

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

**Aktualisierte Endberichts-Version vom 31.03.2022
auf Grundlage des EAG, BGBl. I Nr. 150/2021,
in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 181/2021,
BGBl. I Nr. 7/2022 und BGBl. I Nr. 13/2022**



TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
WIEN



WU
VIENNA



AUSTRIAN INSTITUTE
OF TECHNOLOGY

Fraunhofer
ISI

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

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

Autorinnen und Autoren:

Gustav Resch, Franziska Schöniger, Fabian Schipfer – Technische Universität Wien (TU Wien), Energy Economics Group

Tara Esterl, Christoph Mayr, Carolin Monsberger, Marcus Rennhofer – Austrian Institute of Technology (AIT)

Josef Baumüller – Wirtschaftsuniversität Wien (WU Wien), Abteilung für International Accounting

Jenny Winkler – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI)

Wien, 2022. Stand: 31. März 2022

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 Autorin/des Autors ausgeschlossen ist. Rechtausführungen stellen die unverbindliche Meinung der Autorin/des Autors dar und können der Rechtsprechung der unabhängigen Gerichte keinesfalls vorgreifen.

Inhalt

1 Einleitung.....	9
1.1 Struktur des Gutachtens.....	10
1.2 Der klima- und energiepolitische Hintergrund.....	14
1.2.1 Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG).....	14
1.2.2 Das Ziel einer bilanztechnischen Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2030.....	15
1.3 Gleitende Marktprämien anstelle von festen Einspeisetarifen.....	15
1.3.1 Berechnung der (gleitenden) Marktprämie.....	16
1.3.2 Referenzmarktpreis versus Referenzmarktwert.....	17
2 Methodik und grundlegende Annahmen.....	20
2.1 Allgemeine Berechnungsmethode.....	20
2.1.1 Ermittlung der Stromgestehungskosten – Levelized Costs of Electricity (LCOE)	20
2.1.2 Berücksichtigung des Anlagenrestwerts nach Ende der Förderdauer.....	23
2.1.3 Kostenmäßige Behandlung von Wärme bei KWK.....	28
2.1.4 Strompreistrends.....	29
2.2 Finanzierungsaspekte.....	32
2.2.1 Datengrundlagen.....	32
2.2.2 WACC-Ableitung.....	35
2.2.3 Plausibilitätsbeurteilung.....	39
2.3 Allgemeine Kosten- und Erlösparameter.....	41
2.3.1 Netzentgelte für Stromeinspeiser*innen.....	42
2.3.2 Kosten für Leitungslegung bis zum Einspeisepunkt.....	48
2.3.3 Abgaben und Steuern für Stromeinspeiser*innen.....	50
2.3.4 Aufteilung der Kosten für Primärregelung.....	52
2.3.5 Kosten für Ausgleichsenergie und Vermarktung.....	52
2.3.6 Erlöse für Herkunftsnachweise.....	58
2.4 Brennstoffnutzungsgrad.....	60
2.5 Aktuelle Entwicklungen bei Energie- und Rohstoffpreisen und deren mögliche Auswirkungen auf Förderempfehlungen.....	61
3 Photovoltaik.....	68
3.1 Historische Marktentwicklung.....	68
3.2 Zukunftsperspektive – EAG-Ziele.....	73
3.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten.....	73
3.3.1 Investitions- und Betriebskosten von Gebäudeanlagen.....	75
3.3.2 Investitions- und Betriebskosten von Freiflächenanlagen.....	82
3.3.3 Investitionskosten innovativer Photovoltaiksysteme.....	86

3.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter	96
3.4.1 Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch	96
3.5 Empfehlungen zur Förderung	100
3.5.1 Ausgestaltung der Photovoltaikausschreibungen und Förderhöhe	101
3.5.2 Abschlag für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen	108
3.5.3 Ausgestaltung der Photovoltaikinvestitionsförderungen und Förderhöhe	111
3.5.4 Investitionsförderungen für innovative Photovoltaiksysteme	117
3.6 Investitionsförderungen für Photovoltaik-Stromspeicher	119
4 Windenergie.....	126
4.1 Historische Marktentwicklung	126
4.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele	128
4.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten.....	128
4.3.1 Investitionskosten	129
4.3.2 Betriebskosten	133
4.4 Empfehlungen zur Förderung	135
4.4.1 Kurzbewertung von Optionen zur Standortdifferenzierung der Förderung bei Windkraft	136
4.4.2 Analyse repräsentativer künftiger Windprojekte in Österreich zwecks Identifikation zentraler LCOE-Einflussgrößen	140
4.4.3 Modell zur Standortdifferenzierung der Windkraft auf Basis rotorflächenspezifischer Produktionserträge	145
4.4.4 Modellerweiterung zur Berücksichtigung seehöhenabhängiger Ertragsspezifika 158	
4.4.5 Plausibilitätsprüfung des Modells.....	166
4.4.6 Ausgestaltung von Investitionsförderungen für kleine und mittlere Windkraftanlagen.....	178
5 Wasserkraft.....	183
5.1 Historische Marktentwicklung	183
5.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele	185
5.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten.....	185
5.3.1 Neuerrichtung.....	186
5.3.2 Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes	191
5.3.3 Revitalisierung.....	193
5.4 Empfehlungen zur Förderung	201
5.4.1 Ausgestaltung der Betriebsförderung für Wasserkraft	201
5.4.2 Förderhöhe der Betriebsförderung für Wasserkraft	207
5.4.3 Ausgestaltung der Investitionsförderung für Wasserkraft und Förderhöhe.....	219

