altanlagen mit 20 Jahren das Ende ihrer Lebensdauer erreichen und gänzlich ersetzt werden.

Die folgenden beiden Tabellen zeigen die Ergebnisse der methodisch vergleichbaren Berechnungen bei ausschließlichem Einsatz von Restholzsortimenten.

Tabelle 41: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung beim Repowering von KWK-Anlagen bis 499 kW_{el} bei ausschließlichem Einsatz von Restholz

Reinvestitionsgrad	LCOE in €/MWh_{el}	Anmerkung
100 %	210,6	Entspricht dem azW einer Neuanlage bei ausschließlichem Einsatz von Restholz
0 %	105,2	Entspricht dem empfohlenen azW gemäß Nachfolgeprämie für Bestandsanlagen bei ausschließlichem Betrieb mit Restholz
Investitionskostenanteil	105,4	-

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Tabelle 42: Bestehende Restholz-KWK-Anlagen bis 499 kW_{el} – resultierende Abschläge zum azW einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit vom Reinvestitionsgrad

Reinvestitionsgrad	LCOE in €/MWh_{el}	Abschlag zum empfohlenen azW einer Neuanlage
50 %	157,9	-25,0%
60 %	168,4	-20,0%
70 %	179,0	-15,0%
80 %	**189,5**	**-10,0%**

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Hinsichtlich der **anzulegenden Werte**, für die Berechnung der auf Antrag gewährten Marktprämie, für **repowerte Anlagen**, werden für die Antragstellung im Kalenderjahr 2026 die folgenden Werte empfohlen:

- bei **ausschließlicher Verwendung von Biomasse**: **219,4 €/MWh**
- bei **ausschließlicher Verwendung von Reststoffen**: **189,5 €/MWh**

7.3.2.2 Empfehlungen für Nachfolgeprämien für Anlagen bis 0,5 MW_{el}

Für den Fall von Nachfolgeprämien für Anlagen bis 0,5 MW_{el}, die ausschließlich Biomasse (WHG) oder Restholz einsetzen, werden auf Basis der berechneten LCOE folgende azW empfohlen.

Wie auch im 2. EAG-Gutachten wurde im 3. EAG-Gutachten angenommen, dass für die Bestimmung des azW für Biomasse-KWK-Anlagen unter 500 kW_{el} mit ausschließlichem Einsatz von WHG nicht die Daten des Modellfalls für 500 kW_{el}, sondern die des Modellfalls für 150 kW_{el} herangezogen werden (siehe auch Kapitel 7.2.5).

Tabelle 43: Berechnungsergebnis zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL bis 0,5 MW_{el}, azW bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse oder Restholz in €/MWh_{el}

Berechnungsgegenstand	Bis 0,5 MW_{el} (nur Biomasse)	Bis 0,5 MW_{el} (nur Restholz)
Jahresvolllaststunden in h/a	6.665,6	6.665,6
Elektrischer Wirkungsgrad netto in %	24,3	24,7
Stromerzeugung netto in MWh/a	950	3 166
Thermischer Wärmewirkungsgrad netto in %	43,7	47,2
Wärmenutzung netto in MWh/a	1.798	6.384
Brennstoffnutzungsgrad (inklusive Stromeigenbedarf) in %	68,0	71,9
Investitionskosten 2027 in €	-	-
WACC in %	7,11	7,11
Betriebskosten 2027 in €/MWh_{el}	100,6	88,3
Brennstoffkosten 2027 in €/MWh	25,8	20,0
Wärmeerlöse 2027 in €/MWh	45,9	35,0
LCOE beziehungsweise azW in €/MWh_{el}	**126,3**	**105,2**

Quelle: Berechnungen der AEA

Hinsichtlich der **anzulegenden Werte**, für die Berechnung der auf Antrag gewährten Marktprämie, für **bestehende Anlagen (Nachfolgeprämie) mit einer EPL bis 500 kW_{el}**, werden für die Antragstellung im Kalenderjahr 2026 die folgenden Werte empfohlen:

- bei **ausschließlicher Verwendung von Biomasse**: **126,3 €/MWh**
- bei **ausschließlicher Verwendung von Reststoffen**: **105,2 €/MWh**

7.3.2.3 Empfehlungen für Nachfolgeprämien von Anlagen über 0,5 MW_{el}

Für den Fall von Nachfolgeprämien für Anlagen über 0,5 MW_{el}, die ausschließlich Biomasse (WHG) oder Restholz einsetzen, werden auf Basis der berechneten LCOE folgende azW empfohlen.

Tabelle 44: Berechnungsergebnis zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL über 0,5 MW_{el}, azW bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse oder Restholz in €/MWh_{el}

Berechnungsgegenstand	Über 0,5 MW_{el} (nur Biomasse)	Über 0,5 MW_{el} (nur Restholz)
Jahresvolllaststunden in h/a	6.665,6	6.665,6
Elektrischer Wirkungsgrad brutto in %	22,5	22,5
Stromerzeugung brutto in MWh/a	37.447	37.447
Thermischer Wärmewirkungsgrad netto in %	41,1	52,1
Wärmenutzung netto in MWh/a	68.489	86.819
Brennstoffnutzungsgrad (inklusive Stromeigenbedarf) in %	63,6	74,6
Investitionskosten 2027 in €	-	-
WACC in %	7,11	7,11
Betriebskosten 2027 in €/MWh_{el}	70,6	70,6
Brennstoffkosten 2027 in €/MWh	21,9	16,7
Wärmeerlöse 2027 in €/MWh	33,1	27,4
LCOE beziehungsweise azW in €/MWh_{el}	**113,2**	**86,1**

Quelle: Berechnungen der AEA

Festgehalten wird, dass in den letzten Jahren an vielen Standorten größerer Biomasse-KWK-Anlagen mit erweitertem Zugang zu Restholzsortimenten Produktionsanlagen zur Veredelung des Restholzes zu Holzpellets errichtet wurden. Wie im Vorjahresgutachten wird berücksichtigt, dass sich damit die Wärmeabsatzmöglichkeiten für die mit Restholz betriebenen KWK-Anlagen in den letzten Jahren verbessert haben. Dies wird – wie schon im 2. EAG-Gutachten für die EAG-MPV 2025 – mit einer Erhöhung des Brennstoffnutzungsgrades von vormals 69 % auf 74,6 % zum Ausdruck gebracht.

Bei WHG-KWK-Anlagen wird – auch wie im 2. EAG-Gutachten – eine Reduktion des Brennstoffnutzungsgrades von 66 % auf 63,6 % angesetzt. Damit soll die Aufarbeitung von Schadholz an strukturschwachen Standorten weiterhin ermöglicht werden.

Hinsichtlich der **anzulegenden Werte**, für die Berechnung der auf Antrag gewährten Marktprämie, für **bestehende Anlagen (Nachfolgeprämie) mit einer EPL über 500 kW_{el}**, werden für die Antragstellung im Kalenderjahr 2026 die folgenden Werte empfohlen:

- bei **ausschließlicher Verwendung von Biomasse**: **113,2 €/MWh**
- bei **ausschließlicher Verwendung von Reststoffen**: **86,1 €/MWh**

7.3.2.4 Empfehlungen für Nachfolgeprämien von Anlagen über 0,5 MW_{el} mit Entnahmekondensationsturbinen

Für den Fall von Nachfolgeprämien für Anlagen über 0,5 MW_{el} mit Entnahmekondensationsturbinen gemäß § 10 Absatz 1 Ziffer 6 litera a EAG, die ausschließlich Biomasse (WHG) oder Restholz einsetzen, werden auf Basis der berechneten LCOE die in Tabelle 45 angeführten azW empfohlen.

Hinsichtlich der Bestimmung der Wärmeerlöse wird normalerweise sowohl bei der KWK-Anlage als auch beim Referenzheizwerk mit gleicher Wärmequalität wie jener durch Wärmeauskopplung aus der KWK-Anlage (dem Referenzszenario zur Bestimmung der Wärmeerlöse) der gleiche Brennstoff angesetzt, beispielsweise Restholz bei der Biomasse-KWK-Anlage und im Referenzheizwerk. Bei diesen KWK-Anlagen wird, abweichend zur bisherigen Herangehensweise, in den Referenzszenarien für Wärmeerlöse (in den Referenzheizwerken) immer Waldhackgut und nicht Restholz angesetzt. Restholz fällt vor allem an industriellen Standorten an und wird dort in der Regel in der KWK-Anlage oder wie geschildert darüber hinaus zur Pelletsproduktion auch maximal genutzt. Ein über die Energiequelle Reststoffe hinausgehender Vor-Ort-Energiebedarf wird fallweise – insbesondere, wenn nicht ausreichend Waldhackgut verfügbar ist – noch mit Erdgas abgedeckt, weshalb hier der höhere Wärmeerlös, auf Basis von Opportunitätskosten einer Wärmeerzeugung mit Waldhackgut anstatt mit Restholz angesetzt wird. Dies ist ein konservativer Ansatz, da wie geschildert, gegebenenfalls auch Erdgas für das Referenzszenario der Bottom-up-Berechnung der Wärmeerlöse herangezogen werden könnte.

Im Sinne einer hinreichenden Ressourceneinsatz- und Kosteneffizienz der energetischen Biomassenutzung stellen die im Kondensationsbetrieb in der Praxis mit unter 50 % und teilweise lediglich 20 bis 30 % vergleichsweise niedrigen Brennstoffnutzungsgrade (BNG) einen Grenzfall dar. Der Gesetzgeber nimmt im EAG jedoch reine Kondensationsanlagen sowie Bestandsanlagen, die mehr als 50 % Schadholz einsetzen, von den im Allgemeinen zu erreichenden BNG von mindestens 60 % aus.

Für die in diesem Kapitel beschriebenen Anlagen wird für die weiteren Berechnungen – analog zum Vorjahresgutachten - die nachfolgend beschriebene Herangehensweise gewählt.

In Anlehnung an (Kowatsch, 2018) wurde der elektrische und thermische Wirkungsgrad einer KWK-Anlage mit Entnahmekondensation im Normalbetrieb in der Größenordnung von 4,6 MW_{el} unterstellt, die circa 5,2 MW_{th} als Bandlast auskoppelt. In diesem Betriebsmodus erreicht die Anlage einen Brennstoffnutzungsgrad (BNG) von 44,7 %. Würde diese KWK-Anlage im Gegendruck-Turbinen-Modus betrieben, lägen die Betriebspunkte bei 4 MW_{el} und 14,4 MW_{th}. In diesem Betriebsmodus erreicht die Anlage einen Brennstoffnutzungsgrad von 83,6 %. Aus nachfolgenden Überlegungen wird eine Differenzierung hinsichtlich des zu erreichenden BNG einer kosteneffizienten Anlage mit Entnahmekondensation im Normalbetrieb in Abhängigkeit vom eingesetzten Brennstoff (Waldhackgut oder Reststoffe) vorgenommen.

Demnach wird beim Einsatz von Waldhackgut ein durchgängiger Betriebsmodus der KWK-Anlage mit Entnahmekondensation im Normalbetrieb durch die in Tabelle 45 angeführte Empfehlung unterstützt, insbesondere um die Schadholzaufarbeitung in peripheren Standorten weiterhin zu ermöglichen.

Bei Restholz einsetzenden Anlagen stellt sich die Situation hingegen häufig so dar, dass diese an Sägewerksstandorten oder Standorten der holzbe- und -verarbeitenden Industrie in einem Gewerbegebiet stehen. Die aus der KWK-Anlage anfallende Abwärme kann daher meist zur Schnittholztrocknung, als Prozesswärme und zunehmend auch für die Holzpelletsproduktion eingesetzt werden.

Hinzu kommt, dass sich in derartigen Gewerbegebieten über die Jahre häufig auch andere Betriebe angesiedelt haben, der eigene Betrieb erweitert oder in manchen Fällen auch ein örtliches Nahwärmenetz errichtet wurde, an welches das zu beheizende Gebäude angeschlossen wurde. In diesem Fall wird die KWK-Altanlage im Winter – insbesondere an

laut EAG zu bevorzugenden kosteneffizienten Standorten – Abwärme für Raumwärme auskoppeln können. Es wird daher davon ausgegangen, dass die Restholz-KWK-Altanlage insbesondere im Winter nach 20 Betriebsjahren – aufgrund der beschriebenen wärmeseitigen Verbesserungen – zusätzlich Wärme vermarkten kann.

Dabei wird unterstellt, dass mit der Restholz-KWK-Altanlage temporär, mit in Summe 650 Jahresvolllaststunden im Gegendruck-Turbinen-Modus, ein Wärmeäquivalent von 6 GWh/a vermarktet wird. In einem bestehendes Nahwärmenetz, das einem Betrieb mit einem 4-MW-Biomassekessel entspricht, lässt sich diese Wärmemenge mittels Pufferspeicher unterbringen. Die KWK läuft in diesem Fall beispielsweise erst dann im Gegendruck-Turbinen-Modus, wenn zumindest 60 % der Kapazität des Nahwärmenetzes mit der KWK-Anlage abgedeckt werden können (das heißt, sie liefert keine Spitzen- sondern die Bandlast).

Während der verbleibenden 6.173 Jahresvollaststunden außerhalb der Heizperiode wird die Reststoff-KWK-Altanlage wie die WHG-KWK-Anlage im Modus Entnahmekondensation im Normalbetrieb betrieben. Die zusätzliche Wärmeauskopplung während der Heizperiode durch einen temporären Betrieb im Gegendruck-Turbinen-Modus verändert die Wirtschaftlichkeit der Anlage deutlich. Bei durchgängigem Betrieb im Modus Entnahmekondensation im Normalbetrieb liegen die LCOE bei 120,5 €/MWh$_{el}$. Besteht die Möglichkeit einer zusätzlichen Wärmeauskopplung in ein 4-MW-Nahwärmenetz, liegen die LCOE der gleichen Anlage mit 114,0 €/MWh$_{el}$ um 5,4 % niedriger. Das Gutachterteam sieht dafür ausreichend Evidenz und geht daher im Falle von Restholz von einem BNG von 48,5% aus und empfiehlt eine Nachfolgeprämie von 114,0 €/MWh.

Sollten neue belastbare Hinweise auftauchen, dass bei diesen Anlagen eine erhöhte Wärmeauskopplung überwiegend doch nicht möglich ist, könnte ein anzulegender Wert von 120,4 €/MWh verordnet werden.

Tabelle 45: Berechnungsergebnisse zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL über 0,5 MW_{el} mit Entnahmekondensationsturbinen, azW bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse oder Restholz in €/MWh

Berechnungsgegenstand	Über 0,5 MW_{el} (nur Biomasse)	Über 0,5 MW_{el} (nur Restholz)
Jahresvolllaststunden in h/a	6.665,6	6.665,6
Elektrischer Wirkungsgrad brutto in %	20,9	20,6
Stromerzeugung netto in MWh/a	33.328	33.328
Thermischer Wärmewirkungsgrad netto in %	23,8	27,9
Wärmenutzung in MWh/a	38.079	45.175
Brennstoffnutzungsgrad exklusive Stromeigenbedarf in %	44,7	48,5
Investitionskosten 2027 in €	-	-
WACC in %	7,11	7,11
Betriebskosten 2027 in €/MWh_{el}	70,6	70,6
Brennstoffkosten 2027 in €/MWh	21,4	16,6
Wärmeerlöse 2027 in €/MWh	33,1	33,1
LCOE beziehungsweise azW in €/MWh_{el}	**145,7**	**114,2**

Quelle: Berechnungen der AEA, (Kowatsch, 2018)

Hinsichtlich der **anzulegenden Werte**, für die Berechnung der auf Antrag gewährten Marktprämie, für **bestehende Anlagen (Nachfolgeprämie) mit einer EPL über 500 kW_{el}** mit Entnahmekondensationsturbinen gemäß § 10 Absatz 1 Z 6 lit. a EAG, werden für die Antragstellung im Kalenderjahr 2026 die folgenden Werte empfohlen:

- bei **ausschließlicher Verwendung von Biomasse**: **145,7 €/MWh**
- bei **ausschließlicher Verwendung von Reststoffen**: **114,2 €/MWh**

7.3.3 Empfehlungen zur Investitionsförderung

Das vorliegende Gutachten empfiehlt – ähnlich wie das Vorjahresgutachten – einen Fördersatz in der Höhe von 2.250 €/kW_{el} für Fördercalls im Jahr 2026.

Der Fördersatz wurde mithilfe einer vereinfachten LCOE-Berechnung für den Investitionszuschuss (IZ) für Holzgas-Blockheizkraftwerk-Anlagen (Holzgas-BHKW-Anlagen) auf Basis von Biomasse mit einer EPL bis 50 kW_{el} mithilfe einer Sensitivitätsanalyse der LCOE in Abhängigkeit vom Grad des Eigenverbrauchs des erzeugten Stroms beziehungsweise vom Wert des durch den Eigenverbrauch vermiedenen Stromnetzbezugs plausibilisiert.

Die Annahmen in der vereinfachten LCOE-Berechnung für Plausibilisierungszwecke orientieren sich an jenen im Vorjahresgutachten. Da sich bei der Betreiberdatenerhebung 2025 gezeigt hat, dass Holzgasanlagen hohe Jahresvolllaststunden erzielen (siehe Kapitel 7.2.3) und Eigenverbräuche des erzeugten Stroms auch in Stunden mit negativen Strommarktpreisen erfolgen können, werden im Modellfall 7.500 Jahresvolllaststunden angesetzt.

Aufgrund der Beschlussfassung des ElWG im Nationalrat am 11.12.2025 wird der Versorgungsinfrastrukturbeitrag gemäß § 75a in der Höhe von 0,5 €/MWh zusätzlich zu den in Kapitel 7.2.5 beschriebenen Betriebskosten für Anlagen mit einer netzwirksamen Einspeiseleistung über 20 kW berücksichtigt. Der Versorgungsinfrastrukturbeitrag wird über 20 Jahre konstant in dieser Höhe einberechnet.

Tabelle 46: Plausibilisierung des empfohlenen Fördersatzes für Holzgas-BHKW-Anlagen auf Basis von Biomasse mit EPL bis 50 kW_{el}

Berechnungsgegenstand	Ergebnis
Jahresvolllaststunden in h/a	7.500
Elektrischer Wirkungsgrad netto in %	24,5
Stromerzeugung netto in MWh/a	356
Thermischer Wärmewirkungsgrad netto in %	40,5
Wärmenutzung netto (erlöswirksam) in MWh/a	589
Brennstoffnutzungsgrad (exklusive Stromeigenbedarf)	65
Investitionskosten 2027 in € (vor Abzug des empfohlenen Fördersatzes)	8.450
WACC in %	3,5

Berechnungsgegenstand	Ergebnis
Betriebskosten 2028 in €/MWh$_{el}$	95,6
Brennstoffkosten 2028 in €/MWh	26,3
Wärmeerlöse 2028 in €/MWh	54,2
Eigenverbrauch des erzeugten Stroms in %	-
Empfohlener Fördersatz für Fördercalls 2025 in €/kW$_{el}$	**2.500**
LCOE in €/MWh$_{el}$	190,1

Quelle: Berechnungen der AEA

Für die **Förderung durch Investitionszuschüsse** wird hinsichtlich des für die Antragstellung im Kalenderjahr 2026 geltenden fixen beziehungsweise **höchstzulässigen Fördersatzes** für **neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer EPL bis 50 kW$_{el}$** ein Wert von **2.500 €/kW$_{el}$** empfohlen.

In methodischer Fortführung des Vorjahresgutachtens wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um zu untersuchen, wie sich verschiedene Stromeigenverbräuche auf die LCOE und somit die Attraktivität der Investition auswirken.

Tabelle 47: Resultierende LCOE für Holzgas-BHKW-Anlagen auf Basis von Biomasse mit EPL bis 50 kW$_{el}$ bei Anwendung des empfohlenen Höchstwertes für Investitionszuschüsse (IZ) und unterschiedlichen Stromeigenverbräuchen

Stromeigenverbrauch	LCOE (mit IZ-Förderung) in €/MWh
20 %	164,3
40 %	138,5
60 %	112,8

Quelle: Berechnungen der AEA

8 Biogas

In diesem Abschnitt werden die Berechnungsergebnisse für Anlagen auf Basis von Biogas dargestellt. Ebenso werden Empfehlungen für den anzulegenden Wert sowohl für neu zu errichtende als auch für bestehende Anlagen formuliert.

