

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

2. EAG-Gutachten: Empfehlungen für das Jahr 2024

Wien, Dezember 2023

## **Impressum**

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie, Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Autorinnen und Autoren: Herbert Tretter, Lukas Egger, Christian Furtwängler, Karina  
Knaus, Michael Rohrer (Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency)



AUSTRIAN ENERGY AGENCY

Wien, 2023.

### **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 für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie und der Autorinnen und Autoren ausgeschlossen ist. Rechtsausführungen stellen die unverbindliche Meinung der Autorinnen und Autoren dar und können der Rechtsprechung der unabhängigen Gerichte keinesfalls vorgreifen.

# Inhalt

<b>1 Einleitung</b> .....	<b>6</b>
<b>2 Datengrundlage und technologieübergreifende Parameter</b> .....	<b>8</b>
2.1 Datengrundlage .....	8
2.2 Übersicht zu Methodik und Parametern .....	10
2.3 Inflation und Preisindizes.....	13
2.4 Finanzmarkt .....	16
2.5 Energiemarkt.....	19
2.5.1 Gas- und Strompreisentwicklung im Großhandel .....	20
2.5.2 Endkundenpreise für Strom und Gas.....	21
2.5.3 Ausgleichsenergiekosten .....	23
2.5.4 Berücksichtigung von weiteren Systemnutzungsentgelten .....	25
2.5.5 Herkunftsnachweise .....	25
2.6 Investitionszuschüsse .....	26
<b>3 Photovoltaik</b> .....	<b>28</b>
3.1 Technologiespezifische Parameter .....	28
3.1.1 Volllaststunden- und Eigenverbrauchsannahmen .....	29
3.1.2 Annahmen für Kostenentwicklung bis 2024.....	29
3.1.3 Weitere Parameter .....	32
3.2 Auswertung der Daten.....	33
3.2.1 Photovoltaik.....	33
3.2.2 Speicher .....	38
3.3 Empfehlungen zur Förderung.....	41
3.3.1 Empfehlungen zur Höchstwertsetzung der Betriebsförderung .....	43
3.3.2 Empfehlungen zur Investitionsförderung.....	44
3.3.3 Empfehlung zur Investitionsförderung für Photovoltaik-Stromspeicher .....	47
<b>4 Windenergie</b> .....	<b>49</b>
4.1 Technologiespezifische Parameter .....	50
4.2 Auswertung der Daten zu Investitions- und Betriebskosten.....	51
4.3 Empfehlungen zur Förderung.....	57
4.3.1 Empfehlungen für Höchstpreise .....	58
4.3.2 Korrekturfaktoren auf Basis des Standortdifferenzierungsmodells.....	59
4.3.3 Empfehlungen zur Investitionsförderung.....	63
<b>5 Wasserkraft</b> .....	<b>65</b>
5.1 Technologiespezifische Parameter .....	65

5.1.1	Förderkategorien .....	65
5.1.2	Volllaststunden, Anlagenlebensdauer und repräsentative Anlagenleistung .....	67
5.1.3	Valorisierung und Index .....	68
5.1.4	Finanzierungsparameter .....	69
5.2	Auswertung der Daten .....	69
5.2.1	Datengrundlage .....	69
5.2.2	Investitionskosten Neubau .....	70
5.2.3	Investitionskosten Revitalisierung .....	73
5.2.4	Betriebskosten .....	75
5.3	Empfehlungen zur Förderung .....	77
5.3.1	Empfehlungen zur Betriebsförderung .....	77
5.3.2	Empfehlungen zur Investitionsförderung .....	86
<b>6</b>	<b>Wind- und Wasserkraft .....</b>	<b>90</b>
<b>7</b>	<b>Feste Biomasse .....</b>	<b>92</b>
7.1	Technologiespezifische Parameter .....	93
7.2	Auswertung der Daten .....	94
7.2.1	Spezifische Investitionskosten .....	94
7.2.2	Jahresvolllaststunden .....	99
7.2.3	Spezifische Betriebskosten .....	99
7.2.4	Spezifische Brennstoffkosten .....	102
7.2.5	Spezifische Wärmeerlöse .....	105
7.3	Empfehlungen zur Förderung .....	108
7.3.1	Empfehlungen zur wettbewerblichen Ausschreibung von Marktprämien .....	109
7.3.2	Empfehlungen zur administrativ festgelegten Marktprämie und Nachfolgeprämie .....	111
7.3.3	Empfehlungen zur Investitionsförderung .....	119
<b>8</b>	<b>Biogas .....</b>	<b>121</b>
8.1	Auswertung der Daten zu Betriebs- und Investitionskosten .....	121
8.2	Technologiespezifische Parameter .....	123
8.3	Empfehlungen für Betriebsförderung und Nachfolgeprämie .....	128
<b>9</b>	<b>Ausblick .....</b>	<b>129</b>
9.1	Photovoltaik und Speicher .....	129
9.2	Windenergie .....	130
9.3	Wasserkraft .....	131
9.4	Feste Biomasse .....	132
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>134</b>

<b>Abbildungsverzeichnis.....</b>	<b>138</b>
<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>139</b>

# 1 Einleitung

Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) hat die Österreichische Energieagentur – Austrian Energy Agency (AEA) mit der Erstellung eines Gutachtens zu den Betriebs- und Investitionsförderungen der Jahre 2024 und 2025 im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) beauftragt (nachfolgend „2. EAG-Gutachten“).

Gemäß Auftrag sind dabei Empfehlungen 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

Nicht Teil des gegenständlichen Auftrages waren unter anderem die Überarbeitung des Standortfaktormodells bei Windkraft, die Neubewertung von Zu- und Abschlägen bei Photovoltaik, die Überarbeitung des bestehenden Produktionsstufenförderungsmodells bei Wasserkraft sowie die Bottom-up-Modellierung von Beta-Faktoren für den gewichteten Kapitalkostensatz (WACC).

Die Erstellung des Gutachtens erfolgte auf Grundlage der Vorgaben des EAG 2021 BGBl. I Nr. 150/2021 idF BGBl. I Nr. 233/2022. Demgemäß haben sich Höchstpreise und anzulegende Werte 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). Alle Referenzen im vorliegenden Gutachten zum 1. EAG-Gutachten beziehen sich auf diese Version. In diesem 1. EAG-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. EAG-Gutachten darstellen.

Die gutachterlichen Empfehlungen zu Höchstpreisen, anzulegenden Werten und Investitionsfördersätzen für das Jahr 2024 finden sich am Ende jedes Technologiekapitels im jeweiligen Subkapitel „Empfehlungen“ (siehe Inhaltsverzeichnis).

# 2 Datengrundlage und technologieübergreifende Parameter

In diesem Abschnitt werden die zugrundeliegenden Daten und technologieübergreifenden Parameter bezüglich der Bestimmung der in Kapitel 1 genannten technologiespezifischen Fördersätze beschrieben.

Technologiespezifische Parameter, beispielsweise Annahmen bezüglich der Entwicklung von Wärmeerlösen und Brennstoffkosten im Fall von Bioenergie, werden zusätzlich in Kapitel 3 bis 8 jeweils zu Beginn im Detail vorgestellt.

## 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 1. EAG-Gutachtens (Resch, et al., 2022) im Jahr 2021 bis August 2023 erhoben wurden (nachfolgend „Betreibermeldungen“). Dabei handelt es sich ausschließlich um Anlagen, die vor dem Meldezeitpunkt bereits in Betrieb genommen wurden. In dieser Abfrage wurden insbesondere Investitionskosten, jährliche Betriebskosten, Leistungsdaten, das Datum der Inbetriebnahme, die jährliche Stromerzeugung beziehungsweise das Regelarbeitsvermögen, förderspezifische Informationen sowie Finanzierungsparameter abgefragt. Die Abfrage erfolgte mit technologiespezifischen Unterschieden; so wurden für Bioenergieanlagen beispielsweise zusätzlich Informationen zu Wärmebereitstellung und -erlösen sowie Brennstoffkosten erfragt. Diese Daten wurden durch die E-Control vor der Übermittlung an die Gutachter:innen auf eventuelle Doppelherhebungen geprüft und anonymisiert.

Insgesamt wurden 164 neue Datensätze in zwei Datenchargen für das 2. EAG-Gutachten (Inbetriebnahme 2019–2023) als Datengrundlage zur Verfügung gestellt. Zusätzlich wurden auch die 237 Datensätze der Betreiberdatenerhebung, die der Erstellung des 1. EAG-Gutachtens zugrunde lagen (Inbetriebnahme 2014–2019), zum Zwecke des Quervergleichs zur Verfügung gestellt. Diese fanden keinen direkten Eingang in die diesjährige Berechnung, wurden jedoch an verschiedenen Stellen zur Plausibilisierung der aktuellen Daten genutzt.

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

Technologie	1. EAG-Gutachten	2. EAG-Gutachten
Anzahl Biogas	6	2
Anzahl Biomasse	47	17
Anzahl Wasserkraft, Neubau	65	47
Anzahl Wasserkraft, Revitalisierung	35	9
Anzahl PV	53	62
Anzahl Wind	31	17
<b>Summe</b>	<b>237</b>	<b>154</b>

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 der Inbetriebnahmejahre 2022 und 2023 (spätestes Einreichdatum 23.03.2023) zur Verfügung. Investitionszuschussdaten für Wasserkraftanlagen gemäß § 26 Ökostromgesetz (ÖSG) 2012 aus dem Genehmigungszeitraum 2017–2022 wurden ebenfalls von der OeMAG anonymisiert zur Verfügung gestellt.

Insgesamt handelte es sich um 18.511 Datensätze zu Photovoltaik, 6.480 Datensätze zu Stromspeichern sowie 31 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 Investitionskosten, Leistung und Stromerzeugung umfassen und keinen Rückschluss auf weitere Werte, zum Beispiel Betriebskosten oder Finanzierungsparameter, zulassen.

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 acht weitere anonymisierte Datensätze zu Investitionskosten mit einer tatsächlichen beziehungsweise geplanten Inbetriebnahme in den Jahren 2020–2025 gewonnen werden.

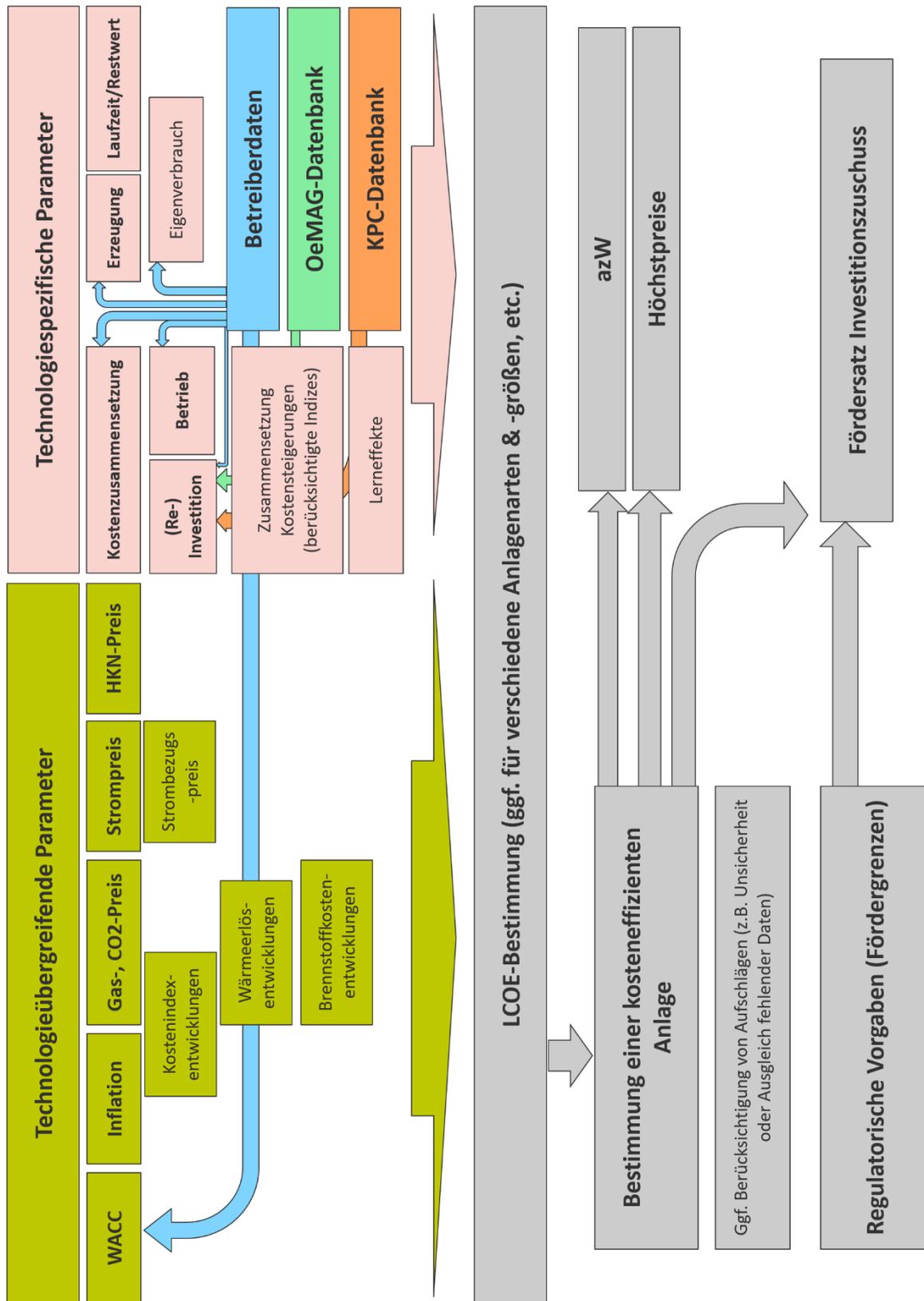
Zusätzlich übermittelten die Branchenvertreter:innen Daten für Anlagen, die sich zum Zeitpunkt der Gutachtenerstellung in Planung oder in Bau befanden (nachfolgend „Branchendaten“). Diese wurden ausschließlich zur Plausibilisierung der verwendeten Methodik der Valorisierung der Kosten aus Betreibermeldungen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

Eine hinreichende Datenqualität ist für die Erstellung des Gutachtens von zentraler Bedeutung. Die Gutachter:innen empfehlen, in Zukunft weitere Maßnahmen hinsichtlich der Qualität und Vollständigkeit der Daten bei den Betreibermeldungen umzusetzen.

## 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) gefolgt. Hierzu wurden den Gutachterinnen und Gutachtern die Excel-Berechnungstools des 1. Gutachtens zur weiteren Verwendung und Adaption zur Verfügung gestellt. Da die Methodik der LCOE-Bestimmung im 1. EAG-Gutachten ausführlich dokumentiert wurde, erfolgt an dieser Stelle lediglich eine Kurzzusammenfassung.

Für die LCOE-Berechnung erfolgt eine Bestimmung von jährlichen Ausgaben und Einnahmen für den initialen Investitionszeitpunkt und die folgenden Betriebsjahre während der Förderperiode (20 Jahre). Für Ausschreibungen und Fördercalls im Jahr 2024 wird im Fall von PV der Investitionszeitpunkt für das Jahr 2024 angenommen, für alle anderen Technologien 2025. Entsprechend werden für PV 2025 und für die anderen Technologien 2026 als erstes Betriebsjahr angesetzt.

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 ergeben sich als Quotient aus den diskontierten Nettogesamtausgaben (das heißt nach Abzug der Einnahmen, welche nicht direkt aus dem Stromverkauf stammen, wie zum Beispiel Wärmeerlöse und Herkunftsnachweise) und der diskontierten Stromerzeugungsmenge.

Formel 1: Berechnungsformel der Stromgestehungskosten (Levelized Costs of Electricity) ohne Restwertbestimmung

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

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

Im Fall von Wasserkraft wird aufgrund der langen Anlagenlebensdauern außerdem der diskontierte Restwert der Anlage nach 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 Ende der Förderperiode wird hingegen bei allen Technologien verzichtet, da aus heutiger Sicht eine hohe Unsicherheit über die Entwicklungen des Strommarktes bis über 2045 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 werden zunächst allgemeine Inflationsannahmen bezüglich der zukünftigen Entwicklung des Verbraucherpreisindex für Haushalte (HVPI) getroffen. Dabei wird von einem langsamen Abklingen der aktuellen hohen Inflation auf den Zielinflationwert von 2 % bis zum Jahr 2028 ausgegangen. Bis zum Mai 2023 wurden tatsächliche monatliche Inflationswerte (Eurostat, 2023) herangezogen; ab Juni 2023 wurden monatliche Werte mithilfe von 250 Mean-Reversion-Prozessen auf Basis historischer Varianzen des HVPI und eines Zieldurchschnitts von 2 % Inflation geschätzt. Diese Werte wurden in der Folge per Mittelwertbildung auf Halbjahre (für die Bestimmung historischer Zusammenhänge mit anderen Parametern) und Jahre (für die Fortschreibung der Betriebskosten) aggregiert. Die angenommenen Jahreswerte können Tabelle 2 entnommen werden. Ab 2028 wird eine Inflation von konstant 2 % vorausgesetzt.

Tabelle 2: Historische Inflation und Annahmen für zukünftige Inflationsentwicklung bis 2028

Kalenderjahr	Inflationswert [%]	HVPI-Index (2022 = 100)
2019	1,46	88,4
2020	1,40	89,6
2021	2,77	92,1
2022	8,59	100,0
2023	8,39	108,4
2024	4,82	113,6
2025	3,11	117,2
2026	2,63	120,2
2027	2,10	122,8
2028	2,00	125,2

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (Eurostat, 2023), (Eurostat, 2023), (International Energy Agency, 2022), (Kathan, et al., 2022)

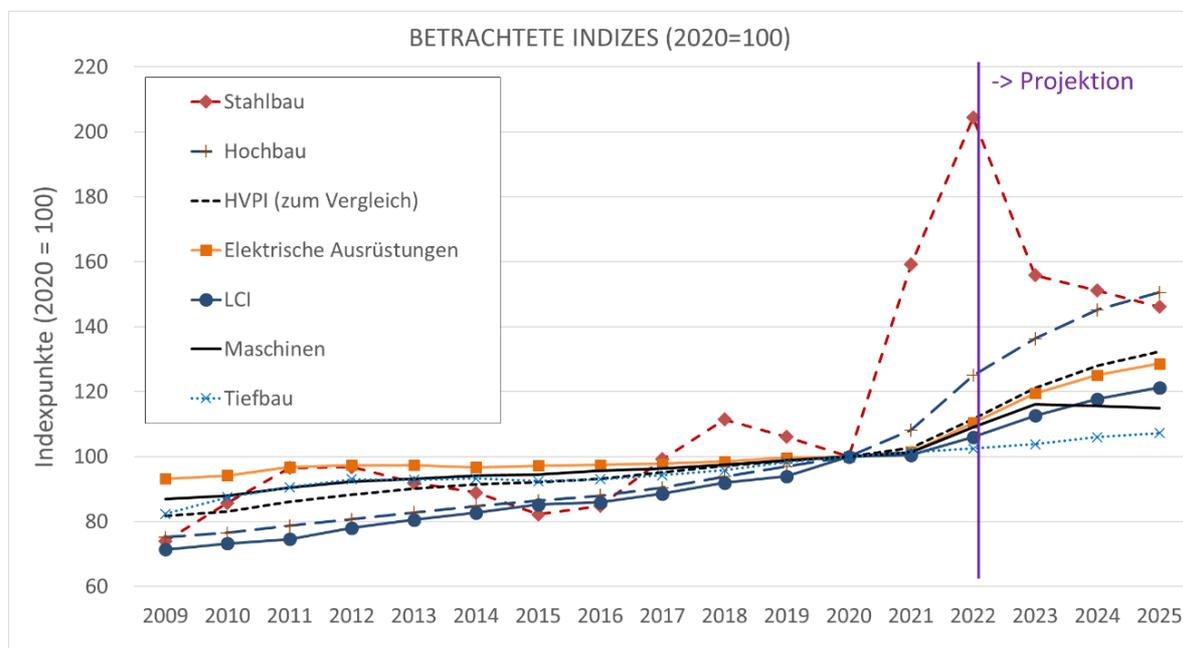
Auf Basis der historischen Inflation, der angenommenen zukünftigen Inflation und der in Abschnitt 2.5.1 näher beschriebenen Gaspreisschätzungen wurden ferner auch spezifische Indizes mit einem direkteren Bezug zu Investitionskosten der verschiedenen erneuerbaren Energieträger untersucht. In allen Fällen ließ sich historisch ein Zusammenhang zwischen entweder der Inflation, der Gaspreisentwicklung oder gleich beiden Zeitreihen mit der Entwicklung der jeweiligen spezifischeren Indizes per linearer Regressionsanalyse nachweisen.

Auch autoregressive Elemente der Zeitreihen, d.h. der Zusammenhang der jeweiligen Zeitreihenentwicklung mit der eigenen Vergangenheit, wurden betrachtet. Dabei wurden die folgenden Indizes herangezogen und für die Fortschreibung in die Zukunft modelliert:

- Großhandelspreisindex für Eisen und Stahl/Gruppe 46.82.13 (Statistik Austria, 2023), in Folge vereinfachend „Stahlbauindex“
- Baupreisindex, getrennt für Hoch- und Tiefbau (Statistik Austria, 2023)
- Preisindex für Ausrüstungsinvestitionen, getrennt für elektrische Ausrüstungen/Gruppe 27 und für Maschinen/Gruppe 28 (Statistik Austria, 2023)
- Lohnkostenindex beziehungsweise Labour Cost Index/LCI (Eurostat, 2023)

Hierzu wurden Daten im Zeitraum 2009–2022 ausgewertet. Neben der historischen Entwicklung des HVPI (Eurostat, 2023) wurde auch die historische Entwicklung des Gaspreises für Nicht-Haushalte (Eurostat, 2023) miteinbezogen. Die resultierende kurzfristige Weiterentwicklung dieser Indizes basierend auf diesem Regressionsansatz ist in Abbildung 2 zu sehen.

Abbildung 2: Historische Indexentwicklung bis 2022 und Projektion ab 2023 (2020 = 100 Indexpunkte)



Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (Eurostat, 2023) und (Statistik Austria, 2023)

Aufgrund einer starken Energiekostenabhängigkeit und sinkender Gaspreiserwartungen für 2023–2025 (siehe Abschnitt 2.5.1) fällt insbesondere der Stahlbauindex ab 2022 deutlich. Von den modellierten Indizes steigt nur der Hochbauindex stärker an als der HVPI, wobei außer dem Stahlbauindex alle Indizes eine Erhöhung im Vergleich zum Jahr 2022 und somit dem häufigsten Inbetriebnahmejahr von zur Verfügung gestellten Investitionsinformationen (Betreibermeldungen, OeMAG-Daten, KPC-Daten) aufweisen.

Diese Teilindizes werden in diesem Gutachten für die komponentenweise differenzierte Fortschreibung von Kostenentwicklungen herangezogen. Dazu werden die Investitionskosten der Technologien mit datenbasierten Annahmen zur Zusammensetzung der Investitionskosten auf diese Kostenkategorien aufgeteilt. Diese Aufteilungen werden in den betreffenden Technologiekapiteln vorgestellt. Aufgrund der Teilindexbildung ist eine wesentlich treffsicherere Abbildung von Kostenentwicklungen im Vergleich zu einem rein inflationsbasierten Ansatz möglich.

## 2.4 Finanzmarkt

Gemäß EAG § 18(2) und § 47 (2) 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, sprich der Kapitalkostenfaktor oder Weighted Average Cost of Capital (im Folgenden „WACC“), zu bestimmen.

Hier wird aus Gründen der Datenverfügbarkeit vom Vorgehen des 1. EAG-Gutachtens (Resch, et al., 2022) abgewichen. In diesem wurden die Eigenkapitalkosten direkt aus einer breiten internationalen Projektdatenbank abgeleitet, die im EU-Projekt Aures II aufgebaut wurde. Diese Datenerhebung wurde jedoch aufgrund des Ende des besagten Projekts nicht mehr weitergeführt und es konnten daher keine aktuellen Informationen zur Fremd- und Eigenkapitalstruktur aus dieser Quelle gewonnen werden.

Stattdessen wurden für dieses Gutachten Eigenkapitalkosten mithilfe der Anwendung des Capital Asset Pricing Model (CAPM) aus aktuellen Literaturwerten hergeleitet. Auf eine tiefgreifende Vorstellung des CAPM als Standardmodell der Kapitalmarkttheorie wird in diesem Bericht aufgrund der existierenden breiten Literaturbasis verzichtet. Beim CAPM handelt 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 für die Ermittlung von angemessenen Kapitalkosten für Infrastrukturprojekte herangezogen.

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

Formel 2: Berechnungsformel des WACC

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

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

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

$$EKQ + FKQ = 1$$

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

Mit:

*EKQ*: Eigenkapitalquote

*EKK*: Eigenkapitalkosten

*FKQ*: Fremdkapitalquote

*FKK*: Fremdkapitalkosten

*s*: Steuersatz

*i<sub>rf</sub>*: Risikoloser Zinssatz

*i<sub>FK</sub>*: Risikoprämie FK

*i<sub>erp</sub>*: landesspezifische Equity-Risk-Prämie

*β*: levered Beta-Faktor

*β<sup>u</sup>*: unlevered Beta-Faktor (branchenspezifisch und landes-/regionsspezifisch)

Quelle: Darstellung der AEA

Zur Bestimmung geeigneter Equity-Risk-Prämien für Österreich (Damodaran, Country Default Spreads and Risk Premiums, 2023) und Beta-Faktoren energiewirtschaftlicher Akteure im Sektor Erneuerbare Energien (Damodaran, 2023) werden öffentlich zugängliche Werte eines in diesem Bereich führenden Professors der New York University genutzt, der diese Auswertungen standardisiert in regelmäßigen Abständen durchführt und auf seiner Homepage frei zugänglich zur Verfügung stellt. Für den risikolosen Zinssatz wird der für Österreich empfohlene Wert aus der Quartalsveröffentlichung des Beratungsunternehmens KPMG im Juni 2023 (KPMG, 2023) von 2,45 % zugrunde gelegt.

Für die Risikoprämie auf Fremdkapital wird ein Aufschlag von 1,5 % angenommen. Dieser basiert auf Angaben der aktuellen Betreibermeldungen, die im Allgemeinen eine Indikation für relativ günstige Finanzierungsbedingungen enthalten. Zusätzlich sind bei einigen der Meldungen variable Fremdkapitalbedingungen in Abhängigkeit des Euribor angegeben, welche zur Abschätzung gängiger Marktaufschläge unabhängig vom Zeitpunkt der Finanzierung als weiterer Indikator genutzt werden können. Diese lagen durchschnittlich bei 1,23 %. Da es sich bei diesen Betreibermeldungen primär um Wasserkraftanlagen handelte, denen aufgrund eines höheren durchschnittlichen Eigenkapitalanteils niedrigere Fremdkapitalrisiken unterstellt werden können, ist zu erwarten, dass dieser Wert für andere Technologien höher liegt. Da außerdem seit dem Abschluss dieser Finanzierungen das Zinsniveau allgemein gestiegen ist, wird dieser (mit historischen Finanzierungsdaten erhobene) Wert pauschal für alle Technologien mit Ausnahme der Bioenergie auf 1,5 % gesetzt. Für Bioenergie wird abweichend ein höherer Risikozuschlag von 1,75 % bestimmt, da hier Brennstoffpreis- und Wärmepreisvolatilität zusätzliche Unsicherheitsfaktoren darstellen.

Eigen- und Fremdkapitalquoten der Einzeltechnologien werden auf Basis der Angaben der Betreibermeldungen ermittelt, wodurch sich unterschiedliche WACC für die verschiedenen Technologien ergeben. Diese sind in Tabelle 3 abgebildet. Es ergibt sich eine Reichweite von 8,44 % bis 8,65 % bezüglich des WACC vor Steuern beziehungsweise 6,50 % bis 6,66 % nach Steuern. Dies stellt eine deutliche Erhöhung gegenüber dem 1. EAG-Gutachten dar. Als Grund hierfür ist vor allem das gestiegene Zins- und Kapitalrisikoniveau im Vergleich zu jenem bei der Erstellung des 1. Gutachtens im Herbst 2022 sowie zu den durch das Projekt Aures II erhobenen Eigenkapitalzinssätzen noch früherer Projektierungsjahre zu nennen.

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

Parameter	PV und Stromspeicher	Wind	Biomasse	Biogas	Wasserkraft
Risikoloser Zinssatz	2,45 %	2,45 %	2,45 %	2,45 %	2,45 %
Equity-Risk-Prämie	6,43 %	6,43 %	6,43 %	6,43 %	6,43 %
Unlevered Beta	0,6821	0,6821	0,6821	0,6821	0,6821
Fremdkapitalanteil	60 %	80 %	77,4 %	80 %	66 %
Eigenkapitalanteil	40 %	20 %	22,6 %	20 %	34 %
Levered Beta	1,470	2,783	2,481	2,783	1,696
Eigenkapitalkosten	11,90 %	20,35 %	18,40 %	20,35 %	13,36 %
Risikozuschlag Fremdkapital	1,5 %	1,5 %	1,75 %	1,75 %	1,5 %
Fremdkapitalkosten	3,95 %	3,95 %	4,20 %	4,20 %	3,95 %
<b>WACC (vor Steuern)</b>	<b>8,55 %</b>	<b>8,44 %</b>	<b>8,65 %</b>	<b>8,64 %</b>	<b>8,52 %</b>
Körperschaftssteuersatz	23 %	23 %	23 %	23 %	23 %
<b>WACC (nach Steuern)</b>	<b>6,59 %</b>	<b>6,50 %</b>	<b>6,66 %</b>	<b>6,66 %</b>	<b>6,56 %</b>

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (Damodaran, Country Default Spreads and Risk Premiums, 2023), (Damodaran, Levered and Unlevered Betas by Industry - Europe, 2023), (KPMG, 2023), KStG, Betreiberdaten und Annahmen der AEA

## 2.5 Energiemarkt

Dieser Abschnitt gibt einen Überblick über für dieses Gutachten getroffene Annahmen zur allgemeinen Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahre 2050. Verschiedene relevante Kosten- und Erlösbestandteile 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 Gaspreis- 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, dass geltende Regeln und Zielsetzungen des rechtlich-regulatorischen Umfeldes Bestand haben, insofern dies nicht explizit anders angegeben ist. So wurde etwa der Fortbestand aktueller Abgaben und Steuern wie Elektrizitätsabgabe, Erdgasabgabe, Energieabgaben oder Umsatzsteuer vorausgesetzt. Krisenbedingte Änderungen, welche als transitär angesehen werden können (zum Beispiel Senkung der Elektrizitätsabgabe) werden dabei nicht berücksichtigt. Es wird 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.

### **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<sub>2</sub>-Preisen sowie Gesteungskosten und Annahmen des Hochlaufs der Stromerzeugung aus erneuerbarem Wasserstoff. 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 bestimmen sich die Jahresbase-Strompreise als gewichteter Mittelwert der Gesteungskosten eines repräsentativen Gaskraftwerkes (mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von 55 %, zunächst befeuert mit Erdgas, im Zeitverlauf von 2030 bis 2042 mit einem auf schließlich 100 % steigenden Anteil grünen Wasserstoffes) und einer Anzahl Stunden im Jahr mit erneuerbarem Einspeiseüberschuss, der mit einem Strompreis von null bewertet wird. Der Anteil der Stunden mit Erdgas als preissetzender Technologie in der österreichischen Preiszone lag im Jahr 2022 in etwa bei 85 % bis 90 % (Berechnungen der AEA basierend auf Daten von (Entso-E, 2023)). Im Modell wird angenommen, dass der zeitliche Anteil thermischer Kraftwerke als preissetzende Anlagen bis 2050 auf 40 % absinkt.

Als Basis für Gas- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen werden die drei Szenarien Stated Policies Scenario (STEPS), Announced Pledges Scenario (APS) und Net Zero Emissions by 2050 (NZE) des World Energy Outlook 2022 (International Energy Agency, 2022) herangezogen und es wird ein Durchschnitt über diese für die Region Europa gebildet. Zusätzlich wird ein gleichbleibender Emissionsfaktor von 0,2 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Megawattstunde Erdgas unterstellt. Zur Bemessung der Kosten von grünem Wasserstoff für die Jahre 2030 und 2040 werden zum einen Importkostenannahmen für ein pessimistisches Szenario angesetzt (Route Spanien, Pipeline), das dem Endbericht zu Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff (Kathan, et al., 2022) entnommen ist. Zum anderen wird ein Preis-Mark-up von 60 % im Jahr 2030 sowie 40 % im Jahr 2040 auf diese Importkosten zugrunde gelegt. Bis 2050 wird von einer Fortsetzung dieser Absenkung (minus 20 % in zehn Jahren) ausgegangen.

Tabelle 4: Annahme durchschnittlicher angenommener Großhandelspreise (EUR pro MWh) für ausgewählte Zeitintervalle

In EUR/MWh	Relevante Gaspreise (inklusive CO <sub>2</sub> und Beimischung H <sub>2</sub> )	Strompreise	Strom-Jahreskontrakte (EEX, Stand 16.10.2023)
2024–2029	70,38	113,36	109,15
2030-2039	87,70	120,20	nicht vorhanden
2040–2049	151,36	148,74	nicht vorhanden

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (International Energy Agency, 2022), (Kathan, et al., 2022), (E-Control, 2023)

### 2.5.2 Endkundenpreise für Strom und Gas

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 Durchschnittsendkundenpreise für Strom und Gas. Strom-Endkundenpreise werden zur Berücksichtigung von Eigenverbrauch als Opportunitätserlöskomponente der erneuerbaren Anlagen benötigt, Gas-Endkundenpreise insbesondere zur Bemessung der Wärmeerlöse von Biomasse-KWK (siehe Abschnitt 7.2.5).

Für die Bestimmung von Endkundenpreisen wird zunächst die vereinfachende und konservative Annahme getroffen, dass der Energiekostenanteil des Endkundenpreises dem Großhandelspreinsniveau im Durchschnitt entspricht. Das heißt, es wird insbesondere keine Annahme bezüglich der Margen von Energieversorgern im Endkundengeschäft gemacht. Netzentgelte und Steuern werden unter Annahme einer gleichbleibenden Regulierungssystematik aufgeschlagen, wobei unterstellt wird, dass ab 2024 die Netzkosten zu 10 % die Preisbewegung des Großhandels mitvollziehen (zum Beispiel Netzverlustentgelte), während 90 % der Netzkosten mit der Inflation ansteigen. Die Elektrizitätsabgabe wird mit 15 EUR/MWh und die Gebrauchsabgabe mit 6 % auf Energie und Netzentgelte berechnet. Die Umsatzsteuer wird gleichbleibend mit 20 % angesetzt. Aufgrund unterschiedlicher Netzentgelte werden Endkundenpreise für Netzebene 5 (NE 5) und Netzebene 7 (NE 7) berechnet. Diese steigen nominell tendenziell im Zeitverlauf an. Da diese Steigerung jedoch geringer als die zugrundeliegende Inflation ausfällt, ergeben sich real langfristig sinkende Preise. So entspricht der in Tabelle 5 genannte Wert von 32,03 ct pro kWh im Schnitt der Jahre 2040-2049 einem realen, inflationsbereinigten Endkundenpreis von 18,58 ct pro kWh bezogen auf das Jahr 2022.

Tabelle 5: Annahme durchschnittlicher Endkundenpreise Strom (in Cent pro kWh) für ausgewählte Zeitintervalle

Jahre	Energiepreis	Netzentgelte NE 5	Netzentgelte NE 7	Steuern und Abgaben NE 5	Steuern und Abgaben NE 7	Summe NE 5	Summe NE 7
<b>2024–2029</b>	11,34	1,90	6,19	2,29	2,55	<b>18,63</b>	<b>24,09</b>
<b>2030–2039</b>	12,02	2,22	7,24	2,35	2,66	<b>19,91</b>	<b>26,30</b>
<b>2040–2049</b>	14,87	2,73	8,89	2,56	2,93	<b>24,19</b>	<b>32,03</b>

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (International Energy Agency, 2022), (Kathan, et al., 2022)

Mit einem vergleichbaren Vorgehen wurden ebenfalls Endkundenpreise für Gas aus den Annahmen zum Großhandelsprodukt abgeleitet. Auch hier wurde eine Differenzierung nach Netzebenen, und zwar NE 2 und NE 3, bei den Endkunden:innen vorgenommen.