6 Feste Biomasse.....	241
6.1 Historische Marktentwicklung.....	241
6.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele	242
6.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten.....	243
6.3.1 Investitionskosten Biomasse	243
6.3.2 Betriebskosten Biomasse.....	244
6.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter	246
6.4.1 Brennstoffpreisentwicklungen	246
6.4.2 Historische Wärmeerlöse und Wärmeerlösentwicklungen	249
6.4.3 Technische Parameter für Biomasse	250
6.5 Empfehlungen zur Förderung.....	250
6.5.1 Differenzierung nach Rohstoffeinsatz	250
6.5.2 Berechnete azWs für Biomasse	253
6.5.3 Alternative: Indexanpassung für Brennstoffkosten- und Wärmeerlösentwicklungen	255
6.5.4 Vergleich der berechneten azWs für Marktprämien mit den derzeitigen Einspeisetarifen.....	255
6.5.5 Förderregelungen bei Biomasse-Repowering	256
6.5.6 Ausgestaltung von Investitionsförderungen für kleine Biomasse-BHKW	261
7 Biogas	266
7.1 Historische Marktentwicklung.....	266
7.2 Zukunftsperspektive – EAG-Ziele.....	267
7.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten.....	267
7.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter	269
7.4.1 Substratkosten- und Wärmeerlösentwicklungen.....	269
7.4.2 Technische Parameter für Biogas	272
7.5 Empfehlungen zur Förderung.....	272
7.5.1 Berechnete azWs für Biogas	272
7.5.2 Alternative: Indexanpassung für Brennstoffkosten- und Wärmeerlösentwicklungen	274
7.5.3 Vergleich der berechneten azWs für Marktprämien mit den derzeitigen Einspeisetarifen und der deutschen Förderpraxis.....	275
8 Empfehlungen zur gemeinsamen Ausschreibung bei Windenergie und Wasserkraft	276
9 Ermittlung der Marktprämienhöhe bei Systemwechsel	278
9.1 Grundsatzempfehlungen	278
9.2 Berechnungsschema zur Bestimmung der Marktprämienhöhe	279

10	Anhang A: Empfehlungen für die Verordnungen	285
10.1	VO zur Festlegung der Höchstpreise für Biomasse, PV & Wind Gesetzliche Kriterien (siehe v.a. EAG §§ 10-18).....	285
10.2	VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Marktprämie für Wind, Wasserkraft, Biomasse & Biogas (siehe v.a. EAG §§ 10 sowie 46-50)	285
10.3	VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Nachfolgeprämie für Biomasse und Biogas (siehe v.a. EAG §§ 10 sowie 46-52).....	288
10.4	VO zur Höhe der Marktprämie bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit (siehe v.a. EAG §§ 10, 16 und 53).....	288
10.5	VO zur Änderung des Abschlages für PV-Freiflächenanlagen.....	290
10.6	VO zur Festlegung eines Korrekturfaktors auf den anzulegenden Wert, der die Standortqualität einer Windkraftanlage widerspiegelt (siehe v.a. EAG §§ 39-42 und 46)	290
10.7	VO für die Gewährung von Investitionszuschüssen (siehe v.a. EAG §§ 54-58).	290
11	Anhang B: Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windkraft - Überblick und Kurzbewertung verschiedener Optionen	291
11.1	Das deutsche Referenzertragsmodell	291
11.1.1	Kurzbeschreibung	291
11.1.2	Bewertung.....	293
11.2	Das französische Produktionsstufenmodell zur Standortdifferenzierung	295
11.2.1	Kurzbeschreibung	295
11.2.2	Bewertung.....	297
11.3	Standortdifferenzierung auf Basis von Windhöufigkeitsklassen (gemäß österreichischem Windatlas).....	300
11.3.1	Kurzbeschreibung	300
11.3.2	Bewertung.....	301
12	Anhang C: Grundsätzliche Optionen zur Förderung von Repowering / Anlagenerweiterung bei Biomasseanlagen	303
12.1	Optionen zur Berücksichtigung von Repowering bestehender Biomasseanlagen im Rahmen von Förderausschreibungen:	304
12.2	Beispielhafte Veranschaulichung der Optionen zur Förderung von Repowering bei Biomasseanlagen	309
13	Anhang D: Netzentgelte	312
	Tabellenverzeichnis.....	314
	Abbildungsverzeichnis.....	320
	Literaturverzeichnis	330

1 Einleitung

Das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) hat mit dem Schreiben vom 14. Dezember 2020 die Technische Universität Wien (TU Wien), in Kooperation mit dem AIT Austrian Institute of Technology (AIT) und dem Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), mit der Erstellung eines Gutachtens zu Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes (EAG) beauftragt. Im Zuge der zuletzt durchgeführten Überarbeitung wurde dieses Team um Expert*innen der Wirtschaftsuniversität Wien erweitert.

Die gutachterliche Tätigkeit umfasste die Erarbeitung von Empfehlungen hinsichtlich der Betriebs- und Investitionsförderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen. Folgende Eckpunkte standen hierbei im Fokus:

- Die Klärung vorgelagerter Fragen hinsichtlich der zugrundeliegenden Berechnungsmethodik, der kostenmäßigen Behandlung von Wärme bei Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), der Definition des Brennstoffnutzungsgrades, der Standortdifferenzierung bei Windenergie, der Datengrundlage hinsichtlich Investitions- und Betriebskosten, der Verzinsung des eingesetzten Kapitals sowie der Berücksichtigung allgemeiner Kosten- und Erlösparameter (wie etwa netzbezogene Kosten und Gebühren oder Erlöse aus dem Verkauf von Herkunftsnachweisen (HKN)).
- Die Klärung spezifischer Fragestellungen, welche in direktem Zusammenhang mit den im Rahmen des EAG zu erlassenden Verordnungen (VO) hinsichtlich Betriebs- und Investitionsförderungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stehen. Konkret umfasste dies das Erarbeiten von Förderempfehlungen für die nachfolgend aufgelisteten VO:
 - VO zur Festlegung der Höchstpreise für Biomasse und Photovoltaik (PV)
 - VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Marktprämie für Wind, Wasserkraft, Biomasse und Biogas
 - VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Nachfolgeprämie für Biomasse und Biogas
 - VO zur Höhe der Marktprämie bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit
 - VO zur Änderung des Abschlages für PV-Freiflächenanlagen

- VO zur Festlegung eines Korrekturfaktors auf den anzulegenden Wert, der die Standortqualität einer Windkraftanlage widerspiegelt
- VO für die Gewährung von Investitionszuschüssen

1.1 Struktur des Gutachtens

Dieser Endbericht dient der Darstellung der gewonnenen Erkenntnisse und gutachterlichen Empfehlungen für künftige Betriebs- und Investitionsförderungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen, wie im Rahmen des EAG zu vergeben.