8.1 Datengrundlage

Wie schon in den beiden vorangegangenen Gutachten erläutert, war es aufgrund der eingeschränkten Datenlage aus den Betreibermeldungen bei Biogas nicht möglich, statistische Modelle und Auswertungen anzuwenden. Dies ist leider auch im 3. EAG-Gutachten der Fall, obwohl 2025 eine Datenerhebung durch die E-Control mit neu entwickelten Fragebogen erfolgte.

Daher werden weiterhin bei Anlagen auf Basis von Biogas die spezifischen Investitionskosten des 1. EAG-Gutachtens in der Höhe von damals 5.696 €/kW_{el} (Resch et al., 2022, Seite 271) mit dem in Kapitel 2.3 vorgestellten Ansatz, nunmehr auf das Jahr 2027 valorisiert, angewandt. Der Index für die Valorisierung der Investitionskosten ist in der nachfolgenden Tabelle dargestellt. Die Gewichtung der für die einzelnen Anlagenkomponenten angesetzten Preisindizes (siehe Methodik in Kapitel 2.3) beruht auf Kostenvoranschlägen von Biogasanlagenherstellern. Auf Basis dieser Gewichtung wurde ein Mischindex gebildet, mit dem die Gesamtinvestitionskosten valorisiert werden. Dieser ist in der letzten Zeile von Tabelle 48 abgebildet.

Tabelle 48: Gewichtung einzelner Preisindizes nach Anlagenkomponenten und resultierender Mischindex zur Investitionskosten-Valorisierung von Biogasanlagen (in %)

Parameter	2022	2024	2025	2026	2027
Stahl	11	11	11	11	11
Hochbau	11	11	11	11	11
Tiefbau	5	5	5	5	5
Elektrische Ausrüstung	12	12	12	12	12

Parameter	2022	2024	2025	2026	2027
Maschinen	57	57	57	57	57
Lohnkosten	4	4	4	4	4
Summe der Einzelindizes	100	100	100	100	100
Resultierender Mischindex	99,4	100,0	100,8	102,3	103,7

Quelle: Berechnungen der AEA, Gewichtung auf Basis von Herstellerangaben

Bei den Betriebskosten wird der im 1. EAG-Gutachten verwendete Ausgangswert von 8,0 ct/kWh$_{el}$ (Resch et al., 2022, Seite 271) mit der Inflation valorisiert (Annahme: erstes Betriebsjahr von Neuanlagen ist 2028, von Bestandsanlagen mit Nachfolgeprämie 2027). Damit ergeben sich 2028 Betriebskosten in der Höhe von 103,3 €/MWh für Neuanlagen und 2027 Betriebskosten für Bestandsanlagen von 116,3 €/MWh. Die Betriebskosten für Bestandsanlagen wurden analog dem Vorjahresgutachten um 15 % höher als bei Neuanlagen angesetzt.

Aufgrund der Beschlussfassung des ElWG im Nationalrat am 11.12.2025 wird der Versorgungsinfrastrukturbeitrag gemäß § 75a in der Höhe von 0,5 €/MWh zusätzlich zu den im vorhergehenden Absatz beschriebenen Betriebskosten für alle Anlagen mit einer netzwirksamen Einspeiseleistung über 20 kW berücksichtigt. Der Versorgungsinfrastrukturbeitrag wird über 20 Jahre konstant in dieser Höhe einberechnet.

Der WACC geht mit 7,00 % in die Berechnungen ein (siehe Kapitel 2.4).

Erstmals wird in den Berechnungen – wie bei allen anderen Technologien – auch der Effekt der 6-h-Regelung bezüglich des Ausfalls der Marktprämienvergütung bei negativen Preisen an der Strombörse in sechs aufeinanderfolgenden Stunden berücksichtigt. Bei Biogas entspricht das auf Basis von Daten von 2024 einem Erzeugungsausfall von 2,3 %. In den nachfolgenden Berechnungen wurden die Jahresvolllaststunden gegenüber dem 2. EAG-Gutachten um 2,3 % reduziert angesetzt.

8.2 Technologiespezifische Parameter

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die technischen Parameter der hinterlegten Biogasanlagen. Gegenüber dem Vorjahresgutachten erfolgten leichte Anpassungen beim elektrischen Wirkungsgrad.

Tabelle 49: Technische Eingangsparameter Biogas

Parameter	Administrativ (< 0,25 MW)	Nachfolgeprämie
Engpassleistung Strom in MW_{el}	0,25	0,25
Stromerzeugung netto in MWh_{el}	1.879	1.828
Stromerzeugung brutto in MW_{el}	1.978	1.978
Wärmenutzung in MW_{th}	1.699	1.808
Wärmeerzeugung in MW_{th}	2.360	2.582
Biogaseinsatz in $MWh_{Heizwert}$	5.022	5.494
Volllaststunden in h/a	7.911	7.911
Brennstoffnutzungsgrad in %	71	66
Elektrischer Wirkungsgrad brutto in %	39	36
Elektrischer Wirkungsgrad netto in %	37	33
Thermischer Wirkungsgrad in %	47	47

Quelle: Berechnungen und Herstellerdatenrecherche der AEA; Resch et al., 2022

Beim Wärmeabsatz wurde der Wärmeeigenbedarf der Biogasanlage berücksichtigt. Die Wärmeerlöse wurden der Methodik im Vorjahresgutachten folgend ermittelt. Die Methodik zur Berechnung der Substratkosten folgt dem Ansatz, der im Vorjahresgutachten entwickelt wurde. Die Methodik wurde darin ausführlicher dargelegt und wird hier nicht noch einmal beschrieben.

8.2.1 Annahmen für Biogas-Neuanlagen mit 250 kW_{el}

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die eingesetzten Substrate sowie deren Massenanteile und Eigenschaften in Hinblick auf die Methanerzeugung. Diese und alle folgenden Tabellen in diesem Kapitel gelten für Biogas-Neuanlagen.

Tabelle 50: Gewählter Substratmix und Gasausbeuten für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el}

Substratmix und Gasausbeuten	Milchvieh-gülle	Silo-mais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Mais-stroh
Frischmasse-(FM-)Anteil am Substrat in %	35,0	30	8,5	10,0	16,5
Energetischer Anteil des Substrats in %	8	40	12	13	27
Trockenmasse (TM) in % an der FM	10	35	40	40	45
Methanausbeute in Nm^3/t FM	19	105	113	102	130
MWh/t FM	0,186	1,051	1,124	1,016	1,296

Quelle: Annahmen der AEA, (LfL, Biogasausbeuten verschiedener Substrate, 2024) und (ALB Bayern e.V., Fachinformation Maisstroh, 2021a)

Aus der obigen Tabelle lassen sich die benötigten Gas- und Substratmengen zum Betrieb der Modellbiogasanlage (Neuanlage mit 250 kW_{el}) ableiten. Die Ergebnisse finden sich in der folgenden Tabelle. Bei den Substraten wurden auch die Silierverluste (Abbau der geernteten Substanz durch die Lagerung, teilweise bis zu ein Jahr) berücksichtigt, um die Kosten der „Silage zur Entnahme“ bestimmen zu können.

Tabelle 51: Abgeleiteter Gas- und Substrateinsatz für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el}

Gas- und Substrateinsatz	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Gasausbeute in MWh/a	414	2.000	606	645	1.357	**5.022**
FM-Einsatz in t/a	2.221	1.904	539	635	1.047	**6.346**
Gärrestanfall in t/a	2.177	1.371	399	463	798	**5.208**
Flächenbedarf in ha	-	41,0	24,4	19,5	94,2	**179,1**
Benötigte Anzahl Kühe	109	-	-	-	-	**109**

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025), (ALB Bayern e.V., Gülle- und Gärresttransport (Teil 1) – Grundüberlegungen und Empfehlungen zur Lagerkapazität und Ausbringung, 2021b) und (ALB Bayern e.V., Fachinformation Maisstroh, 2021a)

Die nächste Tabelle gibt einen Überblick über die Substrataufbringung des eigenen Landwirtschaftsbetriebs und die Substratmengen aus Pachtflächen beziehungsweise den jeweiligen Flächenbedarf zur Eigenproduktion und Pacht. Aufgrund des hohen Masseanteils von Gülle am Substratmix und des hohen Eigenanteils der Gülleaufbringung werden insgesamt knapp 30 % der Substratmengen vom eigenen Betrieb gewonnen. Dies bildet den eher kleinstrukturierten österreichischen Milchviehbestand ab. Betriebe mit 50 Kühen und mehr sind eher in begünstigten Lagen mit Ackerbau anzutreffen.

Tabelle 52: Substrataufbringung aus eigenem Landwirtschaftsbetrieb und Pachtflächen für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el}

Substrataufbringung vom Bauernhof	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Substrat vom eigenen Bauernhof (Masseanteile) in %	50	20	20	20	10	-
Eigene landwirtschaftliche Fläche für Biogas in ha	-	8,2	4,9	3,9	9,4	26,4
Pachtfläche für Biogas in ha	-	32,8	19,5	15,6	84,8	152,7
Eigene Kühe (davon Gülle für Biogasanlage)	55	-	-	-	-	55
Eigenflächen – Frischmasse in t FM/a	1.111	381	108	127	105	1.831
Pachtflächen – Frischmasse in t FM/a	1.111	1.523	432	508	942	4.515
Eigenflächen – Methan in Silage zur Entnahme in MWh/a	207	400	121	129	136	993
Pachtflächen – Methan in Silage zur Entnahme in MWh/a	207	1.600	485	516	1.221	4.029

Quelle: Annahmen der AEA

Bei den Substraten aus landwirtschaftlicher Eigenproduktion wird unterstellt, dass bereits vorhandene eigene Gerätschaften eingesetzt werden. Es wird dabei angenommen, dass die Fixkosten der in der LfL-Datenbank der Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) abgebildeten Anbau-, Ernte- und Substrateinlagerungsprozesse jeweils zu 50 % durch den bestehenden Bauernhof und die neu hinzukommende Biogasanlage getragen werden (Refinanzierung der ohnehin benötigten Gerätschaften).

Die nachfolgende Tabelle zeigt die variablen und fixen Kosten der vom eigenen Landwirtschaftsbetrieb bereitgestellten Biogassubstrate für das Jahr 2026. Es wurden LfL-Planungskosten 2026 mit „Erzeugung für eigenen Betrieb“ (ohne Umsatzsteuer) berücksichtigt.

Die Kosten für Maisstrohernte (Schwaden, Häckseln), den Transport (drei Traktoren mit 40 m³ Ladewagen) und die Einlagerung in Fahrsilos (Verdichtung mit Radlader) wurden auf Basis der Onlinerichtwerte für Maschinenkosten des Österreichischen Kuratoriums für Landtechnik und Landentwicklung (ÖKL) berechnet (ÖKL, 2024) und auf das Jahr 2026 valorisiert. Die Ergebnisse sind in der Tabelle dargestellt.

Tabelle 53: Kosten der Eigensubstrataufbringung 2026 für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el}

Kosten Eigensubstrataufbringung	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh
Variable Kosten in €/MWh	-	29,5	36,8	32,1	12,8
Kostentragung Fixkosten (Biogas-/Landwirtschaftsbetrieb)	-	50 %	50 %	50 %	50 %
Fixe Kosten in €/MWh	-	3,1	7,8	5,0	11,3
Gülle- und Silagekosten zur Entnahme in €/MWh	-	32,8	45,5	37,9	24,4

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025) und (ÖKL, 2024)

Der Rest der benötigten Substrate wird im näheren Umfeld der Biogasanlage über eigenbewirtschaftete Pachtflächen gewonnen. Der Pachtzins für Dauergrünland und Ackerflächen wird aus den von Eurostat zuletzt für das Jahr 2023 veröffentlichten Durchschnittswerten für „Jahrespachtpreise für landwirtschaftliche Flächen nach

Regionen“ für Österreich abgeleitet (Eurostat, 2025). Diese Werte (381 €/ha für Ackerland und 203 €/ha für Dauergrünland) wurden mit dem Agrarindex (Land- und forstwirtschaftliche Erzeugnisse und öffentliche Gelder) auf 2026 valorisiert.

Dazu wurden die Pachtzinse für 2023 durch den Agrarindex 2023 dividiert und (als derzeit verfügbare Annäherung) mit dem Durchschnitt der zwei bisher für 2025 veröffentlichen Quartalswerte multipliziert (lkonline, 2025).

Die Kosten der Bewirtschaftung der Pachtflächen wurden mit LfL-Planungskosten 2026 für „Erzeugung zum Verkauf“ ermittelt. Diese Kosten beinhalten neben dem Pflanzenbau auch Kosten für Ernte, Transport und Einbringung sowie Verdichtung der Substrate im Silagelager. Mit der Tool-Einstellung „Erzeugung zum Verkauf“ erfolgt dies mit Einsatz größerer Lohnmaschinen, da aufgrund größerer Transportdistanzen eine erhöhte Schlagkraft zu erhöhter Kosteneffizienz führt. Sämtliche Kosten sind ohne Umsatzsteuer dargestellt.

Tabelle 54: Kosten externer Substrataufbringung 2026 für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el}

Kosten externer Substrataufbringung	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh
Variable Kosten in €/MWh	26,5	38,3	46,7	45,6	13,1
Fixe Kosten in €/MWh	10,0	6,2	15,7	9,9	22,6
Gülle- und Silagekosten zur Entnahme in €/MWh	36,5	44,5	62,4	55,5	35,7

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025) und (lkonline, 2025)

Die nächste Tabelle gibt einen Überblick über die Gesamtkosten von Gülle und Silage zur Entnahme (in €/MWh) für das Jahr 2026.

Tabelle 55: Kosten von Gülle und Silage zur Entnahme 2026 für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el}

Kosten der Gülle und Silage zur Entnahme	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Gülle- und Silagekosten zur Entnahme in €/MWh Gesamtbrennstoff	18,3	42,2	59,0	52,0	34,6	41,4

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025), (lkonline, 2025) und (ÖKL, 2024)

Ergänzend werden in der folgenden Tabelle die Kosten des Gärresttransports dargestellt. Die Ausbringung der Gülle des eigenen Betriebs verursacht für die Biogasanlage keine Kosten, da diese ohnehin erfolgen muss. Auch bei den Pachtflächen erfolgt der Transport mit betriebseigenen Gerätschaften, und zwar einem Traktor und einem 16-m^3-Pumptankwagen mit Schleppschuhverteiler, bei einer Transportweite von 6 bis 10 km gemäß den Angaben von Landesbetrieb Landwirtschaft Hessen (LLH, 2022), valorisiert auf 2026. Die Ausbringkosten auf den Pachtflächen wurden nach (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025) mit 2,7 €/t Gärrest angesetzt.

Tabelle 56: Gesamtkosten der Gärrestrückführung 2026 für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el}

Gesamtkosten der Gärrestrückführung	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Gärrest aus Eigensubstrat in t/a (kostenneutraf für Biogas)	1.088	274	80	93	80	1.615
Gärrest aus Pachtflächen-Substrat in t/a	1.088	1.097	319	371	718	3 593

Gesamtkosten der Gärrestrückführung	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Gärrest-Transportkosten in €/t Gärrest	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	-
Gärrest-Ausbringkosten in €/t Gärrest	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	-
Gärrest-Transport- und Ausbringkosten in €/MWh	24,7	5,1	4,9	5,4	5,0	-

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025) und (LLH, 2022)

Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Kostenberechnungen der Substratbereitstellung ab Lager für die Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el} für das Jahr 2026 inklusive Rückführung des Gärrestes zu den Herkunftsflächen. Die daraus ableitbaren Gesamtkosten des Methans frei BHKW in €/MWh werden für die Folgejahre mit der Inflation valorisiert (siehe Kapitel 2.3). 2027 ist das erste Betriebsjahr im Falle einer Nachfolgeprämie, 2028 das erste Betriebsjahr für Neuanlagen. Die Gesamtkosten des Methans frei BHKW in €/MWh können für diese Inbetriebnahmejahre und Anlagenkategorien in Kapitel 8.3 eingesehen werden.

Tabelle 57: Gesamtkosten des Substrats ab Lager und der Gärrestrückführung beziehungsweise des Methans frei BHKW 2026 für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el}

Gesamtkosten von Substrat ab Lager, Gärrestrückführung und Methan frei BHKW	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Gesamtkosten Substrat und Gärrest in €/t FM	8,0	49,7	71,8	58,3	51,2	-
Gesamtkosten des Methans frei BHKW in €/MWh	42,9	47,3	63,9	57,4	39,5	48,2

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025), (ÖKL, 2024) und (LLH, 2022)

8.2.2 Annahmen für Biogas-Bestandsanlagen (Nachfolgeprämie)

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die eingesetzten Substrate sowie deren Massenanteile und energetische Anteile. Die Eigenschaften in Hinblick auf die Methanerzeugung entsprechen jenen im vorigen Kapitel (siehe Tabelle 50). Diese und alle folgenden Tabellen in diesem Kapitel gelten für Biogas-Bestandsanlagen.

Tabelle 58: Gewählter Substratmix für Bestandsanlage mit 250 kW_{el}

Substratmix	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh
Frischmasse-(FM-)Anteil am Substrat in %	30	40	7,0	10,0	13,0
Energetischer Anteil des Substrats in %	7	51	10	12	20

Quelle: Annahmen der AEA, (LfL, Biogasausbeuten verschiedener Substrate, 2024) und (ALB Bayern e.V., Fachinformation Maisstroh, 2021a)

Aus dieser obigen Tabelle lassen sich die benötigten Gas- und Substratmengen zum Betrieb der Modellbiogasanlage (Bestandsanlage mit 250 kW_{el}) ableiten. Die Ergebnisse finden sich in der folgenden Tabelle.

Tabelle 59: Abgeleiteter Gas- und Substrateinsatz für Bestandsanlage mit 250 kW_{el}

Gas- und Substrateinsatz	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Gasausbeute in MWh/a	373	2.799	524	676	1.122	5.494
FM-Einsatz in t/a	1.998	2.664	466	666	866	6.660
Gärrestanfall in t/a	1.958	1 918	345	486	660	5.367
Flächenbedarf in ha	-	57,4	21,1	20,4	77,9	176,9
Benötigte Anzahl Kühe	98	-	-	-	-	-

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025), (ALB Bayern e.V., Gülle- und Gärresttransport (Teil 1) – Grundüberlegungen und Empfehlungen zur Lagerkapazität und Ausbringung, 2021b) und (ALB Bayern e.V., Fachinformation Maisstroh, 2021a)

Die nächste Tabelle gibt einen Überblick über die Substrataufbringung des eigenen Landwirtschaftsbetriebs und die Substratmengen aus Pachtflächen beziehungsweise den jeweiligen Flächenbedarf zur Eigenproduktion und Pacht. Aufgrund des hohen Masseanteils von Gülle am Substratmix und des hohen Eigenanteils der Gülleaufbringung werden insgesamt knapp 30 % der Substratmengen vom eigenen Betrieb gewonnen.