Der Zusammenhang zwischen der Höhe der Netzentgelte und der Höhe des Energiepreises wurde über eine lineare Regression auf Basis der Halbjahreswerte der Marktstatistik-Jahresreihen der E-Control seit 2017 (E-Control, 2023) abgeschätzt, wobei historisch nur ein schwacher positiver Zusammenhang zwischen diesen Größen und kein nachweisbarer Zusammenhang mit der Inflation bestand. Daher werden die Netzentgelte für Gas bis 2050 als weitgehend stabil angenommen. Die Erdgasabgabe wurde mit 0,584 Cent/kWh angesetzt. Es wurde keine entsprechende Nachfolgeabgabe für grünen Wasserstoff festgesetzt. Die Gebrauchsabgabe wird auch hier gleichbleibend mit 6 % und die Umsatzsteuer mit 20 % zugrunde gelegt.

Tabelle 6: Annahme durchschnittlicher Endkundenpreise Gas (in Cent pro kWh) für ausgewählte Zeitintervalle

Jahre	Energiepreis	Netzentgelte NE 2	Netzentgelte NE 3	Steuern und Abgaben NE 2	Steuern und Abgaben NE 3	Summe NE 2	Summe NE 3
2024–2029	7,04	0,31	0,56	2,68	2,72	10,02	10,33
2030–2039	8,77	0,31	0,57	2,93	2,98	12,01	12,32
2040–2049	15,14	0,32	0,59	4,19	4,24	19,65	19,96

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von (International Energy Agency, 2022), (Kathan, et al., 2022), (E-Control, 2023)

### 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. Da diese augenscheinlich auf Grundlage der vorliegenden Betreiber Meldungen nicht als Betriebskosten angegeben wurden, wurden diese Kosten auf Basis der Strompreiserwartungen explizit modelliert. Hierzu wurden historische Ausgleichsenergiepreise (APG, 2023) sowie stündliche Day-Ahead-Preise (Entso-E, 2023) 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 April 2023 korrelierten die monatlichen Durchschnittsstrompreise und die Preise für die Lieferung von Ausgleichsenergie fast perfekt ( $R = 0,99$ ), und auch zwischen Strompreis und dem Preis für den Bezug von Ausgleichsenergie bestand eine hohe Korrelation ( $R = 0,68$ ).

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 seit 2019 ausgewertet (Entso-E, 2023). Dies stellt eher eine Abschätzung tatsächlicher Ausgleichsenergiekosten nach oben dar, da viele Anlagenbetreiber:innen auch die steuerbare Leistung ihres eigenen Portfolios zur Sicherstellung des Fahrplans ihrer Bilanzgruppe nutzen können, anstatt Ausgleichsenergie in Anspruch nehmen zu müssen.

Für PV wird aufgrund einer lückenhaften Datengrundlage die gleiche Prognosefehlerwahrscheinlichkeit wie bei Wind herangezogen, wobei in der Realität eine niedrigere Fehlerwahrscheinlichkeit und somit auch niedrigere Kosten wahrscheinlich sind. Für die Jahre ab 2024 wird eine degressiv sinkende Fehlerwahrscheinlichkeit von 6 % für Wind, sowie 10 % für PV 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 6,28 EUR/MWh für Wind während der betrachteten Förderperiode 2026–2045, bzw. 4,38 EUR/MWh für PV während der betrachteten Förderperiode 2025–2044, wobei in der nahen Zukunft auch höhere Kosten resultieren.

Tabelle 7: Annahme durchschnittlicher Ausgleichsenergiekosten (AE-Kosten, in Euro pro MWh) für ausgewählte Zeitintervalle am Beispiel Wind

In EUR/MWh	Strompreis	AE-Preis Bezug	AE-Preis Lieferung	Prognose-Fehler Bezug	Prognose-Fehler Lieferung	AE-Kosten Wind
2024–2029	113,36	24,66	177,20	7,20 %	4,56 %	10,05
2030–2039	120,20	26,17	186,83	4,43 %	2,81 %	6,03
2040–2049	148,74	32,48	227,02	2,39 %	1,51 %	4,34

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis Daten aus (APG, 2023), (Entso-E, 2023)

#### 2.5.4 Berücksichtigung von weiteren Systemnutzungsentgelten

Im vorherigen EAG-Gutachten wurden weitere Systemnutzungsentgelte wie beispielsweise Netzanschlusskosten explizit aufgrund der damals gültigen Systemnutzungstarife bemessen und in die Investitionskosten eingerechnet. Im Gegenzug wurden diese Kosten aus den damals gemeldeten Investitionsdaten (Betreibermeldungen und OeMAG-Daten) und Betriebskostendaten (Betreibermeldungen) nach einer standardisierten Methode herausgerechnet, um Doppelerfassungen zu vermeiden.

Von diesem Vorgehen wird in diesem Gutachten im Allgemeinen abgewichen, da die Betreibermeldung die Angabe dieser Kostenarten zulässt und diese bei der vorliegenden Erhebung in weiten Teilen befüllt wurden. Daher werden diese gemeldeten Kosten in der Regel angesetzt, so nicht anders in den technologiespezifischen Teilkapiteln beschrieben.

#### 2.5.5 Herkunftsnachweise

Bei der Bemessung von anzulegenden Werten sind Erlöse aus Herkunftsnachweisen (HKN) gemäß § 47 (3) EAG zu berücksichtigen. Die E-Control bestimmt zur Bewertung von Herkunftsnachweis-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. Am 5. Dezember 2023 wurde die letzte Novellierung der Herkunftsnachweispreis-Verordnung vorgenommen, wobei ein Wert von 1,89 EUR/MWh pro HKN festgesetzt wird (E-Control, 2023). Dieser wird in diesem Gutachten ebenfalls als HKN-Preis angenommen und nicht im Zeitverlauf über die betrachteten Jahre variiert.

## 2.6 Investitionszuschüsse

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

- Kostenkriterium
- Beihilfenintensität
- Leistungskriterium
- Selbstangabe zur Höhe der benötigten Förderung

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 erforderlichen Investitionskosten begrenzt (Kostenkriterium). Zweitens 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 %). Die beihilfefähigen Kosten werden anhand eines Vergleichs gemäß Art. 41 Abs. 6 lit. B Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) als Differenz zwischen den förderfähigen Investitionskosten und einer ähnlichen, weniger umweltfreundlichen Investition (Referenzanlage) ermittelt. Die Kosten der Referenzanlagen wurden vom Austrian Institute of Technology in einem Gutachten für die OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG ermittelt (AIT, 2021) und werden hier nicht weiter behandelt.

Als dritte Fördergrenze gilt der Fördersatz gemäß Verordnung. Dieser Fördersatz ist die absolute Obergrenze für gewährbare Investitionszuschüsse in EUR/kW<sub>el</sub> (Leistungskriterium). Als vierte Fördergrenze gilt die Höhe der benötigten Förderung aus Sicht des Förderwerbers in EUR/kW<sub>el</sub> (Selbstangabe). Als maximale projektindividuelle Förderhöhe (Gewährung) kommt schließlich jener Fördersatz in EUR/kW<sub>el</sub> zu tragen, der das Minimum der vier erwähnten Fördergrenzen darstellt.

Die Empfehlung der Höhe angemessener Höchstfördersätze (Leistungskriterium) ist Teil dieses gegenständlichen Gutachtens. Zur Bestimmung angemessener Höchstfördersätze werden in diesem Gutachten Plausibilisierungsrechnungen auf Basis eines vereinfachten LCOE-Ansatzes durchgeführt, um die Auswirkungen der vorgeschlagenen Förderhöhen zu überprüfen. Vereinfachungen bzw. 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 fließen jedoch nicht direkt in die bestimmte Förderhöhe der Technologien ein und werden daher auch nicht in den jeweiligen Teilkapiteln der folgenden Kapitel dargestellt.

# 3 Photovoltaik

In diesem Kapitel werden die angenommenen technologiespezifischen Parameter zur Berechnung von Photovoltaik, die Auswertung der zugrundeliegenden Daten sowie die abgeleiteten Empfehlungen für Höchstwerte und Investitionszuschüsse präsentiert.

## 3.1 Technologiespezifische Parameter

Für die LCOE-Berechnung wurden verschiedene Annahmen getroffen, die in den folgenden Unterabschnitten gelistet werden. Grundsätzlich wurden zur Datenauswertung folgende Größenkategorien herangezogen, die auch für die Bemessung von Investitionszuschüssen nach § 56 (3) EAG genutzt werden:

- Bis (kleiner gleich) 10 kW<sub>p</sub>
- Größer 10 kW<sub>p</sub> bis (kleiner gleich) 20 kW<sub>p</sub>
- Größer 20 kW<sub>p</sub> bis (kleiner gleich) 100 kW<sub>p</sub>
- Größer 100 kW<sub>p</sub> bis (kleiner gleich) 1.000 kW<sub>p</sub>

Bei den LCOE-Berechnungen wurde außerdem innerhalb dieser Gruppen zwischen Aufdachanlagen, Freiflächenanlagen (Grünland) und Agri-PV differenziert, um Unterschiede zwischen den Kostenstrukturen bei diesen Anlagen adäquat bei den getroffenen Empfehlungen berücksichtigen zu können. Freiflächenanlagen im Grünland und auf landwirtschaftlichen Nutzflächen erhalten 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.

Im vorherigen Gutachten wurde eine höhere Anzahl an Größenkategorien untersucht, jedoch bei der LCOE-Berechnung der Fokus primär auf Aufdachanlagen gelegt. Analog zum Vorgehen des 1. EAG-Gutachtens (Resch, et al., 2022) werden auch in diesem Gutachten Beispielanlagen mit einer Leistung in der arithmetischen Mitte der betrachteten Kategorien betrachtet, das heißt mit einer Leistung von 5 kW<sub>p</sub>, 15 kW<sub>p</sub>, 60 kW<sub>p</sub> und 550 kW<sub>p</sub>.

### **3.1.1 Volllaststunden- und Eigenverbrauchsannahmen**

In diesem Gutachten wurden verschiedene technologiespezifische Annahmen analog zum vorherigen Gutachten getroffen. Zu diesen gehörten die angenommene Jahresvolllaststundenzahl von 1.050 Stunden pro Jahr sowie die grundsätzlichen Annahmen zum Eigenverbrauch der erzeugten elektrischen Energie. Dieser wird für die drei kleineren Kategorien mit 30 % und für die größte Kategorie mit 0 % unterstellt, was der Einordnung für Eigenverbräuche des 1. EAG-Gutachtens entspricht. Zur Bemessung der Höchstsätze werden in Teilen auch andere Werte berücksichtigt (siehe Kapitel 3.3.2) – hier wurde auch im vorherigen Gutachten an einer Stelle abgewichen. Für die vermiedenen Stromkosten (Opportunitätserlöse) werden die in Kapitel 2.5.2 beschriebenen Endkundenpreise herangezogen. Für die beiden kleineren Kategorien wird als Einspeiseebene NE 7, für die zwei größeren Kategorien NE 5 angesetzt. Bei allen weiteren Annahmen, die in den folgenden Unterkapiteln nicht explizit gelistet sind, wird analog zum 1. EAG-Gutachten verfahren.

### **3.1.2 Annahmen für Kostenentwicklung bis 2024**

Wie in Kapitel 2.3 eingeführt, werden Investitionskostenentwicklungen bis zum angenommenen Investitionszeitpunkt anhand der dort genannten Indizes fortgeschrieben. Für PV werden zwei weitere Kostenentwicklungsparameter direkt festgelegt: die jährliche PV-Modulpreisentwicklung sowie die jährliche Wechselrichterpreisentwicklung.

Die durchschnittliche globale Lernrate für PV-Modulpreise lag im Zeitraum zwischen 1976 und 2022 bei 24,4 % und zwischen 2006 und 2022 bei 39,3 % (VDMA, 2023). Im Jahr 2022 war jedoch besonders in Mitteleuropa eine temporäre Modulpreissteigerung aufgrund gestiegener Nachfrage und begrenzter Lieferkapazitäten aus Asien beobachtbar. Diese Steigerungen sind im Jahr 2023 wieder zurückgegangen. Mit Stand Oktober 2023 werden Rückgänge von 32,5 % bis 42,1 % auf dem europäischen Spotmarkt im Vergleich zu Jänner 2023 berichtet (PVExchange, 2023), wobei sich dieser Wert nicht spezifisch auf Österreich bezieht. In dem vorliegenden Gutachten wird aufgrund dieser gegenläufigen Entwicklung seit 2022 von einer jährlichen degressiven Kostensenkung bei PV-Modulen von 15 % im Zeitraum 2022 bis 2024 ausgegangen, das heißt von einer geringeren Senkung als im langjährigen Mittel.

Bei Wechselrichtern lag für lange Zeit ebenfalls eine deutlichere Lernkurve vor, die in der jüngeren Vergangenheit abflachte. In diesem Gutachten wird eine Fortsetzung der jährlichen degressiven Kostensenkung von etwa 5 % im Zeitraum 2018 bis 2022 (Grünes Haus, 2023) angenommen.

Für die Gesamtzusammensetzung der Investitionskosten stellte das begutachtende Team eine Anfrage an den Branchenverband PV Austria zur Kostenzusammensetzung für verschiedene Größenkategorien, und zwar hinsichtlich der Kategorien PV-Module, Wechselrichter, Verkabelung, Montagesystem, Fachkräftekosten und Netzzutrittsentgelte. Diese wurde durch zwei Projektentwickelnde beantwortet und dem Team übermittelt. Anhand der in der Branchenauskunft (PV Austria, 2023) genannten Kostenzusammensetzung wurden die entsprechenden Kostenanteile für die hier gegenständlichen Größenkategorien bestimmt. Dabei wurde die Verteilung der Anlagengrößen innerhalb der übermittelten OeMAG-Daten zur Bestimmung geeigneter gewichteter Mittelwerte zwischen den abgefragten Kategorien genutzt.

Tabelle 8: Angenommene Kostenanteile bezogen auf Gesamtinvestitionskosten von PV-Aufdachanlagen (in %)

Kostenkomponente	bis 20 kW <sub>p</sub>	20 bis 100 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>PV-Module</b>	21,3	29,2	32,5
<b>Wechselrichter</b>	16,3	9,6	7,7
<b>Verkabelung</b>	10,9	10,0	9,2
<b>Montagesystem</b>	17,6	17,2	13,4
<b>Fachkräftekosten</b>	32,2	31,4	31,2
<b>Sonstiges</b>	0,0	0,0	0,3
<b>Netzzutrittsentgelt</b>	1,8	2,5	6,0

Quelle: Branchenauskunft (PV Austria, 2023) und Berechnungen der AEA; eventuelle Summenabweichungen von 100 % rundungsbedingt

Auf Basis dieser Abfrage wurde eine Zuordnung zu den in Kapitel 2.3 beschriebenen Preisindizes vorgenommen. Während für die PV-Modul- und Wechselrichterpreisentwicklung wie oben erwähnt eigene Preisentwicklungen zugrunde liegen, wurden die Verkabelung mit dem Index für elektrische Ausrüstung, das Montagesystem je hälftig mit dem Index für Hoch- und Tiefbau und die Fachkräftekosten mit der Entwicklung des Lohnkostenindex fortgeschrieben. Die nicht zuordenbaren Kategorien Sonstiges und Netzzutrittsentgelt wurden mit der allgemeinen Entwicklung des HVPI bewertet.

Tabelle 9: Zugrunde gelegte Indexgewichtung PV-Investitionskosten 2024 (in %)

Kostenkomponente	bis 20 kW <sub>p</sub>	20 bis 100 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>PV-Module</b>	21,0	29,2	32,5
<b>Wechselrichter</b>	16,3	9,6	7,7
<b>Stahl</b>	0,0	0,0	0,0
<b>Hochbau</b>	8,8	8,6	6,7
<b>Tiefbau</b>	8,8	8,6	6,7
<b>Elektrische Ausrüstung</b>	10,9	10,0	9,2
<b>Maschinen</b>	0,0	0,0	0,0
<b>Lohnkosten</b>	32,2	31,4	30,1
<b>HVPI</b>	1,8	2,5	6,2

Quelle: Berechnungen der AEA; eventuelle Summenabweichungen von 100 % rundungsbedingt

Es ergibt sich für 2024 ein gewichteter Kostenanpassungsfaktor im Vergleich zu 2022 von 99,5 % für Anlagen bis 20 kW<sub>p</sub>, von 97,8 % für Anlagen zwischen 20 und 100 kW<sub>p</sub> sowie 97,1 % für Anlagen größer 100 kW<sub>p</sub>. Das bedeutet, dass in allen Größenkategorien eine leichte Kostenabnahme im Vergleich zum Jahr 2022 angenommen wird.

Für die Kostenentwicklung von PV-Stromspeichern werden gleichbleibende Investitionskosten bis zum Jahr 2024 hinterlegt und auf eine entsprechende Kostenanpassung verzichtet. Hier war in den letzten drei Jahren nur eine geringe Preisdynamik zu beobachten (Grünes Haus, 2023), was durch dieses methodische Vorgehen weiter fortgeschrieben wird.

### 3.1.3 Weitere Parameter

Im Gegensatz zu anderen gegenständlichen Technologien dieses Gutachtens gilt es bei PV, technische Ertragseinbußen durch Degradation (Alterung der PV-Zellen und damit zusammenhängende Minderung des Wirkungsgrades) zu berücksichtigen. Dieser Parameter wird durch den fortwährenden technologischen Fortschritt für Neuanlagen im Vergleich zum Vorgutachten leicht niedriger angesetzt. Anstatt 3 % werden 2 % Anfangsdegradation sowie anstelle von 0,55 % werden 0,5 % jährliche Degradation über die restliche Betriebsdauer unterstellt. Diese Annahmen beziehen sich auf aktuelle Daten des Fraunhofer-Instituts ISE (Wirth, 2023), wobei beide gesenkte Werte eher konservative Annahmen darstellen und bei vielen Neuanlagen noch geringer ausfallen können. Die Ergebnisse dieser Studie beziehen sich auf Neuanlagen in Deutschland; es kann jedoch von einer hinreichenden Ähnlichkeit der österreichischen Neuanlagen ausgegangen werden.

Im Gegensatz zum vorherigen Gutachten wird von einem späteren Zeitpunkt für die Investition in einen Ersatzwechselrichter ausgegangen. Diese Reinvestition wurde im letzten Gutachten im zehnten Jahr nach Inbetriebnahme angesetzt, während im aktuellen Gutachten diese erst nach zwölf Jahren erfolgt. Auch dies stellt noch eine eher konservative (das heißt frühe) Annahme dar. Eine Vorabveröffentlichung einer Studie der Berner Fachhochschule legt beispielsweise nahe, dass über 50 % der installierten Leistungselektronik bis zum 15. Lebensjahr keinen ertragsrelevanten Fehler ausweisen (Bucher & Joss, 2022). Das 12. Lebensjahr wurde als Jahr der Ersatzinvestition ausgewählt, da nach der genannten Studie die Überlebenswahrscheinlichkeit für außen installierte Wechselrichter erstmals unter 50 % (für innen installierte Wechselrichter unter 75 %) fällt. Auch die International Technology Roadmap for Photovoltaik (VDMA, 2023) aus dem April geht für 2022 errichtete Anlagen von einer technischen Lebensdauer von etwa 12 Jahren aus.

Der in Kapitel 3.1.2 genannte jährliche Kostendämpfungssatz von 5 % bedeutet im zwölften Betriebsjahr der Anlage (also 2037) einen Kostenfaktor von 46,3 % im Vergleich zu 2022 für die Reinvestition, das heißt einen Kostenrückgang um etwas mehr als die Hälfte. Der Wert für 2022 wird dabei aus den in Kapitel 3.1.2 genannten Gewichtungen und den empirischen Gesamtkosten der verschiedenen betrachteten Anlagenkategorien (siehe Kapitel 3.2) berechnet.

Da die laufenden Netzkosten aufgrund fehlender Daten oder unzureichender Datenqualität den PV-Betreibermeldungen nicht zu entnehmen sind, wird von der in Kapitel 2.5.4 getroffenen Annahme zur Berücksichtigung von Systemnutzungsentgelten in den Betreibermeldungen abgewichen. Die aktuell gültigen Entgelte für Messleistungen in Höhe von 2,40 EUR/Monat gemäß § 10 Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V) 2018 werden daher explizit zu den angegebenen Betriebskosten hinzugezählt. Dies wurde auch im vorherigen Gutachten (unter dem Stichwort „Drehstromzählung“) so gehandhabt.

## 3.2 Auswertung der Daten

Zur Bestimmung der relevanten Daten für PV- sowie Stromspeicher-Investitionskosten 2022 konnte maßgeblich auf die endabgerechneten Daten investitionszuschussgeförderter Anlagen der OeMAG zurückgegriffen werden. Insgesamt wurden 18.511 Datensätze zu PV übermittelt, wobei in 6.449 Fällen (circa 34 %) auch ein PV-Stromspeicher bezuschusst wurde. In 31 Fällen aus Jahren vor 2022 (d. h. einer Förderung durch das ÖSG, nicht EAG) wurde nur ein Stromspeicher, jedoch keine PV-Anlage per Investitionszuschuss gefördert, wodurch die Gesamtanzahl an Speicher-Datensätzen 6.480 beträgt. Die Möglichkeit einer alleinigen Förderung von Stromspeichern (zum Beispiel bei einer bereits bestehenden PV-Anlage) war bei den EAG-Fördercalls 2022 und 2023 nicht mehr vorgesehen. Entsprechende Fördermöglichkeiten bestehen stattdessen im Rahmen von Förderprogrammen des Klima- und Energiefonds.

### 3.2.1 Photovoltaik

Eine Übersicht über die gemeldeten PV-Datensätze findet sich in Tabelle 10. Nicht gelistet sind hier drei Datensätze von Anlagen mit einer tatsächlich installierten Leistung größer 1 MW<sub>p</sub>. Diese wurden in der weiteren Auswertung nicht berücksichtigt. Die Kategorie „Weitere“ umfasst sämtliche Anbringungsarten von Anlagen, die nicht in die drei zuvor genannten Kategorien fallen. Dazu zählen insbesondere die Anbringungsarten bauliche Anlagen, gebäudeintegrierte PV, Freiflächen auf Bauland, Parkplatzüberdachung, befestigte Flächen sowie Lärmschutzwände. Es werden nur die 17.498 Datensätze mit Inbetriebnahme im Jahr 2022 in die weitere Berechnung miteinbezogen. Die insgesamt 896 Datensätze mit Inbetriebnahmejahr 2023 sowie die 114 Datensätze mit Inbetriebnahme vor 2022 wurden jedoch zur Plausibilisierung der angenommenen Kostenentwicklung herangezogen.

Tabelle 10: Überblick Datensätze PV

Stichprobe	bis 10 kW <sub>p</sub>	10 bis 20 kW <sub>p</sub>	20 bis 100 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>OeMAG-Datensätze gesamt</b>	13.391	4.417	641	59
<b>Anlagen mit Inbetriebnahme 2022</b>	12.420	4.384	636	58
<b>Aufdachanlagen 2022</b>	12.110	4.293	626	57
<b>Anlagen auf Freifläche 2022 (Grünland)</b>	19	14	2	0
<b>Anlagen auf Freifläche (landwirtschaftlich genutzt) 2022</b>	2	4	1	0
<b>Weitere Anlagen 2022</b>	289	73	7	1

Quelle: OeMAG-Daten, Auswertung durch AEA

Aus den vorhandenen Informationen bezüglich der installierten Leistung sowie der Kosten wurden für alle Datenpunkte die spezifischen Investitionskosten als Quotient in EUR/kW<sub>p</sub> berechnet. Dann wurde der Datensatz anhand der oben genannten Größenkategorien geteilt und in jeder Kategorie um die 10 % höchsten und 10 % niedrigsten Werte gestutzt, um Verzerrung durch Ausreißer zu verringern. Schließlich wurden die mittleren spezifischen Investitionskosten pro Größenkategorie ermittelt. Durch die Datenstutzung ergibt sich jeweils eine leichte Absenkung der durchschnittlichen Kosten.

Tabelle 11: Durchschnittliche spezifische Investitionskosten PV aus OeMAG-Daten 2022, alle Kategorien

in EUR/kW <sub>p</sub>	bis 10 kW <sub>p</sub>	10 bis 20 kW <sub>p</sub>	20 bis 100 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>Mittelwert ungestutzt</b>	1.555,4	1.210,3	991,7	789,1
<b>Mittelwert gestutzt</b>	1.536,8	1.199,5	980,7	777,4

Quelle: OeMAG-Daten, Auswertung durch AEA

Die gestutzten Daten wurden weiter für die Kategorien Aufdachanlage, Freifläche (Grünland) und Freifläche (landwirtschaftlich genutzt) bezüglich Mittelwerten der spezifischen Kosten ausgewertet. Die Kategorisierungen wurden hierbei sinngemäß aus der Primärquelle (OeMAG) übernommen – eine zweifelsfreie Einordnung der auf landwirtschaftlich genutzten Flächen installierten Anlagen als Agri-PV kann auf Basis der anonymisierten Daten zwar nicht vorgenommen werden, jedoch legen die höheren Investitionskosten höhere Aufwände, zum Beispiel zur Sicherstellung einer weiteren ackerbaulichen Nutzung nahe. Die Werte der spezifischen Kosten für Freiflächenanlagen, die sich in keiner der beiden genannten Kategorien befinden, wurden ebenfalls berechnet und lagen im Schnitt jeweils (teils deutlich) niedriger als alle hier gelisteten Kategorien, das heißt insbesondere niedriger als Aufdachanlagen. Zur Komplexitätsreduktion der folgenden Analyse werden Freiflächenanlagen nicht weiter betrachtet und können im Schnitt hinsichtlich ihrer Stromgestehungskosten – trotz gegebenenfalls in einzelnen Fällen höherer Betriebskosten – in der Regel kostengünstiger als Aufdachanlagen eingeschätzt werden.

Tabelle 12: Durchschnittliche spezifische Investitionskosten PV aus OeMAG-Daten 2022, nach Anbringungsart

in EUR/kW <sub>p</sub>	bis 10 kW <sub>p</sub>	10 bis 20 kW <sub>p</sub>	20 bis 100 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>Aufdach</b>	1.536,9	1.199,3	981,1	777,4
<b>Freifläche (Grünland)</b>	1.594,3	1.267,8	1.033,6	nicht vorhanden
<b>Freifläche (landwirtschaftlich genutzt)</b>	2.124,4	1.362,9	1.042,0	nicht vorhanden

Quelle: OeMAG-Daten, Auswertung durch AEA

Es zeigt sich einerseits die erwartete spezifische Investitionskostenreduzierung für größere Anlagen und andererseits durchschnittlich höhere Kosten für Freiflächenanlagen im Grünland oder mit landwirtschaftlicher Nutzung im Vergleich zu Aufdachanlagen.

Für die größte Kategorie (größer 100 kW<sub>p</sub>) lagen 62 Datensätze durch Betreiberangaben vor. Diese umfassten 55 Aufdachanlagen (davon 54 Neubauanlagen), vier Freiflächenanlagen sowie zwei Agri-PV-Anlagen. Ein Datensatz wurde aufgrund seines Inhalts als Fehlmeldung (offensichtlich keine PV-Anlage) ausgeschlossen.

Die Daten der Betreiberangaben umfassten die Engpassleistung der Anlagen, die erzeugte Strommenge der letzten drei Kalenderjahre sowie die Investitionskosten als Gesamtsumme, aber auch gruppiert nach einzelnen Kostenkategorien (PV-Anlage, Netzzutrittsentgelt, Netzableitung, zusätzliche einmalige Netzkosten, Sonstiges). Im Fall einer Abweichung der Summe aus den einzelnen Kostenkategorien und der angegebenen Gesamtsumme wurde für die weitere Analyse der jeweils höhere Wert ausgewählt.

Diese Daten wurden ebenfalls bezüglich der gemeldeten spezifischen Investitionskosten, das heißt des Quotienten aus Engpassleistung und gesamten Investitionskosten (EUR/kW<sub>p</sub>), ausgewertet. Die Datenangaben mit einem Inbetriebnahmedatum vor 2022 wurden analog der historischen Indexentwicklungen und getroffenen Annahmen auf das Jahr 2022 valorisiert. Lediglich bei Aufdachanlagen wurde analog zu den OeMAG-Daten eine Datenstützung der höchsten 10 % und niedrigsten 10 % der Meldungen vorgenommen. Bei den beiden anderen Kategorien war dies aufgrund der geringen Anzahl an Datensätzen nicht sinnvoll möglich. Die ermittelten Durchschnitte nach Valorisierung sind in Tabelle 12 abgebildet.

Tabelle 13: Durchschnittliche spezifische Investitionskosten PV aus Betreiberdaten 2022, nach Anbringungsart

in EUR/kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>Aufdach</b>	864,7
<b>Freifläche (Grünland)</b>	781,1
<b>Freifläche (landwirtschaftlich genutzt)</b>	847,8

Quelle: Betreiberdaten, Auswertung durch AEA

Für Aufdachanlagen ergeben sich höhere Durchschnittswerte als bei den OeMAG-Daten. Zur weiteren Verwendung wird der gewichtete Mittelwert dieser beiden Werte anhand der vorhandenen Datenpunkte gebildet (44 für die gestutzten Betreiberdaten, 48 für die gestutzten OeMAG-Daten). Dieser Mittelwert liegt bei 819,2 EUR/kW<sub>p</sub>.

Die durchschnittlichen Betriebskosten werden anhand der Angaben der Betreibermeldungen festgestellt. Die Betreiber:innen konnten hierbei Verwaltungskosten (inklusive Personalkosten), Wartungs- und Instandhaltungskosten, Kosten für Versicherung und für Pacht sowie sonstige Kosten angeben. Zusätzlich konnten auch hier Gesamtkosten genannt werden. Analog zu den Investitionskosten wird das Maximum aus der Summe der Einzelposten oder den angegebenen Gesamtkosten für die weitere Berechnung angesetzt. Datenmeldungen gänzlich ohne Angabe von Betriebskosten (13 Fälle; alles Aufdachanlagen) werden bei der Bemessung der Kosten nicht berücksichtigt. Auch wenn der Zeitraum, auf den sich die angegebenen jährlichen Betriebskosten beziehen, nicht durch den Betreiberanfragebogen explizit abgefragt wurde, wird dafür vereinfachend das letzte abgelaufene Kalenderjahr (2022) angenommen. Zur Ermittlung durchschnittlicher Betriebskosten pro MWh erzeugter elektrischer Energie wird die erzeugte Energiemenge des Jahres 2022 als Divisor herangezogen. Es ergeben sich die in Tabelle 14 dargestellten durchschnittlichen Betriebskosten.

Tabelle 14: Durchschnittliche Betriebskosten PV aus Betreiberdaten 2022, nach Anbringungsart

in EUR/MWh	100 kW <sub>p</sub> bis 1.000 kW <sub>p</sub>
<b>Aufdach</b>	12,69
<b>Freifläche (Grünland)</b>	8,2
<b>Freifläche (landwirtschaftlich genutzt)</b>	13,7

Quelle: Betreiberdaten, Auswertung durch AEA

Da keine Informationen bezüglich abweichender Kostenstrukturen für kleinere Anlagengrößen vorlagen, werden diese Kosten analog zum 1. EAG-Gutachten auch für die kleineren Kategorien übernommen. Zusätzlich werden erneut, wie bereits in Kapitel 3.1.3 erwähnt, die pauschalen Entgelte für Messleistungen in der Höhe von 2,40 EUR/Monat, das heißt 28,80 EUR/Jahr, berücksichtigt. Es ergeben sich die in Tabelle 15 gelisteten Betriebskosten.

Tabelle 15: Zugrunde gelegte Betriebskosten für PV 2022, nach Anbringungsart

in EUR/MWh	bis 10 kW <sub>p</sub>	10 bis 20 kW <sub>p</sub>	20 bis 100 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>Aufdach</b>	18,18	14,52	13,15	12,74
<b>Freifläche (Grünland)</b>	13,68	10,02	8,65	8,24
<b>Freifläche (landwirtschaftlich genutzt)</b>	19,22	15,56	14,19	13,78

Quelle: Betreiberdaten, Auswertung und Berechnungen durch AEA

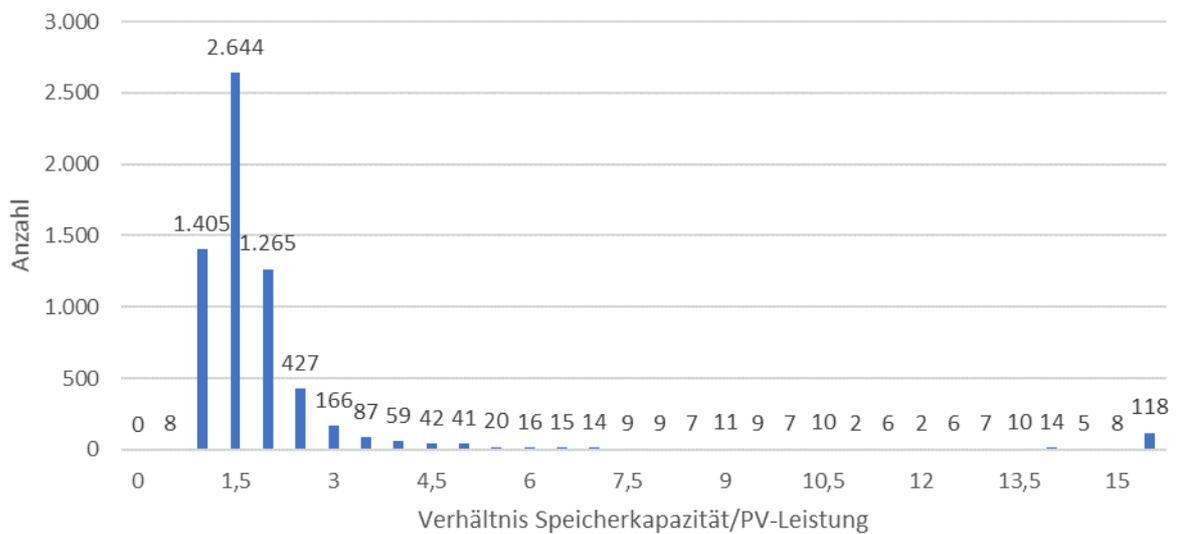
Für die größte Kategorie werden schließlich Ausgleichsenergiekosten (vergleiche Kapitel 2.5.3) angenommen. Für kleinere Anlagen ist diese Annahme nicht plausibel, da die Betreiber:innen hier im Allgemeinen nicht selbst die Vermarktung ihrer Anlagen übernehmen, sondern Abnahmeverträge mit dem jeweiligen Energieversorger haben, der dieses Risiko übernimmt. Die Ausgleichsenergiekosten sind in Tabelle 15 nicht enthalten.

### 3.2.2 Speicher

Wie zu Beginn des Kapitels beschrieben, lagen insgesamt 6.480 OeMAG-Datensätze zu PV-Speichern vor. Die Datensätze wurden aus Gründen der Konsistenz zur Behandlung von PV-Anlagen anhand des Inbetriebnahmejahres gefiltert, sodass nur Anlagen mit Inbetriebnahmejahr 2022 weiter betrachtet werden. Dabei handelt es sich um insgesamt 6.003 von 6.480 Datensätzen, welche in drei verschiedene Größenklassen anhand ihrer tatsächlichen Nettokapazität (in kWh) aufgeteilt wurden.

Für die Aufteilung erfolgte zunächst eine Auswertung der relativen Speichergröße im Verhältnis zur installierten PV-Anlage mittels eines Histogramms. Dieses ist in Abbildung 3 abgebildet. Die meisten Speicher haben eine relative Speichergröße im Vergleich zur PV-Anlagenleistung zwischen 1 und 1,5. Das bedeutet, dass beispielsweise für eine PV-Anlage mit einer Leistung von 10 kW<sub>p</sub> meist ein Speicher zwischen 10 kWh und 15 kWh installiert wird.

Abbildung 3: Histogramm des Verhältnisses von installierter Speicherkapazität zur PV-Leistung



Quelle: OeMAG-Daten, Auswertung durch AEA

In Anlehnung an die Größenkategorien des letzten Gutachtens werden die Speicher in den folgenden Gruppen aufgeteilt:

- Bis (kleiner gleich) 10 kWh
- Größer 10 kWh bis (kleiner gleich) 50 kWh
- Größer 50 kWh

Die maximale mit Investitionsförderungen bezuschusste Kapazität von Speichern beträgt derzeit 50 kWh, sodass keine weiteren Kategorien für die Analyse notwendig sind.