Folgender Struktur wird hierbei gefolgt:

- Im Rahmen dieses Kapitels (1) wird anfangs der klima- und energiepolitische Kontext dargelegt, gefolgt von der thematischen Einführung eines künftig zentralen Instruments im Zuge der Betriebsförderung, der gleitenden Marktprämie.
- Kapitel 2 beschreibt die gewählte Methodik für die Erarbeitung der Förderempfehlungen, ebenso zentrale Annahmen.
- Die darauffolgenden Kapitel 3-7 stellen Datengrundlagen und Förderempfehlungen auf Ebene der betrachteten Technologien dar, gegliedert nach Relevanz hinsichtlich des künftig angestrebten Ausbaus (d.h. PV, Windenergie, Wasserkraft, Biomasse, Biogas).
- In Kapitel 8 werden Empfehlungen zur gemeinsamen Ausschreibung bei Windenergie und Wasserkraft getroffen.
- Kapitel 9 ist der Ermittlung der Marktprämienhöhe bei Systemwechsel von Bestandsanlagen ins EAG gewidmet.
- Anhang A werden abschließend die Förderempfehlungen auf Ebene der einzelnen VO zusammengefasst.
- In weiteren Anhängen zum Bericht finden sich ergänzende Detailangaben hinsichtlich Optionen zur Standortdifferenzierung der Windenergie (Anhang B), grundsätzliche Optionen zur Förderung von Repowering / Anlagenerweiterung bei Biomasseanlagen (Anhang C), weiterführende Informationen zu Netzentgelten (Anhang D) sowie eine Auflistung wesentlicher Diskussionspunkte im Rahmen der im Februar und März 2022 durchgeführten Branchenkonsultation (externer Anhang E).

An der Stelle sei betont, dass sich **die gutachterlichen Ausführungen, Analysen, Berechnungen und Empfehlungen ursprünglich auf die von der Bundesregierung am 17. März 2021 verabschiedete Regierungsvorlage zum EAG (EAG RV¹) bezogen** haben.

Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG, welches nach Beschlussfassung und Verabschiedung im National- und Bundesrat am 28. Juli 2021 in Kraft trat (vgl. BGBl. I Nr. 150/2021), **erfolgten einige Abänderungen am EAG** im Vergleich zur Regierungsvorlage. Dies umfasst folgende Punkte, die **im Zuge einer Überarbeitung in das vorliegende Gutachten aufgenommen** wurden:

- Die Abänderung von Förderregelungen bei der Wasserkraft (wie etwa die Schaffung einer Investitionsförderschiene für die Kleinwasserkraft), siehe Abschnitt 5.5.2,
- Abänderungen von Förderregelungen beim Repowering von bestehenden Biomasseanlagen, entsprechend vermerkt in Abschnitt 6.5.7, sowie
- die Etablierung einer Investitionsförderschiene für Biomassekleinanlagen als Alternative zu Marktprämien, siehe Abschnitt 6.5.8.

Im Zuge der vorherigen Überarbeitung (Stand 15. November 2021) wurde ebenso das vom Gutachter*innen-Team entwickelte Fördermodell zur Standortdifferenzierung der Windenergie adaptiert. Demgemäß wurde zur besseren Berücksichtigung der Spezifika von Bergstandorten das Fördermodell entsprechend erweitert – für Details hierzu siehe Abschnitt 4.4.4.

Als Folge der europarechtlichen Notifikation des EAG kam es Anfang 2022 zu einer Novelle des EAG, welche nach Beschlussfassung und Verabschiedung im National- und Bundesrat am 18. Februar 2022 in Kraft trat (vgl. BGBl. I Nr. 7/2022 sowie BGBl. I Nr. 13/2022). Die Novelle umfasste folgende Eckpunkte, die im Zuge der aktuellen Überarbeitung in das vorliegende Gutachten aufgenommen wurden:

- Die Abänderung von Förderregelungen bei der Windenergie (wie etwa das verfrühte Auslaufen der administrativen Vergabe der Marktprämienförderungen, verbunden mit einem Vorziehen der wettbewerblichen Vergabe dessen, die

¹ Falls nicht explizit anders angegeben, liegt den Ausführungen dieses Gutachtens die EAG RV vom 17. März 2021 zugrunde.

Möglichkeit einer Differenzierung nach Größenklassen bei der Investitionsförderung der Windenergie), siehe Abschnitt 4.4,

- Die Abänderung von Förderregelungen bei der Wasserkraft (wie etwa die Möglichkeit einer Differenzierung nach Größenklassen bei der Investitionsförderung der Wasserkraft), siehe Abschnitt 5.4.3,
- Die Etablierung technologieübergreifender Ausschreibungen für die Windenergie und die Wasserkraft, siehe Abschnitt 8.

Somit entspricht das vorliegende Gutachten inhaltlich der am 18. Februar 2022 in Kraft getretenen Fassung des EAG.

Des Weiteren sei hier zentral vermerkt, dass im Allgemeinen die im Rahmen dieses Gutachtens getroffenen Förderempfehlungen auf umfassenden Daten zum Betrieb sowie zu Investitions- und Betriebskosten von historisch errichtenden **Ökostromerzeugungsanlagen fußen.**² Der Blick auf letzt- sowie diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik zeigt, dass **weltweit aktuell (Stand März 2022) ein Preisanstieg bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten zu beobachten sind, die auch Auswirkung auf Inflation und Baukosten haben. Dies mag Einfluss auf die Kosten und das Risikoumfeld künftig zu errichtender Energieerzeugungsanlagen haben, ebenso auf manche Parameter zur Festlegung der Förderregelungen** sowie ggf. auch auf den Förderbedarf für erneuerbare Energien³.

² Wie in den auf Technologieebene durchgeführten Analysen (siehe Kapitel 3 bis 7) im Detail beschrieben, bildeten hierbei einerseits historisch und auch aktuell (bis Stand 2. April 2021) seitens der Regulierungsbehörde E-Control durchgeführte Erhebungen unter Ökostromanlagenbetreiber*innen und andererseits seitens der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG bereitgestellte Informationen die Basis. Dies wurde komplementiert durch Brancheninformationen, eigene Datenerhebungen und einer ggf. durchgeführten ergänzenden Literaturrecherche.