Tabelle 60: Substrataufbringung aus eigenem Landwirtschaftsbetrieb und Fremdflächen für Bestandsanlage mit 250 kW_{el}

Substrataufbringung	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Substrat vom eigenen Bauernhof (Masseanteile) in %	50	20	20	20	20	-
Eigene landwirtschaftliche Fläche für Biogas in ha	-	11,5	4,2	4,1	15,6	35,4
Pachtfläche für Biogas in ha	-	45,9	16,9	16,3	62,3	141,5
Eigene Kühe (davon Gülle für Biogasanlage)	49	-	-	-	-	-
Eigenflächen – Frischmasse in t FM/a	999	533	93	133	173	1.931
Pachtflächen – Frischmasse in t FM/a	999	2.131	373	533	693	4.729
Eigenflächen – Methan in Silage zur Entnahme in MWh/a	186	560	105	135	224	1.211
Pachtflächen – Methan in Silage zur Entnahme in MWh/a	186	2.239	419	541	898	4.283

Quelle: Annahmen der AEA

Bei den Substraten aus landwirtschaftlicher Eigenproduktion wurde angenommen, dass bereits vorhandene eigene Gerätschaften eingesetzt werden. Es wird dabei zugrunde gelegt, dass die Fixkosten der in der LfL-Datenbank abgebildeten Anbau-, Ernte- und

Substrateinlagerungsprozesse jeweils zu 50 % durch den bestehenden Bauernhof und die neu hinzukommende Biogasanlage getragen werden (Refinanzierung der ohnehin benötigten Gerätschaften). Die nachfolgende Tabelle zeigt die variablen und fixen Kosten der vom eigenen Landwirtschaftsbetrieb bereitgestellten Biogassubstrate für das Jahr 2026. LfL-Planungskosten 2026 der „Erzeugung für eigenen Betrieb“ und sämtliche Kosten sind ohne Umsatzsteuer dargestellt.

Tabelle 61: Kosten der Eigensubstrataufbringung 2026 für Bestandsanlage mit 250 kW_{el}

Kosten Eigensubstrataufbringung	Milchvieh gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh
Variable Kosten in €/MWh	-	29,7	37,7	32,9	13,1
Kostentragung Fixkosten (Biogas/LW) in %	-	50	50	50	50
Fixe Kosten in €/MWh	-	3,1	7,8	5,0	11,3
Gülle- und Silagekosten zur Entnahme in €/MWh	-	32,8	45,5	37,9	24,4

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025) und (ÖKL, 2024)
Anmerkung: LW = landwirtschaftlicher Teil des Betriebs, der getrennt von der Biogasanlage bewirtschaftet wird

Der Rest der benötigten Substrate wird im näheren Umfeld der Biogasanlage über eigenbewirtschaftete Pachtflächen gewonnen. Der Pachtzins für Dauergrünland und Ackerflächen wurde wie weiter oben beschrieben bestimmt. Die Kosten der Bewirtschaftung der Pachtflächen wurden mit LfL-Planungskosten 2026 für „Erzeugung zum Verkauf“ ermittelt. Diese Kosten beinhalten neben dem Pflanzenbau auch Kosten für Ernte, Transport und Einbringung sowie Verdichtung der Substrate im Silagelager. Mit der Tool-Einstellung „Erzeugung zum Verkauf“ erfolgt dies mit Einsatz größerer Lohnmaschinen, da aufgrund größerer Transportdistanzen eine erhöhte Schlagkraft zu erhöhter Kosteneffizienz führt. Sämtliche Kosten sind ohne Umsatzsteuer dargestellt.

Tabelle 62: Kosten externer Substrataufbringung 2026 für Bestandsanlage mit 250 kW_{el}

Kosten externer Substrataufbringung	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Variable Kosten in €/MWh	25,8	38,3	46,7	45,6	13,1	-
Fixe Kosten in €/MWh	10,0	6,2	15,7	9,9	22,6	-
Gülle- und Silagekosten zur Entnahme in €/MWh	35,8	44,5	62,4	55,5	35,7	-

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025) und (lkonline, 2025)

Die nächste Tabelle gibt einen Überblick über die Gesamtkosten von Gülle und Silage zur Entnahme in €/MWh für das Jahr 2026.

Tabelle 63: Kosten von Gülle und Silage zur Entnahme 2026 für Bestandsanlage 250 kW_{el}

Kosten der Gülle und Silage zur Entnahme	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Gülle- und Silagekosten zur Entnahme in €/MWh	17,9	42,2	59,0	52,0	33,4	41,6

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025), (lkonline, 2025) und (ÖKL, 2024)

Ergänzend werden in der folgenden Tabelle die Kosten des Gärresttransports dargestellt. Dabei wurden die gleichen Annahmen getroffen wie beim Modellfall für neue Biogasanlagen.

Tabelle 64: Gesamtkosten der Gärrestrückführung 2025 für Bestandsanlage mit 250 kW_{el}

Gesamtkosten der Gärrestrückführung	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Gärrest aus Eigensubstrat in t/a (kostenneutraf für Biogas)	979	384	69	97	132	1.661
Gärrest aus Pachtflächen-Substrat in t/a	979	1.534	276	389	528	3.706
Gärrest-Transportkosten in €/t Gärrest	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	-
Gärrest-Ausbringkosten in €/t Gärrest	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	-
Gärrest-Transport- und -Ausbringkosten in €/MWh	24,7	5,1	4,9	5,4	4,4	-

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025) und (LLH, 2022)

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Kostenberechnungen der Substratbereitstellung ab Silolager für die Bestandsanlage mit 250 kW_{el} für das Jahr 2026 inklusive Rückführung des Gärrestes zu den Herkunftsflächen. Die daraus ableitbaren Gesamtkosten des Methans frei BHKW in €/MWh werden für die Folgejahre mit der Inflation valorisiert (siehe Kapitel 2.3). Die Gesamtkosten des Methans frei BHKW in €/MWh können für diese Inbetriebnahmejahre und Anlagenkategorien in Kapitel 8.3 eingesehen werden.

Tabelle 65: Gesamtkosten des Substrats ab Lager und der Gärrestrückführung beziehungsweise des Methans frei BHKW 2026 für Bestandsanlage mit 250 kW_{el}

Gesamtkosten von Substrat ab Lager, Gärrestrückführung und Methan frei BHKW	Milchvieh-gülle	Silomais	Grassilage von Grünland	GPS-Getreide (Körneranteil mittel)	Maisstroh	Summe
Gesamtkosten Substrat und Gärrest in €/t FM	7,9	49,7	71,8	58,3	49,1	-
Gesamtkosten Methan frei BHKW in €/MWh Gesamtbrennstoff	42,6	47,3	63,9	57,4	37,8	47,9

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (LfL, Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten, 2025), (ÖKL, 2024) und (LLH, 2022)

8.3 Empfehlungen für Betriebsförderung und Nachfolgeprämie

Für Stromerzeugungsanlagen aus Biogas ergeben sich auf Basis der beschriebenen Annahmen und Berechnungsmethodik die in Tabelle 66 dargestellten Ergebnisse. Der Anlagenrestwert wurde dabei nicht berücksichtigt.

Tabelle 66: Berechnungsergebnis für Neu- und Bestandsanlagen auf Basis von Biogas

Parameter	Neuanlagen (< 0,25 MW)	Bestandsanlagen
Investitionskosten 2027 in €/kW_{el} EPL	5.944	-
Betriebskosten 2027 in €/MWh_{el}	-	116,8
Betriebskosten 2028 in €/MWh_{el}	103,8	119,3
Brennstoff- beziehungsweise Methankosten in €/$MWh_{Heizwert}$	50–73	49–59
Wärmeerlöse in €/MWh_{th}	48–71	47–56
WACC in %	7,0	7,0
LCOE in €/MWh_{el}	**290,2**	**226,0**

Quelle: Berechnungen der AEA

Hinsichtlich der **anzulegenden Werte**, für die Berechnung der auf Antrag gewährten Marktprämie, für **Anlagen auf Basis von Biogas < 250 kW_{el} EPL**, werden für die Antragstellung im Kalenderjahr 2026 folgende Werte empfohlen:

- **für neu errichtete Anlagen**: **290,2 €/MWh**
- **für bestehende Anlagen (Nachfolgeprämie)**: **226,0 €/MWh**

Anhang I: Sonderauswertungen zu spezifischen PV-Anlagenkategorien

Das vorliegende Gutachten beinhaltet – vorbehaltlich einer ausreichend belastbaren Datengrundlage und entsprechenden -verfügbarkeit – zusätzlich zu den Berechnungen in Kapitel 3 eine Evaluierung der im EAG vorgesehenen Punkte:

- Abschläge für Freiflächen-PV-Anlagen in Grünland oder auf landwirtschaftlich genutzten Flächen gemäß §33 (1) beziehungsweise § 56 (8) EAG (sowohl die Betriebsförderung als auch die Investitionsförderung betreffend), wobei dieser im Fall von Agri-PV-Anlagen jeweils ganz oder teilweise entfallen kann
- Zuschlag für innovative PV-Anlagen bei Investitionszuschüssen gemäß § 56 (12), dort insbesondere Parkplatzüberdachungen

Die zur Anwendung kommende Methode entspricht der in Kapitel 3 beschriebenen Methode zur LCOE-Berechnung, wobei für die wichtigsten Parameter (Investitionskosten, Betriebskosten, Investitionskostenanteile zur Valorisierung) technologiespezifische Datenauswertungen vorgenommen wurden. Eventuelle Auswirkungen des jüngst beschlossenen ElWG sind in den Ergebnissen dieses Anhangs noch nicht berücksichtigt.

Nicht gesondert beschriebene Parameter wurden aus der allgemeinen Analyse in Kapitel 3 übernommen (insbesondere: WACC, Lebensdauer, Reinvestition des Wechselrichters, HKN-Preis, Inflation und Valorisierung, Moduldegradation, Strompreisszenario, Volllaststundenabschlag aufgrund der 6-h-Regelung et cetera).

Für folgende Anlagentypen und -größen wurden im Folgenden detaillierte LCOE-Berechnungen durchgeführt:

- PV-Freiflächenanlagen, Süd-Ausrichtung: 0,5 MWp, 1 MWp, 5 MWp, 10 MWp
- PV-Freiflächenanlagen, Ost-West-Ausrichtung: 0,5 MWp, 1 MWp, 5 MWp, 10 MWp
- Agri-PV-Anlagen, Süd-Ausrichtung: 0,5 MWp, 1 MWp, 5 MWp, 10 MWp
- Agri-PV-Anlagen, Ost-West-Ausrichtung: 0,5 MWp, 1 MWp, 5 MWp, 10 MWp
- Agri-PV-Anlagen, Ost-West-Ausrichtung, einachsig nachgeführt: 8 MWp

Folgende Anlagenkategorien wurden aufgrund unzureichender Datenbasis qualitativ behandelt:

- Agri-PV-Anlagen, Ost-West-Ausrichtung, vertikal montiert mit bifazialen Solarzellen
- Innovative PV-Anlagen im Falle von Parkplatzüberdachungen, Ost-West-Ausrichtung (Durchführung einer Literaturrecherche)

Datenanalyse

Für die Sonderauswertung wurden primär die von der E-Control 2025 erhobenen Betreiberdaten (siehe Kapitel 2.1) und aufgrund mangelnder Daten teilweise 2025 von der PV-Branche zur Verfügung gestellte Daten zu konkret geplanten oder in Bau befindlichen Anlagen (Planungsdaten) verwendet. Teilweise standen auch OeMAG-Daten (Endabrechnungsdaten der EAG-Abwicklungsstelle) zur Verfügung. Diese umfassten jedoch vor allem kleinere PV-Anlagen, die für den zur Untersuchung vorgesehenen Größenbereich (500 kWp bis 10 MWp) nicht repräsentativ waren, und konnten daher nicht für die LCOE-Berechnung verwendet werden.

Tabelle 67: Verfügbare Datenbasis für die Sonderauswertungen zu PV

Anlagenkategorie	Anzahl Datensätze	Davon Betreiberdaten	Davon Branchendaten
Agri-PV-Anlage mit einachsigem Ost-West-Tracker	7	2	5
Agri-PV-Anlage	10	6	4
Agri-PV-Anlage mit vertikal montierten, bifazialen Modulen mit Ost-West-Ausrichtung	1	1	0
Weitere PV-Freiflächenanlagen	30	28	2

Begriffsbestimmungen

- Mit **Agri-PV-Anlagen** werden hier PV-Anlagen bezeichnet, die auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland errichtet werden und für die – im Gegensatz zu sonstigen Freiflächenanlagen – aufgrund der landwirtschaftlichen Doppelnutzung der Abschlag von 25 % sowohl in Bezug auf den Fördersatz bei der Investitionsförderung (§ 56 Absatz 10 Ziffer 1 EAG) als auch hinsichtlich des Höchstpreises bei der Ausschreibung (§ 33 Absatz 3 Ziffer 1 EAG) zur Gänze oder teilweise entfällt.
- Agri-PV-Anlagen mit einer Modultischhöhe > 2 m (dies inkludiert einachsig nachgeführte Ost-West-Tracker) sowie Agri-PV-Anlagen mit vertikal montierten, bifazialen Modulen mit Ost-West-Ausrichtung werden darüber hinaus entsprechend EAG-IZV § 6 Absatz 4 Ziffer 5 als **innovative Agri-PV-Anlagen** verstanden, für die sich der jeweils anzuwendende Höchstsatz (Kategorie A bis D) im Rahmen der Investitionszuschüsse um 30 % erhöht.
- Gleiches wie im zuvor erwähnten Punkt gilt für die hier betrachteten **PV-Anlagen als Parkplatzüberdachung** auf befestigten Flächen mit mindestens zehn Stellplätzen oder zehn Fahrradabstellplätzen.
- Mit **PV-Freiflächenanlage** wird im Folgenden, so nicht anders angegeben, lediglich auf die PV-Freiflächenanlagen der Datenbasis referenziert, die nicht bereits in eine der vorgenannten Anlagenkategorien fallen.

Investitionskosten

Abbildung 24 zeigt die vorhanden Datenpunkte für PV-Freiflächenanlagen, Agri-PV-Anlagen und einachsig in Ost-West-Richtung nachgeführte Agri-PV-Anlagen.

Die Daten lassen für Freiflächen- und Agri-PV-Anlagen keine klare Unterscheidung hinsichtlich deren Ausrichtung nach Süden und Ost-Westen zu. Es fehlen etwa Angaben zur Seehöhe des Anlagenstandortes, um zum Beispiel den Effekt von Nebel in Tallagen auf die Jahresvolllaststunden bereinigen zu können. Vereinfachend wird daher davon ausgegangen, dass sich die unterschiedlichen Ausrichtungen hinsichtlich ihrer spezifischen Investitionskosten nicht unterscheiden.

Alle Datensätze wurden hinsichtlich ihrer Investitionskosten anlagenkomponenten-spezifisch auf das Jahr 2024 valorisiert. Das bedeutet, dass die einzelnen Kostenanteile der Einzelanlagen bei vollständig angegebenen und als plausibel befundenen Datensätzen

individuell anhand der in Kapitel 3.1.2 beschriebenen Kostenanteile indexiert wurden. Diese Methode ist deutlich aufwändiger, aber auch genauer als eine pauschale Valorisierung für durchschnittliche Anlagenkosten anhand eines auf durchschnittlichen Kostenanteilen basierenden Mischindex. Alle Datensätze wurden individuell auf Vollständigkeit und Plausibilität der Angaben überprüft und wurden gegebenenfalls korrigiert beziehungsweise ausgeschieden. Da die Anzahl der verbleibenden Datensätze damit bereits relativ gering war, wurden in der Auswertung auch für plausibel befundene Planungsdatensätze berücksichtigt. Insgesamt standen so

- 21 Datensätze für PV-Freiflächenanlagen,
- acht Datensätze für Agri-PV Anlagen und
- sieben Datensätze von einachsig nachgeführten Agri-PV-Anlagen

für die Auswertung der Investitionskosten zur Verfügung.

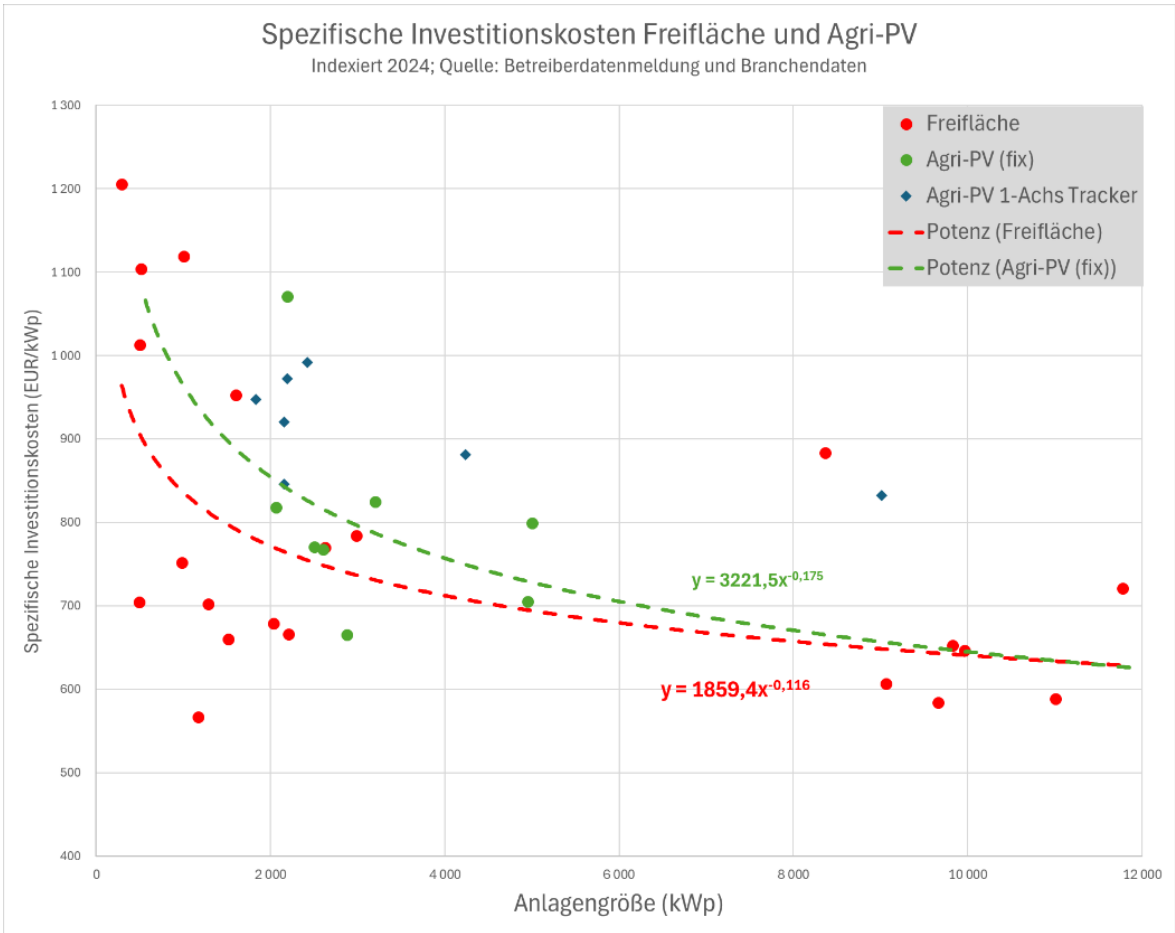
Abbildung 24 zeigt die – bezogen auf die Datenpunkte mit spezifischen Investitionskosten – jeweils resultierenden Regressionskurven für PV-Freiflächenanlagen und Agri-PV-Anlagen. Die spezifischen Investitionskosten von Agri-PV-Anlagen (mit fix montierten Modulen) liegen über jenen von PV-Freiflächenanlagen. Die Regressionsgleichungen wurden verwendet, um die spezifischen Anlagenkosten für die Modellfälle zu bestimmen. Mit zunehmender Anlagengröße konvergieren die Kurvenverläufe, ab circa 10 MWp erscheinen sie deckungsgleich. An dieser Stelle sei angemerkt, dass die Anzahl der Datensätze von Agri-PV-Anlagen vergleichsweise niedrig ist, weshalb hinsichtlich der Interpretation dieser Ergebnisse eine gewisse Unschärfe zu berücksichtigen ist.

Es ist auch bemerkenswert, dass die dargestellten spezifischen Investitionskosten von PV-Freiflächenanlagen der kleinsten Anlagengröße (500 kWp) circa 100 €/kWp über jenen gleich großer Aufdachanlagen zu liegen kommen. Dies wirkt auf den ersten Blick unplausibel, ist aber konsistent mit den Ergebnissen aus früheren Gutachten zu PV-Systemkosten (AIT, 2021) und lässt sich durch die notwendigen Mehrkosten für den Transformator und die Netzableitung zum Umspannwerk erklären (bei Aufdachanlagen ist die notwendige Infrastruktur zur Anbindung ans Netz in der Regel unmittelbar vorhanden).