Grundsätzlich können die geförderten Speicher auch eine höhere installierte Kapazität über die geförderten bis zu 50 kWh hinaus aufweisen, was in diesem Fall für 13 Speicher der Fall ist. Diese Speicher wurden alle im Jahr 2022 in Betrieb genommen. Die über 50 kWh hinausgehende Nettokapazität wird hier nicht gefördert. Für die oben genannten Kategorien ergeben sich die folgenden mittleren spezifischen Investitionskosten:

Tabelle 16: Mittlere spezifische Investitionskosten für PV-Speicher

in EUR/MWh	bis 10 kWh	10 bis 50 kWh	über 50 kWh
<b>Mittelwert (Inbetriebnahme 2022)</b>	911,99	803,37	716,60
<b>Mittelwert (alle Jahre)</b>	913,08	801,59	716,60

Quelle: OeMAG-Daten, Auswertung durch AEA

Wie in Kapitel 3.1.2 beschrieben, wird aufgrund der Stagnation der Kosten für Stromspeicher in den letzten Jahren keine Steigerung der Investitionskosten für Stromspeicher angenommen. Auch die vorhandenen Datensätze für die Jahre 2019, 2020, 2021 und 2023 legen keinen grundlegenden Trend nahe, wie dem Mittelwert über alle Inbetriebnahmejahre in Tabelle 16 entnommen werden kann.

### 3.3 Empfehlungen zur Förderung

Zur Bestimmung angemessener Eigenkapital- und Fremdkapitalquoten für Photovoltaik wurden die Betreiberdaten nach den durchschnittlichen Eigenkapitalquoten ausgewertet. Es ergibt sich eine durchschnittliche empirische Fremdkapitalquote von 61,94 %, wobei eine starke Streuung (mit einigen Anlagen mit 0 % und anderen Anlagen mit 100 % Fremdkapitalquote) vorlag. Für die LCOE-Betrachtung bei der Höchstförderwertbestimmung wird vereinfachend mit einer gerundeten FK-Quote von 60 % gerechnet, womit sich ein WACC von 8,55 % ergibt.

Die LCOE-Berechnungen erfolgen in diesem Gutachten einheitlich für die in den nachfolgenden Tabellen ausgewiesenen vier Größenklassen. Diese Größenklassen bilden die beobachtete Kostendegression in Hinblick auf die Häufigkeit der in der Vergangenheit realisierten Anlagen bzw. verfügbaren Daten gut ab. Eine weitere Untergliederung bringt für die vorzunehmende Bewertung keinen weiteren nennenswerten Genauigkeitsgewinn. Für Photovoltaik zeigen sich bei der LCOE-Berechnung folgende Ergebnisse:

Tabelle 17: LCOE-Berechnungsergebnis PV-Aufdachanlagen (die zur Berechnung des Höchstsatzes herangezogenen Werte sind mit H markiert)

in EUR/MWh	bis 10 kW <sub>p</sub>	10 bis 20 kW <sub>p</sub>	20 bis 100 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>LCOE bei 0 % Eigenverbrauch</b>	196,08	152,81	<b>122,53 (H)</b>	<b>108,73 (H)</b>
<b>LCOE bei 10 % Eigenverbrauch</b>	170,67	127,39	103,19	89,39
<b>LCOE bei 20 % Eigenverbrauch</b>	145,25	101,98	83,85	70,04
<b>LCOE bei 30 % Eigenverbrauch</b>	119,84	76,56	<b>64,50 (H)</b>	<b>50,70 (H)</b>

Quelle: Berechnungen der AEA

Die Werte für andere Anbringungsarten, insbesondere Freiflächenanlagen im Grünland sowie mit landwirtschaftlicher Nutzung, wurden ebenfalls bestimmt, um die Auswirkungen von Abschlägen auf die grundsätzliche Möglichkeit der Teilnahme dieser Anlagen an der Ausschreibung zu prüfen.

Tabelle 18: Berechnungsergebnis PV-Freiflächenanlagen – Grünland

in EUR/MWh	bis 10 kW <sub>p</sub>	10 bis 20 kW <sub>p</sub>	20 bis 100 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>LCOE bei 0 % Eigenverbrauch</b>	196,93	154,90	122,24	98,47
<b>LCOE bei 10 % Eigenverbrauch</b>	171,51	129,48	102,90	79,12
<b>LCOE bei 20 % Eigenverbrauch</b>	146,10	104,07	83,56	59,78
<b>LCOE bei 30 % Eigenverbrauch</b>	120,68	78,65	64,21	40,44

Quelle: Berechnungen der AEA

Tabelle 19: Berechnungsergebnis PV-Freiflächenanlagen – landwirtschaftliche Nutzfläche/Agri-PV

in EUR/MWh	bis 10 kW <sub>p</sub>	10 bis 20 kW <sub>p</sub>	20 bis 100 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>LCOE bei 0 % Eigenverbrauch</b>	264,84	173,83	131,27	113,65
<b>LCOE bei 10 % Eigenverbrauch</b>	239,42	148,42	111,93	94,31
<b>LCOE bei 20 % Eigenverbrauch</b>	214,01	123,00	92,59	74,97
<b>LCOE bei 30 % Eigenverbrauch</b>	188,60	97,59	73,24	55,62

Quelle: Berechnungen der AEA

### 3.3.1 Empfehlungen zur Höchstwertsetzung der Betriebsförderung

Als maßgeblich für die Bemessung der Höchstpreise sind hier die Werte für Aufdachanlagen zu sehen, da diese die zahlenmäßig wichtigste und im Vergleich zu Freiflächenanlagen (ausgenommen auf landwirtschaftlichen Nutzflächen) teurere Anlagengruppe darstellt. Ausschreibungen dienen aus energiewirtschaftlicher Sicht dazu, dass Ziele mit möglichst effizientem Mitteleinsatz erreicht werden können. In der Regel sollen wettbewerblich jene Anlagen bevorzugt unterstützt werden, die unter günstigen Bedingungen realisiert werden können. Dazu zählen insbesondere auch Anlagen, die von Größenvorteilen profitieren können. In diesem Sinne werden für die Bestimmung des empfohlenen Höchstpreises für Ausschreibungen nur die größten beiden Anlagenkategorien aus der vorhergehenden LCOE-Berechnung herangezogen (siehe Tabelle 17), da eine Berücksichtigung kleinerer Anlagen bis 20 kWp Überförderungen größerer Anlagen bedeuten würde. Für die herangezogenen beiden Kategorien werden jeweils die Anlagen mit 0 % und 30 % Eigenverbrauch als relevante Beispielfälle herangezogen und der Mittelwert der entsprechenden LCOE-Werte gebildet. Diese Vorgangsweise mit Mittelwertbildung erfolgt angelehnt an jene im 1. EAG-Gutachten. Bei erhöhtem Eigenverbrauch sind – wie hinsichtlich der Anlagengröße – ebenfalls Kostenvorteile gegeben.

Es ergibt sich ein Durchschnittswert von 86,62 EUR/MWh, welcher als Höchstsatz für die Ausschreibung empfohlen wird.

Für Freiflächenanlagen im Grünland und auf Flächen mit landwirtschaftlicher Nutzung ergibt sich mit Berücksichtigung des anzusetzenden Abschlags von 25 % ein Höchstpreis von 65,03 EUR/MWh. Hier ist insbesondere zu beachten, dass für Agri-PV-Anlagen der Abschlag nach § 56 (10) EAG entfällt.

Ein grundlegender stärkerer Anreiz für größere Anlagen, in der Ausschreibungsschiene teilzunehmen, erscheint aus Gründen der Fördereffizienz ebenso sinnvoll, wie erhöhte Anreize zum Eigenverbrauch des produzierten Stroms aus Gründen der zielgerichteten Netzintegration, zum Beispiel durch den verstärkten Ausbau von Speicherkapazitäten. Daher wird von zusätzlichen Aufschlägen zur stärkeren Einbeziehung von Stand-alone-PV-Anlagen abgesehen.

Eine quantitative Neubewertung der laut § 6 EAG-MPV 2022 vorgesehenen prozentualen Abschläge für Freiflächenanlagen im Grünland oder auf landwirtschaftlich genutzten Flächen war innerhalb des gegenständlichen Gutachtens nicht vorgesehen.

### **3.3.2 Empfehlungen zur Investitionsförderung**

Die Investitionszuschüsse für Photovoltaikanlagen richten sich, analog zu den bislang angenommenen Größenklassen, nach der Leistung der Anlage. Es wird zur Erhöhung der Fördereffizienz eine Senkung der Förderhöhenobergrenze (Leistungskriterium) insbesondere für kleine Anlagen empfohlen, und zwar:

- Bis (kleiner gleich) 10 kW<sub>p</sub>: 170 EUR/kW<sub>p</sub>
- Größer 10 kW<sub>p</sub> bis (kleiner gleich) 20 kW<sub>p</sub>: 160 EUR/kW<sub>p</sub>
- Größer 20 kW<sub>p</sub> bis (kleiner gleich) 100 kW<sub>p</sub>: 150 EUR/kW<sub>p</sub>
- Größer 100 kW<sub>p</sub> bis (kleiner gleich) 1.000 kW<sub>p</sub>: 140 EUR/kW<sub>p</sub>

Mit einer Sensitivitätsanalyse wurde untersucht, wie sich verschiedene Investitionszuschüsse auf die LCOE und somit die Attraktivität der Investition auswirken.

Die spezifischen Investitionskosten werden vom Jahr 2022 auf das Jahr 2024 valorisiert. Gegenüber dem Vorgängergutachten (Resch, et al., 2022) resultieren gestiegene Investitionskosten in der kleinsten sowie gesunkene Investitionskosten in der größten Anlagenklasse. Der in diesem Vorgängergutachten aufgrund von damals abzusehenden Kostensteigerungen verwendete Investitionskostensteigerungsfaktor von 10 %, der sich im Jahr 2022 abzeichnete, wurde durch die Kostenentwicklungen seit Jahresbeginn 2023 konterkariert und entfällt in diesem Gutachten. Das Netzzutrittsentgelt, welches im Vorgängergutachten explizit berücksichtigt wurde, wird nicht zusätzlich betrachtet, da davon ausgegangen werden kann, dass dies in den vorhandenen Daten schon geschehen ist.

Für die Sensitivitätsanalyse hinsichtlich des Eigenverbrauchs wurden die für Aufdachanlagen bestimmten Investitionskosten herangezogen. Für die beiden kleineren Kategorien bis 20 kW<sub>p</sub> wird von der Investition eines Haushalts ausgegangen und ein entsprechend geringerer zu erzielender Vergütungszinssatz in der Höhe von 3,5 % für eine attraktive Investition festgelegt. Ausgleichsenergiekosten und Erlöse durch Herkunftsnachweise werden in diesem Fall nicht berücksichtigt. Die weiteren Annahmen bezüglich Investitionskosten, Betriebskosten und Indexierungen bleiben unverändert.

Die aus den geänderten Investitionszuschüssen resultierenden LCOE-Werte sind in Tabelle 20 abgebildet. Die geänderten Festlegungen bezüglich anzulegender Zinssätze bewirken, dass die dritte Kategorie etwas höhere LCOE aufweist als die zweite. Auch dies war bereits im Vorgängergutachten der Fall.

Tabelle 20: Resultierende LCOE für Photovoltaik bei Anwendung empfohlener Investitionszuschüsse

in EUR/MWh	bis 10 kW <sub>p</sub>	10 bis 20 kW <sub>p</sub>	20 bis 100 kW <sub>p</sub>	100 kW <sub>p</sub> bis 1 MW <sub>p</sub>
<b>LCOE bei 0 % Eigenverbrauch</b>	134,89	103,50	110,56	97,67
<b>LCOE bei 30 % Eigenverbrauch</b>	55,27	23,87	52,53	39,64
<b>LCOE bei 50 % Eigenverbrauch</b>	2,19	-29,21	13,84	0,96

Quelle: Berechnungen der AEA

Die Ergebnisse mit den zugrundegelegten Empfehlungen stehen im Einklang mit den Ergebnissen des Vorgängergutachtens (Resch, et al., 2022). In diesem wurde festgestellt, dass auch bei einer Senkung der damaligen vorgeschlagenen Fördersätze um 15 % noch ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb im Regelfall möglich sei.

Mit den zugrunde gelegten Fördersätzen liegen die LCOE bei 30 % Eigenverbrauch jeweils nicht höher als das langjährige Energiepreisniveau am Strommarkt, die LCOE bei 0 % Eigenverbrauch auf einem vergleichbaren Niveau mit aktuellen Marktpreisen. Dies ist insbesondere für Kleinanlagen relevant, die zum OeMAG-Marktpreis einspeisen können. Gleichzeitig bietet die Absenkung der Höchstfördersätze die Möglichkeit, die Anzahl der geförderten Anträge, das heißt potenziell auch die Anzahl realisierter Neuprojekte, zu steigern.

Die tatsächlich im Einzelfall gewährbare Förderhöhe wird von der Förderabwicklungsstelle schlussendlich anhand der bereits in Kapitel 2.6 näher erläuterten standardisierten Vorgangsweise ermittelt.

### 3.3.3 Empfehlung zur Investitionsförderung für Photovoltaik-Stromspeicher

Die Empfehlung hinsichtlich Stromspeicher lautet die Investitionszuschüsse bei 200 EUR/kWh zu belassen, um gleichzeitige Investitionen in PV-Anlage und Speicher zu incentivieren. Es ergibt sich also keine Veränderung zum Status quo.

Auf Basis des derzeit bestehenden Investitionszuschusses (IVZ) für Speicher in Höhe von 200 EUR/kWh wird eine Sensitivitätsrechnung durchgeführt, bei der je eine PV-Anlage mit zusätzlichem Speicher betrachtet wird. Dafür wird für die Größenklasse von bis zu 10 kWh eine PV-Anlage mit 5 kW<sub>p</sub> Leistung angenommen, für die Größenklasse zwischen 10 kWh und 50 kWh eine PV-Anlage mit 10 kW<sub>p</sub> Leistung sowie für die Größenklasse größer 50 kWh eine PV-Anlage mit 33,33 kW<sub>p</sub> Leistung. Zusammen mit einer PV-Volllaststundenzahl von 1.050 h/a ergeben sich Stromerzeugungen von 5,25 MWh, 10,5 MWh sowie 35 MWh pro Jahr. Die Speicherkapazitäten werden mit 7,5 kWh, 15 kWh und 50 kWh angesetzt.

In Kapitel 3.2.2 wurden die folgenden Mittelwerte für Investitionskosten pro Größenkategorie berechnet.

Tabelle 21: Mittelwerte für Investitionskosten für PV-Speicher für repräsentative Anlagengrößen

in EUR/kW <sub>p</sub>	bis 10 kWh	10 bis 50 kWh	über 50 kWh
<b>Investitionskosten</b>	911,99	803,37	716,60

Quelle: OeMAG-Daten, Auswertung durch AEA

Unter Berücksichtigung des derzeit bestehenden IVZ wird mit den oben genannten Investitionskosten ausgewertet, welche Stromkostensparnis durch eine Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils am erzeugten PV-Strom durch den Speicher um 10 %, 20 % und 30 % einhergeht. Der Barwert der Investition wird dem Barwert der durch erhöhten Eigenverbrauch vermiedenen Strombezugskosten gegenübergestellt. Die Differenz, gemittelt durch den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren, ergibt die durchschnittlichen jährlichen Nettokosten des jeweiligen Speichers, wenn dieser Speicher den Eigenverbrauch des Stroms aus der PV-Anlage um x % anhebt. Dabei wird für die beiden kleineren Kategorien ein Zinssatz von 3,5 % und für die größte Kategorie der WACC für PV in Höhe von 8,55 % angesetzt, um eine Konsistenz mit den Annahmen zu den Investitionszuschüssen für PV zu gewährleisten.

Das Ergebnis der Berechnungen ist Tabelle 22 zu entnehmen. Für die zwei kleineren Größenkategorien wird ein Strombezug von Netzebene 7 und für die größte Kategorie ein Strombezug von Netzebene 5 unterstellt, wodurch sich für die kleineren Speicher höhere vermiedene Strombezugskosten ergeben.

Tabelle 22: Durchschnittliche jährliche Nettokosten des Speichers bei Anhebung des Eigenverbrauchs (EV) des Stroms aus der PV-Anlage durch den Speicher um x % und bei 200 EUR/kWh Investitionszuschuss für den Speicher

in EUR/Jahr	bis 10 kWh	10 bis 50 kWh	über 50 kWh
Speicher erhöht EV um 0 %	342,00	602,53	1.791,49
Speicher erhöht EV um 10 %	246,63	411,79	1.472,87
Speicher erhöht EV um 20 %	151,26	221,05	1.154,25
Speicher erhöht EV um 30 %	55,88	30,31	835,63

Quelle: Berechnungen der AEA

Es zeigt sich, dass bei einem Investitionszuschuss von 200 EUR/kWh die Investitionskosten auch nach einer Steigerung des Eigenverbrauchs um 20 % die vermiedenen Kosten noch knapp überwiegen und somit keine Überförderung besteht. Die tatsächlich im Einzelfall gewährbare Förderhöhe wird von der Förderabwicklungsstelle schlussendlich anhand der bereits in Kapitel 2.6 näher erläuterten standardisierten Vorgangsweise ermittelt.

# 4 Windenergie

In Kapitel 4 sind Empfehlungen für Betriebsförderung und Investitionszuschüsse laut EAG für Windkraftanlagen für Fördercalls im Jahr 2024 dargestellt. Sofern nicht anders beschrieben orientiert sich das vorliegende 2. EAG-Gutachten an der Methode des 1. EAG-Gutachtens (Resch, et al., 2022). Dies betrifft insbesondere auch das im 1. EAG-Gutachten entwickelte und dort beschriebene Modell der Standortdifferenzierung für Betriebsförderungen.

Neu (auch in Form eines Repowering) errichtete Windkraftanlagen und Erweiterungen von Windparks durch neue Anlagen können im Rahmen des EAG anhand einer wettbewerblich ermittelten Marktprämie für selbst vermarkteten und tatsächlich in das öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeisten Strom, für den Herkunftsnachweise ausgestellt wurden, gefördert werden. In diesem Gutachten wird eine Empfehlung für den Höchstpreis, der sich auf den Normstandort bezieht, abgegeben. Bei der tatsächlichen Betriebsförderung gibt es einen Korrekturfaktor, der standortbedingte Unterschiede im Vergleich zu einem Normstandort beachtet. Die Korrektur erfolgt mit Bezug auf die rotorkreisflächenspezifische Jahresstromproduktion und die Standorthöhe (RJ, in  $\text{kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2/\text{a}$  Rotorfläche) in Form eines Auf- oder Abschlags als Prozentsatz, um den sich der anzulegende Wert (azW) für den Normstandort erhöht oder verringert.

Im vorliegenden Gutachten wird das Standortdifferenzierungsmodell nicht angepasst. Im 1. EAG-Gutachten wurden bereits Großwindkraftanlagen der aktuell relevanten Generation, mit Nabenhöhen und Rotordurchmesser um 160 m sowie Generatorleistungen zwischen 4 bis 7  $\text{MW}_{\text{el}}$  berücksichtigt. Die Prüfung der vorliegenden Daten liefert keine Anhaltspunkte, dass eine Erweiterung der Anlagenpalette für das vorliegende Gutachten zwingend geboten ist. Daher wird das im 1. EAG-Gutachten zugrunde gelegte Modell auch im 2. EAG-Gutachten beibehalten. Es werden lediglich die Zu- und Abschläge aufgrund aktualisierter Daten wie WACC, spezifischer Investitionskosten und Betriebskosten für alle Standortkategorien entsprechend angepasst. Eine etwaige zukünftige Anpassung des Standortdifferenzierungsmodells ist möglich und aufgrund der Entwicklung der verfügbaren und genutzten Windkraftanlagen in regelmäßigen Abständen zweckmäßig.

Neben der Betriebsförderung durch Marktprämien können neu errichtete Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung (EPL) von 20 kW bis 1.000 kW durch einmalige Investitionszuschüsse (IVZ) gefördert werden. IVZ werden für förderfähig eingereichte Anträge nach der Höhe des von Projektwerbenden individuell angegebenen Förderbedarfs in EUR/kW vergeben. Mit der Verordnung für die Gewährung von Investitionszuschüssen (§ 58 EAG) sind höchstzulässige Fördersätze pro kW festzulegen, wobei eine Differenzierung nach der EPL zulässig ist. Hierzu erfolgen in diesem Gutachten für die Stufen der EPL von 20 bis 100 kW<sub>el</sub> und von 100 kW<sub>el</sub> bis 1 MW<sub>el</sub> Empfehlungen für im Jahr 2024 maximal gewährbare Fördersätze.

## 4.1 Technologiespezifische Parameter

Im Bereich Windkraft standen für das 2. EAG-Gutachten als Primärdatenquelle 17 Betreibermeldungen, aus dem Zeitraum von 2019 bis 2022 von in Betrieb gegangenen Windparks, zur Verfügung. Die von den Betreiber:innen dieser Anlagen ausgefüllten Datensätze wurden von der E-Control im Jahr 2022 gesammelt. In den, für das Gutachten zur Verfügung gestellten, anonymisierten Betreibermeldungen wurden zwölf Neubau-, zwei Erweiterungs- und drei Repoweringprojekte mit Großwindkraftanlagen erfasst.

Betreibermeldungen von Anlagen mit vor 2019 liegenden Inbetriebnahmezeitpunkten werden nicht berücksichtigt, da viele davon heute nicht mehr am Markt nachgefragt oder teilweise auch nicht mehr hergestellt werden. Auch bei den 2022 gemeldeten Anlagen wurden Datensätze ausgeschlossen, da sie ebenfalls nicht mehr nachgefragte Anlagentypen mit EPL bis 2,5 MW und Rotordurchmessern bis 120 m beinhalten. Dies betrifft die Datensätze von zwei Erweiterungsprojekten und zwei Neubauprojekten.

Die Datengrundlage für die folgenden Berechnungen bilden daher sechs verbliebene Neubauprojekte (Windparks mit durchschnittlich 18,2 MW, bestehend aus durchschnittlich 4,2 Anlagen mit jeweils circa 4,4 MW) sowie drei Repoweringprojekte (Windparks mit durchschnittlich 58,0 MW, bestehend aus durchschnittlich 11,7 Anlagen mit jeweils circa 5,0 MW). Zu diesen neun von den Anlagenbetreibern gemeldeten Datensätzen lagen zumindest die Gesamtinvestitionskosten und Werte zu den gesamten Betriebskosten vor, wenngleich zu weiteren Untergliederungen beider Kostenkategorien trotz Nachfrage teilweise unvollständige Daten gemeldet wurden.

Für Plausibilisierungszwecke stellten Branchenverbände im Sommer 2023 auch Planungsdaten für das Gutachten bereit. Diese Planungsdaten beinhalten Daten von in Bau und in Planung befindlichen Windparks. Es wurden von solchen Windparks 21 Datensätze übermittelt.

- elf Neubauprojekte (davon drei Einzelanlagen) mit durchschnittlich 20,1 MW, diese bestehen jeweils durchschnittlich aus 3,5 Anlagen mit jeweils circa 5,3 MW
- fünf Erweiterungsprojekte (davon drei Einzelanlagen) mit durchschnittlich 25,3 MW, diese bestehen jeweils durchschnittlich aus 4,4 Anlagen mit jeweils circa 5,0 MW
- fünf Repoweringprojekte mit durchschnittlich 28,5 MW, diese bestehen jeweils durchschnittlich aus 6,8 Anlagen mit jeweils circa 4,0 MW

Der Datensatz von einem Neubauprojekt mit Inbetriebnahme 2027 wurde hinsichtlich der Plausibilisierung von Investitionskosten ausgeschieden, da dieser außerhalb des Betrachtungszeitraums (Inbetriebnahme 2025) liegt. Für zwei weitere Datensätze, ein Neubau- und ein Erweiterungsprojekt, wurden keine Kosten angegeben.

Es verblieben 17 Datensätze (hiervon neun Neubau-, vier Erweiterungs- und vier Repoweringprojekte) mit geplanten Inbetriebnahmezeitpunkten von 2022 bis 2026, die ausschließlich für die Kostenplausibilisierungen verwendet werden. Nur zwei Datensätze weisen eine Inbetriebnahme 2022 auf. Hier liegt keine Überschneidung mit den Betreibermeldungen vor. Nur ein Datensatz (ein Erweiterungsprojekt) hat eine Inbetriebnahme 2026.

## **4.2 Auswertung der Daten zu Investitions- und Betriebskosten**

Im 2. EAG-Gutachten wird von einem Förderzuschlagszeitpunkt 2024, Bau 2025 und 1. Betriebsjahr 2026 ausgegangen. Die Investitionskosten in EUR/kW Engpassleistung (EPL) der neun verbleibenden Windpark-Datensätze (der Betreibermeldung) werden je nach Inbetriebnahmezeitpunkt (ausschließlich Inbetriebnahme 2021 und 2022) auf das angenommene Jahr der Investition 2025 valorisiert. Dazu wurden parkindividuelle Windkraft-Mischindizes gebildet, die jeweils als Mischindex die detaillierteren Kostenkomponenten der Windparks abbilden.

Der angesprochene Windkraft-Mischindex wurde auf Basis von Betreibermeldungen zu Kostenkomponenten (zum Beispiel Windanlagen, Transport und Montage, Fundament, Netzanschluss, sonstige Kosten) für jeden einzelnen Windpark gebildet. Damit ist es möglich, die spezifischen Investitionskosten in EUR/kW<sub>el</sub> EPL mithilfe des jeweiligen parkindividuellen Windkraft-Index vom jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt auf das Jahr 2025 zu valorisieren.

Die Kostenkategorie Windanlage wurde mangels entsprechender Betreiberabfrage auf Basis von Literaturrecherchen weiter in Turm – mit den Unterkategorien (Stahl-)Beton, Bewehrungsstahl und Stahlurm – sowie Rotor und Gondel gegliedert. Die beiden Kostenkategorien Transport und Montage sowie sonstige Kosten wurden auf ähnliche Weise jeweils tiefer in Kosten für Maschinen und Löhne gesplittet.

Der über alle betreffenden Anlagen gemittelte Windkraft-Mischindex besteht jeweils aus den in der nachfolgenden Tabelle angeführten Einzelindizes, die je nach Betreibermeldung für jeden der neun bewerteten Windparks unterschiedliche Anteile am projektindividuellen Windkraft -Mischindex einnehmen. In der Tabelle ist die Aufteilung der angeführten Einzelindizes bei Mittelung über alle neun Windparks für die Jahre 2022 und 2025 dargestellt.

Tabelle 23: Durchschnittliche Gewichtung der Einzelindizes über alle neun Windparks 2022 und 2025

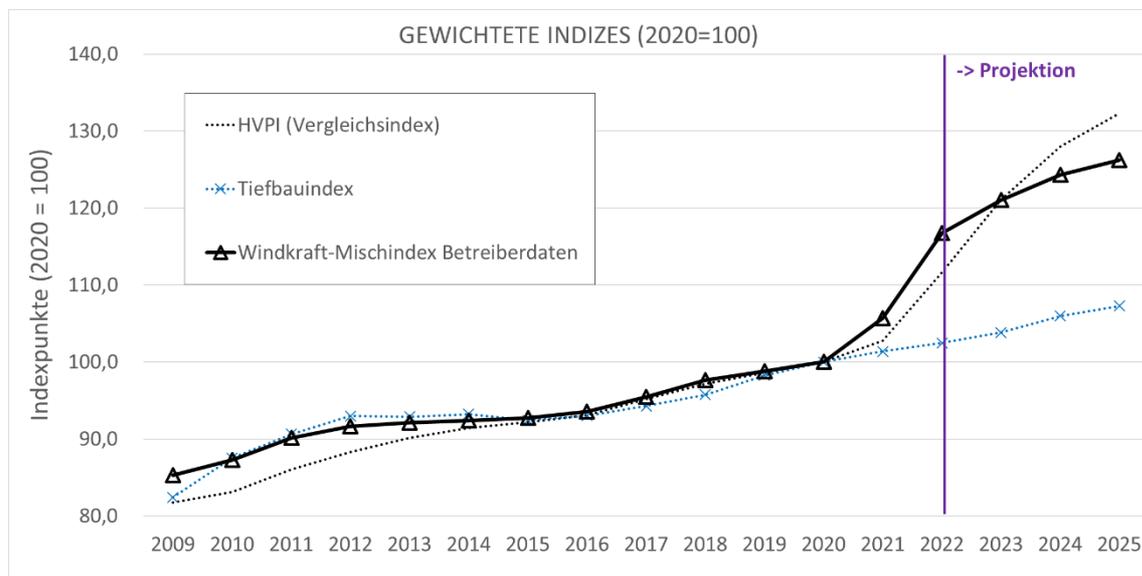
<b>Einzelindex</b>	<b>2022</b>	<b>2025</b>
<b>Stahl</b>	9,8 %	6,4 %
<b>Hochbau</b>	9,1 %	10,1 %
<b>Tiefbau</b>	4,4 %	4,3 %
<b>Elektrische Ausrüstung</b>	35,5 %	38,1 %
<b>Maschinen</b>	29,8 %	29,0 %
<b>Lohnkosten</b>	11,4 %	12,0 %

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von Betreibermeldungen und Literaturwerten, eventuelle Abweichungen von 100 % rundungsbedingt

In der unterschiedlichen Aufteilung der Kostenkomponenten im Jahr 2022 und 2025 spiegelt sich auch die unterschiedliche Entwicklung der Einzelindizes wider. In Kapitel 2.3 ist beschrieben, wie die historische Entwicklung der Einzelindizes in die Zukunft, in diesem Fall bis zum Investitionszeitpunkt 2025, berechnet wurden. Damit kann die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten in EUR/kW EPL für das Gutachten abgeschätzt werden, was bei den Verwerfungen am Markt in den Jahren 2022 und 2023 ansonsten eine Herausforderung gewesen wäre.

Die nachfolgende Grafik zeigt den über alle neun Windparks gemittelten Verlauf des auf Basis von Betreiberdaten ermittelten Windkraft-Mischindex, der die erwartete Preisentwicklung der spezifischen Investitionskosten von Windparks in Österreich in EUR/kW EPL abbildet. Von 2020 bis 2025 steigt dieser um über 25 % an. Somit steigt dieser stärker als der dargestellte Einzelindex für Tiefbau und weniger stark als der Haushalts-Verbraucherpreisindex (HVPI).

Abbildung 4: Verlauf des Windkraft-Mischindex auf Basis von Betreiberdaten bis 2025



Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von Betreibermeldungen und Literaturwerten

Netzanschlusskosten werden im 2. EAG-Gutachten im Gegensatz zum 1. EAG-Gutachten nicht herausgerechnet und nicht einheitlich in EUR/kW gedeckelt (normiert) wieder eingerechnet. Die Netzanschlusskosten in EUR/kW EPL liegen laut den Betreibermeldungen valorisiert im Durchschnitt in dem Bereich, der im 1. EAG-Gutachten eine Bereinigung und Korrektur ausgelöst hatte (150 EUR/kW<sub>el</sub>). Im 2. EAG-Gutachten fließen die Netzanschlusskosten daher in der individuell gemeldeten Höhe in die Berechnungen ein. Es kommt dadurch aber zu keiner maßgeblichen Verschiebung.

Die Analysen anhand der gemeldeten Betreiberdaten ergeben für das Investitionsjahr 2025 durchschnittliche Investitionskosten von 1.621 EUR/kW<sub>el</sub> EPL.

Die analoge Auswertung auf Basis der gemeldeten Planungsdaten ergibt durchschnittliche Investitionskosten von 1.576 EUR/kW<sub>el</sub> EPL. Damit ergibt die Analyse der von den Branchenvertretenden für eine zusätzliche Plausibilisierung zur Verfügung gestellten Planungsdaten niedrigere spezifische Investitionskosten als die auf Basis der Betreibermeldungen ermittelten 1.621 EUR/kW<sub>el</sub>.

Hinsichtlich der Ermittlung der Jahresvolllaststunden wurden die von den Betreiber:innen für jeden Windpark gemeldeten P75-Ertragswerte (in MWh<sub>el</sub> pro Windpark) und die EPL (in MW<sub>el</sub> pro Windpark) herangezogen. Der P75-Wert sagt aus, dass mit einer Wahrscheinlichkeit von 75 % der prognostizierte langjährig mittlere Jahresenergieertrag nicht unterschritten wird. Es verbleibt aber eine Wahrscheinlichkeit von 25 %, dass der prognostizierte langjährig mittlere Jahresenergieertrag nicht erreicht wird. Die auf dieser Basis ermittelten durchschnittlichen Jahresvolllaststunden der neun gemeldeten Windparks liegen bei 2.656 h/a. Sie liegen damit im Durchschnitt um 5,6% über den Jahresvolllaststunden am Normstandort. Der Normstandort wurde laut Standortdifferenzierungsmodell mit 2.516 Jahresvolllaststunden und einem spezifischen Jahresertrag je m<sup>2</sup> Rotorkreis in Höhe von 694 kWh<sub>el</sub>/m<sup>2</sup>/a definiert.

Für die Ermittlung der spezifischen Betriebskosten in EUR/MWh<sub>el</sub> für den Normstandort werden die gemeldeten P75-Ertragswerte herangezogen. Die Betreiberdaten beinhalten für jeden Windpark Angaben zur Gesamtsumme und einzelnen Teilkategorien der jährlichen Betriebskosten in EUR/a. Die Betriebskosten in EUR/MWh<sub>el</sub> wurden für jeden Windpark anhand der gemeldeten jährlichen Gesamtbetriebskosten (EUR/a) und der projektindividuellen P75-Ertragswerte (MWh<sub>el</sub>/a und Windpark) ermittelt. Dann erfolgte eine Durchschnittsbildung über alle neun Windparks, um die durchschnittlichen Betriebskosten in EUR/MWh<sub>el</sub> zu erhalten.

Bei den von den Betreibenden gemeldeten jährlichen Betriebskosten wurde eine Valorisierung auf Basis der Inflation vorgenommen. Es wurde angenommen, dass die Betriebskosten sich nominell auf das Jahr der Meldung, das heißt 2022, beziehen. Es wurden für alle neun Windparks mit vollständiger Meldungen auch entsprechende Daten hinsichtlich der angefragten Betriebskosten-Kategorien geliefert:

- Verwaltungskosten (unter anderem kaufmännische und technische Betriebsführung)
- Wartung und Instandhaltung
- Versicherung
- Sonstige Betriebskosten (unter anderem Pacht, Direktvermarktung, Netzkosten)
- Rückbau, annualisiert (optional angebar)

Wie im 1. EAG-Gutachten wird auch im 2. EAG-Gutachten hinsichtlich der Standortdifferenzierung unterstellt, dass 35 % der Betriebskosten (exklusive AE-Kosten) variabel sind, das heißt mit der jährlichen Erzeugungsmenge am jeweiligen Standort mit variieren. Ebenso wird davon ausgegangen, dass 65 % der Betriebskosten (exklusive AE-Kosten) unabhängig von der Erzeugungsmenge anfallen, also jährlich in gleicher Höhe wie am Normstandort, bei Zugrundelegung von 2.516 Jahresvolllaststunden.

Da die von den Betreiber:innen eingemeldeten Windparks im Durchschnitt 5,6 % höhere Jahresvolllaststunden aufweisen als ein Windpark am Normstandort (siehe weiter oben), wurde der spezifischen Betriebskosten in EUR/MWh<sub>el</sub> entsprechend der im vorigen Absatz geschilderten Gewichtung von variablen und fixen Betriebskosten parkindividuell angepasst, um diese jeweils aliquot auf den Normstandort umzulegen.

Die Auswertung der von den Betreibenden gemeldeten Betriebskosten ergibt im 2. EAG-Gutachten valorisiert auf das Jahr 2022 durchschnittliche Betriebskosten für den Normstandort von 16,84 EUR/MWh<sub>el</sub>, exklusive Ausgleichsenergiekosten, vor Abzug der HKN-Erlöse. Dazu kommen (unabhängig vom Standort) die jährlich variierenden AE-Kosten, siehe Kapitel 2.5.3. Die den Betriebskosten gegenrechenbaren Erlöse aus HKN betragen 2022 konstant für alle weiteren Jahre 1,89 EUR/MWh, siehe Kapitel 2.5.3. Die Betriebskosten (exklusive AE-Kosten) werden, wie im 1. EAG-Gutachten, mit der Inflation valorisiert.

Für 2026, also das für das 2. EAG-Gutachten maßgebliche erste Betriebsjahr (der im Jahr 2024 bezuschlagten Windkraftanlagen), ergeben sich für den Normstandort Betriebskosten (exklusive AE-Kosten) von 20,25 EUR/MWh<sub>el</sub>.

Hinzu kommen 2026 AE-Kosten in Höhe von 10,62 EUR/MWh<sub>el</sub> (diese orientieren sich in den folgenden 20 Jahren des kalkulatorischen Betrachtungszeitraums an der Preisentwicklung am Strommarkt). Abzüglich der Erlöse aus HKN ergeben sich für 2026, das erste Betriebsjahr, für den Normstandort letztendlich Betriebskosten von 28,98 EUR/MWh<sub>el</sub>.