³ Hinsichtlich des Nettoförderbedarfs für erneuerbare Energien, also der Differenz zwischen Gesamtvergütung und von Anlagenbetreiber*innen generierten Markterlösen, ist aber nur schwerlich von einem Anstieg dessen auszugehen. Wie der Blick auf die Jahre 2005 bis 2008 verdeutlicht, wo ebenso rasant steigende Energie- und Rohstoffpreise am Weltmarkt beobachtbar waren, bedingt ein Anstieg von Rohstoffpreisen höhere Kosten in der Errichtung von Energieerzeugungsanlagen im Allgemeinen. Das in Folge erwartbare und auch beobachtbare Anziehen der Preise auf Energiemärkten senkt aber gleichermaßen die Differenzkosten, also die Mehrkosten für Strom aus erneuerbaren im Vergleich zu fossilen Quellen.

Im Lichte der aktuellen Entwicklungen erschien eine Anpassung der im Rahmen dieses Gutachtens – ursprünglich vorwiegend auf Basis historischer Daten – im Detail hergeleiteten Förderempfehlungen unumgänglich. Als Basis hierfür hat das Gutachter*innen-Team in einem weiteren Arbeitsschritt die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen analysiert und quantifiziert. Das Gutachten wurde demgemäß um nachfolgend aufgelistete Punkte erweitert:

- Die Beschreibung der Methodik und grundlegenden Annahmen in Kapitel 2 wurde **um einen Abschnitt zu aktuellen Entwicklungen auf Energie- und Rohstoffmärkten und deren Auswirkungen auf Förderempfehlungen erweitert** – siehe Abschnitt 2.5.
- In den Technologiekapiteln wurde die Angabe der bis dato vorwiegend auf Basis historischer Daten getroffenen **Förderempfehlungen entsprechend überarbeitet bzw. ergänzt. Die nun vorliegenden Förderempfehlungen spiegeln ergo die aktuelle Marktdynamik wider.**

Abschließend sei angemerkt, dass aufgrund der obig erwähnten und im Rahmen des Gutachtens evaluierten Marktverwerfungen in Energie- und Rohstoffmärkten **die im Rahmen dieses Gutachtens getroffenen Empfehlungen hinsichtlich Förderhöhen von gewisser Aktualität geprägt sind.** Weder eine Beruhigung der Marktdynamiken noch eine weitere Verschärfung der Preisentwicklungen kann ausgeschlossen werden. **Demgemäß erscheinen die getroffenen Empfehlungen aus heutiger Sicht (Stand März 2022) lediglich für Verordnungen zu Betriebs- und Investitionsförderungen im laufenden (2022) und Folgejahr (2023) passend. Eine fortlaufende Marktbeobachtung wird dennoch dringlich empfohlen,** um rechtzeitig auf weitere dynamische Entwicklungen reagieren zu können. Des Weiteren wird empfohlen, für künftige Verordnungen auf Erfahrungen aus sodann bereits durchgeführten Vergaberunden zurückzugreifen.

1.2 Der klima- und energiepolitische Hintergrund

1.2.1 Das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)

Auf Ebene der Europäischen Union (EU) umfasst der derzeit gültige klima- und energiepolitische Rahmen EU-weite zentrale Ziele⁴ für das Jahr 2030:

- Die Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40% (gegenüber 1990);
- Das Anheben des Anteils von Energie aus erneuerbaren Quellen auf mindestens 32% gemessen am Bruttoendenergiebedarf;
- Die Steigerung der Energieeffizienz um mindestens 32,5%.

Eingebettet in den europäischen Rechtsrahmen und als Beitrag zur Umsetzung der Unionsziele ist es das Ziel der Österreichischen Bundesregierung, die Stromversorgung bis 2030 auf 100% (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Energieträgern umzustellen und Österreich bis 2040 klimaneutral zu machen.

Die Förderung des Ausbaus von erneuerbaren Energien ist hierbei ein wesentliches Element zur Zielerreichung. Mit dem Ökostromgesetz (ÖSG) 2002 wurde erstmals ein bundesweit einheitlicher Rechtsrahmen für die Förderung von Ökostromanlagen geschaffen. Maßgeblich für die weitere Entwicklung war insbesondere die am 29. Juli 2011 verlautbarte Novelle des ÖSG. Es beruht in seiner Förderstruktur auf den EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutzbeihilfen vom 1. April 2008 und wurde von der Europäischen Kommission für eine Dauer von zehn Jahren genehmigt.

Mit dem Auslaufen der Genehmigung ist eine Anpassung des Fördersystems an die geänderten beihilferechtlichen Vorgaben erforderlich. Diese geänderten Vorgaben sind darauf ausgerichtet, die Marktintegration von erneuerbaren Energien zu maximieren und unnötige Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden. Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) soll nun ein neuer rechtlicher Rahmen für die Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung in Österreich geschaffen werden. Wie erwähnt, hat die Bundesregierung in ihrer Sitzung am 17. März 2021 eine entsprechende

⁴ Es sei angemerkt, dass alle klimabezogenen Rechtsakte im laufenden Jahr 2021 aktualisiert werden, um die vorgeschlagene Zielvorgabe einer beschleunigten Nettoerduktion der Treibhausgasemissionen um mindestens 55 % umzusetzen.

Regierungsvorlage (RV) verabschiedet. Gemeinsam mit den Novellen des EIWOG 2010, des GWG 2011, des Bundesgesetzes zur Festlegung einheitlicher Standards beim Infrastrukturaufbau alternativer Kraftstoffe, des WKLG sowie des Starkstromwegegesetzes 1968 und des Starkstromwege-Grundsatzgesetzes werden notwendige legislative Begleitmaßnahmen zur Integration erneuerbarer Energiequellen in das Energiesystem und zur Implementierung der Systeminnovationen gesetzt.