Für einachsig nachgeführte Agri-PV-Anlagen wurde keine Regressionsanalyse durchgeführt. Der Grund ist, dass es sich bei fünf der sieben Datensätze um Planungsdaten handelt, die jeweils nur den MWp-Anteil einer Anlagenbeteiligung an einer größeren Gesamtanlage widerspiegeln. Die typische Anlagengröße liegt laut

Brancheninformationen bei 5 bis 10 MWp, wobei 10 MWp kosteneffizienter realisierbar sind. Es wurde daher der Durchschnitt der spezifischen Investitionskosten über alle sieben Datenpunkte berechnet und dabei als Annäherung unterstellt, dass diese für eine Anlagengröße von 10 MWp repräsentativ sind.

Abbildung 24: Spezifische Investitionskosten für Freiflächenanlagen und Agri-PV-Anlagen



Quelle: Betreiberdatenmeldung 2025, Branchendaten

Betriebskosten und Volllaststunden

Im Gegensatz zu PV-Aufdachanlagen wurden die Betriebskosten in der vorliegenden Sonderauswertung aufgrund der geringeren Anzahl an Datensätzen als Anteil der Investitionskosten berücksichtigt. Auf diese Weise werden Skaleneffekte bei größeren Anlagen berücksichtigt, ohne dass eine komplette Regressionsanalyse notwendig wird. Die

folgende Tabelle zeigt die entsprechenden Werte für die betrachteten Anlagenkategorien. Die Kostenwerte liegen dabei im aus der Literatur bekannten Bereich von circa 2 %, wobei Agri-PV-Anlagen nachvollziehbar über den Freiflächenanlagen liegen.

Die Tabelle zeigt auch die gewichteten Jahresvolllaststunden im jeweiligen Anlagensegment. Einachsig nachgeführte Agri-PV-Anlagen treten mit 1.290 Jahresvolllaststunden deutlich hervor.

Tabelle 68: Jahresvolllaststunden, Investitionskosten und Betriebskosten nach Anlagenkategorie

Anlagenkategorie	Jahresvolllaststunden (mit kWp gewichtet)	Betriebskosten (mit kWp gewichtet, €/MWh)	Spezifische Investitions-kosten (mit kWp gewichtet, €/kWp)	Anteil der Betriebskosten an den Investitions-kosten
Agri-PV-Anlage mit einachsigem Tracker	1.290	18,6	860	**2,2 %**
Agri-PV-Anlage	1.089	16,6	811	**2,1 %**
PV-Freiflächenanlage	1.087	15,6	800	**1,9 %**

Quelle: Betreiberdaten sowie Branchendaten 2025, eigene Berechnungen

Wie bereits dargelegt, konnten die Investitionskosten nicht nach Anlagenausrichtung (Süden versus Ost-Westen) differenziert werden. Der größte Unterschied zwischen nach Süden und Ost-Westen ausgerichteten Anlagen in Bezug auf die LCOE-Berechnung besteht in ihrem unterschiedlichen Jahresenergieertrag, wobei südseitig ausgerichtete Anlagen höhere Werte erzielen können. Die Modultische beziehungsweise -reihen von Ost-West-Anlagen können jedoch enger zusammengestellt werden als jene von Anlagen mit Südausrichtung, was einen geringeren Flächenbedarf und geringere Pachtkosten bedeutet. Da die Betriebskosten großer, freistehender PV-Anlagen pro Jahr lediglich circa 2 % der Investitionskosten betragen, ist eine Unterscheidung der Pachtflächenkosten im Rahmen dieser Sonderauswertung vernachlässigbar.

Für die weiteren Berechnungen werden die Jahresvolllaststunden zur Differenzierung zwischen südseitig (1.100 h/a) und ost-westseitig (1.000 h/a) ausgerichteten

PV-Freiflächen- und Agri-PV-Anlagen angesetzt. Die aus dem Durchschnitt der Datensätze resultierenden circa 1.090 Jahresvolllaststunden lassen darauf schließen, dass sich deutlich mehr nach Süden als nach Ost-Westen ausgerichtete PV-Anlagen in der Stichprobe befinden und/oder dass einzelne Anlagen über der Nebelgrenze stehen. Für die Kategorie der einachsig nachgeführten PV-Anlagen wurde hingegen der gewichtete Durchschnittswert aus Tabelle 68 angesetzt (1.290 h/a).

Ergebnis: PV-Freiflächenanlagen

Es wurden jeweils vier Fälle mit nach Süden und nach Ost-Westen ausgerichteten PV-Freiflächenanlagen berechnet, die sich nur durch die angenommenen Jahresvolllaststunden unterscheiden (1.100 h/a und 1.000 h/a). Für alle Anlagen wurden die Basis-Volllaststunden aufgrund des Entfalls der Marktprämie bei negativen Preisen um 10 % reduziert, sodass die angesetzten Volllaststunden letztlich bei 990 h/a für Anlagen mit Süd-Ausrichtung und bei 900 h/a für Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung zu liegen kamen (6-h-Regel, siehe Kapitel 2.5.6). In der folgenden Tabelle sind die repräsentativen Anlagen sowie die jeweiligen LCOE-Ergebnisse dargestellt.

Tabelle 69: LCOE-Ergebnisse für repräsentative PV-Freiflächenanlagen

Engpassleistung der PV-Freiflächenanlage	LCOE bei Süd-Ausrichtung [€/MWh]	LCOE bei Ost-West-Ausrichtung [€/MWh]
500 kWp	113,6	120,4
1.000 kWp	105,1	111,4
5.000 kWp	87,8	93,1
10.000 kWp	81,3	86,2

Diskussion und Einordnung

Im Vergleich zu den Empfehlungen für den Höchstpreis bei der PV-Marktprämien-Ausschreibung (75,8 €/MWh beziehungsweise 56,9 €/MWh unter Berücksichtigung des 25%igen Freiflächenabschlages gemäß § 33 (1) EAG) fallen die obigen LCOE-Werte für PV-Freiflächenanlagen in allen Kategorien deutlich höher aus. Zurückzuführen ist dies in erster Linie auf den – im Vergleich zu den Aufdachanlagen – (vor allem Freiflächen ab 500 kWp betreffenden) **fehlenden Eigenverbrauch** und den **starken Einfluss der 6-h-Regel** bei

negativen Strommarktpreisen.[7] Ein weiterer Aspekt ist der in diesem Gutachten genutzte CAPM-Ansatz zur Ermittlung des WACC (siehe Kapitel 2.4 – der Ansatz entspricht einem für viele PV-Projekte eher konservativen Ansatz). Die Rückmeldungen aus den Betreiberdaten deuten darauf hin, dass Investoren in manchen Projekten auch mit geringeren Eigenkapitalverzinsungen kalkulieren. Zudem sind hier Modellfälle mit Kosten für Transformatoren und Netzableitung zum Umspannwerk abgebildet. Standorte, an denen Zusatzkosten für die Netzeinbindung günstiger ausfallen als in den Modellfällen angenommen (zum Beispiel Nähe zum nächsten Netzanschlusspunkt oder Nutzung eines gemeinsamen Netzanschlusspunktes mit Windparks), können Kostenvorteile haben.

Der derzeit gültige Abschlag von 25 % auf den Höchstpreis für PV-Freiflächenanlagen bei PV-Ausschreibungen erscheint auf Basis der durchgeführten LCOE-Berechnung für Anlagengrößen von 0,5 bis 10 MWp nicht durch Kostenunterschiede gerechtfertigt zu sein.

Einer der Hauptgründe für die hohen LCOE-Werte ist die gestiegene Bedeutung der bestehenden 6-h-Regelung gemäß § 15 EAG, der sich in einer Erhöhung der LCOE von rund 8 % auswirkt (siehe auch die Parametervariation in Abbildung 26). Durch den raschen PV-Ausbau (sowohl in Österreich als auch angrenzenden Ländern), insbesondere in den letzten beiden Jahren, kommt es im Sommer um die Mittagszeit vermehrt zur Anwendung dieser Regelung. Diese Entwicklung wurde möglicherweise bei den in den vorhergehenden Jahren abgebebenen Geboten von den Anlagenbetreibern nicht vorhergesehen. Die Reduktion der vergütungswirksamen Jahresvolllaststunden kann sich in den kommenden Jahren durch einen weiteren PV-Zubau bei gleichzeitig unzureichender Erhöhung der Flexibilität noch ausweiten.

Solange keine wirksamen Mechanismen in Kraft sind, die der steigenden Anzahl an negativen Stunden am Strommarkt entgegenwirken, wäre eine weitere Attraktivierung von PV-Freiflächenanlagen, die über die Mittagszeit den Großteil ihrer PV-Erzeugung als Überschusseinspeisung ans öffentliche Netz abgeben, nicht systemkosteneffizient.

[7] In den Betreibermeldungen 2025 tauchen auch wenige Freiflächenanlagen mit 200 bis 300 kWp auf, die einen geringen zweistelligen Prozentsatz an Eigenverbrauch aufweisen.

Solange die gleichzeitige Installation von netzdienlich und systemdienlich betriebenen Batteriespeichern nicht grundsätzlich durch das Fördersystem vorgesehen beziehungsweise wirtschaftlich ist und eine effiziente Nutzung dieser Speicherkapazitäten beispielsweise durch Beladung aus dem öffentlichen Netz in den Wintermonaten regulatorisch nicht vorgesehen ist, sollte die derzeitige Abschlagsregelung für PV-Freiflächenanlagen beibehalten werden.

Nicht in der Auswertung berücksichtigt sind erlösseitige, vorteilhafte Effekte von nach Ost-Westen ausgerichteten Anlagen aufgrund des höheren Marktwertes des Erzeugungsprofils. Das Erzeugungsprofil dieser Anlagenkategorie unterscheidet sich deutlich und systemisch vom durchschnittlichen Erzeugungsprofil von nach Süden ausgerichteten PV-Anlagen in Österreich: mehr Einspeisung in den regelmäßig höherpreisigen Morgen- und Abendstunden, weniger Einspeisung während der Mittagsstunden mit niedrigeren bis hin zu negativen Preisen. Die Berechnung des Marktwertes zur Festlegung der Marktprämie erfolgt jedoch auf Basis eines durchschnittlichen Erzeugungsprofils für ganz Österreich. Dies führt zu einer vorteilhaften Erlössituation im laufenden Anlagenbetrieb bei nach Ost-Westen ausgerichteten Anlagen, die in den dargestellten LCOE konzeptionell nicht sinnvoll abgebildet werden kann (da Strommarkterlöse per Definition nicht Teil der LCOE sind) und den Vergleich mit anderen Anlagentypen erschwert. Aus Sicht der Systemintegration und Fördereffizienz weisen nach Ost-Westen ausgerichtete Anlagen Vorteile im Vergleich zu nach Süden ausgerichteten PV-Anlagen auf.

Durch die bestehenden Regelungen zum Freiflächenabschlag wird indirekt die Doppelnutzung von landwirtschaftlichen Flächen incentiviert. Nach Süden ausgerichtete PV-Freiflächenanlagen könnten an wirtschaftlich besonders günstig gelegenen Standorten zum Beispiel mit der Möglichkeit eines örtlichen Eigenverbrauchs (Betriebsgelände mit angrenzenden Grünflächen) von PV-Strom oder einer Hybridisierung mit Windparks und einer Stromspeicher-Infrastruktur weiterhin trotz des Freiflächenabschlags von 25 % realisiert werden.

Ergebnis: LCOE für Agri-PV-Anlagen

Tabelle 70 zeigt die entsprechend der zuvor beschriebenen Methode ermittelten LCOE für die berechneten repräsentativen Agri-PV-Anlagen.

Tabelle 70: LCOE-Berechnungsergebnisse für repräsentativen Agri-PV-Anlagen mit Süd- und Ost-West-Ausrichtung

Engpassleistung der Agri-PV-Anlage	LCOE bei Süd-Ausrichtung [€/MWh]	LCOE bei Ost-West-Ausrichtung [€/MWh]
500 kWp	137,0	145,1
1.000 kWp	121,8	129,0
5.000 kWp	92,8	98,2
10.000 kWp	82,6	87,4

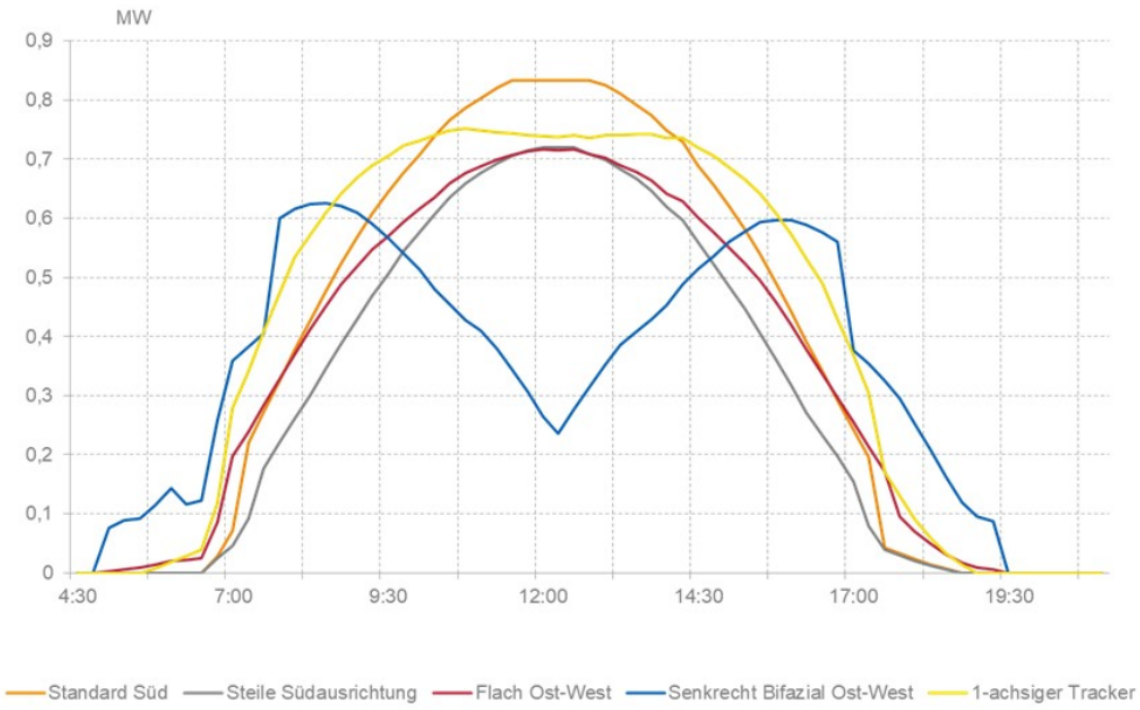
Bei Agri-PV-Anlagen wurden zusätzlich zu Anlagen mit klassisch aufgeständerten Modultischen mit Orientierung zur Sonne nach Süden oder Osten und Westen zwei weitere, systemisch generell nach Ost-Westen ausgerichtete Anlagenvarianten untersucht.

Für **einachsig nachgeführte Agri-PV-Anlagen** (einachsiger Tracker) standen mit den Betreiberfragebögen nur zwei Datensätze zur Verfügung, fünf weitere Datensätze konnten den Plandaten entnommen werden. Wie oben beschrieben wurde für diese Kategorie der auf das angenommene Baujahr 2027 valorisierte gewichtete Mittelwert der spezifischen Investitionskosten angesetzt (852,8 €/kWp), entsprechend ergab sich nur ein Datenpunkt bei 10 MWp. Als Betriebskosten wurde ein Anteil von 2,2 % der Investitionskosten pro Jahr angesetzt (18,5 €/MWh). Für diese Anlagenkategorie wurde zudem der 6-h-Abschlag evaluiert: Eine vereinfachte Analyse auf Basis eines aus der Branche gelieferten realen Lastprofils ergab mit 8,65 % einen signifikant geringeren Volllaststunden-Abschlag als im Durchschnitt über alle Anlagen (9,97 %). Der resultierende LCOE-Wert für einachsig nachgeführte Agri-PV-Anlagen lag aufgrund der höheren Investitionskosten mit **102,6 €/MWh** dennoch über dem Niveau von gleich großen fix aufgeständerten Agri-PV-Anlagen.

Für **vertikal montierte, nach Ost-Westen ausgerichtete Anlagen** stand nur ein Datensatz zur Verfügung. Demnach ist eine seriöse Beurteilung der LCOE nicht möglich. Eine überschlagsmäßige Betrachtung anhand der bei diesem Datensatz angegebenen Werte

ergab LCOE in derselben Größenordnung wie bei nach Ost-Westen ausgerichtete Anlagen derselben Größenkategorie (beide Anlagenkonfigurationen erreichen 1.000 Volllaststunden). Anzumerken ist jedoch, dass das Lastprofil noch deutlich system- und marktdienlicher ist als etwa bei nach Ost-Westen ausgerichteten PV-Anlagen (siehe blaue Linie in Abbildung 25– der Erzeugungsschwerpunkt liegt hier nicht mehr in den Mittagsstunden).

Abbildung 25: PV-Strom-Erzeugungsprofile von verschiedenen PV-Anlagentypen



Quelle: (Rosenzopf, 2022)

Diskussion und Einordnung

Agri-PV-Anlagen im Allgemeinen sowie die in diesem Gutachten eingangs definierten Agri-PV-Anlagen mit einachsigen Trackern und Agri-PV-Anlagen mit senkrecht montierten Modulen werden in der Betriebsförderung und der Investitionszuschussförderung unterschiedlich behandelt.

Im Bereich der **Investitionsförderung** muss zwischen „konventioneller Agri-PV“ (vom Freiflächenabschlag befreit) und „innovativer Agri-PV“ unterschieden werden. Innovative

Anlagen (vertikal montierte Anlagen mit bifazialen Modulen sowie Anlagen mit einer Modultischhöhe > 2 m, siehe Begriffsbestimmungen) sind nicht nur vom Freiflächenabschlag befreit, sondern qualifizieren sich zusätzlich für einen Zuschlag zum Investitionszuschuss in der Höhe von 30 %.

Um die Auswirkung des Investitionszuschusses auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen zu illustrieren, wurden die LCOE mit um den Förderbetrag reduzierten Investitionskosten berechnet. Bei einer nicht-innovativen Agri-PV-Anlage mit 1 MWp (Kategorie D, maximal 120 €/kWp Zuschuss) reduzieren sich die LCOE durch Ansetzen eines Fördersatzes von 120 €/kWp im Vergleich zur nicht bezuschussten Anlage um 13 % auf 106 €/MWh (nach Süden ausgerichtet) beziehungsweise auf 112 €/MWh (nach Ost-Westen ausgerichtet). In beiden Fällen liegen die LCOE damit immer noch über dem aktuellen Marktpreisniveau. Eine wichtigere Einschränkung stellt im Bereich der Investitionszuschüsse jedoch die Anlagengröße dar: Investitionszuschüsse können nur bis zu einer Anlagengröße von 1 MWp beantragt werden (beziehungsweise nur für die ersten 1 MWp bei größeren Anlagen). Die Investitionszuschuss-Förderschiene erscheint daher für Großanlagen ohne signifikanten Eigenverbrauch wenig attraktiv.

Für weitere in diesem Gutachten nicht explizit betrachtete innovative Anlagen, beispielweise semitransparente PV-Module für Obst- oder Weinbaukulturen oder sehr hoch aufgeständerte Anlagen, die unterhalb von Landmaschinen befahren werden können, sind ebenfalls höhere Investitionskosten als bei Aufdachanlagen zu erwarten. Hier kann die Förderung mittels des Zuschlags für innovative PV-Anlagen einen zusätzlichen Anreiz bieten und weitere Innovationen fördern (siehe auch letztes Kapitel in Anhang I). Derartige Fälle konnten aufgrund fehlender Daten jedoch nicht analysiert werden, weswegen keine Aussage getroffen werden kann, ob der Innovationszuschlag für weitere Anlagen in diesem Segment angemessen ist.