Die Auswertung der von Branchenvertretenden gemeldeten Planungsdaten ergibt auf Basis von 16 Datensätzen (neun Neubau-, vier Erweiterungs- und vier Repoweringprojekte), für die – auch weiter untergliederte – Betriebskosten gemeldet wurden, mit der analogen zuvor geschilderten Vorgangsweise auf das Jahr 2026 valorisierte durchschnittliche Betriebskosten, exklusive AE-Kosten, in Höhe von 23,37 EUR/MWh<sub>el</sub>.

Die auf Basis von Planungsdaten ermittelten und auf das Jahr 2026 valorisierten durchschnittlichen Betriebskosten (exklusive AE-Kosten) in Höhe von 23,37 EUR/MWh<sub>el</sub> liegen damit auf den ersten Blick über dem Wert von 20,25 EUR/MWh<sub>el</sub>, der im 2. EAG-Gutachten anhand von Betreibermeldungen identifiziert wurde. Hierzu ist erwähnenswert, dass bei insgesamt drei der 16 Planungsdatensätze (bei zwei Neubauprojekten und einem Repoweringprojekt) explizit AE-Kosten von durchschnittlich 8,61 EUR/MWh<sub>el</sub> (valorisiert auf 2026) ausgewiesen wurden. Alle drei Angaben zu AE-Kosten wurden für Anlagen mit Inbetriebnahme 2023 angegeben, ein Jahr mit vergleichsweise hohen Marktpreisen an den Strombörsen. Da jedoch nicht ausgeschlossen werden kann, dass auch in den anderen dreizehn Datensätzen (wo dies nicht über den bestehenden Fragebogen hinaus extra angegeben wurde) AE-Kosten enthalten sind, können die Planungsdaten zu den Betriebskosten nicht für Plausibilisierungszwecke herangezogen werden.

Die im 2. EAG-Gutachten auf Basis von Betreibermeldungen ermittelten spezifischen Investitionskosten in EUR/kW<sub>el</sub> EPL im Jahr 2025 liegen unter, die Ausgleichsenergiekosten in EUR/MWh<sub>el</sub> im ersten Betriebsjahr 2026 über den Werten der jeweils jahresäquivalenten Werte der Planungsdaten. Hinsichtlich der Planungsdaten zu spezifischen Betriebskosten in EUR/MWh<sub>el</sub> im ersten Betriebsjahr 2026 bestehenden jedoch erhebliche Unsicherheiten, da (bis auf jene drei Datensätze wo dies extra ausgewiesen wurde) nicht klar ist, welche Datensätze AE-Kosten enthalten und welche nicht.

### **4.3 Empfehlungen zur Förderung**

In diesem Kapitel werden – mithilfe der im 1. EAG-Gutachten entwickelten und für das 2. EAG-Gutachten zur Verfügung gestellten Berechnungstools – die Levelized Costs of Electricity für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren (LCOE) für den Normstandort sowie eine entsprechende Empfehlung für den Höchstpreis berechnet, bis zu dem Gebote in Ausschreibungen des Jahres 2024 beachtet werden sollen. Zusätzlich werden Empfehlungen für die Höhe der 2024 höchstzulässigen Fördersätze für den Investitionszuschuss von Windkraftanlagen kalkuliert.

### 4.3.1 Empfehlungen für Höchstpreise

Hinsichtlich der Empfehlung für den Höchstpreis, bis zu welchem Gebote in Ausschreibungen des Jahres 2024 beachtet werden sollen, werden folgende Ergebnisse für den Bereich Windkraft ermittelt.

Tabelle 24: Empfohlene Höchstpreise für Windenergie für Fördercalls im Jahr 2024

Parameter	Ergebnis für den Normstandort
Rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion (RJ, analog 1. EAG-Gutachten) in kWh <sub>el</sub> /m <sup>2</sup> /a	694
Investitionskosten (Baujahr) 2025 in EUR/kW <sub>el</sub> EPL	1.621
WACC in %	8,44
Betriebskosten (1. Betriebsjahr) 2026, exklusive AE-Kosten in EUR/MWh <sub>el</sub>	20,25
Ausgleichsenergiekosten (AE-Kosten) 2026 in EUR/MWh <sub>el</sub>	10,62
Erlöse aus HKN 2026 in EUR/MWh <sub>el</sub>	1,89
LCOE in EUR/MWh <sub>el</sub> , ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwertes	<b>96,0</b>
Empfohlener Höchstpreis für den Normstandort für Fördercalls 2024 in EUR/MWh <sub>el</sub>	<b>96,0</b>

Quelle: Berechnungen der AEA und 1. EAG-Gutachten (Resch, et al., 2022)

Im 1. EAG-Gutachten (Resch, et al., 2022) wurde im Rahmen der Empfehlungen für die Fördercalls des Jahres 2023 ein um rund 4 % niedrigerer LCOE ermittelt. Wesentliche Eingangsparameter zur LCOE-Berechnung waren zum damaligen Zeitpunkt etwas höhere Investitionskosten (aufgrund der pauschalierten Anhebung um 15 %), ein niedrigerer WACC und niedrigere Betriebskosten (inkl. AE und HKN Erlöse) im ersten Betriebsjahr. Im Vergleich zum 1. EAG-Gutachten wirkte vor allem der höhere WACC kostensteigernd. Die Betriebskosten wurden insgesamt tiefer angesetzt.

Die EAG-Marktprämienverordnung (MPV) 2022 in der Fassung vom 25.10.2023 legt den Höchstpreis, bis zu welchem Gebote in der Ausschreibung am 20.12.2023, für bis zu 200 MW<sub>el</sub> Windkraftkapazität, beachtet werden, für neu errichtete und erweiterte Windkraftanlagen (bezogen auf den Normstandort) mit 92,8 EUR/MWh<sub>el</sub> fest. Dieser Wert folgt der Empfehlung im 1. EAG-Gutachten, den Höchstpreis 1 % über den ermittelten LCOE in Höhe von 91,9 EUR/MWh<sub>el</sub> anzusetzen. Im 2. EAG-Gutachten wurde kein 1 %iger Aufschlag gesetzt. Der für die Fördercalls 2024 empfohlene Höchstpreis liegt somit um 3,4 % über jenem in der EAG-MPV 2022.

#### **4.3.2 Korrekturfaktoren auf Basis des Standortdifferenzierungsmodells**

Gemäß EAG-MPV 2022 ist für Windkraftanlagen, die im Rahmen einer Ausschreibung gemäß § 40 EAG einen Zuschlag erhalten haben, ein Korrekturfaktor auf den Zuschlagswert gemäß § 43 EAG anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge der Windkraftanlage widerspiegelt und jährlich im Nachhinein auf Basis der tatsächlichen Jahresstromproduktion ermittelt wird. Die maßgebliche Bezugsgröße für die Ermittlung der Zu- und Abschläge ist hierbei die rotorkreisflächenspezifische Jahresstromproduktion (RJ).

Die Zu- und Abschläge werden aufgrund – gegenüber dem 1. EAG-Gutachten– veränderter LCOE (WACC, Investitions- und Betriebskosten, HKNs etc.) für die dort definierten RJ-Klassen neu berechnet. Bei den Berechnungen der Korrekturfaktoren wurden die LCOEs bei windärmeren oder windhöffigeren Standorten mit dem LCOE am Normstandort in Höhe von 96,0 EUR/MWh<sub>el</sub> (mit einem RJ von 694 kWh<sub>el</sub>/m<sup>2</sup>/a) dividiert. Aus den Prozentwerten über oder 100 % am Normstandort ergeben sich die Zu- und Abschläge für windärmere oder windhöffigere Standorte (je nach betrachtetem RJ). Für die Bestimmung der Korrekturfaktoren erfolgte im 1. EAG-Gutachten für den Standort mit der niedrigsten RJ zudem eine Deckelung des Zuschlages zum LCOE am Normstandort mit 20 % des LCOE am Normstandort. Bei RJ über 694 kWh<sub>el</sub>/m<sup>2</sup>/a werden – zum 1. EAG-Gutachten idente – weitere Zuschläge zum jeweils errechneten Korrekturfaktor vorgesehen, siehe Spalte Anpassungsfaktor in der nachfolgenden Tabelle. Hiermit erfolgt eine Beanreizung von Standorten mit besserer Windhöffigkeit als am Normstandort bzw. effizienterer/ertragreicherer Standorte, da die Abschläge in geringerer Höhe erfolgen, als sich dies aufgrund der alleinigen LCOE-Berechnungen ergeben würde.

Tabelle 25: Ableitung der Korrekturfaktoren für Windkraftanlagen bis 400 m Standorthöhe in Abhängigkeit von der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion (RJ)

RJ in kWh <sub>el</sub> /m <sup>2</sup> /a	LCOE in EUR/MWh <sub>el</sub>	azW in EUR/MWh <sub>el</sub>	Anpassungs- faktor in %	Korrekturfaktor in %
558,8	116,0	115,2	-0,72	20,00
596,5	109,5	109,5	-	14,09
<b>694,0 (Normstandort)</b>	96,0	96,0	-	0,00
787,1	86,1	87,6	1,65	-8,79
874,5	78,8	81,4	3,30	-15,18

Quelle: Berechnungen der AEA

Beim windhöffigsten Standort mit einem RJ von 874,5 kWh<sub>el</sub>/m<sup>2</sup>/a ergibt sich im 2. EAG-Gutachten mit 15,18 % (im Vergleich zum Normstandort) ein höherer Abschlag als im 1. EAG-Gutachten mit 14,4 % (bzw. 14,0% laut EAG-MPV 2022). Das bedeutet, dass im 2. EAG-Gutachten das Verhältnis der LCOE des windhöffigsten Standortes mit dem LCOE am Normstandort geringer ausfällt als im 1. EAG-Gutachten. Dies ist darin begründet, dass die Barwerte der Betriebskosten über die betrachteten 20 Betriebsjahre in beiden betrachteten Ertragslagen im 1. EAG-Gutachten höher ausfallen als im 2. EAG-Gutachten. Hauptsächlich ist dies darauf zurückzuführen, dass die Ausgleichsenergiekosten (AE-Kosten) im 1. EAG-Gutachten über 20 Jahre – ausgehend von 7,57 Euro/MWh im 1. Betriebsjahr – mit der Inflation steigend in die Betriebskosten einfließen. Bei windhöffigeren Standorten mit höherem Ertrag schlagen auch die AE-Kosten stärker zu Buche. Im 2. EAG-Gutachten entwickeln sich die AE-Kosten im Betrachtungszeitraum mit der angenommenen Marktpreientwicklung (siehe Kapitel 2.5.3) insgesamt kostengünstiger. Das Verhältnis des Barwertes aller Zahlungen, d.h. der Investitionskosten und der laufenden Kosten (deren Barwert bei der LCOE-Berechnung den Zähler bildet) des windhöffigsten mit dem Normstandort liegt im 2. EAG-Gutachten letztendlich niedriger als im 1. EAG-Gutachten. Das Verhältnis der Barwerte der Stromerträge des windhöffigsten mit dem Normstandort bleibt in beiden Gutachten jedoch das selbe. Dadurch sind die Abschläge für den windhöffigsten Standort im 2. Gutachten höher als im 1. Gutachten. Dabei sind die Anpassungsfaktoren (Zu- bzw. Abschläge auf die ermittelten LCOE in %), die windhöffigere Standorte monetär bevorzugen (siehe Tabelle 25), im 2. EAG-Gutachten die gleichen wie im 1. EAG-Gutachten.

Zuletzt sei erwähnt, dass der Barwert der Stromerträge (der bei der LCOE-Berechnung den Nenner bildet) durch den höheren WACC im 2. EAG-Gutachten deutlich geringer ausfällt als im 1. EAG-Gutachten. Dadurch liegen die LCOE im 2. EAG-Gutachten für alle betrachteten RJ-Ertragslagen letztendlich höher, als im 1. EAG-Gutachten.

Hinsichtlich der Korrekturfaktoren für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe bis 400 m werden die oben in der letzten Spalte angeführten Stützwerte empfohlen. Die für die Berechnung der Stützwerte maßgeblichen RJ-Werte (siehe erste Spalte) entstammen den Berechnungsgrundlagen des 1. EAG-Gutachtens. Diese RJ-Kategorien wurden unverändert beibehalten. In der Förderpraxis findet – auf Basis der tatsächlichen rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion eines vollen Betriebsjahres der jeweiligen Anlage – gegebenenfalls zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten für die Korrekturfaktoren eine lineare Interpolation statt.

Die Beibehaltung des Standarddifferenzierungsmodells wurde im 2. EAG-Gutachten so interpretiert, dass die in obiger Tabelle angeführten Anpassungsfaktoren für windhöffige Standorte unverändert belassen wurden. Rechnerisch ergibt sich dadurch eine geringfügige Absenkung der Korrekturfaktoren für die windhöffigeren Standorte in Relation zum Normstandort. Es darf dabei aber nicht außer Acht gelassen werden, dass die aZWs im 2. EAG-Gutachten bei den beiden genannten RJ-Stützpunkten mit 87,6 bzw. 81,4 EUR/MWh in absoluter Höhe gegenüber dem 1. EAG-Gutachten um 2,7 bzw. 3,2 EUR/MWh höher liegen. Durch diese insgesamt höhere Beanreizung sollten insbesondere windhöffige Standorte weiterhin erschließbar sein, auch wenn – z.B. nähere am Stromnetz liegende – kostengünstigeren Standorte bereits bebaut sind.

Bei den windwärmsten Standorten wurde beim Stützwert für einen RJ von  $558,8 \text{ kWh}_{el}/\text{m}^2/\text{a}$ , der Korrekturfaktor analog zum 1. Gutachten in der Höhe von 20 % beibehalten. Rechnerisch hätte sich ein Wert von 20,7 % ergeben (siehe negativer Anpassungsfaktor). Jedoch sind gemäß § 18 EAG kosteneffiziente, dem Stand der Technik entsprechende Anlagen zu beanreizen. Eine Deckelung ist vor diesem Hintergrund daher grundsätzlich vertretbar.

In analoger Weise werden auch die Korrekturfaktoren für Bergstandorte mit einer Standorthöhe von 1.400 m – auf Basis des im 1. EAG-Gutachten entwickelten Standortdifferenzierungsmodells – berechnet. Für die dort definierten RJ werden wiederum die LCOE auf Basis der neuen Inputdaten (WACC, Investitions- und Betriebskosten, HKNs etc.) berechnet. Die Berechnung der azWs erfolgt analog zur Methodik des 1. EAG-Gutachten. Auch hier werden die im 1. EAG-Gutachten empfohlenen Anpassungsfaktoren für die windhöffigen Standorte (siehe vorletzte Spalte in der nachfolgenden Tabelle) und wie zuvor beschrieben analog für die windärmeren Standorte in die Berechnungen übernommen.

Für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe von 1.400 Meter erhöht sich der gemäß Tabelle 25 für Windanlagen an Land ermittelte Korrekturfaktor additiv um die nachfolgend – in der letzten Spalte dargestellten – Prozentsätze, wobei zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten wiederum eine lineare Interpolation stattfindet.

Tabelle 26: Ableitung der Korrekturfaktoren für Windkraftanlagen mit 1.400 m Standorthöhe in Abhängigkeit von der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion (RJ)

<b>RJ</b> in kWh <sub>el</sub> /m <sup>2</sup> /a	<b>LCOE</b> in EUR/MWh <sub>el</sub>	<b>azW</b> in EUR/MWh <sub>el</sub>	<b>Anpassungsfaktor</b> in %	<b>Korrekturfaktor</b> in %
<b>558,8</b>	123,8	122,9	-0,72	8,13
<b>600,8</b>	116,1	116,0	-0,03	7,38
<b>606,8</b>	115,1	115,1	-	7,32
<b>709,0</b>	100,4	100,6	0,27	6,28
<b>807,2</b>	89,7	91,5	2,03	5,67
<b>874,5</b>	83,8	86,6	3,30	5,41
<b>944,4</b>	78,6	81,4	3,57	0,00

Quelle: Berechnungen der AEA

Für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe von über 400 Meter bis 1.400 Meter erhöht sich der in Tabelle 24 dargestellte Korrekturfaktor additiv um das Produkt aus dem Standorthöhenanteil und dem in Tabelle 25 in der letzten Spalte dargestellten Erhöhungswert. Der insgesamt ermittelte Korrekturfaktor sollte somit +28,13 % als Zuschlag und -15,18 % als Abschlag nicht über- bzw. unterschreiten.

### **4.3.3 Empfehlungen zur Investitionsförderung**

Die Investitionszuschüsse für Windkraftanlagen richten sich nach der Leistung der Anlage (Engpasseleistung).

Es wird zur Erhöhung der Fördereffizienz daher eine Senkung der Höchstwerte für Investitionszuschüsse laut IVZ-VO empfohlen, und zwar für Anlagen:

- Größer 20 kW bis (kleiner gleich) 100 kW: 600 EUR/kW
- Größer 100 kW bis (kleiner gleich) 1000 kW: 500 EUR/kW

Analog zum Vorgängergutachten (Resch, et al., 2022) werden 75 % Aufschlag auf die (auf das Jahr 2025 valorisierten) Investitionskosten am Normstandort für die kleinere Kategorie sowie 30 % Aufschlag auf die Investitionskosten am Normstandort für die größere Zuschusskategorie angenommen.

Gegenüber dem Vorgängergutachten (Resch, et al., 2022) resultieren leicht gesunkene Investitionskosten, da dort von einem zusätzlichen Kostensteigerungsfaktor von 15 % aufgrund kurzfristiger Teuerungen ausgegangen wurde. Dieser verwendete Investitionskostensteigerungsfaktor entfällt in diesem Gutachten.

Für die beiden kleineren Kategorien wird ein geringerer zu erzielender Vergütungszinssatz (WACC) in der Höhe von 3,5 % vorausgesetzt. Die weiteren Annahmen und Methoden bezüglich Investitionskosten, Betriebskosten und Indexierungen bleiben unverändert. Die unterstellten Anlagenparameter entsprechen den Annahmen des Vorgängergutachtens (Resch, et al., 2022).

Mit einer Sensitivitätsanalyse wurde untersucht, wie sich verschiedene Investitionszuschüsse auf die LCOE und somit die Attraktivität der Investition auswirken. Wie im Vorgängerguthaben wurden 20 % Eigenverbrauch für die kleinere Anlagenkategorie sowie 10 % Eigenverbrauch für die größere Anlagenkategorie angenommen. Die aus oben genannten empfohlenen Höchstwerten resultierenden LCOE-Werte sind in Tabelle 27 abgebildet.

Tabelle 27: Resultierende LCOE für Windkraft bei Anwendung empfohlener Höchstwerte für Investitionszuschüsse laut IVZ-VO

	in EUR/MWh	20 bis 100 kW	100 kW bis 1 MW
<b>LCOE bei 0 % Stromeigenverbrauch (mit Förderung)</b>		149,13	127,46
<b>LCOE bei 10 % Stromeigenverbrauch (mit Förderung)</b>		110,55	83,10
<b>LCOE bei 20 % Stromeigenverbrauch (mit Förderung)</b>		71,97	38,73

Quelle: Berechnungen der AEA

Die oben beschriebene, grundlegend vorteilhafte Kostenstruktur für Anlegende wird durch diese Absenkung in den kleinsten Förderkategorien nicht grundsätzlich beeinträchtigt; eine Investition bleibt weiter lukrativ.

Die tatsächlich im Einzelfall gewährbare Förderhöhe wird von der Förderabwicklungsstelle schlussendlich anhand der bereits in Kapitel 2.6 näher erläuterten standardisierten Vorgangsweise ermittelt.

# 5 Wasserkraft

Im folgenden Kapitel werden die Empfehlungen für Betriebsförderung und Investitionszuschüsse laut EAG für Wasserkraft im Hinblick auf Fördercalls im Jahr 2024 näher erläutert. Sofern nicht anders beschrieben orientiert sich das vorliegende Gutachten an der Methode des Vorgängergutachtens (Resch, et al., 2022), 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 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 für Investitionszuschüsse eine höchstzulässige Obergrenze für Investitionszuschüsse empfohlen.

Im vorliegenden Gutachten wird die empfohlene Struktur der Förderkategorien des 1. EAG-Gutachtens (Resch, et al., 2022) abgesehen von zwei Ausnahmen grundsätzlich beibehalten. 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: Revitalisierungsgrad 0–60 %, Revitalisierungsgrad 60–200 % und Revitalisierungsgrad > 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)

Die beiden erwähnten Abweichungen in den Förderkategorien vom 1. EAG-Gutachten betreffen zum einen den Wegfall der Investitionsförderkategorie „größer 2 MW“, da die entsprechende Förderschiene entsprechend § 56a Abs. 1a EAG im Kalenderjahr 2023 ausläuft. Zum anderen ist es die Erhöhung der ersten EPL-Stufe für Investitionskostenzuschüsse von 100 kW auf 200 kW aufgrund von Anpassungen in der Methodik der zugrunde gelegten spezifischen Investitionskosten.

Eine zusätzliche Differenzierung in Hochdruck- und Niederdruckanlagen wurde geprüft, konnte aber aufgrund der unzureichenden Rücklaufquote der Betreibermeldungen nicht mit ausreichender Robustheit berechnet werden. Eine adäquate Empfehlung ist daher nicht möglich, obwohl eine solche Differenzierung grundsätzlich empfehlenswert wäre.

Ebenfalls geprüft wurde die Möglichkeit für eine differenzierte Betrachtung von Schwallausleitungskraftwerken. Aufgrund der geringen Anzahl an Datensätzen und den großen Unterschieden in den Investitionskosten können hier ebenfalls keine Empfehlungen abgegeben werden.

### **5.1.2 Volllaststunden, Anlagenlebensdauer und repräsentative Anlagenleistung**

Annahmen zu den Jahresvolllaststunden sowie die repräsentative Anlagenleistung der verschiedenen Kraftwerkskategorien wurden vom Vorgängergutachten übernommen, da für diese eine wesentlich höhere Anzahl an Datenpunkten für die Auswertung zur Verfügung standen. Ebenfalls wurde dieselbe mittlere Anlagenlebensdauer von 53,7 Jahren für alle Anlagentypen angesetzt (Resch, et al., 2022, S. 22ff).

### 5.1.3 Valorisierung und Index

Für die Valorisierung wurden die Investitionskosten der Betreibermeldungen herangezogen, in denen die Wasserkraftanlagenkosten in verschiedenen Kostenkategorien untergliedert sind. Diese wurden entsprechend der folgenden Tabelle den verschiedenen Indizes zugeordnet und ein Mittelwert der Kostenanteile berechnet, um einen für die Entwicklung der Kosten von Wasserkraftkomponenten anzulegenden Mischindex (im Folgenden Wasserkraft-Index) zu kalkulieren. Leider wurde in der Kostenaufteilung der Betreibermeldung nicht zwischen baulichen Komponenten und Stahlwasserbau beziehungsweise Druckrohr unterschieden, sodass diese Kosten dem dominierenden Bereich Tiefbau zugeordnet wurden. Die sich ergebenden Indexgewichtungen wurden mit von der Branche zur Verfügung gestellten Planungsdaten zur Kostenverteilung verglichen und eine relativ gute Übereinstimmung festgestellt. Die hier angewandte Methode unterscheidet sich von jener im Vorgängergutachten, welche die Investitionskosten anhand eines Mischindex aus Hoch- und Tiefbau valorisierte.

Tabelle 28: Kostenzuordnung und Indexgewichtung Wasserkraft, für alle Kategorien

Index	Gewichtung	Enthaltene Kosten
Stahl	0 %	nicht vorhanden
Hochbau	0 %	nicht vorhanden
Tiefbau	57 %	bauliche Komponenten (Inklusive Rohrleitung), umweltrelevante Maßnahmen
Elektrische Ausrüstung	9 %	elektrische Anlagen, Netzanschluss
Maschinen	22 %	Turbine
Lohnkosten	8 %	Planung
Verbraucherpreisindex	4 %	Sonstiges

Quelle: Betreibermeldung 2023, Berechnungen der AEA

Als Ergebnis der gewichteten Wasserkraft-Indexierung (Wasserkraft-Index) ergibt sich unter anderem eine mittlere Kostensteigerung der Investitionskosten für Wasserkraftwerke im angenommenen Baujahr 2025 von 7,4 % im Vergleich zu 2022 (beziehungsweise 13,1 % im Vergleich zu 2020). Der hohe Kostenanteil von Tiefbau und Maschinen, mit der im Vergleich zur Inflation niedrigeren Indexentwicklung, führt zu einer Kostensteigerung welche niedriger ist als die Inflation in diesem Zeitraum. Weitere Details zu Indexentwicklungen sind in Kapitel 2.3 beschrieben.

#### **5.1.4 Finanzierungsparameter**

Im Vergleich zu den restlichen behandelten Technologien wurde bei der Wasserkraft die Fremdkapitalquote anhand der gewichteten durchschnittlichen Angabe aus den Betreibermeldungen auf 65,9 % angepasst. Die restlichen Parameter bleiben im Wesentlichen gleich (siehe Kapitel 2), sodass sich ein angesetzter WACC von 8,52 % ergibt.

## **5.2 Auswertung der Daten**

Im folgenden Kapitel werden die Datengrundlage und die wesentlichen Auswertungsergebnisse für den Technologiebereich Wasserkraft beschrieben.

### **5.2.1 Datengrundlage**

Für das vorliegende Gutachten standen 82 nutzbare Datensätze für Wasserkraftwerke aus den Betreibermeldungen sowie den Förderabrechnungen der OeMAG 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 Betreibermeldung brachten Fehleingaben der Anlagenbetreiber und das Fragebogendesign einen erheblichen Datensäuberungsaufwand mit sich. Von den 56 Rückmeldungen mussten vier komplett von der Analyse ausgeschlossen werden, da Angaben zu wesentlichen Merkmalen wie Engpassleistung (EPL), Regelarbeitsvermögen (RAV) oder Investitionskosten fehlten. Die Inbetriebnahmejahre der eingemeldeten Datensätze lagen zwischen 2019 und 2021. Fehlende beziehungsweise offensichtlich falsche Angaben wurden ersetzt und es wurde stattdessen das Jahr 2020 als durchschnittliches Inbetriebnahmejahr festgelegt.

Von der OeMAG wurden für Wasserkraft 31 Datensätze aus geprüften Endabrechnungen von Förderprojekten aus den Jahren 2017 bis 2021 gemeldet. Ein Datensatz wurde als Doppelmeldung mit Daten der Betreibermeldung identifiziert und von der weiteren Analyse ausgeschlossen.

Während die wesentlichen Merkmale (unter anderem EPL, RAV, Investitionskosten, Inbetriebnahmejahr) bei beiden Datenquellen zur Verfügung standen, enthielt die Betreibermeldung auch detaillierte Informationen zu Betriebskosten, Komponenten der Investitionskosten, Finanzierung und Turbinentyp.

Im Unterschied zum Vorgängergutachten wird für die Datenauswahl in der vorliegenden Analyse nicht die Methode des gestutzten Mittels angewandt, sondern es werden statistische Ausreißer bereinigt.

### **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 2022 valorisiert (Details siehe Kapitel 5.1.3). Die Datenpunkte der Neubauprojekte wurden weiters um statistische Ausreißer bereinigt, wodurch letztendlich 59 Datensätze aus den Betreibermeldungen und OeMAG-Förderabrechnungen zur weiteren Analyse zur Verfügung standen. Abbildung 5 zeigt diese Datenpunkte der Neubauprojekte im Vergleich zu den Analysen des Vorgängergutachtens (orange strichlierte Linie).

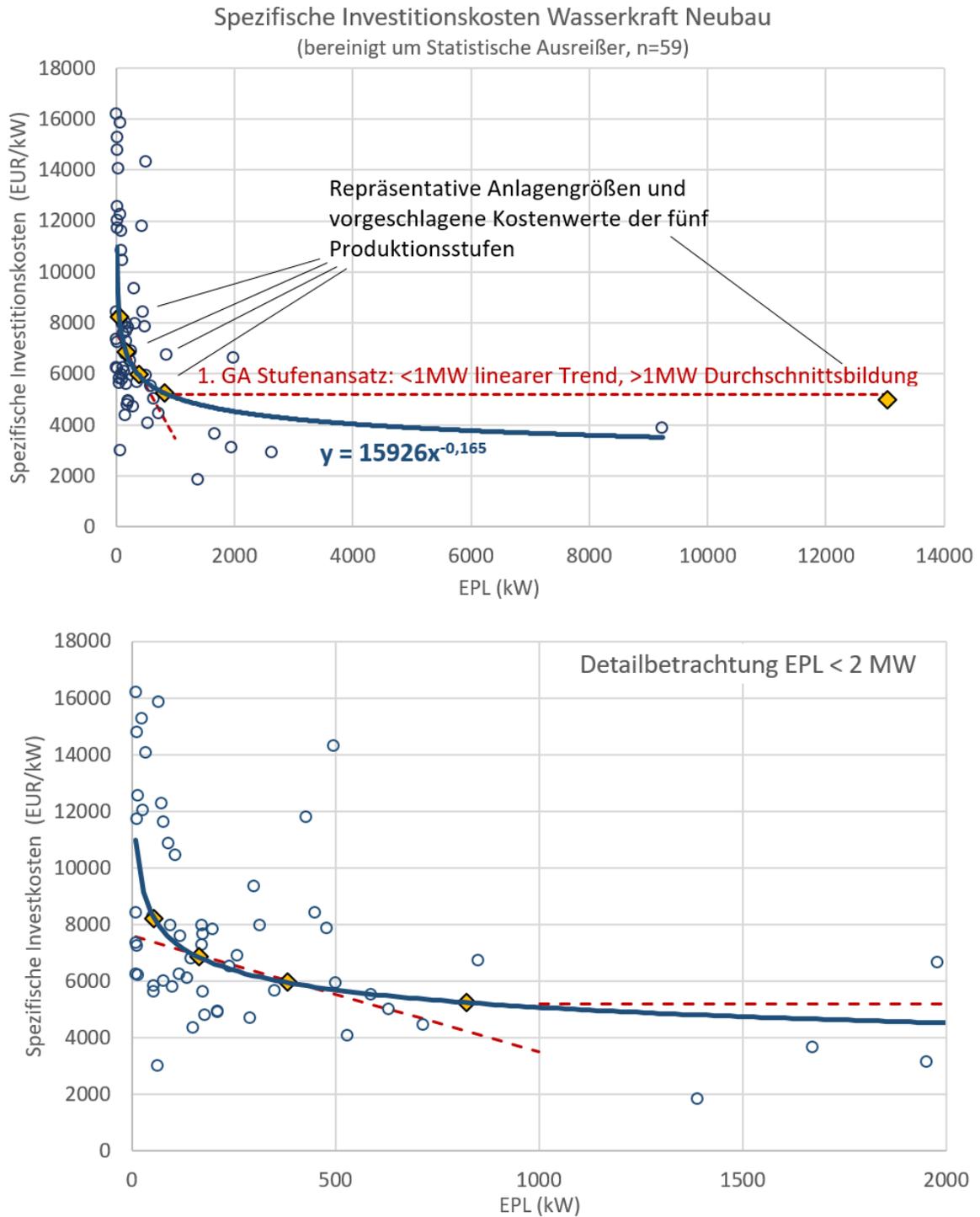
Im Vorgängergutachten wurde zur Ermittlung der spezifischen Investitionskosten ein schrittweiser Ansatz gewählt: Für Kraftwerke bis 1 MW wurde eine lineare Regressionsgleichung bestimmt, für Datenpunkte über 2 MW wurde der einfache Durchschnitt der Datenpunkte gewählt. Dies führte dazu, dass für Kraftwerke knapp unter 1 MW die spezifischen Investitionskosten (und in weiterer Folge auch der LCOE) rechnerisch unter denen von Kraftwerken über 1 MW lagen. Im Vorgängergutachten wurde der berechnete LCOE der dritten Stufe geglättet, unter anderem um dieses methodische Artefakt zu korrigieren.

Im vorliegenden Gutachten werden die spezifischen Investitionskosten im Neubau mittels einer exponentiellen Funktion über alle vorhandenen Datenpunkte ermittelt, wodurch dieses methodische Artefakt nicht mehr auftritt. Aufgrund dieses Ansatzes ergeben sich Unterschiede bei den spezifischen Investitionskosten insbesondere der ersten und vierten Stufengröße (gut sichtbar im unteren Teil von Abbildung 5).

Eine weitere Vereinfachung im Vergleich zum Vorgängergutachten ergibt sich bei der Berücksichtigung der Kosten für den Netzanschluss: Diese sind in den Investitionskosten der Betreibermeldung enthalten und werden entsprechend als Teil der gesamten Investitionskosten mit dem Wasserkraft-Index auf das angenommene Baujahr valorisiert (siehe Kapitel 5.1.3), anstatt die angesetzten Kostenentwicklungen für den Netzanschluss bottom-up herzuleiten.

Eine weitere Herausforderung bei der Datenanalyse resultiert aus der Tatsache, dass im vorliegenden Datensatz nur eine sehr geringe Anzahl an Kraftwerken mit einer EPL größer 3 MW abgebildet ist, allerdings für die größte Produktionsstufe für Betriebsförderungen auch azWs für 13-MW-Kraftwerke festzulegen sind. Eine Extrapolation des exponentiellen Trends würde im Vergleich zur vierten Stufe (5.262 EUR/kW bei einer EPL von 822 kW) oder auch zum 1. EAG-Gutachten (5.181 EUR/kW) zu einem deutlich niedrigeren Wert führen (3.335 EUR/kW bei 13,05 MW). Da sich dieser Datenpunkt jedoch deutlich außerhalb des Gültigkeitsbereichs der Regressionsanalyse befindet, wird für die Berechnung der azWs der letzten Stufe im vorliegenden Gutachten empfohlen, den Wert der vierten Stufe und einen Abschlag von mindestens 5 % anzusetzen, um erwartbare Skaleneffekte bei steigender Anlagengröße abzubilden.

Abbildung 5: Spezifische Investitionskosten Wasserkraft Neubau, valorisiert auf das Jahr 2022, im Vergleich zu den Analysen des 1. Gutachtens (orange, nicht valorisiert)



Quelle: Betreibermeldung, OeMAG, (Resch, et al., 2022) und Berechnungen der AEA

Die schwarz markierten Datenpunkte in Abbildung 5 stellen angesetzte Investitionskosten der repräsentativen Kraftwerksgrößen dar. Der obere Teil der Abbildung zeigt die gesamte Spannweite der zu modellierenden Kraftwerksgrößen. Beim unteren Teil der Abbildung handelt es sich um eine Detaildarstellung für Anlagen mit einer EPL < 2 MW.

Die Ergebnisse der spezifischen Investitionskosten für Neubau wurden nach der Valorisierung der Investitionskosten auf das Baujahr 2025 sowohl als Basis für die Berechnungen der azWs für Betriebsförderung von Neubau und Neubau unter Verwendung eines bestehenden Querbauwerks als auch für die höchstzulässige Obergrenze für Investitionszuschüsse verwendet.

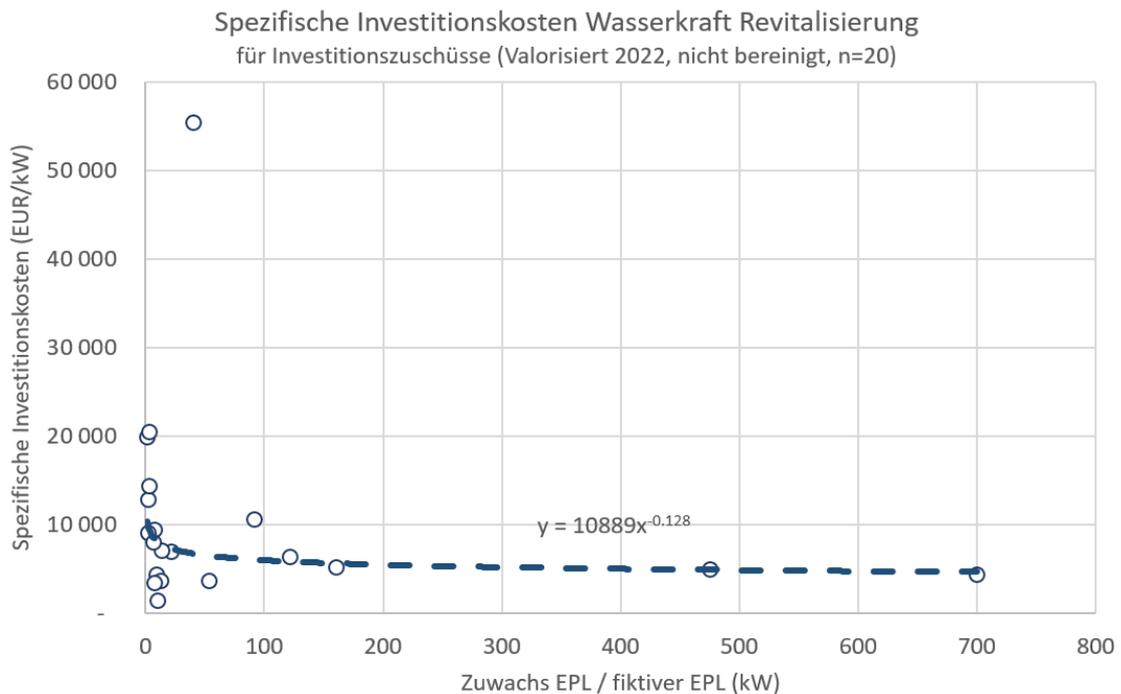
### **5.2.3 Investitionskosten Revitalisierung**

Für Revitalisierungen mit einer EPL bis 1 MW (nach Revitalisierung) wurden im Vorgängergutachten drei Revitalisierungsgrade (bis 60 %, 60–200 %, über 200 %) mit jeweils vier Stufen bestimmt, und für Revitalisierungen mit einer EPL von 1 MW bis 25 MW (nach Revitalisierung) wurden diese mit vier Stufen festgelegt. Aus Konsistenzgründen wurde entschieden, diese Revitalisierungsgrade und Förderstufen beizubehalten. Insgesamt gibt es somit weiterhin 16 Förderkategorien für die Betriebsförderungen von Revitalisierung von Wasserkraftanlagen.