Mit diesem Paket werden neben den aktuellen Vorgaben des europäischen Beihilferechts auch wesentliche Regelungsbereiche des „Saubere Energie für alle Europäer“-Paketes, insbesondere der Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und Teile der Richtlinie (EU) 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, und damit einhergehend der Implementierung wichtiger Systeminnovationen umgesetzt.

1.2.2 Das Ziel einer bilanztechnischen Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Quellen im Jahr 2030

Das Ziel der Österreichischen Bundesregierung, die Stromversorgung bis 2030 auf 100% (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Quellen umzustellen sowie den Anteil an „grünem Gas“ im österreichischen Gasnetz auf 5 TWh zu erhöhen ist in § 4 des EAG verankert.

Konkret soll bis 2030 die Jahresstromerzeugung aus Erneuerbaren unter Beachtung strenger Kriterien in Bezug auf Ökologie und Naturverträglichkeit um 27 TWh angehoben werden, was im Vergleich zum Status Quo (2020) einer Steigerung um rund 50% entspricht. Im Einklang mit dem Regierungsprogramm 2020-2024 soll demgemäß bis 2030 die Erzeugungskapazität bei Photovoltaik um 11 TWh, bei Windkraft um 10 TWh, bei Wasserkraft um 5 TWh und bei Biomasse um 1 TWh erhöht werden. Um ein Stop-and-Go in der Förderpolitik aufgrund jährlicher Kontingente in Hinkunft zu vermeiden, soll der Zubau unter Berücksichtigung von Vorlaufzeiten einem zehnjährigen linearen Pfad folgen.

1.3 Gleitende Marktprämien anstelle von festen Einspeisetarifen

Bis dato erfolgte in Österreich die Betriebsförderung von Strom aus erneuerbaren Quellen auf Basis von festen Einspeisetarifen. So ist seit dem ÖSG 2012 die

Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) dazu verpflichtet, den in Ökostromanlagen erzeugten Strom von Anlagenbetreiber*innen für eine bestimmte Laufzeit, im Regelfall für die ersten 13 bzw. 15 Betriebsjahre, zu behördlich festgelegten Preisen abzunehmen. Es handelt sich dabei um eine Betriebsförderung in Form einer Komplettförderung, die Anlagenbetreiber*innen von den Mechanismen des Energiemarktes nahezu vollständig ausnimmt. Diese Art der Förderung auf Basis fester Einspeisetarife ist mit den geänderten unionsrechtlichen Bestimmungen jedoch nicht mehr vereinbar. Gemäß den Vorgaben der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (UJEL) und Art. 4 der Richtlinie (EU) 2018/2001 haben Anlagenbetreiber*innen ihren Strom grundsätzlich selbst zu vermarkten. Förderungen können als Prämie auf den erzielten Marktpreis gewährt werden. Innerhalb der EU erfolgte im Laufe der vergangenen Jahre in nahezu allen Mitgliedsstaaten eine Umstellung auf ein derartiges Förderschema.

Diesen Vorgaben entsprechend legt § 9 des EAG die Förderung durch Marktprämie als Instrument der Betriebsförderung im EAG fest. Eine Marktprämie ist ein Zuschuss auf den vermarkteten und in das öffentliche Netz eingespeisten Strom, der die höheren Gestehungskosten für erneuerbaren Strom ausgleichen soll. Marktprämien werden im EAG auf Grundlage von Ausschreibungen oder auf Antrag (administrativ) vergeben.

Die Umstellung auf Marktprämien bringt eine weitere wichtige Änderung mit sich. Im Vergleich zur bisherigen Förderpraxis wird die Förderdauer von 13 (Wasserkraft, Windenergie, PV) bzw. 15 Jahren (feste Biomasse und Biogas) auf nunmehr einheitlich 20 Jahre verlängert. Wie in § 16 des EAG vermerkt „[...] werden Marktprämien ab Nachweis der Inbetriebnahme der Anlage [...] für eine Dauer von 20 Jahren gewährt.“

Erwähnt sei auch, dass im Rahmen des EAG durch die Marktprämie die erzeugte und ins öffentliche Elektrizitätsnetz eingespeiste Menge im Ausmaß der vereinbarten Engpassleistung (EPL) einer Anlage vergütet wird.

1.3.1 Berechnung der (gleitenden) Marktprämie

Marktprämien finden in einer Vielzahl an Ausgestaltungsvarianten in der Förderung erneuerbaren Stroms europa- und auch weltweit Anwendung. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal ist hier, ob die Höhe der Prämie, also des Förderzuschusses zum Strommarkterlös, fix vordefiniert wird (**fixe Marktprämie**), oder ob diese in Abhängigkeit von Preisentwicklungen am Strommarkt bzw. darin erzielbaren Vermarktungserlösen, variabel ist, was üblicherweise als **gleitende Marktprämie** bezeichnet wird. Gleitende

Marktprämien minimieren im Allgemeinen für Anlagenbetreiber*innen das Erlösrisiko und folglich auch den Förderbedarf, da hierin die Gesamterlöse, also die Summe aus den potentiellen Strommarkterlösen und den hierzu zusätzlich zu gewährenden Förderungen, konstant gehalten werden und die Gesamtkosten einer Anlage widerspiegeln. Blickt man auf die europaweite Förderpraxis, so kann diese Form der Ausgestaltung eines Marktprämiensystems als gängige Praxis bezeichnet werden, der beispielsweise Länder wie Deutschland, Frankreich oder Italien folgen.

Die **Berechnung der Marktprämie** erfolgt wie in § 11 Abs. 1 des EAG definiert:

„Die Höhe der Marktprämie ist in Cent pro kWh anzugeben und bestimmt sich aus der Differenz zwischen dem jeweils im Rahmen einer Ausschreibung ermittelten oder mit Verordnung zum Zeitpunkt der Antragstellung festgelegten anzulegenden Wert in Cent pro kWh und dem jeweiligen Referenzmarktwert oder Referenzmarktpreis in Cent pro kWh.“

Der Begriff des obig erwähnten **anzulegenden Wertes⁵ (azW)** ist hierbei von zentraler Bedeutung, da dieser Wert die Gesamterlöse bestimmt. Die im EAG gewählte Definition des „anzulegenden Wertes“ ist dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 entnommen. Wie obig beschrieben, dient er als Rechenwert zur Bestimmung der Höhe der auszahlenden Marktprämie. Der azW wird entweder im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt oder durch VO des BMK festgelegt. Im Rahmen dieses Gutachtens für die Festlegung der Höhe des azW einzelner Technologien werden in den nachfolgenden Abschnitten entsprechende Empfehlungen abgegeben.