Im Bereich der **Betriebsförderung** sind die hier betrachteten, eingangs definierten Agri-PV-Anlagen vom Freiflächenabschlag befreit (insoweit sie die Kriterien gemäß § 33 Absatz 3 Ziffer 1 EAG erfüllen). Sie sind damit hinsichtlich der Vergütungshöhe Aufdachanlagen gleichgestellt, haben aber einen gewissen Nachteil aufgrund des mit zunehmender Anlagengröße fehlenden Eigenverbrauchs und der höheren Kosten für Transformator und Energieableitung. 1 MWp übersteigende Agri-PV-Anlagen haben in der Regel keinen signifikanten Eigenverbrauchsanteil, deshalb ist die Betriebsförderung für größere Anlagen allein aus ökonomischen Gründen attraktiver als der Investitionszuschuss.

Wie auch PV-Freiflächenanlagen können Agri-PV-Anlagen mit systemdienlicher Ausrichtung (Ost-Westen, vertikal bifazial, einachsige Tracker) aufgrund des Erzeugungsprofils mit einem höheren Marktwert Zusatzerlöse erwirtschaften, die in den LCOE-Berechnungen nicht berücksichtigt sind. Auch im Hinblick auf die Systemintegration und -dienlichkeit sowie Fördereffizienz weisen nach Ost-Westen ausgerichtete Anlagen Vorteile im Vergleich zu nach Süden ausgerichteten Anlagen auf.

Exkurs: Vergleich zur Situation in Deutschland

In Relation zum Höchstpreis nach Kapitel 3.3.1 und zu den Ausschreibungsergebnissen bei PV-Freiflächenanlagen in Deutschland erscheinen die oben berechneten LCOE für Freiflächen- und Agri-PV-Anlagen hoch.

In Deutschland lag der Höchstwert für Strom aus „besonderen PV-Anlagen“ (unter anderem Agri-PV-Anlagen) für 2024 bei maximal 9,5 ct/kWh. Bei der betreffenden Ausschreibung zu Solaranlagen des ersten Segments zum Gebotstermin am 01.07.2025 betrug

- der niedrigste Gebotswert eines Gebotes, das einen Zuschlag erhielt, 4,00 ct/kWh,
- der **höchste Gebotswert** eines Gebotes, das einen Zuschlag erhielt, 6,26 ct/kWh und
- der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert 4,84 ct/kWh.

Es wurden 258 Gebote mit einem Gebotsvolumen von 2.27 GW bezuschlagt (Bundesnetzagentur, 2025).

Die Situation in Deutschland unterscheidet sich in wichtigen Punkten von der in Österreich:

1. In Deutschland werden nicht vergütete Stunden gemäß § 51a EEG 2023 durch eine Verlängerung des Vergütungszeitraums ausgeglichen, entsprechend wäre kein Jahresvolllaststundenabschlag in Abzug zu bringen. Diese Regelung im Rahmen des sogenannten Solarspitzengesetzes gilt für Neuanlagen mit Inbetriebnahme ab 25.02.2025. Es gibt keine beziehungsweise die erwähnte, zeitlich verschobene Einspeisevergütung / Marktprämie bei negativen Börsenstrompreisen (Viertelstunden-Basis).

2. Ausgleichsenergiekosten sind in Deutschland wesentlich geringer als in Österreich.

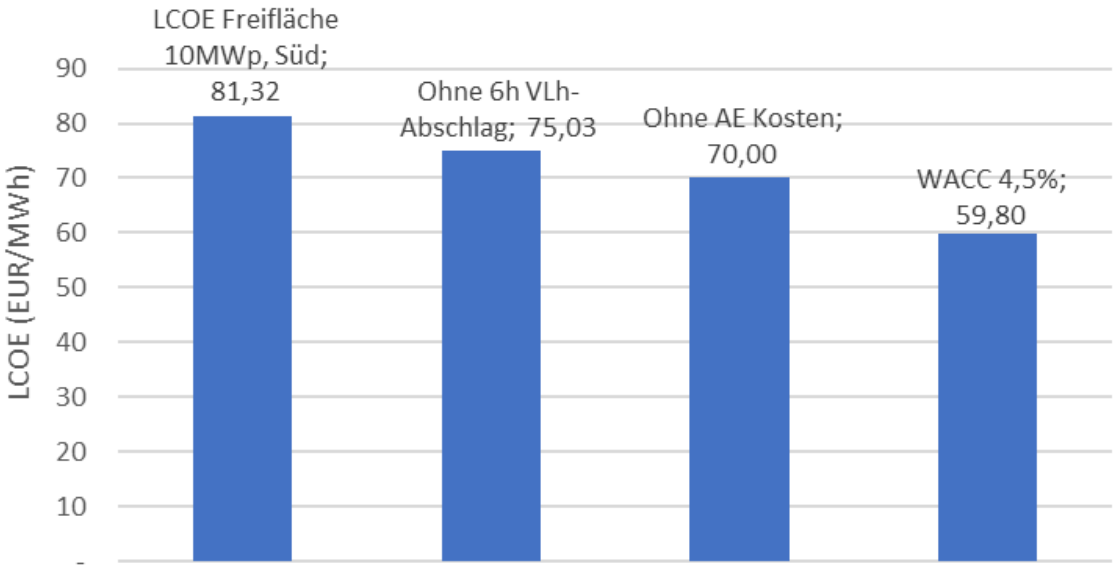
3. In Deutschland ist es aufgrund der Landschaftsstrukturen und gesetzlichen Regelungen des EEG derzeit möglich, PV-Freiflächenanlagen mit bis zu 20 MWp und vorbehaltlich einer noch ausstehenden Notifikation durch die EU-Kommission mit bis zu 50 MWp zu errichten. Außerhalb des EEG werden schon jetzt deutlich größere Anlagen errichtet.

4. Deutschland ist ein deutlich größerer Markt, in dem Anlagenbetreiber zum Beispiel mit einer größeren Projektpipeline bessere Einkaufspreise und damit auch Finanzierungskonditionen vorfinden sowie mit einem damit einhergehenden (insbesondere bezogen auf die Projektvorbereitungsphase) effizienteren Personaleinsatz wettbewerbsfähigere Gebote legen können.

5. Manche Anlagenbetreiber könnten sich aufgrund des starken Wettbewerbs auch mit einer geringeren Eigenkapitalverzinsung als in diesem Gutachten angeführt zufriedengeben (zum Beispiel Genossenschaften oder die öffentliche Hand).

Die nachfolgende fiktive Parametervariation gibt einen Eindruck davon, wie stark sich einzelne der in der obigen Punktation erwähnten Kostenannahmen auf die Höhe des LCOE bei einer PV-Freiflächenanlage mit 10 MWp auswirken. Sie stellen keinen in der Realität erzielbaren Fall dar, können aber zeigen, wie stark kostensteigernde Faktoren wirken können. Werden die drei in Abbildung 26 angeführten Kostenvorteile für einen fiktiven Fall der Reihe nach additiv in der LCOE-Berechnung berücksichtigt, so reduzieren sich die LCOE dieser Anlage theoretisch auf unter 60 €/MWh.

Abbildung 26: Parametervariation für den fiktiven Fall einer 10-MWp-PV-Freiflächenanlage mit Süd-Ausrichtung



Weitere Gründe für die deutlich niedrigeren Gebotspreise in Deutschland im Vergleich zu Österreich:

6. In Deutschland verfügen viele Anlagenbetreiber – im Gegensatz zu Österreich – bereits über mehrjährige Erfahrung mit Power Purchase Agreements (PPA). Viele größere Anlagen werden bereits gänzlich am Fördersystem vorbei mittels PPA finanziert und realisiert. Es ist daher auch nicht unüblich, dass PV-Freiflächenanlagen mit einer Kombination aus PPA und einer Marktprämie finanziert werden.

7. In Deutschland ist der Einsatz von Stromspeichern (als Co-Location-Grünstromspeicher hinter dem Netzanschlusspunkt) zur zeitlichen Verschiebung der PV-Stromerzeugung in Zeiten mit höheren Strommarktpreisen weit verbreitet. Größere Stromspeicher mit einer mit der PV-Wechselrichterleistung deckungsgleichen Speicherleistung und einer zweistündigen Kapazität amortisieren sich aufgrund der hohen Intraday Spreads zwischen Mittags- und Hochpreisphasen beziehungsweise des darauf basierenden Arbitragehandels innerhalb weniger Jahre. Dies wird durch gesunkene Speicherpreise und eine Befreiung von Netzgebühren für Einspeiser ermöglicht. Mittlerweile ist es auch möglich, die Speicher auch im Winter vermehrt zu nutzen, da sie als Graustromspeicher (Bezug von unter Umständen auch nicht erneuerbarem Strom aus dem Netz) genutzt werden können. Dazu gibt es eine gesetzliche Regelung, wonach Stromspeicher, die bis 20.08.2029 einen

Netzanschlusspunkt erhalten und in Betrieb gehen, jeweils 20 Jahre lang von Netzgebühren für Einspeiser befreit sind. Dies soll dazu beitragen, auf effiziente Weise mehr Flexibilität im Stromsystem zu verwirklichen.

Parkplatzüberdachung

Die Datenlage hinsichtlich PV-Anlagen für die Parkplatzüberdachung fällt zu gering aus, um aussagekräftige LCOE zu berechnen und somit eine konkrete Empfehlung abgeben zu können. Zwar lassen sich Investitionskosten aus einigen endabgerechneten Datensätzen der OeMAG ableiten, allerdings ist nicht bekannt, welche individuellen Kostenelemente (zum Beispiel Gestaltung der Dachkonstruktion und der Aufständerung, Witterungsschutz durch die PV-Anlage et cetera) hinter der jeweiligen Investitionssumme stehen. Seitens der Betreiberfragebögen ist nur ein einziger Datensatz vorhanden, der vergleichsweise hohe Investitionskosten von 3.000 €/kWp aufweist. Zum Vergleich: Eine Auswertung von Fraunhofer ISE (Fraunhofer ISE, 2023) aus dem Jahr 2023 (ebenfalls auf Basis von OeMAG-Daten) ergab einen durchschnittlichen Investitionskostenwert von lediglich 1.470 €/kWp. Das mit der installierten kWp-Leistung gewichtete Mittel der Investitionskosten der Parkplatzüberdachungen der diesjährigen OeMAG-Datenlieferung lag bei circa 1.560 €/KWp. Es besteht somit keine verlässliche Datengrundlage hinsichtlich spezifischer Investitionskosten, der Betriebskosten, der Art der Anlagenausführung beziehungsweise der Kostenanteile nach entsprechenden Komponenten et cetera.

In der deutschsprachigen Literatur werden die Investitionskosten von PV-Anlagen mit Parkplatzüberdachung häufig mit circa 50 % über jenen von Aufdachanlagen eingeschätzt. Dies sei in erster Linie auf die Unterkonstruktion zurückzuführen, die reine PV-Anlage unterscheide sich nicht wesentlich in den Investitionskosten. Die Spannbreite der Investitionskosten falle jedoch sehr weit aus, da es sich um einen jungen Markt handle und verschiedene Unterkonstruktionen eingesetzt würden (Stryi-Hipp & Uhland, 2022). In einer Schweizer Studie werden die Erstinvestitionskosten für ein Faltdach beziehungsweise Carport als zweieinhalb- bis dreimal höher angegeben als für eine Aufdachanlage (Brugger, 2022).

Im Fall einer Machbarkeitsstudie im Auftrag der Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH für eine PV-Anlage inklusive Parkplatzüberdachung mit einer Leistung von 493 kWp machte die Unterkonstruktion 55 % der Investitionskosten aus, welche sich auf 1.900 €/kWp belaufen. Die Gestehungskosten für diese Projekt wurden

zwischen 13 und 16 ct/kWh angenommen (Piguel, 2025). Die Betriebskosten wiederum sind vergleichbar mit Aufdachanlagen (Brugger, 2022). In mehreren Quellen werden Parkplatzanlagen mit Volleinspeisung als derzeit nicht wirtschaftlich angegeben, Investitionsförderungen oder Strompreisförderungen werden aber als effektive Maßnahme beschrieben, um die Wirtschaftlichkeit zu gewähren, zum Beispiel (Brugger, 2022).

Es gilt zu beachten, dass die Unterkonstruktion zwar die Investitionskosten gegenüber Aufdachanlagen erhöht, jedoch auch für Witterungsschutz sorgt, welcher die Lebensdauer der Fahrzeuge und der Stellplätze verlängert (Stryi-Hipp & Uhland, 2022). Diese ökonomischen Überlegungen werden bei den Wirtschaftlichkeitsberechnungen nicht abgebildet. In der Literatur wird daher empfohlen, Parkplatzüberdachungen mit und ohne Solarzellen zu vergleichen, anstatt sich auf den Vergleich mit Aufdachanlagen zu konzentrieren (Stryi-Hipp & Uhland, 2022).

Zusätzlich ist die Wirtschaftlichkeit dieser Projekte im Wesentlichen vom jeweiligen Geschäftsmodell und vom anzunehmenden Eigenverbrauch abhängig. Eine Nutzung des Stroms für Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge erhöht die Wirtschaftlichkeit erheblich (Stryi-Hipp & Uhland, 2022). Grundsätzlich lässt sich sagen, dass es sich bei PV-Parkplatzüberdachung um einen Sonderfall handelt: In Kombination mit einem Ladepark handelt es sich letztlich um einen anderen Business-Case als in den anderen betrachteten Fällen, weshalb der angenommene WACC für eine PV-Investition auch nur bedingt anwendbar ist. Darüber hinaus lassen sich geldwerte Vorteile wie Witterungsschutz, wie bereits erwähnt, schwer in der Wirtschaftlichkeitsberechnung quantitativ allgemeingültig abbilden, da der Wert der Fahrzeuge stark variiert.

Aufgrund des Mangels an Daten, was Nutzungskonzept, Betriebskosten und Kostenanteile beziehungsweise Art der Ausführung der Gesamtanlage angeht, kann daher keine belastbare Aussage zu den Gestehungskosten getroffen werden. Eine vom Status quo abweichende Förderempfehlung kann daher durch dieses Gutachten nicht pauschal abgeleitet werden.

Innovationszuschlag

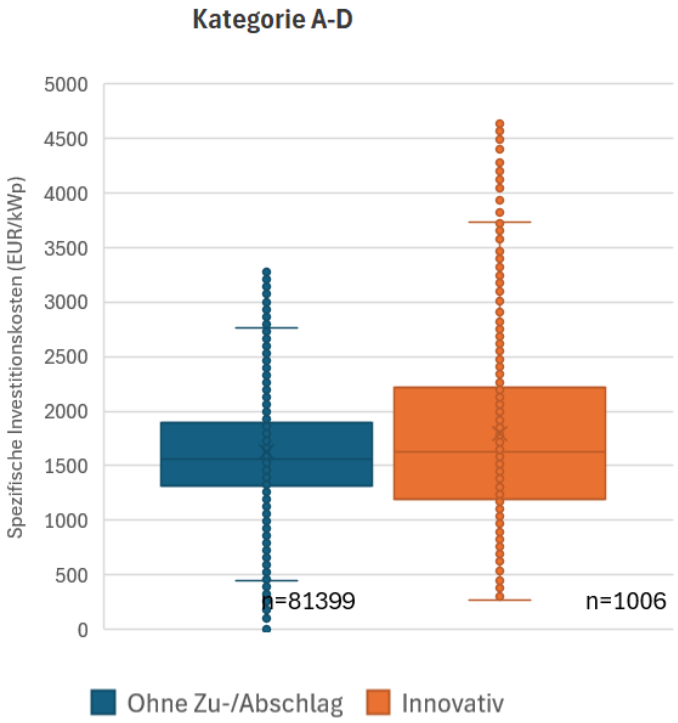
Gemäß § 56 Absatz 12 EAG ist für innovative PV-Anlagen per Verordnung ein Zuschlag von bis zu 30 % vorgesehen. Der aktuell verordnete Zuschlag liegt beim definierten Höchstwert von 30 %. Es stellt sich die Frage, ob die Höhe des Zuschlags gerechtfertigt ist.

Zusätzlich zur LCOE-Berechnung zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Anlagentypen wurden daher die spezifischen Investitionskosten der OeMAG-Abrechnungsdaten (welche aus der Investitionsförderschiene stammen) analysiert.

Abbildung 27 zeigt die Verteilungsdiagramme (Boxplots) der spezifischen Investitionskosten von PV-Anlagen ohne Zu- und Abschlag (blau, üblicherweise Aufdachanlagen) sowie PV-Anlagen mit 30 % Innovationszuschlag (rot) für alle Größenkategorien. Der Median der innovativen Anlagen liegt mit 1.633 €/kWp um 19 % über dem Median der Anlagen ohne Zu- oder Abschlag (1.369 €/kWp). Beim Mittelwert ist der Unterschied mit 25 % noch etwas höher. Der absolute Unterschied zwischen den Investitionszuschusskategorien liegt im Median daher bei 243 €/kWp, beziehungsweise 346 €/kWp bei Betrachtung der Mittelwerte. Dieser Kostenunterschied wird durch den Innovationszuschuss mit 36 €/kWp (Kategorie D, Basiswert 120 €/kWp) bis maximal 45 €/kWp (Kategorie A, Basiswert 150 €/kWp) teilweise, aber keineswegs vollständig, kompensiert.

Abgesehen von Mittelwert und Median unterscheiden sich die spezifischen Investitionskosten bei beiden Anlagenkategorien jedoch auch in der Form der Verteilung: So zeigt sich in der innovativen Anlagenkategorie eine deutlich höhere Streuung der spezifischen Investitionskosten. Die höhere Streuung bedeutet, dass trotz des höheren Mittelwertes bei vielen Anlagen der zusätzliche Förderanreiz über den Innovationsbonus nicht notwendig gewesen wäre, während manche (teurere) Anlagen eventuell aufgrund nicht ausreichender Anreize nicht gebaut wurden. Diese Datenpunkte sind im resultierenden Datensatz demnach nicht enthalten.

Abbildung 27: Verteilung der spezifischen Investitionskosten für endabgerechnete PV-Anlagen ohne Zu- oder Abschlag sowie mit Aufschlag (innovativ) und ohne Batteriespeicher der Kategorien A–D



Quelle: OeMAG-Förderabrechnungsdaten

Anmerkung: Inbetriebnahmejahr ≥ 2024; der obere Grenzwert zur Ausreißerbereinigung wurde entsprechend dem eineinhalbfachen Interquantilsabstand bei 3.335 (ohne Zu-/Abschlag) beziehungsweise 4.649 €/kWp (innovativ) gewählt.

Anhang II: Überlegungen zur Aufsplittung der PV-MP-Ausschreibung in zwei Größenklassen

Hintergrund des Subauftrags

Anhang II widmet sich Überlegungen zu Vor- und Nachteilen einer Aufsplittung der PV-Marktprämien-Ausschreibung (MP-AS) in zwei getrennte Größenklassen mit zwei unabhängig zu ermittelnden Höchstpreisen. Die Analysen wurden im Juli und August 2025 durchgeführt. Die Durchführung des Auftrags erfolgte zu einem Zeitpunkt, zu dem die Erhebung der Datenbasis für das 3. EAG-Gutachten bereits im Gange, aber noch nicht abgeschlossen war.

Die in diesem Anhang dargestellten Abschätzungen erfolgen auf Basis von Daten des 2. EAG-Gutachtens, Daten der AEA jüngeren Datums, zum Beispiel (Österreichische Energieagentur, 2024), sowie bereits im Juli eingegangenen Daten, die im Zuge des 3. EAG-Gutachtens erhoben wurden (Details siehe weiter unten). Die Datenbasis weicht daher – aus besagten zeitlichen Gründen – von der deutlich umfassenderen Datenbasis ab, die für die Empfehlungen des vorliegenden 3. EAG-Gutachtens herangezogen wurde. Die im Folgenden dargestellten numerischen Ergebnisse sind daher mit dieser Einschränkung zu betrachten. Dies ändert jedoch nichts an den grundsätzlichen Erkenntnissen und der Belastbarkeit der Aussagen in diesem Abschnitt (siehe auch Erläuterungen weiter unten).