Die geringe Anzahl der aktuell gemeldeten Daten zu Revitalisierungen erlaubt jedoch keine gesonderte Auswertung der Investitionskosten für die Berechnung der azW für Betriebsförderungen. Derzeit stehen 20 Datensätze für Revitalisierungen aus den Daten der Betreibermeldung und der Förderabrechnung zur Verfügung. Eine Ableitung der Investitionskosten für 15 Betriebsförderungskategorien für Revitalisierung aus 20 Datensätzen, von denen 16 Datensätze in nur drei dieser Förderkategorien liegen, ist nicht möglich. Aus diesem Grund wurde für die Berechnung der empfohlenen azWs einerseits auf die Kostenfunktion der Investitionskostenanalyse des Vorgängergutachtens (Resch, et al., 2022) zurückgegriffen. Andererseits wurden die resultierenden Investitionskosten der repräsentativen Anlagengrößen mittels des Wasserkraft-Index auf das Jahr 2025 valorisiert und für die weitere Berechnung verwendet.

Für die Investitionszuschüsse ist eine gesonderte Betrachtung auf Basis der aktuellen Daten möglich, da hier eine geringere Anzahl von Förderkategorien abgedeckt wird. Die Bemessung des höchstzulässigen Investitionszuschusses erfolgt – wie in der Investitionszuschuss-Verordnung ausgeführt und im Vorgängergutachten durchgeführt – anhand der Erhöhung der Engpassleistung beziehungsweise der Erhöhung des Regelarbeitsvermögens umgerechnet auf eine fiktive Engpassleistung und verwendet den entsprechend höheren Wert. Wie bei den anderen Förderkategorien werden die Investitionskosten zunächst auf das Jahr 2022 valorisiert, um die Kostenfunktion in Abhängigkeit der EPL beziehungsweise der fiktiven EPL-Erhöhung zu ermitteln (und später auf das angenommene Inbetriebnahmejahr 2025 zu valorisieren). Die Ergebnisse der Analyse der spezifischen Investitionskosten für Wasserkraft für die Kategorie B mit Investitionszuschüssen (Revitalisierung) sind in Abbildung 6 dargestellt. Eine statistische Ausreißerbereinigung wurde nicht durchgeführt, da es sich hierbei mitunter um Daten mit hohem Revitalisierungsgrad handeln kann.

Abbildung 6: Spezifische Investitionskosten Wasserkraft Revitalisierung für Investitionszuschüsse, valorisiert auf 2022, nicht bereinigt, n = 20



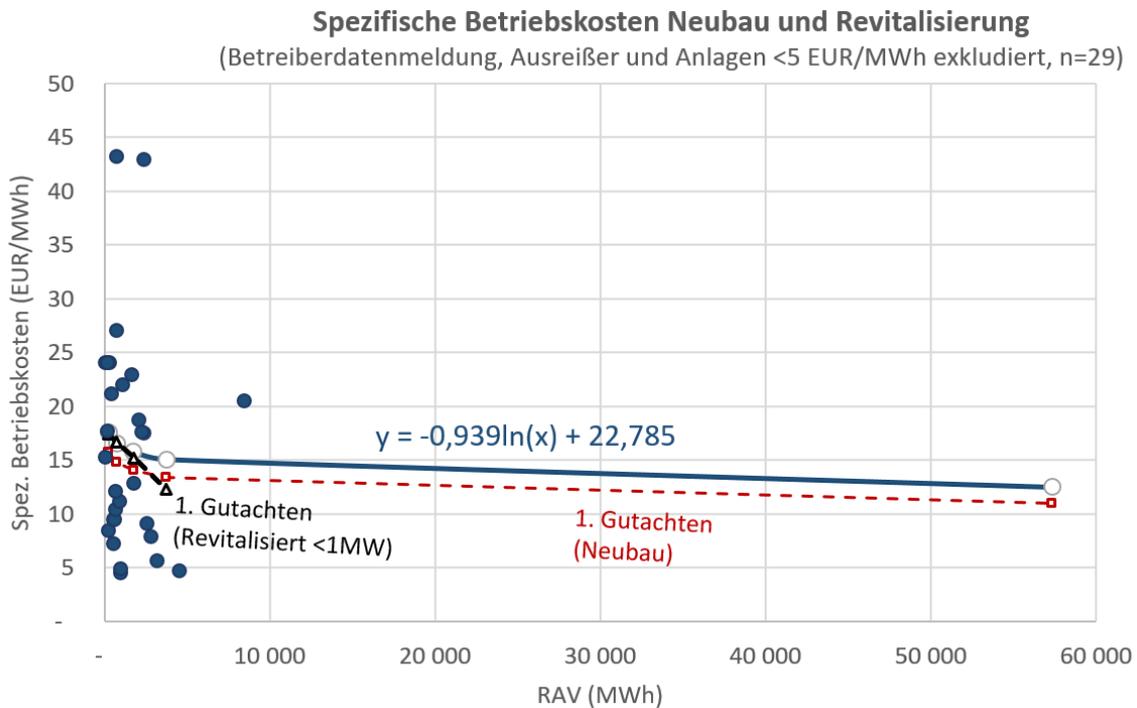
Quelle: Betreibermeldung an E-Control, Förderabrechnungen der OeMAG, Berechnungen der AEA

#### **5.2.4 Betriebskosten**

Zur Ermittlung der Betriebskosten wurden die aktuellen Betreibermeldungen der E-Control ausgewertet. In der Analyse für dieses Gutachten werden Eigenleistungen nicht separat und explizit berücksichtigt. Aus diesem Grund wurden unrealistisch niedrige Datenpunkte mit spezifischen Betriebskosten  $< 5$  EUR/MWh sowie statistische Ausreißer von der weiteren Analyse ausgeschlossen. Dadurch standen insgesamt 29 Datenpunkte für die Untersuchung zur Verfügung. Aufgrund dieser geringen Anzahl an Daten wurden Betriebskosten für Revitalisierung und Neubau gemeinsam ausgewertet (und bei den weiteren Berechnungen angesetzt). Da in den neuesten Betreibermeldungen nun auch Informationen zum RAV bereitgestellt wurden, konnte im Gegensatz zum Vorgängergutachten direkt aus den Daten die Betriebskosten in EUR/MWh ermittelt werden (ohne den Umweg der Berechnung über EPL und angenommene Volllaststunden gehen zu müssen).

Bei den Meldungen zu den Betriebskosten wurde davon ausgegangen, dass diese die Kosten im letzten Jahr vor der Betreibermeldung widerspiegeln (2022). 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 2024 ist das Jahr 2026, bei Errichtung und Inbetriebnahme bis Ende 2025.

Abbildung 7: Spezifische Betriebskosten Neubau und Revitalisierung im Vergleich zu den Analysen des 1. EAG-Gutachtens



Quelle: Betreibermeldung, OeMAG, (Resch, et al., 2022) und Berechnungen der AEA

Abbildung 7 zeigt die spezifischen Betriebskosten aus den Betreibermeldungen (blaue Punkte) sowie die sich ergebende logarithmische Funktion (blaue durchgängige Linie). Die zwei strichlierten Linien stellen die Vergleichswerte für die Betriebskosten aus dem 1. Gutachten dar.

Ähnlich wie bei den Investitionskosten ergibt sich bei der Datenanalyse auch hier die Herausforderung, dass das größte Kraftwerk im Datensatz mit einem RAV von rund 9 GWh ein um 90 %ig geringeres RAV hat als der notwendige Datenpunkt im Neubau mit dem höchsten RAV (rund 110 GWh). Da die resultierende Kurvenform in diesem Fall jedoch sehr gut zu den (unvalorisierten) Ergebnissen des Vorgängergutachtens passt (orange strichlierte Linie in Abbildung 7), die wiederum auf einer wesentlich breiteren Datengrundlage steht, wurde der ermittelte logarithmische Trend auch für die größte Erzeugungsstufe herangezogen.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass sekundäre Quellen aus der Schweiz (Ribi, Strupp, & Perch, 2020) und Deutschland (Anderer, Keuneke, & Massmann, 2019) von höheren Betriebskosten ausgehen. Auf Grundlage der aktuellen Betreibermeldung – und der guten Übereinstimmung mit den Ergebnissen des Vorgängergutachtens – wird als Berechnungsgrundlage dennoch die Primärdatenanalyse aus offiziellen österreichischen Quellen verwendet.

## 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:innen bietet dieses Modell eine gewisse Absicherung gegen schwache Wasserjahre, da der durchschnittliche effektiv zur Anwendung kommende Fördersatz variiert. In der Berechnung der anzulegende Werte 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 anzulegende Wert 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 29 zeigt die Ergebnisse der LCOE- und azW-Berechnung für neu gebaute Wasserkraftanlagen. Wie im Vorgängergutachten wird bei dieser Anlagenkategorie empfohlen, den LCOE unter Abzug des Anlagenrestwerts (niedrigerer LCOE-Wert) heranzuziehen, da die Anlagenlebensdauer den 20-jährigen Betrachtungszeitraum deutlich übersteigt.

Tabelle 29: Berechnungsergebnis Wasserkraft Neubau

Parameter	Einheit	bis 0,5 GWh	0,5 bis 1 GWh	1 bis 2.5 GWh	2,5 bis 5 GWh	über 5 GWh
Engpassleistung an Stufengrenze	MW	0,109	0,219	0,548	1,097	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	250	750	1.750	3.748	57.238
Volllaststunden	h/a	4.568	4.567	4.564	4.558	4.387
Investitionskosten transformiert 2025	EUR/kW	8.826	7.363	6.401	5.644	5.362
Betriebskosten	EUR/MWh	17,60	16,57	15,77	15,06	12,50
Herkunftsnachweise	EUR/MWh	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
WACC Standard	%	8,52 %	8,52 %	8,52 %	8,52 %	8,52 %
Mittlere Abschreibedauer	a	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
LCOE abzgl. Anlagenrestwert	EUR/MWh	203,98	172,51	151,72	135,28	130,24
Produktionsstufe	-	bis 500 MWh	die nächsten 500 MWh	die nächsten 1.500 MWh	die nächsten 2.500 MWh	über 5.000 MWh
azW (Stufenmodell)	EUR/MWh	203,98	141,03	137,86	118,84	130,00

Quelle: Berechnungen der AEA

Im Vergleich zum Vorgängergutachten konnten wegen der höheren Finanzierungskosten (WACC) und der gestiegenen Baukosten deutliche Steigerungen der LCOE festgestellt werden. Aufgrund der neuen Methode zur Ermittlung der Investitionskosten (exponentielle Regressionsfunktion anstatt stufenweiser Regression, siehe Kapitel 5.2.2) fallen diese Steigerungen insbesondere in der ersten und vierten Stufe höher aus. Der anzulegende Wert der zweiten Stufe liegt hingegen unter dem Wert des Vorgängergutachtens, da hier die Mehrerlöse aus der vorgelagerten Stufe in die Berechnung eingeht.

#### **5.3.1.2 Wasserkraft Neubau unter Verwendung eines bestehenden Querbauwerks**

Maßnahmen zur Verbesserung der Gewässerökologie sind auch in Zukunft über das Umweltförderungsgesetz (UFG, siehe § 6 (2e) und § 16 ff UFG) förderbar. Um eine eventuelle Doppelförderung zu vermeiden, empfiehlt das vorliegende Gutachten – analog zum Vorgängergutachten – einen Abschlag von 8 % auf die Investitionskosten für Neubauanlagen vorzunehmen.

Tabelle 30: Berechnungsergebnis Wasserkraft Neubau unter Verwendung eines bestehenden Querbauwerks

Parameter	Einheit	bis 0,5 GWh	0,5 bis 1 GWh	1 bis 2,5 GWh	2,5 bis 5 GWh	über 5 GWh
<b>Engpassleistung an Stufengrenze</b>	MW	0,109	0,219	0,548	1,097	25,000
<b>Stromerzeugung an Stufengrenze</b>	MWh	500	1.000	2.500	5.000	109.665
<b>Repräsentative Stufenleistung</b>	MW	0,055	0,164	0,383	0,822	13,048
<b>Repräsentative Stufenerzeugung</b>	MWh	250	750	1.750	3.748	57.238
<b>Volllaststunden</b>	h/a	4.568	4.567	4.564	4.558	4.387
<b>Investitionskosten transformiert 2025</b>	EUR/kW	8.120	6.774	5.889	5.193	4.933
<b>Betriebskosten</b>	EUR/MWh	17,60	16,57	15,77	15,06	12,50
<b>Herkunftsnachweise</b>	EUR/MWh	1,89	1,89	1,89	1,89	1,89
<b>WACC Standard</b>	%	8,52%	8,52%	8,52%	8,52%	8,52%
<b>Mittlere Abschreibdauer</b>	a	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
<b>LCOE abzgl. Anlagenrestwert</b>	EUR/MWh	<b>189,46</b>	<b>160,39</b>	<b>141,18</b>	<b>125,98</b>	<b>121,05</b>
<b>Produktionsstufe</b>	-	<b>bis 500 MWh</b>	<b>die nächsten 500 MWh</b>	<b>die nächsten 1.500 MWh</b>	<b>die nächsten 2.500 MWh</b>	<b>über 5.000 MWh</b>
<b>azW (Stufenmodell)</b>	EUR/MWh	<b>189,46</b>	<b>131,32</b>	<b>128,37</b>	<b>110,78</b>	<b>120,82</b>

Quelle: Berechnungen der AEA

### **5.3.1.3 Revitalisierte Wasserkraftwerke mit EPL < 1 MW**

Da im Bereich der Revitalisierung wie in Kapitel 5.2.3 beschrieben zu wenige Datenpunkte zur Verfügung standen, wurden in diesen vier Kategorien die Kostenfunktionen zur Ableitung der spezifischen Investitionskosten vom Vorgängergutachten übernommen und mittels des beschriebenen Wasserkraft-Index auf das Jahr 2025 valorisiert. Auch folgten die Gutachter:innen der Argumentation zur Heranziehung des LCOE ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwertes. Bei den Betriebskosten konnte hingegen auf eine aktuellere Datengrundlage zurückgegriffen werden (siehe Kapitel 5.2.4).

Bei allen Förderkategorien sind im Vergleich zum Vorgängergutachten LCOE-Steigerungen zwischen 11 % und 17 % zu beobachten, obwohl die Zunahmen bei den oberen Produktionsstufen aufgrund der im Vergleich zum Vorgängergutachten leicht vermehrten Betriebskosten etwas höher ausfallen.

Bei Anlagen mit niedrigem Revitalisierungsgrad bis 60 % (und entsprechend geringeren Kosten) kam es bei der Berechnung des azW in der obersten Stufe zu einem rechnerischen azW von 31,4 EUR/MWh. Um den Förderanreiz für revitalisierte Anlagen zu wahren, die tendenziell einen geringeren ökologischen Impact als neu errichtete Anlagen aufweisen, wird analog zum Vorgängergutachten empfohlen, bei den azWs eine Untergrenze von 50 EUR/MWh einzuziehen. Der durchschnittliche azW für Anlagen in dieser Stufe, welcher sich mit dieser 50 EUR/MWh Untergrenze errechnet, beträgt 61,08 EUR/MWh. Der durchschnittliche azW liegt somit höher als der errechnete LCOE für diese Anlagengröße.

In Tabelle 31 bis Tabelle 33 sind wesentliche Eingangsparameter, Ergebnisse und die Empfehlung für azW für die unterschiedlichen Revitalisierungsgrade und Produktionsstufen angeführt.

Tabelle 31: Berechnungsergebnis LCOE und azW Revitalisierung, Revitalisierungsgrad < 60 %

Parameter	Einheit	bis 0,5 GWh	0,5 bis 1 GWh	1 bis 2,5 GWh	2,5 bis 5 GWh
Engpassleistung an Stufengrenze	MW	0,090	0,182	0,468	0,986
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	250	747	1.738	3.686
Volllaststunden	h/a	5.550	5.480	5.343	5.071
Investitionskosten transformiert 2025	EUR/kW	3.375	3.134	2.634	1.570
Betriebskosten	EUR/MWh	17,60	16,57	15,78	15,07
Herkunftsnachweise	EUR/MWh	1,89	1,89	1,89	1,89
WACC Standard	%	8,52%	8,52%	8,52%	8,52%
Mittlere Abschreibdauer	a	53,7	53,7	53,7	53,7
<b>LCOE</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>86,89</b>	<b>81,63</b>	<b>72,17</b>	<b>51,79</b>
Produktionsstufe	-	bis 500 MWh	die nächsten 500 MWh	die nächsten 1.500 MWh	über 2.500 MWh
azW (Stufenmodell)	EUR/MWh	86,89	76,36	65,86	31,42
azW empfohlen	EUR/MWh	86,89	76,36	65,86	50,00

Quelle: Berechnungen der AEA

Tabelle 32: Berechnungsergebnis LCOE und azW Revitalisierung, Revitalisierungsgrad 60 % bis 200 %

Parameter	Einheit	bis 0,5 GWh	0,5 bis 1 GWh	1 bis 2,5 GWh	2,5 bis 5 GWh
Engpassleistung an Stufengrenze	MW	0,090	0,182	0,468	0,986
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	250	747	1.738	3.686
Volllaststunden	h/a	5.550	5.480	5.343	5.071
Investitionskosten transformiert 2025	EUR/kW	4.520	4.422	4.219	3.787
Betriebskosten	EUR/MWh	17,60	16,57	15,78	15,07
Herkunftsnachweise	EUR/MWh	1,89	1,89	1,89	1,89
WACC Standard	%	8,52%	8,52%	8,52%	8,52%
Mittlere Abschreibdauer	a	53,7	53,7	53,7	53,7
<b>LCOE</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>108,72</b>	<b>106,50</b>	<b>103,56</b>	<b>98,06</b>
Produktionsstufe	-	bis 500 MWh	die nächsten 500 MWh	die nächsten 1.500 MWh	über 2.500 MWh
azW (Stufenmodell)	EUR/MWh	108,72	104,29	101,60	92,56
azW empfohlen	EUR/MWh	108,72	104,29	101,60	92,56

Quelle: Berechnungen der AEA

Tabelle 33: Berechnungsergebnis LCOE und azW Revitalisierung, Revitalisierungsgrad > 200 %

Parameter	Einheit	bis 0,5 GWh	0,5 bis 1 GWh	1 bis 2,5 GWh	2,5 bis 5 GWh
Engpassleistung an Stufengrenze	MW	0,090	0,182	0,468	0,986
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	250	747	1.738	3.686
Volllaststunden	h/a	5.550	5.480	5.343	5.071
Investitionskosten transformiert 2025	EUR/kW	6.534	6.100	5.202	3.293
Betriebskosten	EUR/MWh	17,60	16,57	15,78	15,07
Herkunftsnachweise	EUR/MWh	1,89	1,89	1,89	1,89
WACC Standard	%	8,52%	8,52%	8,52%	8,52%
Mittlere Abschreibdauer	a	53,7	53,7	53,7	53,7
<b>LCOE</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>147,12</b>	<b>138,92</b>	<b>123,05</b>	<b>87,75</b>
Produktionsstufe	-	bis 500 MWh	die nächsten 500 MWh	die nächsten 1.500 MWh	über 2.500 MWh
azW (Stufenmodell)	EUR/MWh	147,12	130,72	112,46	52,46
azW empfohlen	EUR/MWh	147,12	130,72	112,46	52,46

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, und die Kosten wurden im Vorgängergutachten nur auf die zusätzliche EPL umgelegt.

In diesem Gutachten werden analog zum Vorgängergutachten vier Produktionsstufen berechnet, die in Tabelle 34 dargestellt sind.

Tabelle 34: Berechnungsergebnis LCOE und azW für revitalisierte Anlagen mit einer EPL über 1 MW

Parameter	Einheit	bis 5 GWh	5 bis 25 GWh	25 bis 45 GWh	über 45 GWh
<b>Engpassleistung an Stufengrenze</b>	MW	1,088	5,441	9,793	25,000
<b>Stromerzeugung an Stufengrenze</b>	MWh	5.000	25.000	45.000	114.875
<b>Repräsentative Stufenleistung</b>	MW	1,000	3,264	7,617	17,397
<b>Repräsentative Stufenerzeugung</b>	MWh	4.595	15.000	35.000	79.938
<b>Volllaststunden</b>	h/a	4.595	4.595	4.595	4.595
<b>Investitionskosten transformiert 2025</b>	EUR/kW	5.844	5.529	4.912	4.912
<b>Betriebskosten</b>	EUR/MWh	14,87	13,76	12,96	12,18
<b>Herkunftsnachweise</b>	EUR/MWh	1,89	1,89	1,89	1,89
<b>WACC Standard</b>	%	8,52%	8,52%	8,52%	8,52%
<b>Mittlere Abschreibdauer</b>	a	53,7	53,7	53,7	53,7
<b>LCOE</b>	<b>EUR/MWh</b>	<b>153,33</b>	<b>144,55</b>	<b>129,24</b>	<b>128,16</b>
<b>Produktionsstufe</b>	-	<b>bis 5.000 MWh</b>	<b>die nächsten 20.000 MWh</b>	<b>die nächsten 20.000 MWh</b>	<b>über 45.000 MWh</b>
<b>azW (Stufenmodell)</b>	EUR/MWh	<b>153,33</b>	<b>142,35</b>	<b>110,10</b>	<b>127,47</b>
<b>azW empfohlen</b>	EUR/MWh	<b>153,33</b>	<b>142,35</b>	<b>110,10</b>	<b>127,47</b>

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. Für die Ermittlung der Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse (siehe Kapitel 2.6 Leistungskriterium) werden grundsätzlich 30 % der durchschnittlichen Investitionskosten angesetzt. In Abweichung vom Vorgängergutachten und den EAG-Investitionszuschüsse-Verordnungen aus den Jahren 2022 und 2023 wird empfohlen, die untere EPL-Stufe von 100 kW auf 200 kW anzuheben. Vor Inkrafttreten des EAG wurde im Investitionszuschussregime für Kleinwasserkraft der gleiche Fördersatz bis 500 kW angewendet. Die Anhebung von 100 kW auf 200 kW wäre somit ein Mittelweg zwischen einer etwas niedrigeren 100-kW-Stufe und einer etwas höheren 500-kW-Stufe.

Die spezifischen Investitionskosten werden auch hier vom Jahr 2022 auf das Jahr 2025 valorisiert und als Berechnungsgrundlage für den maximalen Fördersatz verwendet. Die Ergebnisse dieser Berechnung und die Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse für Neubuanlagen (Kategorie A) bis 2 MW sind in Tabelle 35 und für Revitalisierungen (Kategorie B) bis 2 MW in Tabelle 36 dargestellt. Die im EAG vorgesehene Förderschiene für Kraftwerke über 2 MW ist mittlerweile ausgelaufen. Daher wird diese Förderkategorie in diesem Gutachten nicht mehr berechnet.

Bei den höchstzulässigen Investitionszuschüssen für Neuanlagen ergibt sich durch die geänderte Berechnungsmethodik, die Verwendung einer exponentiellen Kostenfunktion und die Valorisierung mittels Wasserkraft-Index auf das Jahr 2025 vor allem im unteren Leistungsbereich eine Erhöhung gegenüber dem Vorgängergutachten (Resch, et al., 2022). Der in diesem Vorgängergutachten verwendete Investitionskostensteigerungsfaktor von 15 % hat die Kostenentwicklungen im höheren Leistungsbereich bereits vorweggenommen. Die für die Berechnung verwendeten Stufenleistungen betragen 200 kW und 2 MW. Im Vergleich zu dem Vorgängergutachten liegt die Empfehlung im vorliegenden Gutachten bis 200 kW um 7,5 % über und bei 2 MW genau bei den Fördersätzen in der Verordnung. Durch die lineare Interpolation zwischen 200 kW und 2 MW führt die erhöhte Empfehlung auch zu einer Steigerung der Investitionszuschüsse bis 2 MW.

Tabelle 35: Berechnungsergebnisse und Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse für Wasserkraft Neubau (Kategorie A) bis 2 MW

Parameter	Einheit	bis 200 kW	für 2.000 kW
Engpassleistung an Stufengrenze	kW	200	2.000
Stufenleistung	kW	200	2.000
Investitionskosten transformiert 2025	EUR/kW	7.127	4.874
Höchstzulässiger Fördersatz ungerundet	EUR/kW	2.138	1.462
<b>Höchstzulässiger Fördersatz gerundet</b>	<b>EUR/kW</b>	<b>2.150</b>	<b>1.500</b>

Quelle: Berechnungen der AEA

Bei Revitalisierungen von Wasserkraftanlagen ist entsprechend der aktuellen EAG-Verordnung für die Bemessung des höchstzulässigen Investitionszuschusses die Erhöhung der Engpassleistung oder die Erhöhung des Regelarbeitsvermögens, umgerechnet auf eine fiktive Engpassleistung, heranzuziehen, wobei der jeweils höhere Wert, der sich aus den folgenden Berechnungsmethoden ergibt, zu verwenden ist:

1. zusätzlich geschaffene Engpassleistung multipliziert mit dem spezifischen Fördersatz je kW nach Revitalisierung (Wasserkraftanlagen der Kategorie B);
2. Engpassleistung nach Revitalisierung multipliziert mit der Erhöhung des Regelarbeitsvermögens in Prozent (Erhöhung des Regelarbeitsvermögens dividiert durch das gesamte Regelarbeitsvermögen nach Revitalisierung) multipliziert mit dem spezifischen Fördersatz je kW nach Revitalisierung (Wasserkraftanlagen der Kategorie B).

Die tatsächlich im Einzelfall gewährbare Förderhöhe wird von der Förderabwicklungsstelle schlussendlich anhand der bereits in Kapitel 2.6 näher erläuterten standardisierten Vorgangsweise ermittelt.

Durch die geänderte Analysemethodik, die Verwendung einer exponentiellen Kostenfunktion sowie die zugrunde gelegte Valorisierung mittels Wasserkraft-Index auf das Jahr 2025 ergibt sich in allen Leistungsbereichen eine Erhöhung gegenüber dem Vorgängergutachten (Resch, et al., 2022). Die veränderte Leistung der Beispielanlage im unteren Leistungsbereich auf einen Wert von 200 kW EPL (nach Revitalisierung) kompensiert dies teilweise. Die Empfehlung des vorliegenden Gutachtens liegt bis 200 kW um 9,8 % und bei 2 MW um 7,0 % über den Empfehlungen des Vorgängergutachten. Infolge der linearen Interpolation zwischen 200 kW und 2 MW ergeben sich entsprechende Erhöhungen im Bereich von 200 kW bis 2 MW.

Tabelle 36: Berechnungsergebnisse und Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse für Wasserkraft Revitalisierung (Kategorie B) bis 2 MW

Parameter	Einheit	bis 200 kW	für 2.000 kW
Beispielanlage kW nach Revitalisierung	kW	200	2.000
Beispielanlage kW revitalisiert	kW	121	577
Investitionskosten transformiert 2025	EUR/kW	9.387	7.776
30 % Förderschranke ungerundet	EUR/kW	2.816	2.333
30 % Förderschranke gerundet	EUR/kW	<b>2.800</b>	<b>2.300</b>

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 oben 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. Die Ergebnisse dieser indikativen Berechnung zeigen mittels der LCOE-Werte (ohne Berücksichtigung der Restwerte) die positive Auswirkung der Investitionszuschüsse auf die Wirtschaftlichkeit von Anlageninvestitionen.

Tabelle 37: Berechnungsergebnisse für resultierende LCOE für Wasserkraft bei Anwendung empfohlener Investitionszuschüsse

<b>Parameter</b>	<b>Neubau bis 200 kW</b>	<b>Neubau für 2.000 kW</b>	<b>Revitalisierung bis 200 kW</b>	<b>Revitalisierung für 2.000 kW</b>
<b>LCOE bei 0 % Eigenverbrauch</b>	136,19	96,50	83,39	80,90
<b>LCOE bei 10 % Eigenverbrauch</b>	116,85	77,16	64,05	61,56
<b>LCOE bei 20 % Eigenverbrauch</b>	97,50	57,81	44,71	42,21

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 für die Förderrunden im Jahr 2024 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 grundsätzlichen Empfehlungen und Begründungen der Empfehlungen des Vorgängergutachtens werden als weiterhin gültig angesehen und im vorliegenden Gutachten nicht geändert. Der Ausschluss von Anlagen, die aufgrund vergleichsweise niedriger Gestehungskosten einen unverhältnismäßigen Wettbewerbsvorteil haben, wie er in § 44a Abs. 2 ermöglicht wird, ist zweckmäßig, wie dies auch in der EAG-Marktprämienverordnung 2022 vorgesehen ist. Diese legt in § 3 Abs. 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 **100,8 EUR/MWh** für die gemeinsame Ausschreibung von Wind- und Wasserkraft empfohlen.

Der Höchstpreis wurde, wie in § 44d EAG beschrieben, mit einem Aufschlag auf die zugrundeliegenden Stromgestehungskosten ermittelt. Dieser Aufschlag liegt circa 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 100,8 EUR/MWh kann für Windkraft an guten Standorten – trotz der für Windkraft eher niedrigen jährlichen Ausschreibung von mindestens 20 MW Engpassleistung für beide Technologien – und für bestimmte Revitalisierungen von Wasserkraft in bestimmten Leistungsbereichen attraktiv sein.

# 7 Feste Biomasse

In nachfolgendem Kapitel sind Empfehlungen für Betriebsförderung und Investitionszuschüsse laut EAG für Biomasse-KWK-Anlagen hinsichtlich Fördervergaben im Jahr 2024 dargestellt. Sofern nicht anders beschrieben orientiert sich das vorliegende 2. EAG-Gutachten an der Methode des 1. EAG-Gutachtens (Resch, et al., 2022).

Bei der wettbewerblichen Ausschreibung von Marktprämien sind neu errichtete oder repowerte Biomasseanlagen für eine Engpassleistung (EPL) von 0,5 MW<sub>el</sub> bis 5 MW<sub>el</sub> förderfähig. Wenn die Anlage 5 MW<sub>el</sub> überschreitet, werden nur die ersten 5 MW<sub>el</sub> der Anlage gefördert. Es gibt eigene 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<sub>el</sub> können eine administrative Marktprämie differenziert nach eingesetztem Brennstoff und EPL erhalten. Es gibt mehrere Kategorien: Biomasse (vor allem Waldhackgut), Restholzsortimente (vor allem Rinde, Industriebiomasse – also Schwarten, Spreißel, Kappholz –, Sägemehl und Sägespäne), neu errichtete Anlagen bis 50 kW<sub>el</sub> und über 50 kW<sub>el</sub> sowie Repowering. Bei Bestandsanlagen können für Nachfolgeprämien bis zum 30. Betriebsjahr entsprechende azWs administrativ festgelegt werden. Hier gibt es zu den Kategorien Biomasse und Resthölzer eine Gliederung in „bis 0,5 MW<sub>el</sub>“, „über 0,5 MW<sub>el</sub>“ und „über 0,5 MW<sub>el</sub> mit Entnahmekondensationsturbinen“. Im Bereich administrativ festgelegter azWs können jährlich Anlagen mit einer EPL von insgesamt mindestens 7,5 MW<sub>el</sub> bezuschlagt werden. Geförderte Anlagen müssen einen BNG von mindestens 60 % 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<sub>el</sub> über die Investitionszuschüsse gefördert werden. Dazu werden einmalige Fördersätze in EUR/kW<sub>el</sub> 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

Im Bereich Biomasse standen für das 2. EAG-Gutachten als Primärdatenquelle 16 Betreiber Meldungen im Zeitraum von 2019 bis 2022 für in Betrieb gegangene Anlagen zur Verfügung. Die von den Betreiber:innen dieser Anlagen ausgefüllten Fragebögen wurden von der E-Control im Jahr 2022 gesammelt. Bei fünf von 16 Betreiber:innen wurde durch die E-Control wegen unzureichender Datenqualität im Sommer 2023 um ergänzende Daten nachgefragt. Dies führte jedoch nur sehr eingeschränkt zu einer Verbesserung der Datenqualität. Daten für fünf zusätzliche Anlagen mit Inbetriebnahme 2023 wurden von den Betreiber:innen nach einer weiteren Sonderanfrage im Juli an die E-Control gemeldet. Diese umfassten bisher weitgehend fehlende Anlagen bis knapp 500 kW<sub>el</sub> und nahe 5 MW<sub>el</sub> EPL. In den anonymisierten 21 Betreiber Meldungen – allesamt Neubauprojekte – waren zwei Doppelmeldungen enthalten. Zwei weitere Datensätze enthielten keine Kostenangaben. Somit verbleiben 17 Datensätze aus Betreiber Meldungen, welche in das vorliegende Gutachten in anonymisierter Form eingeflossen sind.

Da unter diesen 17 Datensätzen lediglich eine Anlage mit 4,9 MW<sub>el</sub> eine EPL über 0,5 MW<sub>el</sub> aufweist, wurde bei der Kommunalkredit Public Consulting (KPC) angefragt, ob im Rahmen der betrieblichen Eigenversorgung mit Biomasse-KWK-Anlagen Förderfälle für Neubauten mit Fertigstellung nach 2020 vorliegen. Im September 2023 wurden von der KPC Daten zu acht Biomasse-KWK-Anlagen zur Verwendung in dem vorliegenden Gutachten, anonymisiert, übermittelt. Die Anlagen haben (geplante) Fertigstellungstermine zwischen 2020 und 2025. Zu allen Anlagen liegen die elektrische und thermische EPL sowie die Investitionskosten der Anlage vor. Die Daten wurden von den Betreibenden an die KPC gemeldet und dort geprüft. Im Gegensatz zu den von der E-Control erhobenen Daten enthalten die Daten der KPC keine weiteren technischen Details und geben auch keinen Aufschluss über Brennstoffkosten, Wärmeerlöse und Betriebskosten.

Somit liegen insgesamt 25 Betreiber Meldungen zu Biomasse-KWK-Anlagen vor. Elf der Anlagen vom Typ Holzgas-Blockheizkraftwerke (BHKWs) haben eine EPL unter 100 kW<sub>el</sub>, elf weitere Anlagen dieses Typs haben eine EPL über 100 kW<sub>el</sub> bis unter 1 MW<sub>el</sub>. Drei Anlagen mit 4 MW<sub>el</sub>, 4,9 MW<sub>el</sub> und 5 MW<sub>el</sub> sind Biomasse-KWK-Anlagen mit Dampfturbine. Aufgrund der eingeschränkten Stichprobe und der hohen Streuung der Datenpunkte – insbesondere bei wesentlichen Fragestellungen wie Brennstoffkosten, Betriebskosten und Wärmeerlösen – wurde für diese Kosten- und Erlöskategorien ein Bottom-up-Ansatz gewählt. Dieser wird nachfolgend beschrieben.

Wie bereits in Kapitel 2.1 erwähnt, haben Branchenverbände Planungsdaten für Plausibilisierungszwecke bereitgestellt, so auch für Biomasse-KWK-Anlagen. Diese Planungsdaten beinhalten relevante Daten von in Bau und in Planung befindlichen Biomasseanlagen. Es wurden fünf Datensätze – allesamt Neubauprojekte – übermittelt. Die gelieferten Daten konnten allerdings nur bedingt für Plausibilisierungszwecke herangezogen werden. Ein Teil der Anlagen waren im Vergleich zu den Betreibermeldungen gemäß EAG durch sehr hohe spezifische Investitionskosten gekennzeichnet.

In Summe wurden von den 25 Betreibermeldungen hinsichtlich der angegebenen spezifischen Investitionskosten vier Datensätze ausgeschieden, da deren Höhe im jeweiligen Leistungsbereich markant nach oben hin ausreißt. Somit gehen 21 der 25 von Betreiber:innen gemeldete Datensätze in die Evaluierung der spezifischen Investitionskosten ein.