1.3.2 Referenzmarktpreis versus Referenzmarktwert

Wie obig beschrieben, bestimmt sich die Höhe der Marktprämie, also die Höhe der im Rahmen des EAG vergebenen Förderung, aus der Differenz zwischen azW und dem jeweiligen (technologiespezifischen) Referenzmarktpreis.

Für die Ermittlung der Marktprämie kann nämlich entweder auf einen Referenzmarktpreis (kurz „Marktpreis“) oder auf einen technologiespezifischen Referenzmarktpreis (= Referenzmarktwert; kurz „Marktwert“) abgestellt werden.

⁵ Begriffsbestimmung laut EAG § 5 Abs. 1 Z 3: Jener Wert, der im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt oder administrativ festgelegt wird und Grundlage für die Berechnung der Marktprämie ist.

Der Unterschied zwischen den beiden verschiedenen Systemen (Referenzmarktwert und Referenzmarktpreis) kann wie folgt beschrieben:

- Der „Marktpreis“ ist der Mittelwert der Stundenpreise der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone für einen definierten Zeitraum.
- Im Gegensatz dazu ist der „Marktwert“ der erzeugungsmengengewichtete Mittelwert der Stundenpreise einer Technologie der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für die für Österreich relevante Gebotszone für einen definierten Zeitraum: Konkret wird der Marktwert einer bestimmten Technologie so ermittelt, dass über einen Referenzzeitraum die Stundenkontrakte mit den stündlichen Einspeisemengen dieser Technologie multipliziert, diese Produkte über alle Stunden summiert und die Summe durch die gesamte Einspeisemenge dieser Technologie im Referenzzeitraum dividiert wird.

Die Entscheidung, ob für eine bestimmte erneuerbare Energietechnologie der Referenzmarktwert oder der Referenzmarktpreis herangezogen wird, hat Einfluss auf den resultierenden Nettofördersatz, der an den/die Anlagenbetreiber*in bei einem Marktprämiensystem ausbezahlt wird.

Wind, Wasserkraft (hierbei insbesondere Laufwasserkraft) und PV sind volatile Energieformen. Die Stromerzeugung jener Anlagen, die diese Energieträger nutzen, ist nur in vergleichsweise (d.h. im Vergleich zu Anlagen auf Basis von Biomasse, Biogas oder fossilen Energieträgern) sehr eingeschränktem Maß steuerbar. Aus Gründen ökonomischer Effizienz – d.h. dem Übertragen jener Marktrisiken auf Anlagenbetreiber*innen, auf welche diese entsprechend reagieren können – macht bei volatilen Energieformen eine Referenzmarktwertregelung Sinn. Dagegen ist bei technisch gut steuerbaren Anlagen, welche feste oder gasförmige Energieträger einsetzen, eine stärkere Marktorientierung – ergo eine Referenzmarktpreisregelung – in hohem Maße sinnvoll. Dies maximiert den Umweltnutzen bei gleichermaßen hoher Forcierung der Marktintegration. Dieser Logik folgt die künftige österreichische Förderpraxis. Marktwertbasierte Prämiensysteme für volatile Erneuerbare finden auch in anderen Mitgliedstaaten, wie etwa in Deutschland oder Frankreich, Anwendung.

Abschließend sei erwähnt, dass falls der Referenzmarktwert den azW signifikant übersteigt, bei größeren Anlagen eine teilweise Rückzahlung des den azW übersteigenden Teils vorgesehen wird, um Überförderungen zu vermeiden (vgl. EAG § 11 Abs. 6). Damit

enthält das Marktprämienmodell Elemente eines Differenzkontrakts. Für kleinere Anlagen soll die Marktprämie in diesem Fall mit Null angesetzt werden.

2 Methodik und grundlegende Annahmen

Im Rahmen dieses Kapitels wird die gewählte Methodik für die Erarbeitung der Förderempfehlungen hinsichtlich Betriebs- und Investitionsförderungen vorgestellt. Ebenso werden zentrale Annahmen erläutert, welche technologieübergreifend von Relevanz erscheinen.

2.1 Allgemeine Berechnungsmethode

2.1.1 Ermittlung der Stromgestehungskosten

– Levelized Costs of Electricity (LCOE)

Die Ermittlung der Gesamtkosten einer Stromerzeugungsanlage ist für die Erarbeitung von Förderempfehlungen von zentraler Bedeutung. Im Fall von Marktprämien, dem zentralen Betriebsförderinstrumentarium gemäß EAG (vgl. Ausführungen in Abschnitt 1.3), haben die im Rahmen dieses Gutachtens zu ermittelnden azW die Gesamtkosten einer dem Stand der Technik⁶ entsprechenden kosteneffizienten Anlage widerzuspiegeln.⁷

Im Rahmen dieses Gutachtens wird für die Ermittlung der Stromgestehungskosten auf die standardisierte Methodik (Kost C., 2018) der Levelized Costs of Electricity (LCOE) zurückgegriffen.

Allgemein sei zunächst angemerkt, dass die LCOE-Methodik es ermöglicht, Kraftwerke unterschiedlicher Erzeugungs- und Kostenstruktur miteinander zu vergleichen. Die

⁶ Der Begriff des „Standes der Technik“ ist hierbei dem ÖSG 2012 entnommen. Als „Stand der Technik“ gilt folglich der auf den einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhende Entwicklungsstand fortschrittlicher Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist. Bei der Bestimmung des Standes der Technik sind insbesondere jene vergleichbaren Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen heranzuziehen, welche am effizientesten zur Erreichung der in § 4 der EAG enthaltenen Ziele sind.

⁷ Wie in Abschnitt 1.3 erläutert, stellt der azW auch die Basis für die Marktprämienermittlung dar. Es gilt folglich das Prinzip, dass die Kosten den Erlösen zu gleichen haben.