Vorüberlegungen

Um einen ersten Eindruck zu gewinnen, wurde auf Daten aus der EAG-Förderdatenbank zur Marktprämienförderung im Zeitraum 2022–2023 zurückgegriffen, die im Zuge des EAG-Evaluierungsberichtes (Österreichische Energieagentur, 2024) verwendet wurden. Ziel war es, eine Einschätzung zu erhalten, wie viele Anträge in zwei unterschiedlichen, hypothetisch angenommenen Größenklassen eingereicht wurden und welche Anteile die verschiedenen Größenklassen an den insgesamt eingereichten Anträgen hatten.

Gleichzeitig wurde anhand historischer Daten der Einfluss unterschiedlicher Leistungsgrenzen auf die resultierende Aufteilung hinsichtlich Anzahl und Leistung der Förderanträge in den jeweiligen Größenklassen untersucht.

Tabelle 71 stellt das Ergebnis dieser ersten Analyse dar. Bei allen Fällen wurde für die Teilnahme an der Ausschreibung eine untere Schwelle von 10 kWp angenommen. Der „oberen Größenklasse“ wurden Projekte oberhalb der jeweils angegebenen „Klassenteilungsleistung“ zugerechnet, der „unteren Größenklasse“ Projekte mit installierten kWp unterhalb dieser Leistungsgrenze.

Tabelle 71: Beispielvarianten der Verteilung von MP-Anträgen und kumulierter Leistung auf zwei Größenklassen bei Beibehaltung der MP-AS-Teilnahmeschwelle von 10 kWp

Leistung	Größenklasse	Anteil an der kumulierten beantragten Leistung	Anteil an den insgesamt eingereichten Anträgen
Klassenteilungsleistung bei 100 kWp	Obere Größenklasse	98 %	49 %
	Untere Größenklasse	2 %	51 %
Klassenteilungsleistung bei 300 kWp	Obere Größenklasse	94 %	31 %
	Untere Größenklasse	6 %	69 %
Klassenteilungsleistung bei 8.000 kWp	Obere Größenklasse	51 %	3 %
	Untere Größenklasse	49 %	97 %

Quelle: Eigene Berechnung auf Basis von Daten der EAG-Förderdatenbank, aus (Österreichische Energieagentur, 2024)

Die Analyse zeigt, dass leistungsstarke Anlagen zwar nur einen kleinen Anteil an den eingereichten Anträgen ausmachen, jedoch einen erheblichen Anteil an der insgesamt installierten Leistung. Außerdem wird deutlich, dass bei einer Größenklassenteilung bei 100 oder 300 kWp die Aufteilung der Anträge auf die beiden entstehenden Größenklassen hinsichtlich der kumulativ beantragten Leistung ungefähr gleich ist, während sich die Verteilung der Anzahl an Anträgen von circa 50/50 auf ein Drittel / zwei Drittel verändert. Erst ab einer Größenklassenteilung bei 8 MWp würden nahezu gleich große kumulierte Leistungsanteile in beide entstandene Größenklassen fallen, jedoch wäre die Anzahl der Anträge in der Klasse der größeren Anlagen sehr gering, was ein geringes Maß an Wettbewerb in dieser Größenklasse implizieren würde.

Darüber hinaus wurde zur MP-Ausschreibung die Möglichkeit eines Anhebens der Teilnahmeschwelle von derzeit 10 kWp diskutiert. Hintergrund dieser Überlegungen ist eine mögliche Verringerung des bürokratischen Aufwands für zu bearbeitende Anträge, da bis 1 MW mit der Investitionsförderung ohnehin eine alternative Förderoption besteht. Schließlich verursacht eine Kleinanlage denselben administrativen Aufwand für die Förderabwicklung wie eine Großanlage, gleichzeitig tragen Kleinanlagen in Summe aber nur geringfügig zur beantragten Gesamtleistung bei. So stellen Anlagen bis 100 kWp 50 % der Anträge, aber nur 2 % der beantragten Gesamtleistung.

Basierend auf den eben beschriebenen Ergebnissen und Überlegungen, wurden neben den bestehenden Ausschreibungsbedingungen (im Folgenden als Variante 1 bezeichnet) folgende weitere Größenklassenaufteilungs-Varianten für eine differenzierte Betrachtung von Untergrenzen und Stufengrenzen für eine Teilung der MP-AS in zwei Größenklassen festgelegt:

- Größenklassenteilungs-**Variante 1**:
  - **10 kWp** Teilnahmeschwelle
  - **keine Klassenteilung**, bisherige Regelung
- Größenklassenteilungs-**Variante 2**:
  - **20 kWp** Teilnahmeschwelle
  - **200 kWp** Klassenteilungsleistung
- Größenklassenteilungs-**Variante 3**:
  - **50 kWp** Teilnahmeschwelle
  - **200 kWp** Klassenteilungsleistung
- Größenklassenteilungs-**Variante 4**:
  - **50 kWp** Teilnahmeschwelle
  - **100 kWp** Klassenteilungsleistung
- Größenklassenteilungs-**Variante 5**:
  - **20 kWp** Teilnahmeschwelle
  - **100 kWp** Klassenteilungsleistung
- Größenklassenteilungs-**Variante 6**:
  - **50 kWp** Teilnahmeschwelle
  - **300 kWp** Klassenteilungsleistung

Methodik

Zielsetzung der Berechnungen ist es, die zu erwartenden maximalen Fördervolumina für Modellanlagen (diese stellen Anlagengrößen dar), die die oben definierten Größenklassen repräsentieren, zu ermitteln. Dabei wurde grundsätzlich wie folgt vorgegangen:

1. Festlegung der repräsentativen Anlagengrößen für die jeweilige Größenklassenteilungs-Variante (Modellanlage)
2. Berechnung der LCOE der Modellanlagen auf Basis der Methode in Abschnitt 2.2 dieses 3. EAG-Gutachtens
3. Ermittlung des zu erwartenden maximalen Gesamtfördervolumens für die Größenklassenteilungs-Varianten 1 bis 6 (unter der Annahme, dass jeweils das festgesetzte Fördervolumen von 700 MWp ausgeschöpft und ohne Wettbewerb zum Höchstwert vergeben wird)

Als Datenbasis für die LCOE-Berechnung wurde auf jene Betreiberbögen zurückgegriffen, die bereits im Juli übermittelt worden waren. Dadurch konnten 181 Datensätze verwendet werden, welche allerdings (bis auf wenige Ausnahmen) nur Anlagen ab 200 kWp abbilden. Um auf Daten für kleinere Anlagen zurückgreifen zu können, wurde ein Datensatz verwendet, der aus einer Stichprobe der OeMAG-Investitionszuschuss-Daten 2023 besteht. Dabei handelt es sich um 65 Datensätze von Anlagen ab 10 kWp bis 35 kWp. Stark abweichende Werte, die auf fehlerhafte Angaben von Anlagenbetreibern schließen lassen, wurden entfernt.

Da aus den Betreiberfragebögen keine Informationen zu Anlagen über 20 MW vorliegen, wurden keine Betrachtungen über dieser Leistungsgrenze vorgenommen.

Um die Größenklassenteilungs-Varianten monetär evaluieren zu können, wurden in einem ersten Berechnungsschritt – wie bereits erwähnt – repräsentative Modellanlagen definiert. Dabei wurde die Leistung jeweils im arithmetischen Mittel der Größenklasse angenommen, zum Beispiel liegt in Variante 4 (50 kWp Untergrenze, 100 kWp Stufengrenze, 20 MW Obergrenze) die Leistung der Modellanlage für die obere Größenklasse bei 10,1 MW und für die untere Größenklasse bei 75 kWp. Bei den Varianten 2, 3 und 6 wurde die Berechnung für die untere Größenklasse mit zwei Modellanlagen durchgeführt. Grund hierfür ist, dass ab 100 kWp eine geringe Anzahl an Datensätzen von den Betreiberfragebögen verwendet wurde. Beispielweise wurde für Variante 3 (50 kWp Untergrenze, 200 kWp Stufengrenze, 20 MW Obergrenze) für die

untere Größenklasse zur Anlage mit 75 kWp eine zweite Anlage mit 150 kWp hinzugezogen. Beide LCOE-Werte wurden dann nach der historischen Häufigkeit der Anlagengrößenklassen gemäß EAG-Evaluierungsbericht (Österreichische Energieagentur, 2024) gewichtet.

In einem zweiten Schritt erfolgte die Berechnung der LCOE-Werte für die für die jeweiligen Größenklassen repräsentativen Modellanlagen. Zur Ermittlung der spezifischen Investitionskosten wurde eine Regressionsanalyse über die spezifischen Investitionskosten nach Anlagengröße über alle vorhandenen Datenpunkte durchgeführt. Die durchschnittlichen spezifischen Kosten für den Wechselrichter wurden ebenfalls aus den Datensätzen ermittelt.

Über die Betreiberfragebögen konnten der durchschnittliche gewichtete Eigenverbrauch und die durchschnittlichen Betriebskosten (rückblickend mit guter Übereinstimmung mit den finalen Auswertungen des Gutachtens) abgeschätzt werden. Für kleinere Anlagen war dies nicht möglich, da diese Information in den OeMAG-Investitionszuschussdaten nicht vorhanden ist. Hinsichtlich der Betriebskosten für die kleineren Anlagen wurden mangels Daten die durchschnittlichen Betriebskosten der großen Anlagen verwendet und um die bei kleinen Anlagen anfallende höhere Messpauschale ergänzt. Somit erhöhen sich die Betriebskosten kleiner Anlagen im Vergleich zu etwas größeren Anlagen etwas. Diese Herangehensweise wurde mit der später erfolgten Auswertung der Betreiberfragebögen bestätigt.

Da der Eigenverbrauchsanteil einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der LCOE-Ergebnisse hat, wurde beschlossen, diesen Parameter in den im folgenden Absatz angeführten Berechnungsszenarien zu berücksichtigen. Die LCOE-Werte wurden daher jeweils für folgende Eigenverbräuche (EV) ermittelt: 0 %, 50 %, 100 %. Diese EV stellen laut Betreiberfragebögen repräsentative Bandbreiten für den EV dar. Da für die Beispielanlagen < 100 kWp keine empirischen Eigenverbrauchsdaten vorhanden waren, wurde in diesen Fällen zusätzlich ein durchschnittlicher Wert von 30 % EV angesetzt.

Als finale Berechnungsszenarien wurden für jede der sechs oben angeführten Größenklassenteilungs-Varianten jeweils fünf weitere Subvarianten berechnet. Letztere unterscheiden sich hinsichtlich der Eigenverbräuche der Modellanlagen in der größeren und kleineren Größenkategorie folgendermaßen:

- EV-**Subvariante 1**: **50 % EV** für die kleinen Anlagen, **34 % EV** für die großen Anlagen
- EV-**Subvariante 2**: **30 % EV** für die kleinen Anlagen, **10 % EV** für die großen Anlagen
- EV-**Subvariante 3**: **0 % EV** für die kleinen Anlagen, **0 % EV** für die großen Anlagen
- EV-(Synthese-)**Subvariante 4**: **Mittelwert** aus den **Subvarianten 1 und 3**
- EV-(Synthese-)**Subvariante 5**: **Mittelwert** aus den **Subvarianten 2 und 3**

Im folgenden Kapitel werden nicht alle 30 Varianten (sechs Größenklassenteilungs-Varianten mit fünf EV-Subvarianten), sondern, aufgrund ihrer Eignung zur höchsten Aussagekraft der Berechnungsergebnisse, insbesondere die beiden letzten EV-Synthese-Subvarianten auch mit Datenergebnissen hinsichtlich des jeweiligen Förderbedarfs näher beleuchtet.

Ergebnisse

In EV-Subvariante 1 wurden die sechs Größenklassenteilungs-Varianten mit einem angenommenen Eigenverbrauch von 34 % für Anlagen der oberen Größenklasse und einem Eigenverbrauch von 50 % für Anlagen der kleineren Größenklasse angesetzt. 34 % EV entsprechen dem durchschnittlichen gewichteten Eigenverbrauch der Anlagen aus den Betreiberfragebögen, bei den 50 % EV handelt es sich um eine Annahme. Die Berechnungen zeigen, dass die kleinen Anlagen mit 50 % EV einen sehr niedrigen, teilweise negativen LCOE-Wert aufweisen. Dies ist durch den vermiedenen Stromnetzbezug und die damit einhergehenden Ersparnisse bedingt (vermiedene Opportunitätskosten).

EV-Subvariante 2 orientiert sich an den Eigenverbrauchsannahmen des 2. EAG-Gutachtens, und es wurden 10 % EV für das große Anlagen- und 30 % EV für das kleine Anlagensegment angenommen. In dieser Subvariante fallen die LCOE-Werte deutlich höher aus, trotzdem ist der LCOE-Wert bei den Anlagen der kleineren Kategorie noch immer geringer als bei jenen der größeren Kategorie. Dies zeigt, dass der EV hinsichtlich der Stromgestehungskosten einen stärkeren Einfluss hat als die Kostendegression der spezifischen Investitionskosten bei größeren Anlagen. Die starke Abhängigkeit der

Ergebnisse vom angenommenen Eigenverbrauch ist darauf zurückzuführen, dass ein Anstieg der Stromkosten (Energie- und Netzkosten steigen in den 2030er Jahren) durch den Umbau des Stromsystems hin zur Klimaneutralität angenommen wurde (Anmerkung: Diese Annahme wurde im 3. EAG-Gutachten nicht beibehalten). Mit einer abweichenden, moderateren Strompreisentwicklungsannahme wäre dieser Effekt geringer ausgeprägt (aber dennoch vorhanden).

In EV-Subvariante 3 wurde für alle Anlagen 0 % Eigenverbrauch angenommen.

Die EV-(Synthese-)Subvarianten 4 und 5 stellen schließlich Mittelwerte aus Variante 1 und 3 (Synthese-Subvariante 4) beziehungsweise 2 und 3 (Synthese-Subvariante 5) dar. Hintergrund hierfür ist, dass es analog zum Vorjahresgutachten als realistisch angesehen werden kann, dass einige Anlagen einen Eigenverbrauch von 0 % haben, zum Beispiel im Fall von Freiflächenanlagen ohne relevante Verbraucher vor Ort. Die Ergebnisse sind in den folgenden beiden Tabellen ersichtlich.

Tabelle 72: Ergebnisse EV-(Synthese-)Subvariante 4

Größen-klassen-teilungs-Variante	MP-AS Teilnahme-Schwelle [kWp]	Klassen-teilungs-leistung bei [kWp]	LCOE untere Klasse [€/MWh]	LCOE obere Klasse [€/MWh]	Maximales Förder-volumen untere Klasse [€]	Anteil an der kumulierten Leistung	Maximales Förder-volumen obere Klasse [€]	Anteil an der kumulierten Leistung	Summe des maximalen Marktprämien-volumens [€]
Variante 1	10	keine Teilung	76,05	-	44.184.082	100 %	-	-	44.184.082
Variante 2	20	200	20,90	68,64	329.096	3 %	38.683.445	97 %	39.012.541
Variante 3	50	200	18,79	68,64	197.243	2 %	39.082.243	98 %	39.279.486
Variante 4	50	100	69,35	68,675	364.061	1 %	39.501.173	99 %	39.865.235
Variante 5	20	100	70,96	68,675	745.028	2 %	39.102.172	98 %	39.847.199
Variante 6	50	300	66,46	68,605	1.744.575	5 %	37.866.530	95 %	39.611.105

Quelle: Berechnungen der AEA

Tabelle 73: Ergebnisse EV-(Synthese-)Subvariante 5

Größen-klassen-teilungs-Variante	MP-AS Teilnahme-Schwelle [kWp]	Klassen-teilungs-leistung bei [kWp]	LCOE untere Klasse [€/MWh]	LCOE obere Klasse [€/MWh]	Maximales Förder-volumen untere Klasse [€]	Anteil an der kumulierten Leistung	Maximales Förder-volumen obere Klasse [€]	Anteil an der kumulierten Leistung	Summe des maximalen Marktprämien-volumens [€]
Variante 1	10	keine Teilung	99,91	-	62.940.150	100 %	-	-	62.940.150
Variante 2	20	200	91,20	90,365	1.627.920	3 %	58.289.943	97 %	59.917.863
Variante 3	50	200	89,09	90,365	1.060.171	2 %	58.890.871	98 %	59.951.042
Variante 4	50	100	97,47	90,405	579.947	1 %	59.518.132	99 %	60.098.078
Variante 5	20	100	99,08	90,405	1.178.993	2 %	58.916.939	98 %	60.095.931
Variante 6	50	300	92,13	90,335	2.740.818	5 %	57.069.136	95 %	59.809.954

Quelle: Berechnungen der AEA

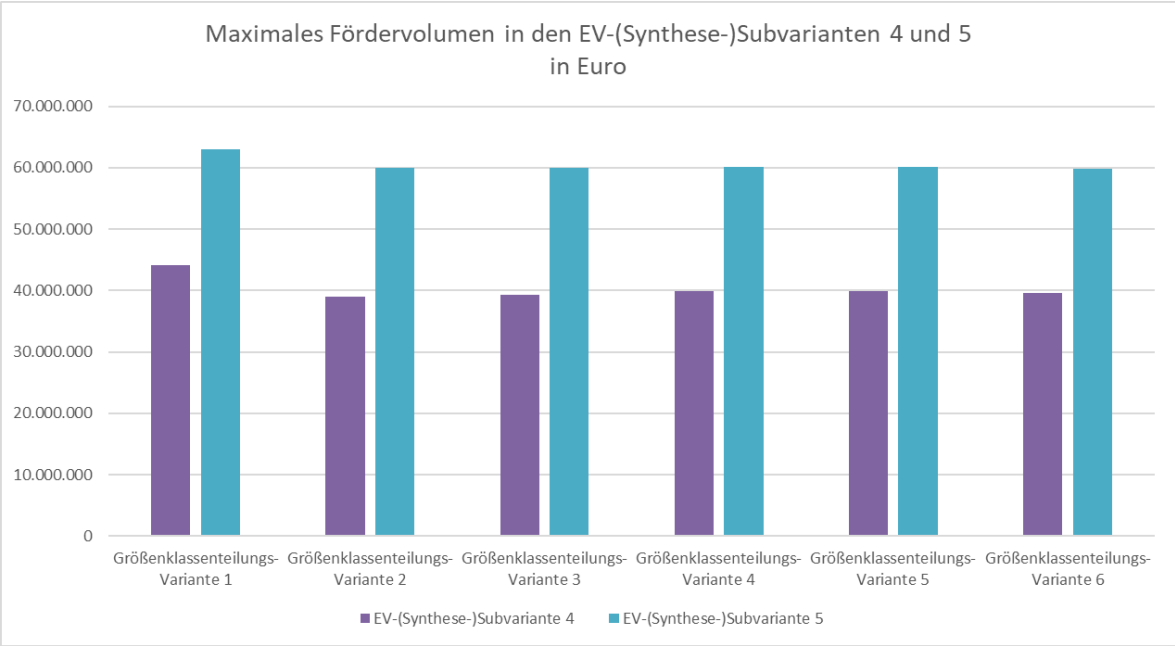
Abbildung 28 gibt eine Übersicht über das maximale Gesamtfördervolumen. Dieses ergibt sich zum einen aus der geförderten Leistung laut EAG-MPV von 700 MW und der damit einhergehenden Erzeugungsmenge, die hier als Vorgabe beibehalten wurde. Andererseits ergibt es sich aus den LCOE der repräsentativen Anlagen in jeder der betrachteten Größenkategorien. Durch Multiplikation der Überschusseinspeisemengen (Erzeugung abzüglich EV) der Modellanlagen mit den jeweiligen LCOE ergibt sich das LCOE- beziehungsweise azW-Volumen, das der Multiplikation der LCOE der jeweiligen Modellanlage mit dem von dieser ins Netz eingespeisten Energievolumen entspricht.