## **7.2 Auswertung der Daten**

Nachfolgend werden verschiedene Kategorien von Daten aus Betreibermeldungen betrachtet, die ausgewertet wurden.

### **7.2.1 Spezifische Investitionskosten**

Die spezifischen Investitionskosten in EUR/kW<sub>el</sub> Engpassleistung (EPL) der 21 Biomasseanlagen, die von den Betreiber:innen gemeldet und hinsichtlich Ausreißern bereinigt wurden, werden je nach Inbetriebnahmezeitpunkt (2021 bis 2025) auf das Jahr der Investition und auf das Jahr der Inbetriebnahme 2025 valorisiert. Dazu wurden in Hinblick auf die Investitionskosten auf Basis von Betreibermeldungen projektindividuelle Gewichtungen einzelner Kostenkomponenten für jede einzelne Biomasseanlage gebildet.

Die angesprochene Verteilung der Kostenkomponenten der Gesamtinvestition wurde auf Basis von Betreiberangaben (laut Fragebogen: „Anlage“, Netzanschluss, sonstige Investitionskosten) jeweils einheitlich für Biomasseanlagen > 1 MW<sub>el</sub> (Dampfturbinenanlagen) noch weiter untergliedert (siehe weiter unten). Damit ist es möglich, Mittelwerte der Kostenkomponenten für Anlagen > 1 MW<sub>el</sub> (Dampfturbinenanlagen) zu bilden. Für die standardisierten Einzelkomponenten (siehe Tabelle 38) liegen Preisindizes vor (siehe Kapitel 2.3) mit deren Hilfe die gemeldeten spezifischen Investitionskosten in EUR/kW EPL vom jeweiligen Inbetriebnahmezeitpunkt auf das Jahr 2025 valorisiert werden. Dazu wird aus den Einzelindizes mit Hilfe der durchschnittlichen Anteile der standardisierten Kostenkomponenten ein Biomasse-Mischindex gebildet (siehe Abbildung 8 weiter unten).

Die Investitionsposition „Anlage“ von Biomasse-KWK-Anlagen mit Dampfturbine größer 1 MW<sub>el</sub> wurde mangels entsprechender Daten aus der Betreiberabfrage auf Basis von Literaturrecherchen weiter in folgende Kategorien und Subkategorien aufgeteilt:

- Brennstoffzubringung samt Vorratslager und Biomassedampfkessel
  - Maschinen
  - Hochbau
  - Tiefbau
- Dampf-, Kondensat- und Speisewasser-Behandlung, -Verteilung und -Speicherung
  - Maschinen
- Turbinenanlage samt Getriebe, Generator
  - Maschinen
  - Elektrobauteile
- Elektroinstallationen, Regelung und Steuerung
- Stahlbau, Baumeisterarbeiten und Außenanlagen
  - Stahl
  - Hochbau
  - Tiefbau
- Planung, Projektierung und Bauüberwachung

Eine ähnliche Aufteilung wurde für Holzgas-BHKWs, das heißt alle anderen Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub> getroffen, wobei hier die Kategorie Planung, Projektierung und Bauüberwachung einen höheren Kostenanteil an den Gesamtinvestitionskosten einnimmt.

In der folgenden Tabelle sind die Anteile der angeführten standardisierten Kostenkomponenten bzw. der dahinterliegenden Einzelindizes bei Mittelung über alle 18 Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub> und alle drei Anlagen größer 1 MW<sub>el</sub> jeweils für das Valorisierungsjahr 2025 dargestellt.

Tabelle 38: Durchschnittliche Gewichtung der Einzelindizes für 2025 nach Anlagengrößen, errechnet aus 18 bzw. drei Betreiberdatenmeldungen

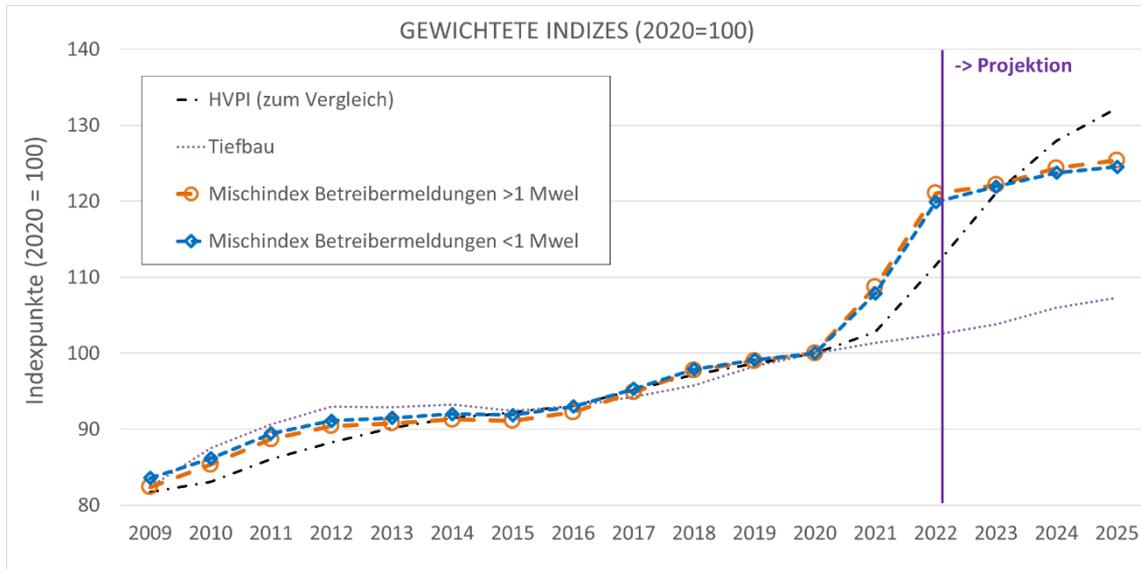
Einzelindex	2025	2025
Anlagengröße	< 1 MW <sub>el</sub>	> 1 MW <sub>el</sub>
Stahl	9,2 %	10,6 %
Hochbau	17,4 %	19,4 %
Tiefbau	13,7 %	18,4 %
Elektrische Ausrüstung	10,8 %	9,8 %
Maschinen	47,3 %	37,0 %
Lohnkosten	1,6 %	4,9 %

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von Betreibermeldungen und Literaturwerten, eventuelle Abweichungen von 100 % rundungsbedingt

In Kapitel 2.3 ist erörtert, wie die historische Entwicklung der Einzelindizes in die Zukunft, in diesem Fall bis zum Investitionszeitpunkt 2025, fortgeschrieben wird. Mithilfe dieser Indizes kann die Entwicklung der spezifischen Investitionskosten in EUR/kW<sub>el</sub> EPL, ausgehend von jeweiligem Investitionszeitpunkt laut Betreibermeldung, für das im Gutachten mit 2025 angesetzte Investitionsjahr abgeschätzt werden.

Die nachfolgende Grafik zeigt den über alle 18 Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub> und alle drei Anlagen größer 1 MW<sub>el</sub> gemittelten Verlauf des auf Basis von Betreiberdaten ermittelten Biomasse-Mischindex, der die erwartete Preisentwicklung der spezifischen Investitionskosten von Biomasseanlagen in Österreich in EUR/kW EPL abbildet. Von 2020 bis 2025 steigen diese um circa 25 %. Aufgrund von Abweichungen der Kostenanteile bei Anlagen kleiner 1 MW<sub>el</sub> und größer 1 MW<sub>el</sub> ergeben sich etwas unterschiedliche Entwicklungen. Beide Indizes steigen stärker als der dargestellte Einzelindex für Tiefbau und weniger stark als der Haushalts-Verbraucherpreisindex (HVPI).

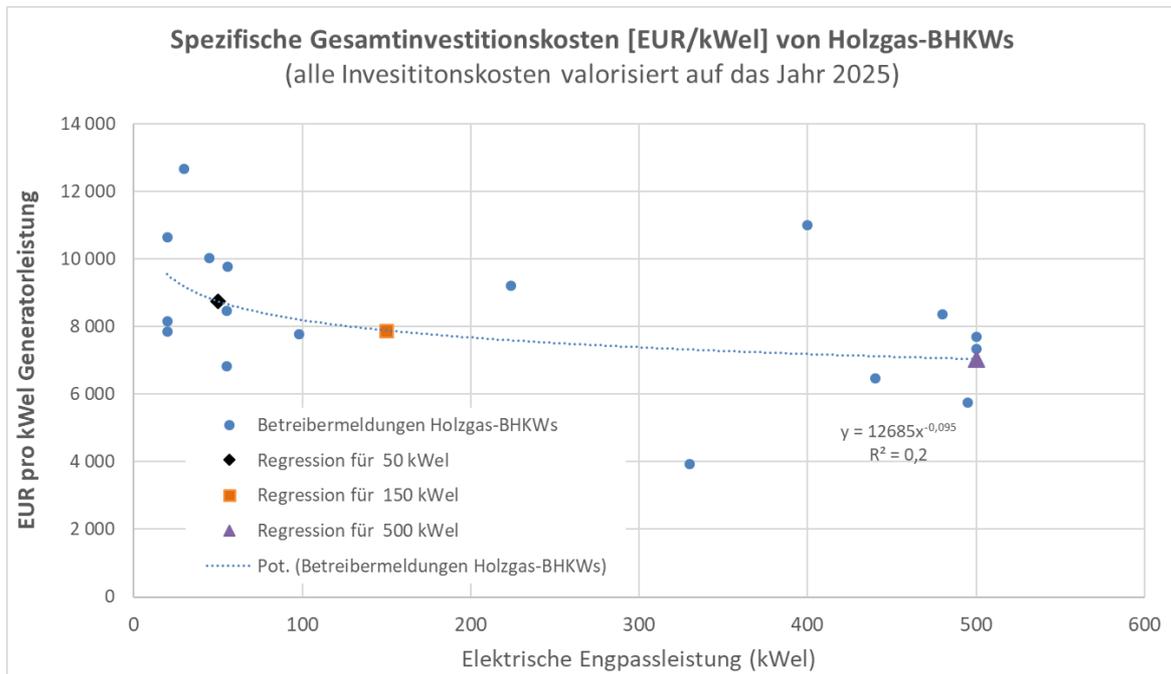
Abbildung 8: Verlauf des über alle Anlagen gemittelten Biomasse-Mischindex



Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von Betreibermeldungen und Literaturwerten

Die Ableitung der spezifischen Investitionskosten der für die Förderung relevanten Modellfälle – 50 kW<sub>el</sub>, 150 kW<sub>el</sub> (Modellfall aus dem 1. EAG-Gutachten), 500 kW<sub>el</sub> und 5 MW<sub>el</sub> – erfolgt in zwei Schritten. Zuerst werden die Betreiberdaten der 18 Holzgas-BHKWs analysiert, anschließend folgen die Daten der drei Anlagen mit Dampfturbinen. Die Trennung ist dadurch begründet, dass auf Basis der Regressionsanalyse von der Entwicklung der spezifischen Investitionskosten technologiespezifische Unterschiede auftreten könnten. Dabei wurde eine Holzgasanlage mit 990 kW<sub>el</sub> und spezifischen Investitionskosten von 3.216 EUR/kW<sub>el</sub> nicht berücksichtigt, da sie in diesem Leistungsbereich einen Ausreißer nach unten darstellt. In der nachfolgenden Grafik werden die auf 2025 valorisierten spezifischen Investitionskosten in EUR/kW<sub>el</sub> gemäß Betreibermeldung für die 17 Holzgas-BHKWs dargestellt und eine Regressionsanalyse durchgeführt.

Abbildung 9: Spezifische Gesamtinvestitionskosten [EUR/kW<sub>el</sub>] von 17 Holzgas-BHKWs, valorisiert auf 2025



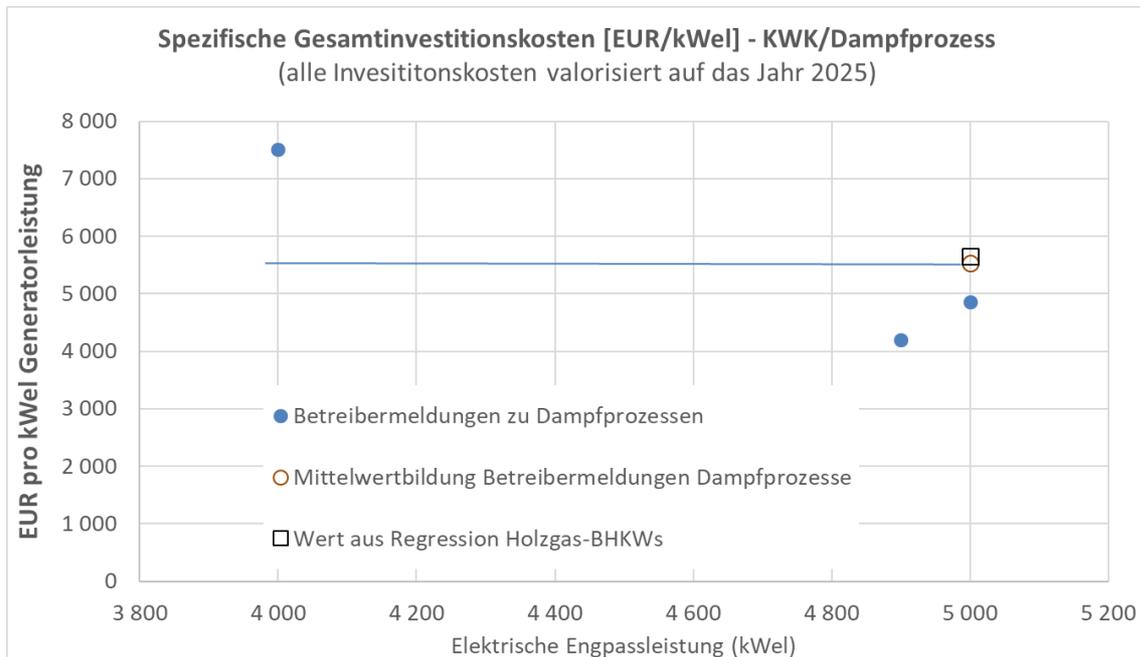
Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von Betreibermeldungen

Die Analysen ergeben auf Basis der gemeldeten Betreiberdaten für das Investitionsjahr 2025 folgende erwartete durchschnittliche spezifische Investitionskosten:

- für 50-kW<sub>el</sub>-Anlagen: 8.748 EUR/kW<sub>el</sub>
- für 150-kW<sub>el</sub>-Anlagen: 7.881 EUR/kW<sub>el</sub>
- für 500-kW<sub>el</sub>-Anlagen: 7.029 EUR/kW<sub>el</sub>

In der nächsten Grafik werden die auf 2025 valorisierten spezifischen Investitionskosten in EUR/kW<sub>el</sub> gemäß Betreibermeldung für die drei KWK-Anlagen mit Dampfturbine dargestellt und eine Mittelwertbildung durchgeführt. Die Mittelwertbildung ergibt spezifische Investitionskosten in Höhe von 5.527 EUR/kW<sub>el</sub> EPL.

Abbildung 10: Spezifische Gesamtinvestitionskosten [EUR/kW<sub>el</sub>] von drei Biomasse-KWK-Anlagen mit Dampfprozess, valorisiert auf 2025



Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis von Betreiber-meldungen

Für den Modellfall mit 5 MW<sub>el</sub> werden spezifische Investitionskosten verwendet, die sich bei Fortschreibung der in der vorhergehenden Grafik ermittelten polynomischen Regressionsfunktion in Höhe von 5.648 EUR/kW<sub>el</sub> EPL ergeben. Es wird ein Ansatz mit einer durchgehenden Kostenfunktion gewählt, da die Ergebnisse für die höchste Leistungsklasse mit 2 % nicht sehr hoch abweichen.

### 7.2.2 Jahresvolllaststunden

Es werden für alle vier Biomasse-KWK-Modellfälle analog zur Annahme im 1. EAG-Gutachten 6.822,5 Jahresvolllaststunden angenommen.

### 7.2.3 Spezifische Betriebskosten

Die Betreiber-meldungen waren wie bereits erläutert aufgrund der eingeschränkten Stichprobe und starken Streuung für statistische Auswertungen nicht ausreichend belastbar. Daher wurde – abweichend zu den im Gutachten ansonsten praktizierten statistischen Modellen und Auswertungen – an dieser Stelle zur Ermittlung valider Betriebskosten für Biomasseanlagen ein Bottom-up-Ansatz gewählt.

Für diesen Ansatz wurde auf Studien und deren zugrundeliegenden Berechnungstools der Österreichischen Energieagentur zu Tarifempfehlungen im Rahmen des Ökostromgesetzes aus den Jahren 2008 (Lechner, Tretter, Kirchner, & Lang, 2008) und 2012 (Kalt G., 2012) zurückgegriffen.

Für die hier relevanten vier Modellfälle wurden entsprechende Annahmen und Berechnungen für eine Bottom-up-Ermittlung der Betriebskosten für das Jahr 2022 angestellt. Dazu wurden unter anderem Daten aus Anfragen bei Herstellern von Holzgas-BHKWs herangezogen. Die nachfolgende Tabelle gibt einen Überblick über die Ergebnisse der Analysen – untergliedert in eigens berechnete Subkategorien der Betriebskosten in EUR/MWh<sub>el</sub>. Diese Unterkategorien erfassen die Kosten deutlich detaillierter, als dies bisher in den Betreibermeldungen der Fall ist. In der letzten Zeile wurden die für das Jahr 2022 berechneten Betriebskosten mithilfe der Inflationsentwicklung (siehe Kapitel 2.3) auf das erste Betriebsjahr 2026 valorisiert.

Tabelle 39: Betriebskosten von Biomasse-KWK-Modellfällen in EUR/MWh<sub>el</sub>, in 2022 und 2026

Modellfall in kW <sub>el</sub>	50 kW <sub>el</sub>	150 kW <sub>el</sub>	500 kW <sub>el</sub>	5.000 kW <sub>el</sub>
<b>Ascheentsorgung</b>	-	-	-	1,8
<b>Strombezug für Eigenbedarf</b>	-	-	-	-
<b>Sonstige Betriebsmittel</b>	3,4	3,0	2,7	6,1
<b>Netzkosten</b>	-	-	-	1,7
<b>Wartung &amp; Instandhaltung</b>	30,0	25,0	23,0	16,0
<b>Personal</b>	14,7	21,1	21,1	11,6
<b>Versicherung &amp; Verwaltung</b>	5,4	4,9	4,3	0,9
<b>Sonstiges</b>	6,1	5,5	4,9	6,1
<b>Betriebskosten 2022</b>	59,6	59,4	56,0	44,2
<b>Betriebskosten 2026</b>	71,6	71,4	67,3	53,2

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis Studien der AEA und Herstellerangaben.

Ein Vergleich der für 2022 errechneten Betriebskosten mit jenen, die die Agrar Plus GmbH auf Einladung des Landes Niederösterreich bei einem Workshop 2022 präsentierte (Burger, 2022), zeigt, dass für die Modellfälle mit 50 kW<sub>el</sub> und 500 kW<sub>el</sub>, dass die Ergebnisse der Bottom-up-Berechnungen plausibel sind. Die für den Modellfall mit 5 MW<sub>el</sub> bottom-up berechneten spezifischen Betriebskosten werden durch Planungsdaten für eine etwas über 4 MW<sub>el</sub> liegende KWK-Anlage, die von Branchenvertretern gemeldet wurden, in Bezug auf den Betrag in EUR/MWh<sub>el</sub> bestätigt.

Hinsichtlich der Nachfolgeprämien wurde bei den Betriebskosten für Anlagen größer 0,5 MW<sub>el</sub> mangels besserer Daten – analog der Vorgangsweise im 1. Gutachten – 20 % auf die für Neuanlagen ermittelten Betriebskosten aufgeschlagen. Bei kleineren Anlagen erfolgte die Herleitung der Betriebskosten für die Nachfolgeprämie hingegen wieder über einen Bottom-up-Ansatz. Abweichend vom 1. EAG-Gutachten wurde für Anlagen bis 500 kW<sub>el</sub> davon ausgegangen, dass es sich beim Altanlagenbestand mit kleineren Leistungen bis 500 kW<sub>el</sub> um Dampfturbinenanlagen auf Basis des Organic-Rankine-Prozesses (sogenannte ORC-Anlagen) handelt. Diese entsprachen zum damaligen Zeitpunkt dem Stand der Technik. Für Anlagen bis 500 kW<sub>el</sub> in der Kategorie Nachfolgeprämie wurden die Betriebskosten daher bottom-up auf Basis von einschlägigen Studien der Österreichischen Energieagentur (Lechner, Tretter, Kirchner, & Lang, 2008), (Kalt G., 2012) und einer entsprechenden Valorisierung ermittelt. Die Berechnungen erfolgten für den Modellfall mit 150 kW<sub>el</sub>. Für die beiden anderen Modellfälle erfolgten Zu- und Abschläge im Verhältnis der Betriebskosten von Neuanlagen. Das erste Betriebsjahr bei Förderzuschlag für eine Nachfolgeprämie 2024 ist das Jahr 2025. Nur bei Neuanlagen ist das erste Betriebsjahr 2026.

Tabelle 40: Betriebskosten von Biomasse-KWK-Bestandsanlagen für Nachfolgeprämien in EUR/MWh<sub>el</sub>, in 2022 und 2025

Modellfall in EUR/MWh <sub>el</sub>	50 kW <sub>el</sub>	150 kW <sub>el</sub>	500 kW <sub>el</sub>
<b>Betriebskosten 2022</b>	94,2	93,9	88,5
<b>Betriebskosten 2025</b>	110,3	110,0	103,6

Quelle: Berechnungen der AEA auf Basis Studien der AEA

#### **7.2.4 Spezifische Brennstoffkosten**

Die Brennstoffkosten für den Betrieb von Biomasse-KWK-Anlagen können regional unterschiedlich ausfallen. Grundsätzlich unterscheidet das EAG zwei Brennstoffsortimente, die im Gutachten überbegrifflich mit Biomasse und Restholzsportimenten bezeichnet werden. Unter Biomasse wird Waldhackgut (WHG) verstanden. Die Gruppe der Resthölzer bilden biogene Abfälle aus stofflicher Verwertung. In der EAG-MPV 2022 werden die hier im Gutachten als Resthölzer bezeichneten Stoffe als Biomasse aus Abfällen gemäß § 2 des Abfallwirtschaftsgesetzes 2002, BGBl. I Nr. 102/2002, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 200/2021, Ersatzbrennstoffprodukten gemäß § 3 Z 19 der Abfallverbrennungsverordnung, BGBl. II Nr. 389/2002, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 127/2013, sowie Rinde, Schwarten, Spreißel, Sägemehl und Sägespänen bezeichnet. Derartige Reststoffe fallen mengenmäßig vor allem in Sägewerken an und umfassen v.a. Rinde, Industriebhackgut (Spreißeln, Schwarten und Kapphölzer), Späne und Hobelspäne. Die beiden zuletzt genannten Sortimente werden hauptsächlich in Form von Holzpellets als Brennstoff in Heizkesseln eingesetzt.

Preise für Waldhackgut frei Werk (Biomassenahwärme und KWK-Anlagen) werden in Euro pro atro-Tonne (atro steht für absolut trockene Stoffe) seit Jahrzehnten von Landeslandwirtschaftskammern (LLWK, im sogenannten Marktbericht Holz der Landwirtschaftskammer Österreich LKO) veröffentlicht und monatlich als durchschnittliche Bandbreiten auf Bundesländerebene erhoben. Für das Gutachten wurden Preise für WHG-Sortimente mit durchschnittlicher Qualität herangezogen. Es erfolgte eine Durchschnittsbildung über alle Bundesländer, für welche monatliche Preise für dieses Sortiment hinterlegt werden.

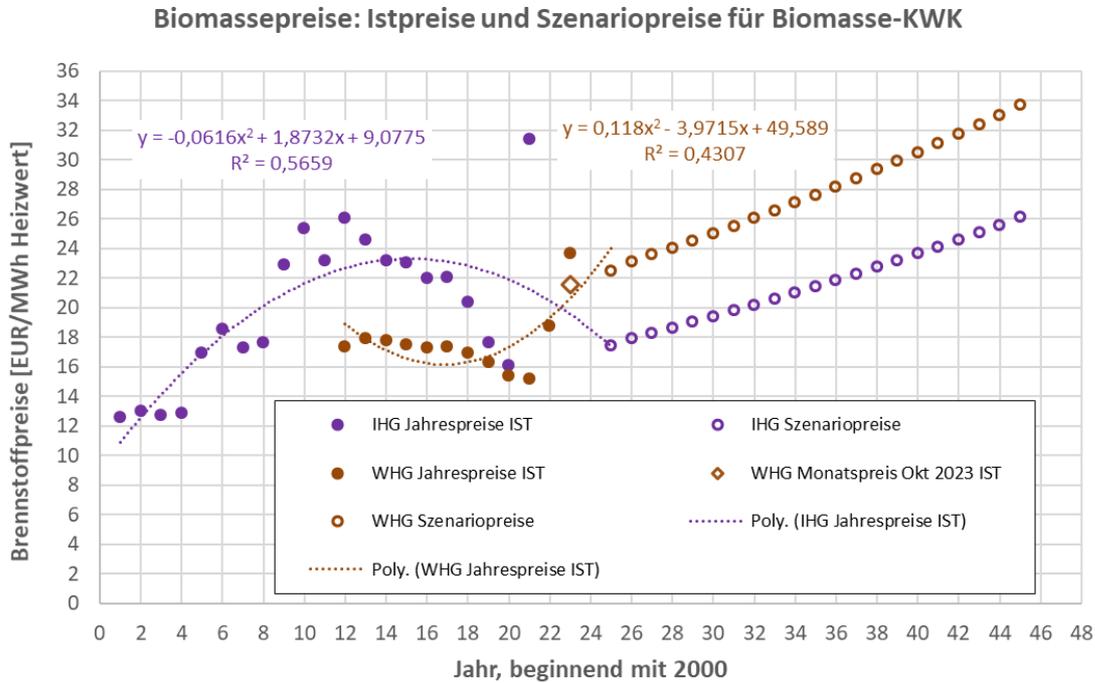
Bei den Resthölzern sind für Biomasse-KWK mengenmäßig vor allem Rinde und Industriebhackgut (IHG) von hoher Bedeutung. Das mengenmäßig relevanteste Sortiment Rinde geht häufig parallel mit dem Produktionsprozess über Förderbänder in die Verbrennungsanlagen. Es wird daher kaum gehandelt, somit erfolgt hier keine öffentlich transparente Preisbildung. Die Preise für IHG (konkret das Sägenebenprodukt Fichtenhackgut ohne Rinde) werden als eine fortlaufende Zahlenreihe (in Euro seit 2002) für ganz Österreich im Rahmen des Energieholzindex von der LKO monatlich erfasst und quartalsweise veröffentlicht.

Die Preise für WHG sind in den letzten drei Jahrzehnten im Trend real gesunken. Es kann davon ausgegangen werden, dass sich diese Entwicklung nicht fortsetzen wird, da ansonsten ein Preisniveau erreicht wird, bei dem eine kostendeckende Mobilisierung von WHG-Sortimenten aus dem Wald oder von Flurgehölzen nicht mehr darstellbar ist. Dies deshalb, weil Kostenbestandteile der Energieholzbereitstellung zuletzt starken Preissteigerungen unterworfen waren (Personal, Maschinen, Betrieb, Wartung, Transport etc.).

Vor diesem Hintergrund wurde bei der Abschätzung der Preisszenarien keine Regressionsanalyse auf Basis von Erdgas herangezogen. In einem alternativen Ansatz wurden die Preisentwicklungen von WHG und IHG analysiert und visualisiert sowie über einfache Regressionsfunktionen mögliche Startwerte für WHG und IHG für das Jahr 2026 abgeleitet. Bei den historischen Entwicklungen ist der zuletzt veröffentlichte Monatswert für WHG ersichtlich. Im Jahr 2023 zeigt sich zuletzt eine stark sinkende Tendenz, ausgehend von historischen Höchstwerten. Der Startwert für IHG liegt um 22,5 % niedriger als jener für WHG. In früheren ÖSG-Gutachten sowie in den Ökostrom-Einspeisetarifverordnung wurden -25 % bzw. -40 % Abschlag beim Tarif und nicht bei den Brennstoffkosten angesetzt, während im 1. EAG-Gutachten der azW für diese Brennstoffe mit der Annahme von um 25 % geringeren (als WHG) Brennstoffkosten errechnet wurde. Infolge der Verwerfungen am Energiemarkt wurden Restholzsortimente zwischenzeitlich stärker als bisher an die Entwicklung des Gaspreises gekoppelt (siehe Preisentwicklung für Holzpellets in der letzten Heizsaison, zum Beispiel bei proPellets Austria). Die neue Methodik trägt dieser Entwicklung Rechnung.

Ausgehend von den Startwerten wurde eine mit der Inflation steigende Entwicklung der WHG und IHG Preise angenommen. Die nachfolgende Abbildung veranschaulicht diese Entwicklungen und visualisiert die getroffenen Annahmen.

Abbildung 11: Visualisierung der Ist- und Szenariopreise für Wald- und Industriebhackgut für den Einsatz in Biomasse-KWK-Anlagen



Quelle: Holzmarktberichte der LKO (auf Basis veröffentlichter Monatswerte für WHG Istpreise), Energieholzindex der LKO (auf Basis veröffentlichter Quartalswerte für IHG Istpreise), Berechnungen der AEA für Ist- und Szenariowerte auf Jahresbasis in EUR/MWh

Der im Gutachten für 2025 angesetzte Startwert für den WHG-Preis beträgt somit 22,50 EUR/MWh, jener für IHG 17,44 EUR/MWh Heizwert.

Die oben besprochenen Preise für WHG und IHG frei Werk werden für die Modellfälle mit 5 MW<sub>el</sub> eins zu eins (ohne weitere Aufschläge) herangezogen. Für die drei kleineren Modellfälle, allesamt Holzgas-BHKWs, werden die Preise noch weiter differenziert. Die Holzsortimente, die frei Werk von der Landwirtschaftskammer (im Holzmarktbericht und Energieholzindex) erfasst werden, haben hohe Wassergehalte, welche über den für die Holzgasproduktion verträglichen Werten liegen. Deshalb wird für diese Anlagen ein weiterer Brennstoffkostenaufschlag gebildet, der sowohl den Kosten einer erhöhten Brennstoffqualität (niedrigerer Wassergehalt, geringerer Feinstoff- und Staubanteil, einheitlichere Stückigkeit) Rechnung trägt als auch erhöhten Logistikkosten (bäuerliche Logistik bei der Kleinanlage). Für 2025 ergeben sich so für die drei kleineren Modellfälle folgende Brennstoffpreise.

Tabelle 41: Brennstoffpreise für Biomasse-KWK-Anlagen in EUR/MWh Heizwert

Werte in EUR/MWh <sub>el</sub>	50 kW <sub>el</sub>	150 kW <sub>el</sub>	500 kW <sub>el</sub>	5.000 kW <sub>el</sub>
<b>WHG-Preis 2025, frei Anlage</b>	26,68	26,03	25,39	22,50
<b>IHG-Preis 2025, frei Anlage</b>	21,62	20,97	20,33	17,44

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Alle Brennstoffpreise werden ab 2025 mit der Inflation über die Betriebsdauern der betrachteten Anlagen valorisiert.

### 7.2.5 Spezifische Wärmeerlöse

Neben Investitionskosten und Brennstoffkosten sind die Wärmeerlöse von entscheidender Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Biomasse-KWK-Anlagen. Das veranschaulicht folgender einfacher Vergleich: während die Stromgestehungskosten einer Biomasse-KWK ohne Berücksichtigung von Wärmeerlösen bei 300 EUR/MWh liegen, können Wärmeerlöse diesen Wert auf 200 EUR/MWh und weniger reduzieren. Wie dieses Verhältnis nach der Energiekrise derzeit tatsächlich aussieht, lässt sich mangels entsprechender Daten nur modellhaft bestimmen.

Neben dem vertraglich gesicherten azW für den verkauften Strom sind für Anlagenbetreiber:innen die Wärmeerlöse in zweierlei Hinsicht wichtig: zum einem betriebswirtschaftlich, zum andern als dämpfender Faktor für das Brennstoffpreisrisiko. Bei Biomassenahwärmeanlagen erfolgt die Absicherung der unternehmerischen Risiken durch eine Indexierung der Wärmeverkaufspreise. Der Index wird typischerweise von der Brennstoffpreisentwicklung dominiert. Es davon auszugehen, dass auch die Wärmeerlöse der Biomasse-KWK-Anlagen einer Indexierung unterliegen.

Für das Gutachten liegen 12 Betreibermeldungen zu Wärmeerlösen von Biomasse-KWK-Anlagen für das Jahr 2022 vor. Die Herausforderung im Gutachten besteht jedoch darin, für 2024 bezuschlagte Anlagen Wärmeerlöse für die Betriebsjahre ab 2025 (bei Förderung über Nachfolgeprämie) oder ab 2026 (für Neubauten) zu ermitteln. Es stehen keine weiteren – nach der Energiekrise – erhobenen Daten zu Wärmepreisen bei Biomassenahwärme- und Fernwärmesystemen sowie betrieblicher Wärmeversorgung zur Verfügung.

Für das vorliegende 2. EAG-Gutachten, in dem die Förderhöhen für die EAG-Verordnungen 2024 bestimmt werden, wurde daher ein zum 1. EAG-Gutachten alternativer Ansatz mit einer Bottom-up-Berechnung möglicher Wärmeerlöse gewählt. Dieser Ansatz basiert auf dem Umstand, dass der Wärmeerlös von Biomasse-KWK-Anlagen in vielen Fällen von den Brennstoffpreisen bestimmt wird. Als Referenzszenario wird eine zur KWK-Wärmeauskopplung alternative Wärmebereitstellung (Opportunitätskostenansatz) durch Biomassekessel gleicher Auskoppelungsleistung angenommen. Wie bei Biomassenahwärmesystemen üblich wird auch bei diesem Referenzszenario davon ausgegangen, dass Erdgaskessel (in der Praxis auch häufig Ölkessel) als Back-up fallweise die Wärmeversorgung (zum Beispiel bei geplanten oder ungeplanten Störungen des Betriebs der Biomassekessel) übernehmen können.

Auf technischer Ebene wird unterstellt, dass 95 % der jährlich ausgekoppelten Wärme aus Biomasse und 5 % aus Erdgas stammen. Bei Biomasse wurde ein Kesselwirkungsgrad von 85 % zugrunde gelegt, bei Erdgas 90 %. Zudem wurden aufgrund der mit 6.823 Jahresvolllaststunden deutlich längeren Betriebszeiten höhere Betriebskosten der Kesselanlagen berücksichtigt als bei Biomassenahwärmeanlagen, die typischerweise zwischen 2.000 (kleinere Anlagen < 500 kW) und 4.000 Volllaststunden (größere Anlagen > 5.000 kW) erreichen. Als Brennstoffpreise wurden die im vorigen Kapitel dargestellten Preise angesetzt.

Je nachdem ob WHG oder IHG im Referenzsystem – analog zum Einsatz in der Biomasse-KWK – angesetzt werden, ergeben sich die in Tabelle 42 dargestellten Wärmeerlöse für die Betriebsjahre 2025 und 2026. Für den Modellfall mit 5 MW<sub>el</sub> wird immer der Wärmeerlös angesetzt, der sich im Wärmereferenzsystem bei Einsatz von WHG ergibt. Wie bei den Brennstoffpreisen wurden die für das Jahr 2022 berechneten Wärmeerlöse mithilfe der Inflation valorisiert.

Tabelle 42: Bottom-up berechnete Wärmeerlöse für Biomasse-KWK-Anlagen in EUR/MWh<sub>th</sub>

Werte in EUR/MWh <sub>th</sub>	50 kW <sub>el</sub>	150 kW <sub>el</sub>	500 kW <sub>el</sub>	5.000 kW <sub>el</sub>
<b>IHG-Wärmeerlös 2025, Nachfolgeprämie</b>	33,6	33,3	31,0	-
<b>WHG-Wärmeerlös 2025, Nachfolgeprämie</b>	42,3	39,0	36,6	32,3
<b>IHG-Wärmeerlös 2026, Neubau</b>	34,2	33,4	31,0	-
<b>WHG-Wärmeerlös 2026, Neubau</b>	42,6	39,2	36,8	32,4

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Diese Wärmeerlöse liegen über den im 1. EAG-Gutachten verwendeten Werten.

Wie zuvor beschrieben, erfolgt – mangels verfügbarer öffentlicher Daten zu Wärmeerlösen – modellhaft eine Bottom-up Berechnung der Wärmeerlöse nach den Einsatzstoffen Industriehackgut (IHG) und Waldhackgut (WHG) und nach Anlagengrößen.