Stromgestehungskosten resultieren aus der Gegenüberstellung aller über die Lebensdauer einer Energieanlage für die Errichtung und den Betrieb der Anlage anfallenden Kosten und der Summe der erzeugten Energiemenge über die Nutzungsdauer.

Die Berechnung kann hierbei entweder auf Grundlage der Kapitalwertmethode oder der sogenannten Annuitätenmethode erfolgen. Bislang fand die Annuitätenmethode in den Gutachten der E-Control zur Berechnung der Stromerzeugungskosten für die einzelnen Ökostromtechnologien für die Einspeisetarif-Verordnungen gemäß ÖSG Anwendung. Methodisch gesehen ist die Annuitätenmethode als Vereinfachung der Kapitalwertmethode zu verstehen, da in der Standardausprägung alle dynamischen Parameter, also etwa die jährliche Stromproduktion oder jährliche Betriebsausgaben, als zeitlich konstant angesehen werden⁸. Gewisse Dynamiken, etwa im Fall von Biomasse oder Biogas bei Brennstoffpreisen oder ggf. Wärmeerlösen – aber auch bei Betriebsausgaben, welche über die Jahre im Regelfall steigen – erscheinen aber von essentieller Bedeutung für eine möglichst korrekte Kostenanalyse. Deswegen wird im Rahmen dieses Gutachtens von einer derartigen Vereinfachung Abstand genommen und stattdessen die Kapitalwertmethode angewandt.

Es wird folglich die Empfehlung ausgesprochen, für die Ermittlung der Stromgestehungskosten die bewährte LCOE-Methode anzuwenden. Konkret wird hierfür eine detaillierte LCOE-Analyse auf Basis der Kapitalwertmethode empfohlen und im Rahmen dieses Gutachtens angewandt.

Wie in Kost et al. (2018) dargelegt, empfiehlt sich im Falle der Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen und damit auch von azWs im Falle von Marktprämien die Hinzunahme von weiteren Einflussgrößen, wie etwa Eigenverbrauchsregelungen, steuerliche Aspekte und realisierbare Erlöse der Betreiber*innen im Falle von Koppelprodukten der Stromerzeugung (siehe auch Kapitel 2.1.3 zur Biomasse-KWK bzw. zur Berücksichtigung von Wärmeerlösen).

⁸ Optional kann jedoch auch die Annuitätenmethode methodisch um gewisse dynamische Aspekte erweitert werden, vgl. (Krey, et al., 2014)

Darstellung der prinzipiellen Berechnungsvorschrift gemäß LCOE-Methode

Bei der Anwendung der Kapitalwertmethode werden die Aufwendungen für Investition sowie die Zahlungsströme von Einnahmen und Ausgaben während der betrachteten Laufzeit der Anlage durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt gebracht. Dazu werden die Barwerte aller Ausgaben durch die Barwerte der Stromerzeugung geteilt. Eine Diskontierung der hierbei mitbetrachteten Stromerzeugung erscheint aus physikalischer Sicht zunächst unverständlich, ist jedoch eine Folge finanzmathematischer Umformungen. Dahinter steht der Gedanke, dass die erzeugte Energie implizit den Einnahmen aus dem Verkauf dieser Energie entspricht. Je weiter diese Einnahme in der Zukunft liegt, desto geringer also der zugehörige Barwert. Die jährlichen Gesamtausgaben über die komplette Betriebslaufzeit setzen sich aus den Investitionsausgaben und den über die Laufzeit anfallenden Betriebskosten sowie ggf. anfallender Erlöse⁹ zusammen. Für die Berechnung von Stromgestehungskosten (LCOE) für Neuanlagen gilt:

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+i)^t}}$$

LCOE	Stromgestehungskosten in €/MWh
I_0	Investitionskosten in €
A_t	Gesamtkosten im Jahr t in €
M_{el}	Stromerzeugung im Jahr t in MWh
i	kalkulatorischer Zinssatz bzw. WACC (siehe Kapitel 2.2) in %
n	Nutzungs- bzw. Betrachtungsdauer in Jahren
t	Spezifisches Jahr im Nutzungs-/Betrachtungszeitraum (1, 2, ...n)

Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich zusammen aus fixen und variablen Kosten für den Betrieb der Anlagen, Wartung, Instandhaltung, Reparaturen und Versicherungszahlungen sowie ggf. anfallender Zusatzerlöse¹⁰.

⁹ Für KWK-Anlagen auf Basis biogener Energieträger, die neben dem erzeugten Strom auch die generierte Wärme als Marktprodukt anbieten, werden auch erzielte Wärmeerlöse mitbetrachtet. Mathematisch gesehen impliziert dies eine Reduktion der über die Laufzeit anfallenden Betriebskosten durch Berücksichtigung der entsprechenden Wärmeerlöse.

¹⁰ Wie in Fußnote 8 zuvor erwähnt, werden im Falle von KWK-Anlagen Erlöse aus dem Verkauf des Koppelprodukts Wärme mitbetrachtet. Selbiges gilt im Allgemeinen für Erlöse aus dem Verkauf von HKN.

Der Anteil von Fremd- und Eigenkapital fließt explizit durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (Weighted average cost of capital - WACC) über den Diskontierungsfaktor (kalkulatorischer Zinssatz) in die Analyse ein. Er ist abhängig von der Höhe des Eigenkapitals, der Eigenkapitalrendite über die Nutzungsdauer, den Fremdkapitalkosten und dem Anteil des eingebrachten Fremdkapitals.

Ein Vergleich der Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien erfolgt häufig auf Basis realer¹¹ LCOE (vgl. (Kost C., 2018) oder (IRENA, 2020)), also über die Nutzungsdauer einer Anlage real konstanter Stromgestehungskosten.