Im Detail wurde mithilfe der Auswertung der EAG-Förderdatenbank (Größenverteilung der MP-Antragsdaten der ersten beiden Förderjahre) – je nach Klassenteilungsleistung – der jeweilige Anteil der oberen oder unteren Größenklasse an der gesamten Leistung berechnet. Anschließend wurde die sich daraus ergebende Leistung überschlägig mit 1.000 Jahresvolllaststunden, dem jeweiligen LCOE-Wert und dem ins Netz eingespeisten Überschussanteil (1 minus Eigenverbrauchsquote) multipliziert. So ergibt sich das maximal vergütbare Marktprämienvolumen in Euro, wenn man keinen Wettbewerb (und damit eine Vergabe zum Höchstpreis an alle bezuschlagten Anlagen, ohne Leistungsüberhang oder -unterdeckung der Auktion) voraussetzt.[8]

Im Ergebnis ist klar ersichtlich, dass Variante 1 zu einem leicht höherem Gesamtvergütungsvolumen führt, da einerseits in Variante 1 (diese entspricht in etwa dem bisherigen Vorgehen zur Höchstpreisbestimmung des 2. EAG-Gutachtens[9]) keine Teilung in zwei Größenklassen vorgenommen wurde und die MP-AS-Teilnahmeschwelle außerdem bei 10 kWp liegt. Es zeigt sich, dass der Einfluss des angenommenen Eigenverbrauchsanteils (Variante 4 und 5) hingegen über alle Varianten deutlich größer ist.

[8] Reduktionen der ausgezahlten Marktprämie aufgrund von EAG § 15 (Aussetzung der MP bei negativen Marktpreisen) und EAG §11 (6) (Rückzahlung bei hohen Referenzmarktwerten) wurden nicht berücksichtigt.
[9] Einzelne Aspekte sind in dieser Betrachtung jedoch noch nicht berücksichtigt. Hierzu zählt insbesondere die im 2. EAG-Gutachten vorgenommene Valorisierung von Investitionskosten auf einen zukünftigen Investitionszeitpunkt, da noch keine entsprechend aktualisierten Preisindizes und zugehörigen Investitionskostenanteile für eine Inbetriebnahme im Jahr 2026 vorliegen. Die in den Berechnungen angesetzten Investitionskostenniveaus entsprechen im Mittel den Investitionskosten des Jahres 2023, womit für den Investitionszeitpunkt 2026 jedenfalls eine weitere Kostendegression zu erwarten ist.

Abbildung 28: Maximales Fördervolumen in EV-(Synthese-)Subvariante 4 und 5



Empfehlungen

Allgemeine Überlegungen zu Klassenteilungsleistung und Teilnahmeschwelle in kWp

Grundsätzlich ist festzuhalten, dass jede Aufteilung von Ausschreibungsvolumina die **Gefahr einer Fragmentierung des Wettbewerbs** mit sich bringt. Beim Zustandekommen eines echten Wettbewerbs sinken die Angebotspreise und Anlagen mit hohem Eigenverbrauch wären automatisch im Vorteil gegenüber größeren Volleinspeise-Anlagen. Dies wäre tendenziell ein Vorteil für kleinere Anlagen, da hier meist ein höherer Eigenverbrauchsanteil gegeben ist (wobei eigenverbrauchsoptimierte Anlagen grundsätzlich in allen Größenkategorien Wettbewerbsvorteile haben).

Ein weiterer grundsätzlicher Punkt ist, dass die Untergrenze für die Teilnahme an der Marktprämienausschreibung (Teilnahmeschwelle) in Österreich mit **10 kWp im Vergleich zu den Nachbarländern niedrig** gewählt ist. So liegt die Teilnahmeschwelle beispielsweise In Deutschland bei 1.000 kWp. Eine Erhöhung dieser Schwelle vermindert den Administrationsaufwand bei nur geringer Auswirkung auf den gesamten Leistungszubau. Eine Anhebung der Teilnahmeschwelle auf 20 oder 30 kWp würde bedeuten, dass private Haushalte von der Marktprämienförderung größtenteils

ausgeschlossen werden, während kleine und mittlere Unternehmen (KMU) erst bei einer Teilnahmeschwelle ab etwa > 30 kWp betroffen wären.

Generell ist die Marktprämie insofern attraktiv, als sie die **Finanzierbarkeit** von PV-Projekten vor allem im gewerblichen Bereich positiv beeinflusst. Dies kommt insbesondere KMU mit niedriger Eigenkapitaldeckung zugute, für die die MP eine Alternative zur Investitionsförderung darstellt.

Allgemein sinken durch jeden **Eingriff in bestehende Fördersysteme** die Planungssicherheit und somit auch die wahrgenommene Attraktivität der Investition in Neuanlagen sowie zumindest kurzfristig die Bankability im Falle von Fremdkapitalaufnahmen. Inwiefern die Investitionsfreude bei PV von diesen Effekten betroffen ist, ist nur schwer beurteilbar, jedoch anzuzweifeln, da die Wirtschaftlichkeit bei hoher Eigenverbrauchsdeckung einen großen Motivator für Investitionsentscheidungen darstellt.

Es kann davon ausgegangen werden, dass sich **ein höherer Eigenverbrauch bei kleineren Anlagen** wesentlich **stärker zugunsten niedriger LCOE auswirkt** als die Kostendegression bei großen Anlagen. Eine Splittung des Marktprämienmodells in eine untere und obere Größenklasse würde dazu führen, dass (bei angemessener Berücksichtigung des Eigenverbrauchsanteils) die Höchstpreise in der unteren Größenklasse rechnerisch niedriger zu liegen kommen als in der oberen Größenklasse.

Konkrete Empfehlungen zur Wahl der Klassenteilungsleistung und Teilnahmeschwelle in kWp

Vorangestellt wird, dass es sich bei allen numerischen Werten um **Ergebnisse** handelt, die noch vor dem Vorliegen der gesamten Datenbasis und der finalisierten Datenauswertungen zum 3. EAG-Gutachtens berechnet wurden. Die geringfügigen Abweichungen in der Datenbasis ändern jedoch nichts an den grundsätzlichen Aussagen in diesem Kapitel.

Prinzipiell lässt sich feststellen, dass die Wahl der Teilnahmeschwelle im Bereich 20 kWp bis 50 kWp (aufgrund der dominierenden Rolle des unter Wettbewerb erzielbaren EV) nur einen geringen Einfluss auf die in der AS realisierten LCOE-Werte hat. Wie bereits erwähnt, führt ein Anheben der Unterschwelle aber zu einer Verminderung des administrativen Aufwands. Demnach wird eine **Erhöhung der Teilnahmeschwelle von 10 kWp auf mindestens 20 kWp** empfohlen. Eine weitere Erhöhung auf 50 kWp

oder darüber hinaus ist anhand einer Abwägung von administrativen und (akzeptanz-)politischen Überlegungen zu bewerten, hier kann keine eindeutige Empfehlung abgegeben werden.

Bezüglich des Setzens einer konkreten Klassenteilungsleistung führt eine **Trennung bei 200 kWp** zu einem guten Kompromiss aus einer Senkung durchschnittlich zu zahlender Höchstpreise und einer Beibehaltung eines relevanten Wettbewerbs in der oberen Größenklasse. Bei höheren Werten, zum Beispiel bei 300 kWp, sinkt die Zahl der erwartbar teilnehmenden Anlagen. Die Klassenteilungsleistung von 200 kWp stellt einen Wert dar, bei dem eine ähnliche Anzahl an Anträgen in beiden Größenklassen (der unteren und oberen) zu erwarten ist. Variante 2 repräsentiert die eben beschriebenen Überlegungen (Teilnahmeschwelle bei 20 KWp, Klassenteilungsleistung bei 200 kWp) und fällt auch hinsichtlich des maximalen Gesamtfördervolumens im Vergleich zu den anderen betrachteten Fällen günstig aus. Eine Klassenteilung bei 200 kWp könnte einerseits dazu führen, dass Freiflächen- und Agri-PV-Anlagen bis zu dieser Grenze mit anderen PV-Anlagen (vor allem Aufdach-PV) mit ebenfalls tendenziell hohen Eigenverbrauchsquoten in Konkurrenz treten würden. Dies würde beispielsweise einer starken Fragmentierung des Landschaftsbildes im Umfeld besiedelter Gebiete vorbeugen. Andererseits reduziert sich im Bereich über 200 kWp für Freiflächen- und Agri-PV-Anlagen zunehmend die Möglichkeit, hohe Eigenverbräuche zu erzielen, da die Wahrscheinlichkeit einer dreifachen örtlichen Nähe – der für die PV-Anlage gewidmeten Fläche, des nächstgelegenen verfügbaren Netzanschlusspunkts und des entsprechend großen Verbrauchers – eher sinkt. Laut Betreiberdatenerhebung 2025 wurden Freiflächenanlagen erst ab 200 bis 300 kWp realisiert, wobei mit abnehmender Anlagengröße und damit zunehmenden spezifischen Investitionskosten auch ein zunehmender Eigenverbrauch erforderlich wird. Der Eigenverbrauch bei diesen wenigen Anlagen lag jedoch im niedrigen zweistelligen Prozentbereich (ähnlich wie bei der Kleinwasserkraft). PV-Freiflächenanlagen stehen zudem in Konkurrenz mit Agri-PV-Anlagen gleicher Anlagengröße. Auf diese erfolgt zudem kein 25%iger Abschlag auf den empfohlenen Höchstpreis für die PV-Ausschreibung, da hier eine Doppelnutzung von landwirtschaftlichen Flächen erfolgt. Das schränkt deren Wettbewerbsfähigkeit weiter ein, insbesondere da im PV-Bereich ein verstärkter Wettbewerb bei den Ausschreibungen wahrzunehmen ist.

Um **Mitnahmeeffekte in der eigenverbrauchsdominierten unteren Größenklasse** zu verhindern, wird darüber hinaus empfohlen, das Fördervolumen so zu wählen, dass in diesem Segment ein echter Wettbewerb stattfinden kann.

Weitere Argumente und Empfehlungen

Die Beibehaltung von **Freiflächenabschlägen** wird, wenn, dann **nur für die obere Größenklasse** empfohlen, da bei kleineren Aufdach- sowie Freiflächenanlagen ohnehin der erzielbare Eigenverbrauch über die Wettbewerbsfähigkeit entscheidet. So wurden bereits viele kleinere (in der Regel betrieblich genutzte) Freiflächenanlagen außerhalb von Fördersystemen (am Rande des Betriebsgeländes) realisiert.

Die **wahrgenommene „Angemessenheit" hinsichtlich der Anreizgestaltung** bei einer Aufteilung in zwei Leistungskategorien könnte durch mögliche (vor allem bedingt durch einen höheren Eigenverbrauch) niedrigere LCOE in der kleineren Größenklasse im Vergleich zur größeren Größenklasse beeinträchtigt werden, da dies gängigen Erwartungshaltungen hinsichtlich der Kostendegression von PV-Anlagen widerspricht.

Sollte ein niedrigerer azW in der unteren Größenklasse politisch nicht durchsetzbar sein, könnte über eine entsprechende **Ausschreibungsvolumen-Verknappung in der unteren Klasse der Wettbewerb beanreizt** werden, sodass ein Wettbewerb gewährleistet wird und die Höhe der Höchstpreise eine untergeordnete Rolle spielt.

Eine besondere Aufmerksamkeit sollte außerdem der **Diversität der Azimut-Ausrichtungen von Anlagen** gewidmet werden: Leicht höhere LCOE beziehungsweise Marktprämien geben im Großanlagensegment Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung beziehungsweise einachsigen Trackern bessere Möglichkeiten für einen wirtschaftlichen Betrieb, würden jedoch auch nach Süden ausgerichtete Anlagen noch stärker beanreizen.[10]

[10] PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung haben den Nachteil einer verminderten Biodiversität, da die Modulreihen enger zusammengestellt werden können. Dies könnte kompensiert werden, indem ein Teil der Anlage mit vertikal aufgeständerten bifazialen PV-Modulen errichtet wird. Dadurch ließe sich die Erzeugung solcherart diversifizierter Ost-West-Anlagen zur Mittagzeit – im Sinne einer noch höheren Netzdienlichkeit – noch weiter verringern, da das Erzeugungsprofil vertikaler Module mittags auf circa 25 % der kWp-Leistung zurückgeht und in den Morgen- und Abendstunden circa 80 % der kWp erreicht. Vertikal aufgeständerte Anlagen ermöglichen zudem mehr Raum zur Entfaltung von Biodiversität (in Abhängigkeit von der erlaubten Nutzung dieser Flächen). Mit beiden Anlagenkonzepten (klassisch, geneigt und vertikal aufgeständerte Agri-PV-Anlagen) mit Ost-West-Ausrichtung kann auch jeweils ein Jahresertrag von 1.000 kWh/kWp erreicht werden. Die etwas wirtschaftlicheren (siehe Anhang I), gänzlich nach Süden ausrichteten Agri-PV-Anlagen erreichen zur Mittagszeit hingegen bis zu 90 % der installierten kWp. Diese zeitlich mittlerweile nicht mehr systemdienliche Einspeisung führt immer häufiger zu Abschaltung von zum Beispiel Laufwasserkraftwerken (Re-Dispatch infolge negativer Marktpreise), da bei Freiflächenanlagen in der Regel kein EV möglich ist oder es an Flexibilität zur zeitlichen Verschiebung des Einspeisezeitpunktes in Form eines Stromspeichers fehlt.

Als Fazit erscheint eine Aufteilung der Marktprämienausschreibung in zwei Größenklassen aus dem Blickwinkel der **Fördereffizienz** eine bedenkenswerte Option, wobei unterschiedliche Sichtweisen auf die Vor- und Nachteile zu erwarten sind.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erhaltene Datensätze nach Betreibermeldungen gemäß § 8 EAG 2021 idF BGBl. I Nr. 233/2022 10
Tabelle 2: Historische Inflation und Annahmen für zukünftige Inflationsentwicklung ab Juli 2025 bis 2029 14
Tabelle 3: WACC-Annahmen für verschiedene Technologien (Standardfall) 17
Tabelle 4: Durchschnittliche angenommene Großhandelspreise (in €/MWh) für ausgewählte Zeitintervalle 20
Tabelle 5: Annahme durchschnittlicher Strom-Endkund:innenpreise (in Cent/kWh) für ausgewählte Zeitintervalle 21
Tabelle 6: Annahme durchschnittlicher Ausgleichsenergiekosten (AE-Kosten, in €/MWh) für ausgewählte Zeitintervalle am Beispiel Wind 24
Tabelle 7: Anteil der technologiespezifischen Produktion in 6-h-Regel-Fenstern sowie allgemeiner Anteil der Jahresproduktion zu negativen Preisstunden im Jahr 2024 27
Tabelle 8: Angenommene Kostenanteile bezogen auf Gesamtinvestitionskosten von PV-Aufdachanlagen 33
Tabelle 9: LCOE-Berechnungsergebnis für PV-Aufdachanlagen (in €/MWh) 39
Tabelle 10: Resultierende LCOE-Werte (in €/MWh) für PV-Anlagen der Kategorien A bis D bei Ansatz der jeweils empfohlenen Maximal-Fördersätze und variierenden EV-Anteilen 42
Tabelle 11: Durchschnittliche jährliche Nettokosten des Stromspeichers (in €/Jahr) bei Kombination aus PV-Anlage und Speicher je nach erreichbarer Anhebung des Eigenverbrauchs (EV) und Speicherkapazität 44
Tabelle 12: Charakteristika der ausgewählten Referenzanlagen für Flachlandstandorte bei 0 m Seehöhe in Fußpunkthöhe und 150 m Seehöhe in Nabenhöhe und Norm-Luftdichte (1,225 kg/m³) im jeweils bevorzugten Arbeitsbereich (in v_{med} in m/s) 47
Tabelle 13: Charakteristika der ausgewählten Referenzanlagen für Bergstandorte bei 0 m Seehöhe in Fußpunkthöhe und 150 m Seehöhe in Nabenhöhe und Norm-Luftdichte (1,225 kg/m³) im jeweils bevorzugten Arbeitsbereich (in v_{med} in m/s) 50
Tabelle 14: Anteile der Anlagenkomponenten 2024 nach Anlagengrößen; die Anteile sind bereits Kategorien zugeordnet, für die es statistische Preisindizes gibt 57
Tabelle 15: Empfohlene Höchstpreise für Windenergieanlagen mit einer Standorthöhe bis 400 m Seehöhe für Fördercalls im Jahr 2026 67
Tabelle 16: Darstellung der Korrekturfaktoren für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe bis 400 m Seehöhe in Abhängigkeit von der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion (RJ) 69

Tabelle 17: Darstellung der additiven Korrekturfaktoren für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe ab 1.400 m Seehöhe in Abhängigkeit von der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion (RJ) 70
Tabelle 18: Resultierende LCOE für Windkraftanlagen (in €/MWh) bei Anwendung der empfohlenen Höchstwerte für Investitionszuschüsse (IZ) und unterschiedliche Stromeigenverbräuche 71
Tabelle 19: Indexgewichtung Wasserkraft, für alle Kategorien 77
Tabelle 20: Anzahl der zur Verfügung stehenden Datensätze im Bereich für die verschiedenen Förderschienen im Bereich Revitalisierung 80
Tabelle 21: Berechnungsergebnis Wasserkraft bei Neubau 85
Tabelle 22: Berechnungsergebnis Wasserkraft bei Neubau unter Verwendung eines bestehenden Querbauwerks 86
Tabelle 23: Berechnungsergebnis LCOE und azW bei Revitalisierung, Revitalisierungsgrad < 60 % 88
Tabelle 24: Berechnungsergebnis LCOE und azW bei Revitalisierung, Revitalisierungsgrad 60–200 % 89
Tabelle 25: Berechnungsergebnis LCOE und azW bei Revitalisierung, Revitalisierungsgrad > 200 % 90
Tabelle 26: Berechnungsergebnis LCOE und azW für revitalisierte Anlagen mit einer EPL über 1 MW 91
Tabelle 27: Berechnungsergebnisse und Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse für Wasserkraft bei Neubau (Kategorie A) bis 2 MW 93
Tabelle 28: Berechnungsergebnisse und Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse für Wasserkraft bei Revitalisierung (Kategorie B) bis 2 MW 93
Tabelle 29: Berechnungsergebnisse für resultierende LCOE für Wasserkraft bei Anwendung empfohlener Investitionszuschüsse in €/MWh 94
Tabelle 30: Anteile der Anlagenkomponenten 2024 nach Anlagengrößen 99
Tabelle 31: Betriebskosten von Biomasse-KWK-Modellfällen 2024 in €/MWh$_{el}$ 105
Tabelle 32: Betriebskosten von Biomasse-KWK-Bestandsanlagen für Nachfolgeprämien 2024 in €/MWh$_{el}$ 106
Tabelle 33: Brennstoffpreise für Biomasse-KWK-Anlagen in €/MWh Heizwert 109
Tabelle 34: Mit Bottom-up-Ansatz berechnete Wärmeerlöse für Biomasse-KWK-Anlagen in €/MWh$_{th}$ 110
Tabelle 35: Berechnungsergebnis der Höchstpreisbestimmung für neu errichtete und repowerte KWK-Anlagen mit EPL 0,5–5 MW$_{el}$ bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse .. 111
Tabelle 36: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung beim Repowering von KWK-Anlagen ab 0,5 MW$_{el}$ mit ausschließlichem Einsatz von Biomasse 112