IHG wird häufig dort verwendet, wo es in größeren Mengen am Standort einer Industrieproduktion anfällt und für letztere ein entsprechender Wärmebedarf gegeben ist. Der (methodisch bedingt errechnete) niedrigere IHG-Wärmeerlös im Vergleich zum WHG-Wärmeerlös spiegelt die dort vorhandene geringere Zahlungsbereitschaft (Preis) und erhöhte Skaleneffekte (geringere Kosten der Wärmebereitstellung, auch durch direkte Vor-Ort-Nutzung) wieder.

WHG wird häufig in kleineren Anlagen oder in Bereichen mit höherer Zahlungsbereitschaft bzw. Opportunitätskosten – sprich bereits höhere vorhandene Kosten bei der substituierten Wärmebereitstellung – oder in Bereichen mit höheren Kosten der Wärmebereitstellung – z.B. Wärmelieferung an Endkunden über investitionsintensivere, weitläufigere Fernwärmenetze – eingesetzt. Die höheren Wärmeerlöse in Szenario WHG spiegeln diese Fälle wieder.

## 7.3 Empfehlungen zur Förderung

Die nachfolgenden drei Kapitel geben einen Überblick über die Empfehlungen zu den drei Förderschemata für Biomasse-KWK-Anlagen.

Die berechneten LCOE beziehen sich jeweils auf die Nettostromerzeugung der Anlagen, weil angenommen wird, dass der Eigenbedarf der Anlage mit eigenerzeugten Strom kostengünstiger gedeckt werden kann als durch Bezug aus dem Stromnetz. Anlagenrestwerte werden bei der LCOE-Berechnung nicht berücksichtigt. Bei allen Anlagen wird ein WACC von 8,65 % angesetzt (siehe Kapitel 2.4). Bei Anlagen auf Basis Biomasse mit einer EPL bis 50 kW<sub>el</sub>, die mit Investitionszuschüssen gefördert werden, wird zur Plausibilisierung ein WACC von 3,50 % (siehe auch Investitionszuschüsse für PV-Anlagen und Kleinwindkraft) unterstellt.

### 7.3.1 Empfehlungen zur wettbewerblichen Ausschreibung von Marktprämien

Für Stromerzeugungsanlagen aus Biomasse mit einer Engpassleistung von 0,5 MW<sub>el</sub> bis 5 MW<sub>el</sub> resultieren folgende Ergebnisse zur Höchstpreisbestimmung bei Ausschreibungen.

Tabelle 43: Berechnungsergebnis Höchstpreisbestimmung für neu errichtete und repowerte KWK-Anlagen bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse mit EPL 0,5 bis 5 MW<sub>el</sub>, Höchstpreisbestimmung

KWK-Anlagen	bis 5 MW <sub>el</sub> ; ausschließlich Biomasse
Jahresvolllaststunden in h/a	6.328
elektrischer Wirkungsgrad (netto)	20,0 %
Stromerzeugung netto in MWh/a	34.113
thermischer Wärmewirkungsgrad (netto)	47,3 %
Wärmenutzung netto in MWh/a	80.676
Brennstoffnutzungsgrad	70,0 %
Investitionskosten 2025 in Euro	5.648
Betriebskosten 2026 in EUR/MWh <sub>el</sub>	53,2
Brennstoffkosten 2026 in EUR/MWh	23,1
Wärmeerlöse 2026 in EUR/MWh	32,4
<b>LCOE Neuanlage beziehungsweise Höchstpreis in EUR/MWh<sub>el</sub></b>	<b>193,2</b>

Quelle: Berechnungen der AEA

Der Höchstpreis für Neuanlagen in dieser Kategorie liegt mit 193,2 EUR/MWh<sub>el</sub> um 7 % unter dem Wert im 1. EAG-Gutachten. Hauptgrund sind die im Vergleich zum 1. EAG-Gutachten höheren Wärmeerlöse mit Betriebsbeginn 2026.

Bei der Berechnung der Höchstpreise für Repowering ab 0,5 MW<sub>el</sub> 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 analogen Berechnungen. Der Reinvestitionsgrad bemisst sich jeweils an den Investitionskosten einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage.

Tabelle 44: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung für Repowering, für KWK-Anlagen ab 0,5 MW<sub>el</sub> bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse

Reinvestitionsgrad	Gebotshöchstwert	Einheit	Anmerkung
100 %	193,2	EUR/MWh	Entspricht dem azW einer Neuanlage bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse
0 %	114,4	EUR/MWh	Entspricht dem empfohlenen azW gemäß Nachfolgeprämie für Bestandsanlagen bei ausschließlichem Betrieb mit Biomasse
<b>Investitionskostenanteil</b>	<b>78,9</b>	<b>EUR/MWh</b>	

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Tabelle 45: Bestehende Biomasse-KWK-Anlagen ab 0,5 MW<sub>el</sub> – resultierende Abschläge zum Gebotshöchstwert einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrades

Reinvestitionsgrad	Gebotshöchstwert	Einheit	Abschlag zum empfohlenen Gebotshöchstwert einer Neuanlage
50 %	153,8	EUR/MWh	-20,4 %
60 %	161,7	EUR/MWh	-16,3 %
80 %	177,5	EUR/MWh	-8,2 %
85 %	181,4	EUR/MWh	-6,1 %

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Hinsichtlich des oberen Endes der Bandbreite der dargestellten Reinvestitionsgrade wurde auf Basis von AEA-Daten (Lechner, Tretter, Kirchner, & Lang, 2008) angenommen, dass in diesem Fall die gesamte Anlage, bis auf die vorhandenen Gebäude und deren Ausstattung (circa 15 % der Gesamtinvestitionen), ersetzt wird. Im 1. EAG-Gutachten wurde ein Reinvestitionsgrad von bis zu 90 % unterstellt.

Für den Leistungsbereich ab 0,5 MW<sub>el</sub> wird davon ausgegangen, dass hier potenziell (Teile von) bestehenden Dampfturbinen-Anlagen ersetzt werden. Es wird angenommen, dass eher viele der bestehenden Altanlagenkomponenten ersetzt werden und es durch das Ausschreibungsregime zu Wettbewerb kommt. Als Gebotshöchstwert für Förderzuschläge im Jahr 2024 wird (wie auch wie im 1. EAG-Gutachten) jener mit dem höchsten Reinvestitionsgrad in Tabelle 45 empfohlen.

### **7.3.2 Empfehlungen zur administrativ festgelegten Marktprämie und Nachfolgeprämie**

Biomasseanlagen mit einer EPL bis 499 kW<sub>el</sub> können eine administrative Marktprämie differenziert nach eingesetztem Brennstoff und EPL erhalten. Auch repowerte Anlagen dieser Kategorie können eine Marktprämie erhalten.

#### **7.3.2.1 Empfehlungen für neu errichtete und repowerte Anlagen**

Für neu errichtete Biomasse-KWK-Anlagen (Holzgas-BHKWs) bis 499 kW<sub>el</sub> wird im Fall von Reststoffen ein Modellfall von 500 kW<sub>el</sub> unterstellt, weil Reststoffe vor allem in der Industrie in größeren Mengen anfallen und in dieser Anlagengröße eingesetzt werden kann. Im Falle von Waldhackgut wird hingegen mit 150 kW<sub>el</sub> ein kleinerer Modellfall als bei Reststoffen herangezogen, weil Waldhackgut insbesondere in Biomassenahwärmesystemen eingesetzt wird und dort die Errichtung von Holzgas-BHKWs im niedrigen dreistelligen kW<sub>el</sub>-Bereich interessant ist.

Für den Fall von Neubauten von Anlagen unter 0,5 MW<sub>el</sub> bei Einsatz von Biomasse (Waldhackgut) werden auf Basis der berechneten LCOE folgende azWs, dargestellt in EUR/MWh<sub>el</sub>, empfohlen.

Tabelle 46: Berechnungsergebnis anzulegende Werte für neu errichtete und repowerte KWK-Anlagen bis 499 kW<sub>el</sub>, azWs für Biomasse und Reststoffe

KWK-Anlagen	bis 50 kW <sub>el</sub> ; ausschließlich Biomasse	bis 499 kW <sub>el</sub> ; ausschließlich Biomasse	bis 499 kW <sub>el</sub> ; ausschließlich Reststoffe
Jahresvolllaststunden in h/a	6.328	6.328	6.328
elektrischer Wirkungsgrad (netto)	26,6 %	26,6 %	26,6 %
Stromerzeugung netto in MWh/a	324	972	3.241
thermischer Wärmewirkungsgrad (netto)	46 %	46 %	46 %
Wärmenutzung netto in MWh/a	560	1.681	5.604
Brennstoffnutzungsgrad	74,0 %	74,0 %	74,0 %
Investitionskosten 2025 in Euro	8.748	7.881	7.029
Betriebskosten 2026 in EUR/MWh <sub>el</sub>	71,6	71,4	67,3
Brennstoffkosten 2026 in EUR/MWh	27,4	26,7	20,9
Wärmeerlöse 2026 in EUR/MWh	42,6	39,2	31,0
LCOE beziehungsweise azW in EUR/MWh <sub>el</sub>	<b>257,5</b>	<b>247,1</b>	<b>219,2</b>

Quelle: Berechnungen der AEA

Der azW für Neuanlagen bis 50 kW<sub>el</sub> und ausschließlichem Einsatz von Biomasse liegt bei 257,5 EUR/MWh<sub>el</sub>. In der EAG-MPV 2022 liegt dieser Wert bei 274,5 EUR/MWh<sub>el</sub> und damit um 6,6% höher. Der azW für Neuanlagen über 50 kW<sub>el</sub> und bis 499 kW<sub>el</sub> liegt bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse mit 247,1 EUR/MWh<sub>el</sub> um 5 % unter den Wert im 1. EAG-Gutachten. Hauptgrund sind die im Vergleich zum 1. EAG-Gutachten höheren Wärmeerlöse mit Betriebsbeginn 2026. Der azW für Neuanlagen über 50 kW<sub>el</sub> und bis 500 kW<sub>el</sub> und ausschließlichem Einsatz von Reststoffen liegt mit 219,2 EUR/MWh<sub>el</sub> um 2 % unter den Wert im 1. EAG-Gutachten.

Bei der Berechnung der Höchstpreise für Repowering bis 499 kW<sub>el</sub> wurde nach der gleichen Methodik wie im 1. EAG-Gutachten vorgegangen. Die folgenden beiden Tabellen zeigen die Ergebnisse der methodisch analogen Berechnungen für ausschließlichen Einsatz von Biomasse. Der Reinvestitionsgrad bemisst sich jeweils an den Investitionskosten einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage.

Tabelle 47: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung für Repowering, für KWK-Anlagen bis 499 kW<sub>el</sub> bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse

Reinvestitionsgrad	Gebotshöchstwert	Einheit	Anmerkung
100 %	247,1	EUR/MWh	Entspricht dem azW einer Neuanlage bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse
0 %	157,2	EUR/MWh	Entspricht dem empfohlenen azW gemäß Nachfolgeprämie für Bestandsanlagen bei ausschließlichem Betrieb mit Biomasse
<b>Investitionskostenanteil</b>	<b>89,9</b>	<b>EUR/MWh</b>	

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Tabelle 48: Bestehende Biomasse-KWK-Anlagen bis 499 kW<sub>el</sub> – resultierende Abschläge zum Gebotshöchstwert einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrades

Reinvestitionsgrad	Gebotshöchstwert	Einheit	Abschlag zum empfohlenen Gebotshöchstwert einer Neuanlage
50 %	202,1	EUR/MWh	-18,2 %
60 %	211,1	EUR/MWh	-14,5 %
70 %	220,1	EUR/MWh	-10,9 %
80 %	229,1	EUR/MWh	-7,3 %

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Hinsichtlich des oberen Endes der Bandbreite der dargestellten Reinvestitionsgrade wurde auf Basis von AEA-Daten (Lechner, Tretter, Kirchner, & Lang, 2008) angenommen, dass in diesem Fall die gesamte Anlage, bis auf die vorhandenen Gebäude und deren Ausstattung (circa 20 % der Gesamtinvestitionen), ersetzt wird. Im 1. EAG-Gutachten wurde ebenfalls ein Reinvestitionsgrad von bis zu 80 % unterstellt.

Für den Leistungsbereich bis 499 kW<sub>el</sub> wird davon ausgegangen, dass hier potenziell (Teile von) bestehenden ORC-Anlagen ersetzt werden. Je nach Qualität der Wärme die benötigt wird, können entweder Holzgas-BHKWs mit höherer Stromausbeute oder wiederum ORC-Anlagen, die eher eine höhertemperierte Prozesswärmeauskopplung ermöglichen, für ein Repowering in Frage. In beiden Fällen wird davon ausgegangen, dass eher viele der bestehenden Altanlagenkomponenten ersetzt werden und es durch das Ausschreibungsregime (unabhängig von der infolge eingesetzten Technologie) zu Wettbewerb kommt.

Als Gebotshöchstwert für Förderzuschläge im Jahr 2024 wird daher (auch wie im 1. EAG-Gutachten) jener mit dem höchsten Reinvestitionsgrad in Tabelle 48 empfohlen.

Die folgenden beiden Tabellen zeigen die Ergebnisse der methodisch analogen Berechnungen für ausschließlichen Einsatz von Restholzsortimenten.

Tabelle 49: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung für Repowering, für KWK-Anlagen bis 499 kW<sub>el</sub> bei ausschließlichem Einsatz von Reststoffen

Reinvestitionsgrad	Gebotshöchstwert	Einheit	Anmerkung
100 %	219,2	EUR/MWh	Entspricht dem azW einer Neuanlage bei ausschließlichem Einsatz von Restholz
0 %	135,6	EUR/MWh	Entspricht dem empfohlenen azW gemäß Nachfolgeprämie für Bestandsanlagen bei ausschließlichem Betrieb mit Restholz
<b>Investitionskostenanteil</b>	83,6	EUR/MWh	

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Tabelle 50: Bestehende Reststoff-KWK-Anlagen bis 499 kW<sub>el</sub> – resultierende Abschläge zum Gebotshöchstwert einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrades

Reinvestitionsgrad	Gebotshöchstwert	Einheit	Abschlag zum empfohlenen Gebotshöchstwert einer Neuanlage
50 %	177,4	EUR/MWh	-19,1 %
60 %	185,8	EUR/MWh	-15,3 %
70 %	194,1	EUR/MWh	-11,4 %
80 %	202,5	EUR/MWh	-7,6 %

Quelle: Annahmen und Berechnungen der AEA

Analog zu den Ausführungen zum Repowering für Biomasse-KWK-Anlagen bis 499 kW<sub>el</sub> und zur Empfehlung im 1. EAG-Gutachten wird auch hier als Gebotshöchstwert jener mit dem höchsten Reinvestitionsgrad in Tabelle 49 empfohlen.

### 7.3.2.2 Empfehlungen für Nachfolgeprämien bis 0,5 MW<sub>el</sub>

Für den Fall von Nachfolgeprämien für Anlagen bis 0,5 MW<sub>el</sub> bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse (Waldhackgut) oder von Reststoffen (Industriehackgut) werden auf Basis der berechneten LCOE folgende azWs, dargestellt in EUR/MWh<sub>el</sub>, empfohlen.

Tabelle 51: Berechnungsergebnis zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL bis 0,5 MW<sub>el</sub>, azWs für ausschließlichen Einsatz von Biomasse oder Reststoffe

<b>KWK-Anlagen</b>	<b>bis 500 kW<sub>el</sub>, ausschließlich Biomasse</b>	<b>bis 500 kW<sub>el</sub>, ausschließlich Reststoffe</b>
<b>Jahresvolllaststunden in h/a</b>	6.328	6.328
<b>elektrischer Wirkungsgrad (netto)</b>	14,8 %	15,2 %
<b>Stromerzeugung netto in MWh/a</b>	884	2.800
<b>thermischer Wärmewirkungsgrad (netto)</b>	48,8 %	50,5 %
<b>Wärmenutzung netto in MWh/a</b>	2.911	9.333
<b>Brennstoffnutzungsgrad</b>	66,0 %	69,0 %
<b>Investitionskosten 2025 in Euro</b>	-	-
<b>Betriebskosten 2025 in EUR/MWh<sub>el</sub></b>	93,9	103,6
<b>Brennstoffkosten 2025 in EUR/MWh</b>	26,0	20,3
<b>Wärmeerlöse 2025 in EUR/MWh</b>	39,0	31,0
<b>LCOE beziehungsweise azW in EUR/MWh<sub>el</sub></b>	<b>157,2</b>	<b>135,6</b>

Quelle: Berechnungen der AEA

Der azW zur Bestimmung der Nachfolgeprämie für Anlagen bis 500 kW<sub>el</sub> und ausschließlichem Einsatz von Biomasse (es wurde wieder ein Modellfall mit 150 kW<sub>el</sub> unterstellt) liegt mit 157,2 EUR/MWh<sub>el</sub> um 6 % unter dem Wert im 1. EAG-Gutachten mit. Hauptgrund sind die im Vergleich zum 1. EAG-Gutachten mit Betriebsbeginn 2026 höheren Wärmeerlöse.

Im Fall von ausschließlichem Einsatz Reststoffen wurde ein Modellfall mit 500 kW<sub>el</sub> unterstellt. Es wird angenommen, dass Reststoffe vor allem in der Industrie, wo größere Mengen an davon anfallen, in überwiegend größeren Anlagen als 150 kW<sub>el</sub> eingesetzt werden. Der azW zur Bestimmung der Nachfolgeprämie für Anlagen bis 500 kW<sub>el</sub> und bei Einsatz von Reststoffen liegt mit 135,6 EUR/MWh<sub>el</sub> exakt beim Wert im 1. EAG-Gutachten.

Der vergleichsweise niedrige elektrische Nettowirkungsgrad von circa 15 % ergibt sich aus dem Umstand, dass es sich bei Bestandsanlagen in diesem Leistungsbereich in der Regel um Organic-Rankine-Cycle-Anlagen (ORC-Anlagen) handelt.

### 7.3.2.3 Empfehlungen für Nachfolgeprämien über 0,5 MW<sub>el</sub>

Für den Fall von Nachfolgeprämien für Anlagen über 0,5 MW<sub>el</sub> bei Einsatz von ausschließlich Biomasse (Waldhackgut) oder ausschließlich Reststoffen (Industriehackgut) werden auf Basis der berechneten LCOE folgende azWs, dargestellt in EUR/MWh<sub>el</sub>, empfohlen.

Tabelle 52: Berechnungsergebnis zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL über 0,5 MW<sub>el</sub>, azWs für ausschließlichen Einsatz von Biomasse oder Reststoffen

KWK-Anlagen	über 500 kW <sub>el</sub> ; ausschließlich Biomasse	über 500 kW <sub>el</sub> ; ausschließlich Reststoffe
Jahresvolllaststunden in h/a	6.328	6.328
elektrischer Wirkungsgrad (netto)	18,5 %	18,5 %
Stromerzeugung netto in MWh/a	34.113	34.113
thermischer Wärmewirkungsgrad (netto)	46,0 %	46,0 %
Wärmenutzung netto in MWh/a	84.912	84.912
Brennstoffnutzungsgrad	67,0 %	67,0 %
Investitionskosten 2025 in Euro	-	-
Betriebskosten 2025 in EUR/MWh <sub>el</sub>	60,3	60,3
Brennstoffkosten 2025 in EUR/MWh	22,5	17,4
Wärmeerlöse 2025 in EUR/MWh	32,3	32,3
LCOE beziehungsweise azW in EUR/MWh <sub>el</sub>	<b>114,4</b>	<b>84,6</b>

Quelle: Berechnungen der AEA

Der azW zur Bestimmung der Nachfolgeprämie für KWK-Anlagen über 500 kW<sub>el</sub> und ausschließlichem Einsatz von Biomasse (hier wurde eine Anlage mit 5 MW<sub>el</sub> EPL unterstellt) liegt mit 114,4 EUR/MWh<sub>el</sub> um 3 % unter dem Wert im 1. EAG. Hauptgrund sind die im Vergleich zum 1. EAG-Gutachten höheren Wärmeerlöse mit Betriebsbeginn 2026. Der azW zur Bestimmung der Nachfolgeprämie für Anlagen über 500 kW<sub>el</sub> und ausschließlichem Einsatz von Reststoffen liegt mit 84,6 EUR/MWh<sub>el</sub> exakt beim Wert im 1. EAG-Gutachten.

### 7.3.2.4 Empfehlungen für Nachfolgeprämien über 0,5 MW<sub>el</sub> mit Entnahmekondensationsturbinen

Für den Fall von Nachfolgeprämien für Anlagen über 0,5 MW<sub>el</sub> mit Entnahmekondensationsturbinen gemäß § 10 Abs. 1 Z 6 lit. a EAG bei ausschließlichen Einsatz von Biomasse (Waldhackgut) oder ausschließlich Reststoffen (Industriehackgut) werden auf Basis der berechneten LCOE folgende azWs, dargestellt in EUR/MWh<sub>el</sub>, empfohlen.

Tabelle 53: Berechnungsergebnis zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL über 0,5 MW<sub>el</sub> mit Entnahmekondensationsturbinen, azWs für ausschließlich Biomasse oder Reststoffe

KWK-Anlagen mit Entnahmekondensationsturbinen gemäß § 10 Abs. 1 Z 6 lit. a EAG	über 500 kW <sub>el</sub> ; ausschließlich Biomasse	über 500 kW <sub>el</sub> ; ausschließlich Reststoffe
Jahresvolllaststunden in h/a	6.328	6.328
elektrischer Wirkungsgrad (netto)	19,4 %	19,8 %
Stromerzeugung netto in MWh/a	34.113	34.113
thermischer Wärmewirkungsgrad (netto)	23,8 %	25,0 %
Wärmenutzung netto in MWh/a	41.982	43.071
Brennstoffnutzungsgrad	45,8 %	47,5 %
Investitionskosten 2025 in Euro	-	-
Betriebskosten 2025 in EUR/MWh <sub>el</sub>	60,3	60,3
Brennstoffkosten 2025 in EUR/MWh	22,5	17,4
Wärmeerlöse 2025 in EUR/MWh	32,3	32,3
LCOE beziehungsweise azW in EUR/MWh <sub>el</sub>	<b>149,9</b>	<b>118,2</b>

Quelle: Berechnungen der AEA

Der azW zur Bestimmung der Nachfolgeprämie für Anlagen über 500 kW<sub>el</sub> mit Entnahmekondensationsturbinen und bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse (hier wurde eine Anlage mit 5 MW<sub>el</sub> EPL unterstellt) liegt mit 149,9 EUR/MWh<sub>el</sub> um 5 % unter dem Wert im 1. EAG-Gutachten. Hauptgrund sind die im Vergleich zum 1. EAG-Gutachten höheren Wärmeerlöse mit Betriebsbeginn 2026.

Der azW zur Bestimmung der Nachfolgeprämie für Anlagen über 500 kW<sub>el</sub> mit Entnahmekondensationsturbinen und bei ausschließlichem Einsatz von Reststoffen (auch hier wurde eine Anlage mit 5 MW<sub>el</sub> EPL unterstellt) liegt mit 118,2 EUR/MWh<sub>el</sub> um 6 % unter dem Wert im 1. EAG-Gutachten.

### **7.3.3 Empfehlungen zur Investitionsförderung**

Das vorliegende Gutachten empfiehlt einen Fördersatz in Höhe von 2.250 Euro/kW<sub>el</sub> für Fördercalls 2024. Dieser wurde, mit Hilfe einer vereinfachten LCOE-Berechnung für den Investitionszuschuss (IVZ) für Holzgas-Blockheizkraftwerk-Anlagen (Holzgas-BHKW-Anlagen) auf Basis von Biomasse mit einer EPL bis 50 kW<sub>el</sub> plausibilisiert.

Die Annahmen in der vereinfachten LCOE-Berechnung für Plausibilisierungszwecke orientieren sich an jenen im 1. EAG-Gutachten. Einerseits wird ein niedrigerer Wärmeerlös (jener für Opportunitätskosten bei Einsatz von IHG als Brennstoff) angenommen. Andererseits wird ein WACC von 3,5 % angesetzt, da sich investitionsgeförderte Anlagen – analog der Methodik im 1. EAG-Gutachten – im Gegensatz zu den bisherigen Betrachtungen im Rahmen der EAG-MPV 2022 auch über vermiedene Strombezugskosten finanzieren.

Tabelle 54: Plausibilisierung des empfohlenen Fördersatzes für Holzgas-BHKW-Anlagen auf Basis von Biomasse mit EPL bis 50 kW<sub>el</sub>

Holzgas-BHKWs	bis 50 kW <sub>el</sub> ausschließlich Biomasse
Jahresvolllaststunden	6.328
elektrischer Wirkungsgrad (netto)	26,6 %
Stromerzeugung netto in MWh/a	324
thermischer Wärmewirkungsgrad (netto)	46,0 %
Wärmenutzung netto in MWh/a	560
Brennstoffnutzungsgrad	73 %
Investitionskosten 2025 in Euro (abzüglich Fördersatz)	6.498
Betriebskosten 2026 in EUR/MWh <sub>el</sub>	71,6
Brennstoffkosten 2026 in EUR/MWh	27,4
Wärmeerlöse 2026 in EUR/MWh (IHG-äquivalent)	34,2
Eigenverbrauch des erzeugten Stroms	0 %
Empfohlener Fördersatz für Fördercalls 2024 in EUR/kW <sub>el</sub>	<b>2.250</b>
LCOE in EUR/MWh <sub>el</sub>	205,8

Quelle: Berechnungen der AEA

Bereits bei einem Eigenverbrauch von 10 % des erzeugten Stroms würde sich ein LCOE von 185,5 Euro/MWh<sub>el</sub> ergeben. Anlagenbetreibende entscheiden selber, ob und unter welchen Umständen der empfohlene Fördersatz für sie attraktiv ist. Die tatsächlich im Einzelfall gewährbare Förderhöhe wird von der Förderabwicklungsstelle schlussendlich anhand der bereits in Kapitel 2.6 näher erläuterten standardisierten Vorgangsweise ermittelt.

# 8 Biogas

Im nachfolgenden Abschnitt werden die Berechnungsergebnisse für Anlagen auf Basis von Biogas dargestellt. Dabei sind Empfehlungen für den anzulegenden Wert sowohl für neu zu errichtende als auch für bestehende Anlagen abzugeben.

## 8.1 Auswertung der Daten zu Betriebs- und Investitionskosten

Im Bereich Biogas standen aus der Betreibermeldung 2023 lediglich zwei Datensätze zur Verfügung, die teilweise nur unvollständige Angaben enthielten. Zusätzlich übermittelte der Kompost- & Biogasverband Planungsdaten von zwei weiteren Anlagen im Sommer 2023 zur weiteren Plausibilisierung. Aufgrund dieser äußerst eingeschränkten Datenlage bei Biogas ist es nicht möglich, statistische Modelle und Auswertungen anzuwenden.

Daher werden bei Anlagen auf Basis von Biogas die spezifischen Investitionskosten des 1. EAG-Gutachten in der Höhe von 5.696 EUR/kW<sub>el</sub> (Resch, et al., 2022, S. 271) mit dem in Kapitel 2.3 vorgestellten Ansatz auf das Jahr 2025 valorisiert. Der abgeleitete Mischkostenindex ist in Tabelle 55 dargestellt. Die Ableitung der Gewichtung der Einzelkomponenten an den Gesamtinvestitionskosten bzw. der dahinterliegenden und in Tabelle 55 dargestellten Preisindizes (siehe Methodik in Kapitel 2.3) beruht auf aktuellen Kostenvoranschlägen von Biogasanlagenherstellern. Auf Basis dieser Gewichte wurde ein Biogas-Mischindex gebildet, welcher in der letzten Zeile von Tabelle 55 abgebildet ist.

Tabelle 55: Gewichtung der Einzelindizes und resultierender Biogas-Mischindex zur Valorisierung der Biogasanlagen

Parameter	2022	2023	2024	2025
<b>Stahl</b>	11 %	11 %	11 %	11 %
<b>Hochbau</b>	11 %	11 %	11 %	11 %
<b>Tiefbau</b>	5 %	5 %	5 %	5 %
<b>Elektrische Ausrüstung</b>	12 %	12 %	12 %	12 %
<b>Maschinen</b>	57 %	57 %	57 %	57 %
<b>Lohnkosten</b>	4 %	4 %	4 %	4 %
<b>Summe der Einzelindizes</b>	100 %	100 %	100 %	100 %
<b>Resultierender Biogas-Mischindex bzw. Kostensteigerung 2022-2025</b>	<b>100,00 %</b>	<b>103,34 %</b>	<b>104,48 %</b>	<b>104,93 %</b>

Quelle: Annahmen der AEA auf Basis von aktuellen Herstellerangaben

Bei den Betriebskosten wird der im 1. EAG-Gutachten verwendete Ausgangswert von 8,0 Cent/kWh<sub>el</sub> (Resch, et al., 2022, S. 271) mit der Inflation valorisiert (Annahme: erstes Betriebsjahr 2026).

Für die Berechnung des WACC wurde bei Biogas ein Eigenkapitalanteil von 20 % angenommen (Altrock, et al., 2008). Ähnlich wie bei den anderen Technologien ergibt sich aufgrund der geänderten Rahmenbedingungen am Finanzmarkt ein höherer WACC als im 1. EAG-Gutachten (siehe Kapitel 2.4).

## 8.2 Technologiespezifische Parameter

Die technischen Parameter der hinterlegten Biogasanlagen wurden durchgehend vom 1. EAG-Gutachten übernommen und sind in Tabelle 56 dargestellt.

Tabelle 56: Technische Eingangsparameter Biogas

Parameter	Einheit	administrativ (< 0,25 MW)	Nachfolgeprämie
Engpassleistung Strom	MW <sub>e</sub>	0,25	0,25
Stromerzeugung (netto)	MWh <sub>e</sub>	1.822	1.822
Stromerzeugung (brutto)	MWh <sub>e</sub>	2.024	2.024
Wärmenutzung	MWh <sub>h</sub>	1.808	1.850
Wärmeerzeugung	MWh <sub>h</sub>	2.379	2.643
Biogaseinsatz	MWh <sub>Heizwert</sub>	5.061	5.623
Volllaststunden	h/a	8.098	8.098
Brennstoffnutzungsgrad	%	72	65
elektrischer Wirkungsgrad	%	40	36
thermischer Wirkungsgrad	%	47	47

Quelle: Berechnungen der AEA, (Resch, et.al., 2022)

Methodische beziehungsweise wertmäßige Änderungen gegenüber dem 1. EAG-Gutachten gibt es bei der Methode zur Berechnung der Wärmeerlöse und bei der Ermittlung der Substratkosten.

Die Wärmeerlöse werden analog zu Anlagen auf der Basis von Biomasse (siehe Kapitel 7.2.5) bestimmt. Die Referenzanlage ist dabei jene Biomasseanlage mit einer Leistung von 150 kW<sub>el</sub>, da diese eine ähnliche Wärmenutzung aufweist, wie eine 250 kW<sub>el</sub> Biogasanlage. Dadurch ergeben sich unter anderem aufgrund der höheren Preise für die Referenzanlage höhere Wärmeerlöse als im 1. EAG-Gutachten.

Die Substratkosten werden im vorliegenden Gutachten anhand von Regressionsanalysen bottom-up hergeleitet und geschätzt. Der Substratpreis für Rindergülle wurde durch die Summe aus Transportkosten und einem Anteil an Düngemitteläquivalent errechnet. Die Transportkosten wurden mit 4 EUR/t FM (FM: Frischmasse) aus dem vorhergehenden Gutachten (Resch, et al., 2022) beziehungsweise von der dort angeführten Quelle übernommen (Kalt G., 2017) und mit dem Transportkostenindex (WKO, 2023) auf 4,72 EUR/t FM für 2022 valorisiert. Das Düngemitteläquivalent von 8,38 EUR/t FM in 2021 (LKStmk, 2021) wurde mit der Inflation auf 9,10 EUR/t FM valorisiert und mit einer Gewichtung von 0,5 (Schätzung von Expertinnen und Experten) in die Preisbildung miteinbezogen, da davon ausgegangen wurde, dass nur für einen Teil der Gülle eine entsprechende Kaufbereitschaft vorhanden wäre. Dies ergibt einen Substratgesamtpreis für Gülle von 9,27 EUR/t FM.

Repräsentativ für Zwischenfrüchte wurde Kleegrasheu herangezogen und dessen Substratpreis entsprechend den landwirtschaftlichen Erzeugerpreisen mit 151 EUR/t FM angesetzt (StatCube, 2023). Für Silomais wurde ein Gleichgewichtspreis zum Körnermais von 32 EUR/t FM herangezogen (LKOÖ, 2023). Für Stroh wurde ebenfalls der Substratpreis entsprechend den landwirtschaftlichen Erzeugerpreisen mit 95,47 EUR/t FM angesetzt. In Tabelle 57 sind die aus spezifischem Methanertrag und Substratkosten abgeleiteten spezifischen Substratkosten angeführt (die zugehörigen Quellen finden sich in Tabelle 58).

Tabelle 57: Methanerträge und entsprechende Methankosten

Substratart	spezifischer Methanertrag [Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t FM]	Substratpreis [EUR/t FM]	spezifische Substratkosten [Cent/kWh]
Rindergülle	17	9,3	5,5
Zwischenfrüchte	208	151,0	7,3
Silomais	112	32,0	2,9
Stroh	161	95,5	5,9

Quelle: nächste Tabelle

Tabelle 58: Quellenangaben zu Tabelle 57

Substratart	spezifischer Methanertrag [Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t FM]	Substratpreis [EUR/t FM]
Rindergülle	(Döhler, et al., 2013)	(WKO, 2023) (LKStmk, 2021)
Zwischenfrüchte	(Lfl, 2023)	(StatCube, 2023)
Silomais	(Döhler, et al., 2013)	(LKOÖ, 2023)
Stroh	(Döhler, et al., 2013)	(StatCube, 2023)

Die Gewichtung der einzelnen Substrate erfolgt dabei analog zum 1. EAG-Gutachten (Resch, et al., 2022), um eine möglichst repräsentative Substratmischung zu erhalten. Bei Bestandsanlagen wird dabei ein höherer Anteil an Silomais angenommen. Tabelle 59 zeigt die Gewichtung der einzelnen Substrate sowie die aus Einzelsubstratpreisen und jeweiligen Einsatzmengengewichten abgeleitete Substratkosten. Wichtig ist hierbei, dass die allgemeinen Kontrahierungsvoraussetzungen gemäß § 10 (1) Z 5 EAG (für Neuanlagen) und § 10 (1) Z 7 EAG (für Bestandsanlagen bzw. Nachfolgeprämien) eingehalten werden.