Tabelle 37: Bestehende Biomasse-KWK-Anlagen ab 0,5 MW_{el} – resultierende Abschläge zum Gebotshöchstwert einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit vom Reinvestitionsgrad 113
Tabelle 38: Berechnungsergebnisse für neu errichtete KWK-Anlagen, azW für Biomasse und Reststoffe in €/MWh_{el} 115
Tabelle 39: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung beim Repowering von KWK-Anlagen bis 499 kW_{el} bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse 116
Tabelle 40: Bestehende Biomasse-KWK-Anlagen bis 499 kW_{el} – resultierende Abschläge zum azW einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit vom Reinvestitionsgrad 116
Tabelle 41: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung beim Repowering von KWK-Anlagen bis 499 kW_{el} bei ausschließlichem Einsatz von Restholz . 117
Tabelle 42: Bestehende Restholz-KWK-Anlagen bis 499 kW_{el} – resultierende Abschläge zum azW einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit vom Reinvestitionsgrad 118
Tabelle 43: Berechnungsergebnis zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL bis 0,5 MW_{el}, azW bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse oder Restholz in €/MWh_{el}.... 119
Tabelle 44: Berechnungsergebnis zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL über 0,5 MW_{el}, azW bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse oder Restholz in €/MWh_{el}.... 120
Tabelle 45: Berechnungsergebnisse zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL über 0,5 MW_{el} mit Entnahmekondensationsturbinen, azW bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse oder Restholz in €/MWh 124
Tabelle 46: Plausibilisierung des empfohlenen Fördersatzes für Holzgas-BHKW-Anlagen auf Basis von Biomasse mit EPL bis 50 kW_{el} 125
Tabelle 47: Resultierende LCOE für Holzgas-BHKW-Anlagen auf Basis von Biomasse mit EPL bis 50 kW_{el} bei Anwendung des empfohlenen Höchstwertes für Investitionszuschüsse (IZ) und unterschiedlichen Stromeigenverbräuchen 126
Tabelle 48: Gewichtung einzelner Preisindizes nach Anlagenkomponenten und resultierender Mischindex zur Investitionskosten-Valorisierung von Biogasanlagen (in %) 127
Tabelle 49: Technische Eingangsparameter Biogas 129
Tabelle 50: Gewählter Substratmix und Gasausbeuten für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el} 130
Tabelle 51: Abgeleiteter Gas- und Substrateinsatz für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el}... 130
Tabelle 52: Substrataufbringung aus eigenem Landwirtschaftsbetrieb und Pachtflächen für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el} 131
Tabelle 53: Kosten der Eigensubstrataufbringung 2026 für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el} 132

Tabelle 54: Kosten externer Substrataufbringung 2026 für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el} 133
Tabelle 55: Kosten von Gülle und Silage zur Entnahme 2026 für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el} 134
Tabelle 56: Gesamtkosten der Gärrestrückführung 2026 für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el} 134
Tabelle 57: Gesamtkosten des Substrats ab Lager und der Gärrestrückführung beziehungsweise des Methans frei BHKW 2026 für Biogas-Neuanlage mit 250 kW_{el} 135
Tabelle 58: Gewählter Substratmix für Bestandsanlage mit 250 kW_{el} 136
Tabelle 59: Abgeleiteter Gas- und Substrateinsatz für Bestandsanlage mit 250 kW_{el} 136
Tabelle 60: Substrataufbringung aus eigenem Landwirtschaftsbetrieb und Fremdflächen für Bestandsanlage mit 250 kW_{el} 137
Tabelle 61: Kosten der Eigensubstrataufbringung 2026 für Bestandsanlage mit 250 kW_{el} 138
Tabelle 62: Kosten externer Substrataufbringung 2026 für Bestandsanlage mit 250 kW_{el} 139
Tabelle 63: Kosten von Gülle und Silage zur Entnahme 2026 für Bestandsanlage 250 kW_{el} 139
Tabelle 64: Gesamtkosten der Gärrestrückführung 2025 für Bestandsanlage mit 250 kW_{el} 140
Tabelle 65: Gesamtkosten des Substrats ab Lager und der Gärrestrückführung beziehungsweise des Methans frei BHKW 2026 für Bestandsanlage mit 250 kW_{el} 141
Tabelle 66: Berechnungsergebnis für Neu- und Bestandsanlagen auf Basis von Biogas... 141
Tabelle 67: Verfügbare Datenbasis für die Sonderauswertungen zu PV 144
Tabelle 68: Jahresvolllaststunden, Investitionskosten und Betriebskosten nach Anlagenkategorie 148
Tabelle 69: LCOE-Ergebnisse für repräsentative PV-Freiflächenanlagen..... 149
Tabelle 70: LCOE-Berechnungsergebnisse für repräsentativen Agri-PV-Anlagen mit Süd- und Ost-West-Ausrichtung..... 152
Tabelle 71: Beispielvarianten der Verteilung von MP-Anträgen und kumulierter Leistung auf zwei Größenklassen bei Beibehaltung der MP-AS-Teilnahmeschwelle von 10 kWp .. 163
Tabelle 72: Ergebnisse EV-(Synthese-)Subvariante 4..... 169
Tabelle 73: Ergebnisse EV-(Synthese-)Subvariante 5..... 170

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über das methodische Vorgehen in diesem Gutachten 12
Abbildung 2: Historische Indexentwicklung bis Mitte 2025 und Projektion bis 2027 (2020=100 Indexpunkte) 15
Abbildung 3: Entwicklung von Spot- und Ausgleichsenergiepreisen (Monatsdurchschnitt) zur Energielieferung und Vergleich mit Regressionsergebnissen 23
Abbildung 4: Grafische Veranschaulichung monatlicher Anteile von Stunden mit negativen Strompreisen (Blautöne: Strompreise unter 0), Stand September 2025 25
Abbildung 5: Häufigkeit der Betroffenheit von Stunden im Jahr 2024 bei unterschiedlichen Periodendauern der Aussetzung der Marktprämie (Status quo: 6-h-Regel) 26
Abbildung 6: Eigenverbrauchsanteil von Aufdach-PV-Anlagen nach Anlagengröße 32
Abbildung 7: Spezifische Investitionskosten PV-Aufdachanlagen (ausgenommen innovative PV) 36
Abbildung 8: Spezifische Betriebskosten von PV Aufdachanlagen 37
Abbildung 9: Spezifische Kosten von Stromspeichern 38
Abbildung 10: Verlauf des Windkraft-Mischindex 58
Abbildung 11: Gesamte spezifische Investitionskosten von 11 Bestandswindparks im Flachland, valorisiert auf das Jahr 2027 59
Abbildung 12: Verlauf der Betriebskosten (indexiert) am Normstandort (exklusive AE-Kosten und HKN-Erlöse) 62
Abbildung 13: Gesamte Betriebskosten von 11 Bestandswindparks und 2 geplanten Windparks im 1. Betriebsjahr (BJ) 2024, normiert auf Normstandort, inklusive W&IH-Kosten im 1. BJ, exklusive AE-Kosten im 1. BJ, exklusive HKN-Erlöse 64
Abbildung 14: Boxplot für Neubau, Revitalisierung sowie gemeinsame Auswertung für alle Anlagen 74
Abbildung 15: Auswertung Volllaststunden Wasserkraft 76
Abbildung 16: Spezifische Investitionskosten Wasserkraft Neubau, Valorisiert auf das Jahr 2024 79
Abbildung 17: Betriebskosten Wasserkraft inklusive eingebrachter Eigenleistung 82
Abbildung 18: Eigenverbrauchsanteil von Wasserkraftanlagen nach Anlagengröße 83
Abbildung 19: Verlauf der über alle Anlagen gemittelten Biomasse-Mischindizes 100
Abbildung 20: Spezifische Gesamt-Investitionskosten von Holzgas-BHKW [€/kW_{el}] 101
Abbildung 21: Spezifische Gesamt-Investitionskosten von Dampfkraftprozess-KWK [€/kW_{el}] 102
Abbildung 22: Spezifische Betriebskosten von Biomasseanlagen [€/MWh_{el}] 105

Abbildung 23: Istpreise für Biomasse (Waldhackgut) und Szenariopreise für Biomasse und Restholz beim Einsatz in Biomasse-KWK-Anlagen größer 0,5 MW_{el} 108
Abbildung 24: Spezifische Investitionskosten für Freiflächenanlagen und Agri-PV-Anlagen . 147
Abbildung 25: PV-Strom-Erzeugungsprofile von verschiedenen PV-Anlagentypen 153
Abbildung 26: Parametervariation für den fiktiven Fall einer 10-MWp-PV-Freiflächenanlage mit Süd-Ausrichtung 157
Abbildung 27: Verteilung der spezifischen Investitionskosten für endabgerechnete PV-Anlagen ohne Zu- oder Abschlag sowie mit Aufschlag (innovativ) und ohne Batteriespeicher der Kategorien A–D 161
Abbildung 28: Maximales Fördervolumen in EV-(Synthese-)Subvariante 4 und 5 172

Formelverzeichnis

Formel 1: Berechnungsformel der LCOE ohne Restwertbestimmung 13
Formel 2: Berechnungsformel des WACC-Satzes 16
Formel 3: Berechnungsformel Leistung einer Windenergieanlage (P_{WEA}) 51
Formel 4: Jahresenergieertrag (Jahres-Windertrag) einer Windenergieanlage (E_{Jahr}) 51
Formel 5: Berechnung des Jahresenergieertrags mittels Rayleigh-Verteilung 51
Formel 6: Berechnungsformel für die Luftdichte (vereinfachte Formel für trockene Luft) 52

Literaturverzeichnis

AIT. (2021). Gutachten: Referenzkosten Photovoltaik im Auftrag der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. Wien.

ALB Bayern e.V. (2021a). Fachinformation Maisstroh. Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (ALB Bayern e.V.).

ALB Bayern e.V. (2021b). Gülle- und Gärresttransport (Teil 1) – Grundüberlegungen und Empfehlungen zur Lagerkapazität und Ausbringung. Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V. (ALB Bayern e.V.).

APG. (4. Juli 2025). Ausgleichsenergiepreise. Abgerufen am 04.07.2025 von markttransparenz.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Netzregelung/Ausgleichsenergiepreise.

BMK. (2024). EAG Evaluierungsbericht 2024 gemäß den nationalen Vorgaben § 91 EAG. Wien: BMK.

Bonin, H., Ertl, M., Fortin, I., Grozea-Helmenstein, D., Hlouskova, J., Hofer, H., . . . Weyerstraß, K. (2025). Sommer-Prognose der österreichischen Wirtschaft 2025-2026: Begnnende Erholung trotz globaler Risiken. Wien: Institut für Höhere Studien – Institute for Advanced Studies (IHS).

Brugger, B. (2022). Nutzung von Industrie- und Gewerbeparkplätzen zur Erzeugung von erneuerbarer Energie. Thurgau, CH. Abgerufen am 03.07.2025 von xpert.digital/wp-content/uploads/2022/10/Studie-von-Industrie-und-Gewerbeparkplaetzen-zur-Erzeugung-von-erneuerbarer-Energie.pdf.

Bundesnetzagentur. (1. Juli 2025). Ausschreibung Solaranlagen erstes Segment: Gebotstermin 1. Juli 2025. Abgerufen am 01.10.2025 von bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/2025/01072025/artikel.html (öffentliche Bekanntgabe der Zuschläge).

Damodaran, A. (1. Jänner 2025a). Country Default Spreads and Risk Premiums. Abgerufen am 03.07.2025 von pages.stern.nyu.edu/~adamodar/.

Damodaran, A. (5. Jänner 2025b). Levered and Unlevered Betas by Industry – Europe. Abgerufen am 03.07.2025 von pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaEurope.xls.

E-Control. (2025). Entwurf: Verordnung des Vorstands der E-Control, mit der die Herkunftsnachweispreis-Verordnung geändert wird (HKN-VO 2026).

Eggler, L., Furtwängler, C., & Knaus, K. (November 2024). Photovolatikpreise im Sinkflug: Die Effekte der Umsatzsteuerbefreiung in Österreich. Abgerufen am 03.07.2025 von bmk.gv.at/dam/jcr:dd6d27f4-6378-4027-9566-917ab8ea4b14/PV_Marktbeobachtung_Factsheet_2024.pdf (Zusammenfassende Ergebnisse).

Entso-E. (Juli 2025). Transparency Platform. Actual Generation, Generation Forecast for Wind and Solar, Day-Ahead Prices . Abgerufen am 31.07.2025 von transparency.entsoe.eu/.

European Commission. (2025). Economic forecast for Austria. Abgerufen am 03.07.2025 von economy-finance.ec.europa.eu/economic-surveillance-eu-member-states/country-pages/austria/economic-forecast-austria_en.

Eurostat. (September 2025). HVPI – Monatliche Daten (Index). Abgerufen am 13.08.2025 von ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/prc_hicp_midx/default/table?lang=de.

FNR. (2014). Leitfaden Feste Biobrennstoffe. Gülzow-Prüzen : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) gefördert durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Fraunhofer ISE. (2023). Studie „Innovative PV-Anwendungen“. Freiburg im Breisgau.

Glocker, C., & Ederer, S. (2025). Österreich kehrt langsam auf den Wachstumspfad zurück – WIFO-Konjunkturprognose 2/2025. Wien: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung.

IG-Holzkraft. (15. September 2025). Gespräch mit Vertretern der IG-Holzkraft zum 3. EAG-Gutachten.

International Energy Agency. (2024). World Energy Outlook 2024.

International Monetary Fund. (2025). World Economic Outlook Database: April 2025 Edition. Abgerufen am 03.07.2025 von imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2025/april.

Kalt, G. (2012). Aktuelle Erzeugungskosten für Ökostrom aus Biomassekraftwerken bis 500 kW sowie aus Biogasanlagen. Wien: Österreichische Energieagentur im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW).

Kowatsch, M. (2018). Eine Bewertung von Biomasse-KWK Anlagen als Basis für zukunftsfähige Einsatzmöglichkeiten. Wien: Diplomarbeit, Matthias Kowatsch.

KPMG. (2025). Quarterly Brief – Cost of Capital parameters as of 30 June 2025.

LfL. (Oktober 2024). Biogasausbeuten verschiedener Substrate. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Abgerufen am 03.07.2025 von lfl.bayern.de/iba/energie/049711/index.php.

LfL. (September 2025). Deckungsbeiträge und Kalkulationsdaten. Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL). Abgerufen am 30.09.2025 von stmelf.bayern.de/idb/default.html.

LK-Mitarbeiter. (4. September 2025). Gespräch zum monatlichen Holzmarktbericht der Landwirtschaftskammer (LK) Österreich mit einem zuständigen Referenten für Forst- und Holzwirtschaft der LK.

lkonline. (September 2025). Agrarpreisindex. Landwirtschaftskammer Niederösterreich (LK-NÖ). Abgerufen am 12.09.2025 von noe.lko.at/agrarpreisindex+2400+3841447.

LLH. (10. März 2022). Flüssige Wirtschaftsdünger: Ausbringungstechniken, -Kosten und Wirtschaftlichkeit. Landesbetrieb Landwirtschaft Hessen (LLH). Abgerufen am 12.09.2025 von llh.hessen.de/unternehmen/technik-energie-und-bauen/verfahrenstechnik-und-energie/fluessige-wirtschaftsduenger-ausbringungstechniken-kosten-und-wirtschaftlichkeit/.

Maschinenring. (2025). Maschinenring-Tarife 2025. (Maschinenring, Hrsg.). Abgerufen am 19.11.2025 von maschinenring.at/files/userdata/global/publikationen/Maschinenring%20Ober%C3%B6sterreich%20Zeitungen/Maschinenring%20Salzkammergut/20250301_Mitgliederbrief-Salzkammergut_M%C3%A4rz%202025.pdf?utm_source=chatgpt.com.

OECD. (2025). OECD Data Explorer: Economic Outlook 117. Abgerufen am 03.07.2025 von data-explorer.oecd.org/.

Oesterrreichische Nationalbank. (2025). Prognosen der wichtigsten Wirtschaftsindikatoren für Österreich. Abgerufen am 03.07.2025 von oenb.at/isawebstat/stabfrage/createReport?lang=DE&report=7.2.1.

ÖKL. (Oktober 2024). Richtwerte Online. Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung (ÖKL). Abgerufen am 12.09.2025 von oekl.at/richtwerte-online/.

Österreichische Energieagentur. (2024). EAG Evaluierungsbericht 2024 gemäß § 91 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG). Wien: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

Piguel, Y. (2025). Machbarkeitsstudie für die Umsetzung/ Installation. Hamburg: Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH.

Resch, G., Schöninger, F., Schipfer, F., Esterl, T., Monsberger, C., Rennhofer, M., . . . Winkler, J. (2022). Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG). Wien, 18. November: Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.

Rosenzopf, T. (2022). Deutliche Marktwertvorteile atypischer Erzeugungsprofile im deutschen Strommarkt. Abgerufen am 24.11.2025 von pv-magazine.de/2022/12/08/deutliche-marktwertvorteile-atypischer-erzeugungsprofile-im-deutschen-strommarkt/.

Statistik Austria. (Juli 2025). Großhandelspreisindex. Abgerufen am 31.07.2025 von statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/preise-und-preisindizes/grosshandelspreisindex.

Stryi-Hipp, G., & Uhland, T. (2022). Photovoltaik-Parkplätze – Solarüberdachungen von Park- und Stellplätzen Faktenpapier. Stuttgart: Solar Cluster Baden-Württemberg e.V.

Tretter, H., & Kirchner, G. (2009). Tarifempfehlungen für eine neue Ökostromverordnung auf Basis der 2. Ökostromgesetz-Novelle 2008. Wien: Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.

Tretter, H., Eggler, L., Furtwängler, C., & Knaus, K. (2024). Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes: 2. EAG-Gutachten: Empfehlungen für das Jahr 2025. Wien.

Tretter, H., Eggler, L., Furtwängler, C., Knaus, K., & Rohrer, M. (2023). Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes: 2. EAG-Gutachten: Empfehlungen für das Jahr 2024. Wien.

UniCredit Bank Austria. (2025). UniCredit Bank Austria Konjunkturindikator – BIP revidiert: Leichtes Wachstum für 2025 zeichnet sich nun ab. Abgerufen am 03.07.2025 von bankaustria.at/ueber-uns-presse-presseinformationen_79546.jsp.

WindGuard, D. (2024). Kostensituation der Windenergie an Land Stand 2024, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gem. § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) zum spartenspezifischen Vorhaben ‚Windenergie an Land'. Varel: Deutsches Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz.

Abkürzungen

AEA	Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency
AE-Kosten	Ausgleichsenergiekosten
APS	Announced Pledges Scenario
azW	anzulegender Wert
BHKW	Blockheizkraftwerk
BK	Betriebskosten
BMK	Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
BMWET	Bundesministerium für Wirtschaft, Energie und Tourismus
BNG	Brennstoffnutzungsgrad
CAPM	Capital Asset Pricing Model
EAG-IZV	EAG-Investitionszuschüsse-Verordnung
EAG-MPV	EAG-Marktprämienverordnung
EFB	Erneuerbare-Förderbeitrag
EFP	Erneuerbare-Förderpauschale
ElWG	Elektrizitätswirtschaftsgesetz
Entso-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreibe
EPL	Engpassleistung
EV	Eigenverbrauch, Eigenverbrauchsanteil
GPS	Ganzpflanzensilage
HKN	Herkunftsnachweis
HVPI	Harmonisierter Verbraucherpreisindex
IHG	Industriehackgut
IHS	Institut für höhere Studien
IWF	Internationaler Währungsfonds
IZ	Investitionszuschuss
IZV	Investitionszuschüsse-Verordnung

KPC	Kommunalkredit Public Consulting
KStG	Körperschaftssteuergesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LfL	Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft
MPV	Marktprämien-Verordnung
MP	Marktprämie
MP-AS	Marktprämien-Ausschreibung
MWh	Megawattstunde
MWh_{el}	Megawattstunde elektrisch (Strom)
MWh_{th}	Megawattstunde thermisch (Wärme)
NEKP	Nationaler Energie- und Klimaplan
NZE	Net Zero Emissions by 2050
OeMAG	Abwicklungsstelle für Ökostrom AG
OeNB	Österreichische Nationalbank
ÖKL	Österreichisches Kuratorium für Landtechnik und Landentwicklung
ORC	Organic Rankine Cycle
PPA	Power Purchase Agreements
RAV	Regelarbeitsvermögen
RD	Rotordurchmesser
RJ	rotorkreisflächenspezifische Jahresstromproduktion
STEPS	Stated Policies Scenario
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
UFG	Umweltförderungsgesetz
v_{med}	Mittlere Windgeschwindigkeit
VPI	Verbraucherpreisindex
W&IH-Kosten	Wartungs- und Instandhaltungskosten
WACC	Weighted Average Cost of Capital / gewichteter Kapitalkostensatz

WAM	With-Additional-Measures
WHG	Waldhackgut
WIFO	Wirtschaftsforschungsinstitut