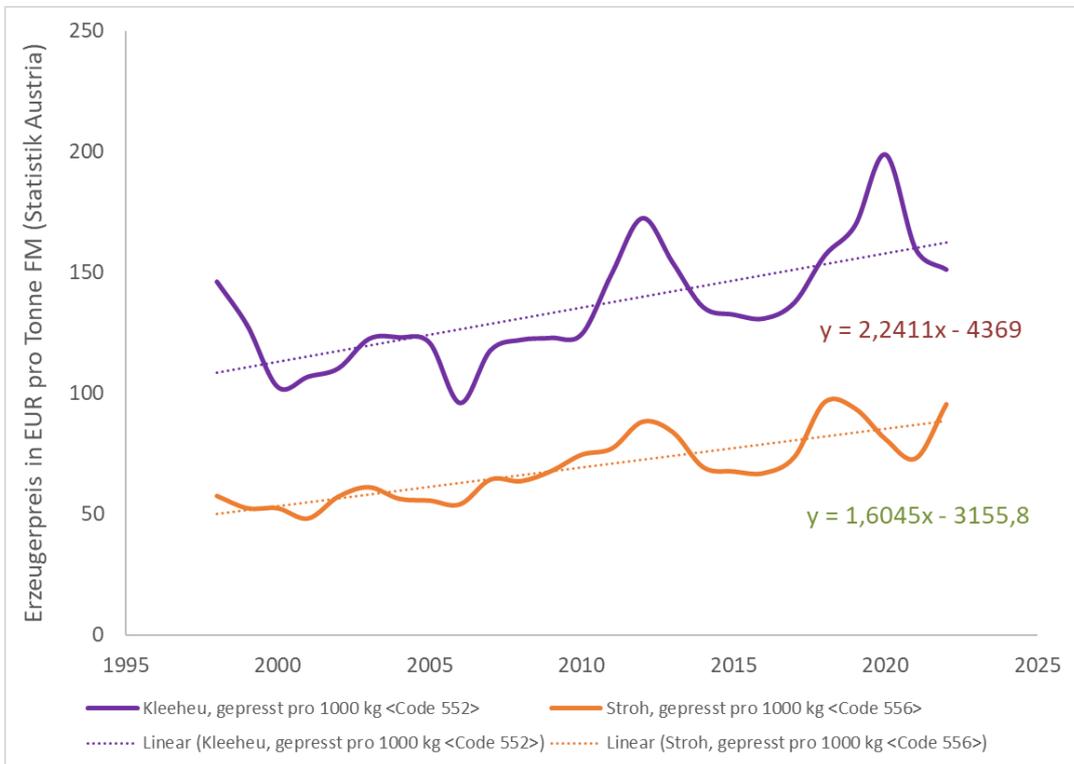
Tabelle 59: Gewichtung der einzelnen Substrate und gewichtete Substratkosten

Substrat und Einsatzmengengewicht	Neuanlagen	Nachfolgeprämie
Rindergülle	30 %	30 %
Zwischenfrüchte	10 %	10 %
Silomais	40 %	50 %
Stroh	20 %	10 %
<b>Gewichtete Substratkosten (Cent/kWh)<sub>2022</sub></b>	<b>4,7</b>	<b>4,4</b>

Quelle: (Resch, et.al., 2022) und Berechnungen der AEA

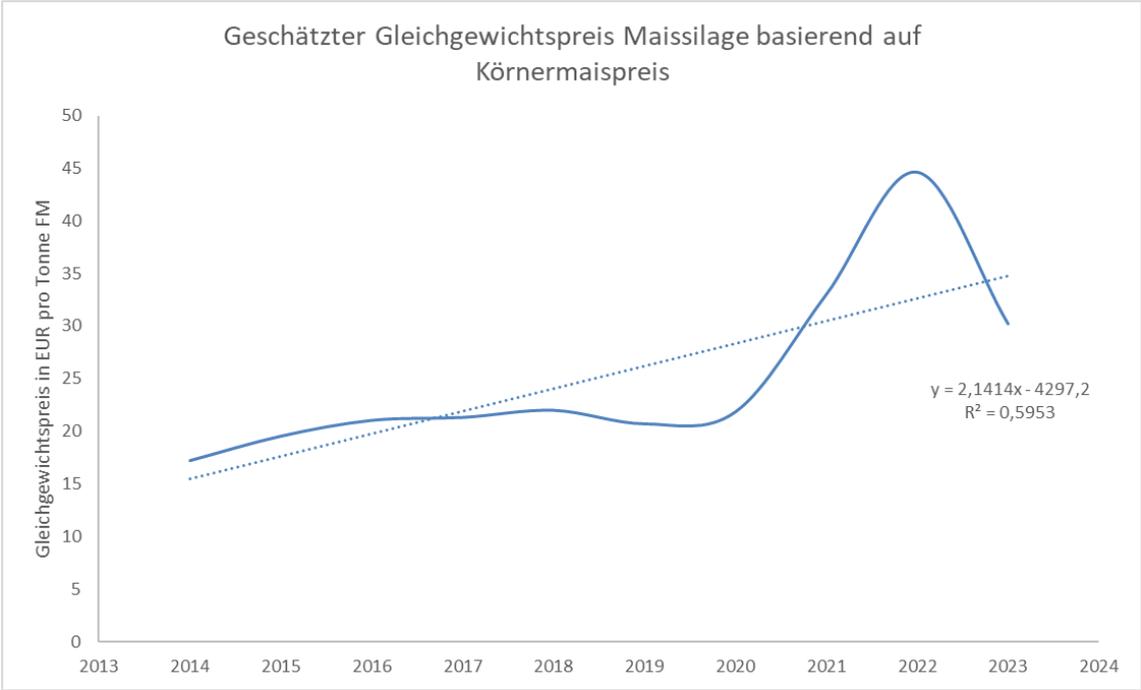
Daraus ergibt sich ein angenommener Startwert (Basisjahr 2022) von 4,7 Cent/kWh für neu zu errichtende Anlagen und 4,4 Cent/kWh für bestehende Anlagen. Dieser Wert wird wie nachfolgend näher erläutert anhand von linearen Regressionsgleichungen in die Zukunft fortgeschrieben. Für die Valorisierung der Substratkosten wurde die Preisentwicklung der einzelnen Substrate mit einer linearen Trendlinie hinterlegt (siehe Abbildung 12 und Abbildung 13) und für die Jahre bis 2050 fortgeschrieben. Rindergülle wurde mit der Inflation valorisiert. Die valorisierten Substratpreise wurden dann wieder entsprechend der Einsatzmengengewichte (Tabelle 59) zu einem Gesamtpreis aggregiert.

Abbildung 12: Erzeugungspreise für Kleeheu und Stroh



Quelle: (StatCube, 2023), Berechnungen der AEA

Abbildung 13: Geschätzter Gleichgewichtspreis Maissilage basierend auf Körnermaispreis



Quelle: (Börse Wien, 2023), Berechnungen der AEA

### 8.3 Empfehlungen für Betriebsförderung und Nachfolgeprämie

Für Stromerzeugungsanlagen aus Biogas ergeben sich auf Basis der beschriebenen Annahmen und Berechnungsmethodik die in Tabelle 60 dargestellten Ergebnisse. Der Anlagenrestwert wurde dabei nicht berücksichtigt.

Tabelle 60: Berechnungsergebnis für Neu- und Bestandsanlagen auf Basis von Biogas

Parameter	Einheit	Administrativ (<0,25 MW)	Nachfolgeprämie
Investitionskosten 2025	EUR/kW <sub>el</sub> EPL	6.176	0
Betriebskosten 2025	EUR/MWh <sub>el</sub>	(Bauphase)	107,8
Betriebskosten 2026	EUR/MWh <sub>el</sub>	96,2	110,6
Substratkosten	EUR/MWh <sub>Heizwert</sub>	55–84	51–65
Wärmeerlöse	EUR/MWh <sub>th</sub>	39–59	39–44
WACC	%	8,64	8,64
LCOE	EUR/MWh <sub>el</sub>	328,3	238,3

Quelle: Berechnungen der AEA

Die ermittelten LCOE liegen über den im November 2022 angepassten Werten des 1. EAG-Gutachtens und auch über dem in der EAG-MPV 2022 idF BGBl. II Nr. 310/2023 festgelegten Wert. Die Steigerungen gegenüber dem 1. EAG-Gutachten erklären sich im Wesentlichen durch einen höheren WACC und höhere Substratkosten. Kostendämpfend wirken hingegen die höheren Wärmeerlöse.

Es wird empfohlen, gemäß den abgeleiteten LCOE-Werten bei Biogas den azW auf 328,3 EUR/MWh beziehungsweise bei der Nachfolgeprämie auf 238,3 EUR/MWh zu setzen.

# 9 Ausblick

Das abschließende Kapitel gibt einen Ausblick auf mögliche zukünftige Fragestellungen und Anregungen die beispielsweise im Rahmen der Evaluierung gemäß § 91 EAG idF BGBI. I Nr. 233/2022 aufgegriffen und vertieft werden könnten.

Technologieübergreifend wird angeregt, die Fragebögen für zukünftige Betreibermeldungen auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse zu evaluieren und zu adaptieren. Dazu gehören die Weiterentwicklung des Formulars und der Erhebungsmethode der Betreibermeldung sowie die Plausibilisierung der gemeldeten Daten.

Im Sinne eines effizienten Ressourceneinsatzes und einer Beschleunigung des Ausbaues sauberer Stromerzeugungsanlagen regen die Gutachter:innen darüber hinaus die weiterführende Analyse etwaiger neuer Förderkategorien und -möglichkeiten an. Dies könnten innovative Ansätze wie beispielsweise die gemeinsame Nutzung eines Netzanschlusspunktes für Wind und PV oder einer stationären Batteriespeicheranlage sein.

## 9.1 Photovoltaik und Speicher

Eine quantitative Neubewertung der laut § 6 EAG-IZV vorgesehenen prozentualen Abschläge für Freiflächenanlagen im Grünland oder auf landwirtschaftlich genutzten Flächen beziehungsweise Zuschläge für innovative PV-Anlagen war innerhalb des gegenständlichen Gutachtens nicht vorgesehen.

Analog zur in Kapitel 3 beschriebenen Argumentation sollte die Ausnahme für Agri-PV-Anlagen aus der Abschlagsregelung beibehalten werden. Für kommende EAG-Gutachten wird die Prüfung einer zusätzlichen Förderung dieser Kategorie mittels Zuschlagsregelung empfohlen.

Es wird empfohlen, die Verhältnismäßigkeit und Angemessenheit von Zuschlagsregelungen für Ost-West ausgerichtete oder nachgeführte PV-Freiflächenanlagen zu evaluieren. Es sollte untersucht werden, ob durch die dadurch reduzierte gleichzeitige Stromerzeugung (gegenüber aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten überwiegen nach Süden ausgerichteten Anlagen) auch die Marktpreise an der Strombörse reduziert werden können bzw. auch eine erhöhte Netz- bzw. Systemdienlichkeit angerechnet werden kann. Unter anderem könnten in dieser Hinsicht dadurch ermöglichte reduzierte Netzanschlussleistungen und Kosten für den Netzausbau pro eingespeister Strommenge bewertet werden. In diesem Sinne empfehlen die Gutachter:innen im Bereich der Ausschreibung von PV-Anlagen den Abschlag von 25 % für PV-Anlagen auf einer landwirtschaftlich genutzten Fläche oder einer Fläche im Grünland speziell für Ost-West ausgerichtete PV-Freiflächenanlagen gesondert anzupassen. Im EAG ist vorgesehen, dass die Höhe des Abschlags per Verordnung im Hinblick auf die Erreichung der Ausbauziele für Photovoltaik (etc.) verändert werden kann. Ost-West ausgerichtete Freiflächenanlagen haben höhere LCOE als nach Süden ausgerichtete Anlagen. Sie sind aber systemdienlicher und könnten deshalb mit angepassten Abschlägen gesondert bearbeitet werden.

## 9.2 Windenergie

Vor dem Hintergrund fortschreitender technischer Entwicklungen bei Windkraftanlagen sowie der mit dem bestehenden Standortdifferenzierungsmodell gewonnenen Erfahrungen sollte dessen Adaptierung und Weiterentwicklung regelmäßig geprüft werden.

Im Sinne eines effizienten Ressourceneinsatzes und einer Beschleunigung des Ausbaues sauberer Stromerzeugungsanlagen regen die Gutachter:innen darüber hinaus die weiterführende Analyse etwaiger neuer Förderkategorie bzw. –möglichkeiten an. Dies könnten innovative Ansätze, wie beispielsweise die gemeinsame Nutzung eines Netzanschlusspunktes für Wind und PV oder einer stationären Batteriespeicheranlage, sein.

## 9.3 Wasserkraft

Im Folgenden werden einige zusätzliche Empfehlungen gegeben, die im Zusammenhang mit Betriebsförderungen und Investitionszuschüssen für Wasserkraft relevant sein könnten.

Es wird empfohlen, die EAG-Umsetzungsfristen für Wasserkraftprojekte, die mit Betriebsförderungen und Investitionszuschüssen gefördert werden, auf das Niveau vor Covid zurückzuführen, um Verzögerungen bei der Umsetzung zu vermeiden. Durch eine Anpassung in Richtung kürzerer Umsetzungsfristen wird die Relevanz der errechneten und empfohlenen Höchstpreise und Investitionszuschüsse erhöht, da diese auf das Inbetriebnahmejahr 2025 berechnet wurden. Lange Umsetzungszeiträume können darüber hinaus zu strategischem Verhalten einiger Marktteilnehmer führen, um Kosten- und Finanzierungsbedingungen zu optimieren.

Eine weitere Empfehlung ist, die Reihung der Projekte bei Investitionszuschüssen nicht nach dem Zeitpunkt des Einlangens der Förderanträge, sondern nach tatsächlichem spezifischen Förderbedarf vorzunehmen (analog zu PV in den größeren Leistungskategorien), um die Fördereffektivität zu erhöhen.

Anhand der Betreibermeldungen und OeMAG-Daten ist festzustellen, dass für Wasserkraftwerke keine verlässlichen Regeln zur Ableitung von Gestehungs- und Investitionskosten für konkrete Projekte anhand weniger Merkmale (wie Leistung, Fallhöhe oder Ausbauwassermenge aus Leistungs-/Fallhöhe-Kosten-Formeln) konzipiert werden können, da die Streubreiten aufgrund stark standortabhängiger Faktoren sehr groß sind. Aus diesem Grund und wegen zu geringer aktueller Daten in höheren Leistungsbereichen wird empfohlen, für Anlagen mit einer EPL von mehr als 1 MW oder 2 MW individuell festgelegte Förderungen in Form von Betriebs- oder Investitionszuschüssen festzulegen. Bei einer individuellen Betrachtung wäre dementsprechend eine Förderobergrenze zu ermitteln, die bestenfalls den zukünftigen Systemnutzen, die Systemkosten und die Förderkosten der Wasserkraft berücksichtigt. Die Abschaffung der Produktionsstufenlogik durch direktes Ansetzen der LCOE als anzusetzende Werte würde eine weitere Vereinfachung des Fördersystems, eine methodische Vereinheitlichung und bessere Vergleichbarkeit der Zahlenwerte mit den anderen geförderten Technologien mit sich bringen.

## 9.4 Feste Biomasse

Es wird eine Evaluierung angeregt, ob gewerbliche oder industrielle Prozesswärme erzeugende sowie Biomassenahwärme oder -fernwärme erzeugende Biomasse-KWK-Anlagen aufgrund unterschiedlicher Komplexität und Kostenstrukturen fördermäßig getrennt beziehungsweise gesondert behandelt werden sollten. Derzeit erfolgt hier keine Differenzierung (beziehungsweise nur zum Teil indirekt über die Unterscheidung in die Brennstoffarten Biomasse oder Restholzsortimente).

Die Gutachter:innen empfehlen zudem die Evaluierung unterschiedlicher Förderoptionen die den Einsatz von Biomasse und Reststoffen saisonal flexibilisieren. Prinzipiell könnte eine Verlagerung des KWK-Anlagenbetriebs ausschließlich über die Heizperiode forciert werden, indem beispielsweise azWs nur in der Heizsaison gewährt werden. Bei bestehenden Anlagen (bei Antrag auf Nachfolgeprämie) könnte die Infrastruktur, die durch den Ausfall des KWK-Anlagenbetriebs außerhalb der Heizperiode ersatzweise geschaffen werden muss, zum Beispiel durch eine Investitionsförderung zur Flexibilisierung von KWK-Anlagen im Rahmen der Umweltförderung im Inland bearbeitet werden. Konkret müssten hier Biomassekessel und/oder Wärmepumpen errichtet werden, die die entfallende Wärmeauskopplung aus KWK außerhalb der Heizperiode übernehmen. Bei neu zu errichtenden Anlagen müsste außerhalb der Heizperiode die gleiche Infrastruktur zusätzlich geschaffen werden. Solche Neuanlagen haben, da sie weniger Jahresvolllaststunden aufweisen, erhöhte LCOE beziehungsweise einen Bedarf entsprechend angepasster Höchstpreise und azWs.

Ähnlich verhält es sich im Fall von Repowering. Bei Neuerrichtung und Repowering sollten die KWK-Anlagen auf die maximal mögliche Wärmeauskopplung in der Heizperiode ausgelegt werden. Dazu könnte auch die Einrichtung vergrößerter Brennstofflager bearbeitet werden, wenn zusätzliche Lagerkapazitäten erforderlich werden.

Durch diese Maßnahmen könnte mehr PV-Strom erzeugt und dieser im Sommer und den Übergangszeiten besser in bestehende Stromnetze integriert werden. Sommerliche Überschussenergie aus PV-Anlagen könnte über Power-to-Heat-Anlagen und/oder Wärmepumpen für die Wärmeversorgung (zum Beispiel für den Warmwasserbedarf) in Fernwärmenetzen genutzt werden kann.

Über den Zeitraum der Heizperiode könnte im Fall neu errichteter und repowerter Biomasse-Anlagen dem Stromsystem in dieser Zeit zusätzliche Grundlast aus erneuerbarer Energie bereitgestellt werden. Diese Maßnahmen würden den Umbau des Stromsystems in ein komplett auf erneuerbare Energie basierendes System unterstützen und zuverlässige Grundlast im Winterhalbjahr beziehungsweise insbesondere in Zeiten vergleichsweise geringer PV-Erzeugung, geringen Wasserdargebots und hoher fluktuierender Erzeugung aus Wind liefern.

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Erhaltene Datensätze nach Betreibermeldungen gemäß § 8 EAG 2021 idF BGBl. I Nr. 233/2022 .....	9
Tabelle 2: Historische Inflation und Annahmen für zukünftige Inflationsentwicklung bis 2028.....	14
Tabelle 3: WACC-Annahmen für verschiedene Technologien (Standardfall) .....	19
Tabelle 4: Annahme durchschnittlicher angenommener Großhandelspreise (EUR pro MWh) für ausgewählte Zeitintervalle .....	21
Tabelle 5: Annahme durchschnittlicher Endkundenpreise Strom (in Cent pro kWh) für ausgewählte Zeitintervalle .....	22
Tabelle 6: Annahme durchschnittlicher Endkundenpreise Gas (in Cent pro kWh) für ausgewählte Zeitintervalle .....	23
Tabelle 7: Annahme durchschnittlicher Ausgleichsenergiekosten (AE-Kosten, in Euro pro MWh) für ausgewählte Zeitintervalle am Beispiel Wind .....	25
Tabelle 8: Angenommene Kostenanteile bezogen auf Gesamtinvestitionskosten von PV-Aufdachanlagen (in %).....	30
Tabelle 9: Zugrunde gelegte Indexgewichtung PV-Investitionskosten 2024 (in %).....	31
Tabelle 10: Überblick Datensätze PV .....	34
Tabelle 11: Durchschnittliche spezifische Investitionskosten PV aus OeMAG-Daten 2022, alle Kategorien.....	34
Tabelle 12: Durchschnittliche spezifische Investitionskosten PV aus OeMAG-Daten 2022, nach Anbringungsart .....	35
Tabelle 13: Durchschnittliche spezifische Investitionskosten PV aus Betreiberdaten 2022, nach Anbringungsart .....	36
Tabelle 14: Durchschnittliche Betriebskosten PV aus Betreiberdaten 2022, nach Anbringungsart.....	37
Tabelle 15: Zugrunde gelegte Betriebskosten für PV 2022, nach Anbringungsart.....	38
Tabelle 16: Mittlere spezifische Investitionskosten für PV-Speicher.....	40
Tabelle 17: LCOE-Berechnungsergebnis PV-Aufdachanlagen (die zur Berechnung des Höchstsatzes herangezogenen Werte sind mit H markiert) .....	41
Tabelle 18: Berechnungsergebnis PV-Freiflächenanlagen – Grünland .....	42
Tabelle 19: Berechnungsergebnis PV-Freiflächenanlagen – landwirtschaftliche Nutzfläche/Agri-PV .....	42
Tabelle 20: Resultierende LCOE für Photovoltaik bei Anwendung empfohlener Investitionszuschüsse .....	45

Tabelle 21: Mittelwerte für Investitionskosten für PV-Speicher für repräsentative Anlagengrößen .....	47
Tabelle 22: Durchschnittliche jährliche Nettokosten des Speichers bei Anhebung des Eigenverbrauchs (EV) des Stroms aus der PV-Anlage durch den Speicher um x % und bei 200 EUR/kWh Investitionszuschuss für den Speicher .....	48
Tabelle 23: Durchschnittliche Gewichtung der Einzelindizes über alle neun Windparks 2022 und 2025.....	52
Tabelle 24: Empfohlene Höchstpreise für Windenergie für Fördercalls im Jahr 2024 .....	58
Tabelle 25: Ableitung der Korrekturfaktoren für Windkraftanlagen bis 400 m Standorthöhe in Abhängigkeit von der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion (RJ) .....	60
Tabelle 26: Ableitung der Korrekturfaktoren für Windkraftanlagen mit 1.400 m Standorthöhe in Abhängigkeit von der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion (RJ) .....	62
Tabelle 27: Resultierende LCOE für Windkraft bei Anwendung empfohlener Höchstwerte für Investitionszuschüsse laut IVZ-VO .....	64
Tabelle 28: Kostenzuordnung und Indexgewichtung Wasserkraft, für alle Kategorien .....	68
Tabelle 29: Berechnungsergebnis Wasserkraft Neubau .....	78
Tabelle 30: Berechnungsergebnis Wasserkraft Neubau unter Verwendung eines bestehenden Querbauwerks.....	80
Tabelle 31: Berechnungsergebnis LCOE und azW Revitalisierung, Revitalisierungsgrad < 60 % .....	82
Tabelle 32: Berechnungsergebnis LCOE und azW Revitalisierung, Revitalisierungsgrad 60 % bis 200 %.....	83
Tabelle 33: Berechnungsergebnis LCOE und azW Revitalisierung, Revitalisierungsgrad > 200 % .....	84
Tabelle 34: Berechnungsergebnis LCOE und azW für revitalisierte Anlagen mit einer EPL über 1 MW.....	85
Tabelle 35: Berechnungsergebnisse und Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse für Wasserkraft Neubau (Kategorie A) bis 2 MW.....	87
Tabelle 36: Berechnungsergebnisse und Empfehlung für höchstzulässige Investitionszuschüsse für Wasserkraft Revitalisierung (Kategorie B) bis 2 MW.....	88
Tabelle 37: Berechnungsergebnisse für resultierende LCOE für Wasserkraft bei Anwendung empfohlener Investitionszuschüsse .....	89
Tabelle 38: Durchschnittliche Gewichtung der Einzelindizes für 2025 nach Anlagengrößen, errechnet aus 18 bzw. drei Betreiberdatenmeldungen.....	96
Tabelle 39: Betriebskosten von Biomasse-KWK-Modellfällen in EUR/MWh <sub>el</sub> , in 2022 und 2026.....	100

Tabelle 40: Betriebskosten von Biomasse-KWK-Bestandsanlagen für Nachfolgeprämien in EUR/MWh <sub>el</sub> , in 2022 und 2025.....	101
Tabelle 41: Brennstoffpreise für Biomasse-KWK-Anlagen in EUR/MWh Heizwert.....	105
Tabelle 42: Bottom-up berechnete Wärmeerlöse für Biomasse-KWK-Anlagen in EUR/MWh <sub>th</sub> .....	107
Tabelle 43: Berechnungsergebnis Höchstpreisbestimmung für neu errichtete und repowerte KWK-Anlagen bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse mit EPL 0,5 bis 5 MW <sub>el</sub> , Höchstpreisbestimmung.....	109
Tabelle 44: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung für Repowering, für KWK-Anlagen ab 0,5 MW <sub>el</sub> bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse	110
Tabelle 45: Bestehende Biomasse-KWK-Anlagen ab 0,5 MW <sub>el</sub> – resultierende Abschläge zum Gebotshöchstwert einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrades.....	110
Tabelle 46: Berechnungsergebnis anzulegende Werte für neu errichtete und repowerte KWK-Anlagen bis 499 kW <sub>el</sub> , azWs für Biomasse und Reststoffe .....	112
Tabelle 47: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung für Repowering, für KWK-Anlagen bis 499 kW <sub>el</sub> bei ausschließlichem Einsatz von Biomasse	113
Tabelle 48: Bestehende Biomasse-KWK-Anlagen bis 499 kW <sub>el</sub> – resultierende Abschläge zum Gebotshöchstwert einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrades.....	113
Tabelle 49: Bestimmung des Investitionskostenanteils für die Abschlagsregelung für Repowering, für KWK-Anlagen bis 499 kW <sub>el</sub> bei ausschließlichem Einsatz von Reststoffen .....	114
Tabelle 50: Bestehende Reststoff-KWK-Anlagen bis 499 kW <sub>el</sub> – resultierende Abschläge zum Gebotshöchstwert einer qualitativ gleichwertigen neuen Gesamtanlage in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrades.....	115
Tabelle 51: Berechnungsergebnis zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL bis 0,5 MW <sub>el</sub> , azWs für ausschließlichen Einsatz von Biomasse oder Reststoffe .....	116
Tabelle 52: Berechnungsergebnis zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL über 0,5 MW <sub>el</sub> , azWs für ausschließlichen Einsatz von Biomasse oder Reststoffen .....	117
Tabelle 53: Berechnungsergebnis zu Nachfolgeprämien für KWK-Anlagen mit EPL über 0,5 MW <sub>el</sub> mit Entnahmekondensationsturbinen, azWs für ausschließlich Biomasse oder Reststoffe .....	118
Tabelle 54: Plausibilisierung des empfohlenen Fördersatzes für Holzgas-BHKW-Anlagen auf Basis von Biomasse mit EPL bis 50 kW <sub>el</sub> .....	120
Tabelle 55: Gewichtung der Einzelindizes und resultierender Biogas-Mischindex zur Valorisierung der Biogasanlagen.....	122

Tabelle 56: Technische Eingangsparameter Biogas .....	123
Tabelle 57: Methanerträge und entsprechende Methankosten .....	124
Tabelle 58: Quellenangaben zu Tabelle 57 .....	125
Tabelle 59: Gewichtung der einzelnen Substrate und gewichtete Substratkosten.....	125
Tabelle 60: Berechnungsergebnis für Neu- und Bestandsanlagen auf Basis von Biogas...	128

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Übersicht über das methodische Vorgehen in diesem Gutachten.....	11
Abbildung 2: Historische Indexentwicklung bis 2022 und Projektion ab 2023 (2020 = 100 Indexpunkte) .....	15
Abbildung 3: Histogramm des Verhältnisses von installierter Speicherkapazität zur PV-Leistung .....	39
Abbildung 4: Verlauf des Windkraft-Mischindex auf Basis von Betreiberdaten bis 2025...	53
Abbildung 5: Spezifische Investitionskosten Wasserkraft Neubau, valorisiert auf das Jahr 2022, im Vergleich zu den Analysen des 1. Gutachtens (orange, nicht valorisiert) .....	72
Abbildung 6: Spezifische Investitionskosten Wasserkraft Revitalisierung für Investitionszuschüsse, valorisiert auf 2022, nicht bereinigt, n = 20 .....	74
Abbildung 7: Spezifische Betriebskosten Neubau und Revitalisierung im Vergleich zu den Analysen des 1. EAG-Gutachtens .....	76
Abbildung 8: Verlauf des über alle Anlagen gemittelten Biomasse-Mischindex.....	97
Abbildung 9: Spezifische Gesamtinvestitionskosten [EUR/kW <sub>el</sub> ] von 17 Holzgas-BHKWs, valorisiert auf 2025.....	98
Abbildung 10: Spezifische Gesamtinvestitionskosten [EUR/kW <sub>el</sub> ] von drei Biomasse-KWK-Anlagen mit Dampfprozess, valorisiert auf 2025 .....	99
Abbildung 11: Visualisierung der Ist- und Szenariopreise für Wald- und Industriehackgut für den Einsatz in Biomasse-KWK-Anlagen .....	104
Abbildung 12: Erzeugungspreise für Kleeheu und Stroh .....	126
Abbildung 13: Geschätzter Gleichgewichtspreis Maissilage basierend auf Körnermaispreis .....	127

## Literaturverzeichnis

**AIT.** (2021). Gutachten Referenzkosten Photovoltaik im Auftrag der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. Neufassung 2021. Gemäß Verordnung EU Nr. 651/2014. Wien: Austrian Institute of Technology.

**Altrock, M., Eichelbrönnner, M., Heiler, D., Klima, J., Reichelt, S., Schmeding, T., . . .**

**Vollprecht, J.** (2008). Energiewirtschaftliche, konzeptionelle und rechtliche Rahmenbedingungen der Erzeugung, Einspeisung und Nutzung von Biomethan. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Abgerufen am 02. 11 2023 von [erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/schlussbericht-vorhaben-biomethan.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](https://erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Studien/schlussbericht-vorhaben-biomethan.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

**Anderer, P., Keuneke, R., & Massmann, E.** (2019). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II d: Wasserkraft. Aachen.

**APG.** (9. Juni 2023). Ausgleichsenergiepreise. Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [markttransparenz.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Netzregelung/Ausgleichsenergiepreise](https://markttransparenz.apg.at/de/markt/Markttransparenz/Netzregelung/Ausgleichsenergiepreise)

**Börse Wien.** (2023). Mais für Futterzwecke. Abgerufen am 11. 10 2023 von [boersewien.at/mais-f%C3%BCr-futterzwecke+2400+1119233](https://boersewien.at/mais-f%C3%BCr-futterzwecke+2400+1119233)

**Bucher, C., & Joss, D.** (2022). Zuverlässigkeit von Photovoltaik-Wechselrichtern - Vorabzug zu den Resultaten aus der Umfrage vom Frühjahr 2022. Berner Fachhochschule, Burgdorf. Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [bfh.ch/dam/jcr:098be5d3-4e66-4c51-8f72-40465bc0f063/2022\\_06\\_08-Zuverl%C3%A4ssigkeit-PV-WR.pdf](https://bfh.ch/dam/jcr:098be5d3-4e66-4c51-8f72-40465bc0f063/2022_06_08-Zuverl%C3%A4ssigkeit-PV-WR.pdf)

**Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.** (2023). EAG-Investitionszuschüsseverordnung. Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012195&FassungVom=2023-11-07](https://ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012195&FassungVom=2023-11-07)

**Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie.** (2023). EAG-Marktprämienverordnung 2022 (EAG-MPV 2022). Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012029](https://ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20012029)

**Burger, C.** (10. Mai 2022). Agrar Plus GmbH. Von Online-Fachveranstaltung "Holzgas-KWK Anlagen in NÖ - ein Beitrag zur Energiewende": Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [agrarplus.at/vortraege.html](https://agrarplus.at/vortraege.html)

**Damodaran, A.** (1. Januar 2023). Country Default Spreads and Risk Premiums. Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [pages.stern.nyu.edu/~adamodar](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar)

**Damodaran, A.** (5. Januar 2023). Levered and Unlevered Betas by Industry - Europe. Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaEurope.xls](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/betaEurope.xls)

**Döhler, H., Eckel, H., Fröba, N., Grebe, S., Grube, J., Hartmann, S., . . . Martina, H.** (2013). Faustzahlen Biogas. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL).

**E-Control.** (2023). Verordnung des Vorstands der E-Control, mit dem die Herkunftsnachweispreis-Verordnung geändert wird. Abgerufen am 19. Dezember 2023 von [https://www.e-control.at/documents/1785851/0/BGBLA\\_2023\\_II\\_356.pdf/6725e909-914e-dc63-3c79-9784e4b6b042?t=1701852774376](https://www.e-control.at/documents/1785851/0/BGBLA_2023_II_356.pdf/6725e909-914e-dc63-3c79-9784e4b6b042?t=1701852774376)

**E-Control.** (2023). Gaspreisentwicklung - Jahresreihen. Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/marktstatistik/preisentwicklungen](https://e-control.at/statistik/g-statistik/archiv/marktstatistik/preisentwicklungen)

**Entso-E.** (August 2023). Transparency Platform. Actual Generation, Generation Forecast for Wind and Solar, Day-Ahead Prices. Abgerufen am 25. Oktober 2023 von: [transparency.entsoe.eu](https://transparency.entsoe.eu)

**Eurostat.** (Juli 2023). Gas prices for non-household customers - bi-annual data (from 2007 onwards). Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_pc\\_203/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203/default/table?lang=en)

**Eurostat.** (Juni 2023). HVPI - Monatliche Daten (Index). Abgerufen am 25. Oktober 2023 von: [ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/prc\\_hicp\\_midx/default/table?lang=de](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/prc_hicp_midx/default/table?lang=de)

**Eurostat.** (August 2023). Labour cost index by NACE Rev. 2 activity - nominal value, quarterly data. Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/lc\\_lci\\_r2\\_q/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/lc_lci_r2_q/default/table?lang=en)

**Grünes Haus.** (28. Oktober 2023). Preisentwicklung: Stromspeicher. Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [gruenes.haus/photovoltaik-preisentwicklung](https://gruenes.haus/photovoltaik-preisentwicklung)

**Grünes Haus.** (September 2023). Preisentwicklung: Wechselrichter. Abgerufen am 27. September 2023 von [gruenes.haus/photovoltaik-preisentwicklung](https://gruenes.haus/photovoltaik-preisentwicklung)

**International Energy Agency.** (2022). World Energy Outlook 2022.

**Kalt, G.** (2012). Aktuelle Erzeugungskosten für Ökostrom aus Biomassekraftwerken bis 500 kW sowie aus Biogasanlagen. Wien: AEA im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft.

**Kalt, G.** (2017). Erzeugungskosten für Ökostrom. Berechnung für Neuanlagen auf Basis von Biogas, Biomethan und fester Biomasse bis 400 kW im Jahr 2018. nicht veröffentlicht.

**Kathan, J., Kapeller, J., Reuer, S., Ortmann, P., Rodgarkia-Dara, Aria, . . . Gatzen, C.** (2022). Endbericht Importmöglichkeiten für erneuerbaren Wasserstoff.

**KPMG.** (2023). Quarterly Brief - Cost of Capital parameters as of 30 June 2023.

**Lechner, H., Tretter, H., Kirchner, G., & Lang, B.** (2008). Evaluierung der Rahmenbedingungen für die Erzeugung von Ökostrom (ohne Wasserkraft und Lauge) auf Basis der „Ökostromgesetz-Novelle 2008“ (BGBl. I, Nr. 114/2008) in Hinblick auf die anstehende Ökostromverordnung 2009. Wien: AEA im Auftrag des BMK.

**LfL.** (2023). Biogasausbeuten verschiedener Substrate. (K. d. Freistaat Bayern, Herausgeber, & Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL)) Abgerufen am 11. 10 2023

**LKOÖ.** (2023). Anhaltspunkte zur Preisfindung für Silomais. Abgerufen am 11. 10 2023 von [ooe.lko.at/anhaltspunkte-zur-preisfindung-f%C3%BCr-silomais+2400+3853071](https://ooe.lko.at/anhaltspunkte-zur-preisfindung-f%C3%BCr-silomais+2400+3853071)

**LKStmk.** (2021). Wie viel darf Wirtschaftsdünger kosten? Abgerufen am 11. 10 2023 von [stmk.lko.at/wie-viel-darf-wirtschaftsd%C3%BCnger-kosten+2400+3505692](https://stmk.lko.at/wie-viel-darf-wirtschaftsd%C3%BCnger-kosten+2400+3505692)

**Nationalrat.** (21. Dezember 2022). Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz - EAG). Von Fassung vom 21.12.2022: [ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619](https://ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619) abgerufen

**PV Austria.** (13. September 2023). Branchenauskunft Kostenaufteilung.

**PVExchange.** (Oktober 2023). Preisindex. Abgerufen am 25. Oktober 2023 von [pvxchange.com/Preisindex](https://pvxchange.com/Preisindex)

**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.

**Ribi, F., Strupp, C., & Perch, N.** (2020). Gesamtdokumentation Kleinwasserkraft, Modul III: Wirtschaftliche Aspekte. Bern.

**StatCube.** (2023). Erzeugerpreise. Abgerufen am 11. 10 2023 von [statcube.at/statistik.at/ext/statcube/jsf/tableView/tableView.xhtml](https://statcube.at/statistik.at/ext/statcube/jsf/tableView/tableView.xhtml)

**Statistik Austria.** (August 2023). Baupreisindex. Abgerufen am 11. 10 2023 von [statistik.at/statistiken/industrie-bau-handel-und-dienstleistungen/konjunktur/baupreisindex](https://statistik.at/statistiken/industrie-bau-handel-und-dienstleistungen/konjunktur/baupreisindex)

**Statistik Austria.** (Juli 2023). Großhandelspreisindex. Abgerufen am 11. 10 2023 von [statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/preise-und-preisindizes/grosshandelspreisindex](https://statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/preise-und-preisindizes/grosshandelspreisindex)

**Statistik Austria.** (August 2023). Preisindex für Ausrüstungsinvestitionen. Abgerufen am 11. 10 2023 von [statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/preise-und-preisindizes/preisindex-fuer-ausruestungsinvestitionen](https://statistik.at/statistiken/volkswirtschaft-und-oeffentliche-finanzen/preise-und-preisindizes/preisindex-fuer-ausruestungsinvestitionen)

**VDMA.** (2023). International Technology Roadmap for Photovoltaic, 14th Edition.  
Abgerufen am 11. 10 2023 von [vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic](https://www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic)

**Wirth, H.** (2023). Aktuelle Daten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer ISE.  
Abgerufen am 27. September 2023 von  
[ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf](https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf)

**WKO.** (2023). Transportkostenindex. Abgerufen am 11. 10 2023 von  
[wko.at/branchen/w/transport-verkehr/gueterbefoerderungsgewerbe/transportkostenindex.html](https://www.wko.at/branchen/w/transport-verkehr/gueterbefoerderungsgewerbe/transportkostenindex.html)



**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,  
Innovation und Technologie**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 (0) 800 21 53 59

[servicebuero@bmk.gv.at](mailto:servicebuero@bmk.gv.at)

[bmk.gv.at](http://bmk.gv.at)