Für einen Vergleich der Stromgestehungskosten mit den für eine Anlage einmalig festgelegten und damit über die Nutzungs- bzw. Betrachtungsdauer konstanten Einspeisevergütungen oder azWs sind jedoch nominale LCOE maßgeblich. Auch wenn aus dem EAG nicht eindeutig abgeleitet werden kann, dass der für eine konkrete Anlage anzuwendende azW über die gesamte Förderdauer von 20 Jahren nominal konstant bleibt, ist davon auszugehen, dass dies der Intention der Gesetzgebung entspricht. Insofern stellen die für jedes Kalenderjahr gesondert zu bestimmenden und zu verordnenden und auf die in diesem Kalenderjahr erteilten Förderzuschläge anzuwendenden azW aus Sicht des/der Anlagenbetreiber*in eine nominal konstante Größe dar. Für die Ermittlung des azW ist demgemäß der nominale LCOE maßgeblich, was folglich die Verwendung nominaler kalkulatorischer Zinssätze bzw. WACC impliziert (vgl. Kapitel 2.2 zu Finanzierungsaspekten).

2.1.2 Berücksichtigung des Anlagenrestwerts nach Ende der Förderdauer

Als Spezifika bei Wasserkraftanlagen erscheint - aufgrund der Langlebigkeit essentieller Bau- und Anlagenteile - die Berücksichtigung des Anlagenrestwerts nach Ende der

¹¹ Der Begriff *real* bezeichnet hier monetäre Angaben entsprechend dem Wert des Geldes in einem ausgewählten Jahr, beispielsweise €₂₀₂₀. Dies heißt für Angaben in der Zukunft, dass der Geldwert, wie im Jahr 2020 gemessen, als Bezugsbasis dient. Dies erhöht die Vergleichbarkeit von monetären Angaben zu unterschiedlichen Zeitpunkten, erfordert jedoch eine Datenbereinigung unter Berücksichtigung der Inflation, also der Geldentwertung.

Demgegenüber bedeuten *nominale* monetäre Angaben, dass hier der Wert des Geldes im jeweiligen betrachteten Jahr als Basis genommen wird. Angaben aus unterschiedlichen Jahren sind somit nur eingeschränkt vergleichbar, da die Inflation den Geldwert über die Jahre verändert.

Förderdauer essentiell. Nachfolgend wird dieser Umstand erläutert und anhand zweier Fallbetrachtungen quantitativ exemplarisch veranschaulicht.

Ergänzend zu einer angemessenen Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital werden in § 47 des EAG explizit auch Abschreibungen als Kosten angeführt, die für den Betrieb einer kosteneffizienten Wasserkraftanlage erforderlich und damit zur Festlegung der azWs heranzuziehen sind. Die Abschreibungen während der 20-jährigen Förderdauer werden als Kosten im Sinne der EAG berücksichtigt. Nach Ende der Förderdauer verbleibt ein Restwert (d. h. Gesamtinvestitionen abzüglich Abschreibungen), der bei der Ermittlung der Stromgestehungskosten bzw. des azW als indexierter Restwert berücksichtigt werden kann. Dies erscheint aus unserer Sicht empfehlenswert, obgleich ebenso eine Veränderung der Erlössituation nach Ende der Förderdauer Eingang in die Berechnung der azWs für Wasserkraftanlagen finden sollte.¹²

Zur Berücksichtigung von Abschreibungen bei der Herleitung des azW ist vorab die Lebensdauer der unterschiedlichen Anlagenbestandteile zu ermitteln. Beispielhaft zeigt hierzu Tabelle 1 die von der Verbund AG angesetzten Nutzungsdauern für abnutzbare Sachanlagen zur Bestimmung der Abschreibungen.

Tabelle 1: Nutzungsdauern einzelner Komponenten eines Wasserkraftwerks (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Verbund AG, 2020))

Nutzungsdauer	in Jahren
Wohn-, Geschäfts- und Betriebsgebäude, sonstige betriebliche Baulichkeiten	10 bis 50
Wasserbauten	20 bis 100
Maschinelle Anlagen	10 bis 80
Elektrische Anlagen	5 bis 50
Leitungen	50
Betriebs- und Geschäftsausstattung	4 bis 10

¹² Bzgl. der Veränderung der Erlössituation nach Ende der Förderdauer erscheint bei der Wasserkraft vor allem das für Betreiber*innen erhöhte Risiko aufgrund der Unsicherheit hinsichtlich der Höhe künftiger Strommarkterlöse von Relevanz. Dem wurde bei der azW-Ermittlung Rechnung getragen durch die Anwendung eines erhöhten (da risikobehafteten) kalkulatorischen Zinssatzes (vgl. Angaben zu WACC Risiko in Tabelle 2 bzw. entsprechende Erläuterungen in Abschnitt 2.2) bei der Restwertermittlung.

Das (BMF, 2021) veröffentlicht außerdem aktuelle Angaben zu Nutzungsdauern für Wasserkraftkomponenten, welche in Tabelle 2 dargestellt sind.

Tabelle 2: Auszug aus Angaben zu aktuellen Nutzungsdauern in der Energiewirtschaft für Wasserkraft (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BMF, 2021))

Nutzungsdauer	in Jahren
Wasserbau Stauraum/Unterwasser	50 bis 66
Wasserbau Stahlwasserbau	50 bis 66
Wasserturbine	25
Generatoren	25
Stationäre Transformatoren – hydraulisch	20
Leittechnik Wartenausrüstung – hydraulisch	10
Mittelspannungskabel und Freileitungen nur kraftwerksintern (30kV)	25 bis 33

Auf Basis obig skizzierter Bandbreiten und facheinschlägiger Literatur (vgl. (Filippini & Geissmann, 2014)) erfolgt im nachfolgenden Beispiel hierfür eine Differenzierung nach Wasserbauten inkl. Gebäude, maschinellen und elektrischen Anlagen. Auf Basis der unterschiedlichen Nutzungsdauern und den anteiligen Investitionskosten der einzelnen Anlagenbestandteile kann folglich eine gewichtete mittlere Abschreibdauer ermittelt werden, welche die Nutzungsdauer, aber nicht zwangsweise die buchhalterische Abschreibpraxis, widerspiegelt. Es sei hier außerdem noch angemerkt, dass neben der technischen Lebensdauer in der Praxis auch die wasserrechtliche Bewilligungsdauer von Relevanz ist, welche vor allem für kleinere Anlagen oftmals auch kürzer sein kann.

Fallbeispiel Wasserkraftanlage

Anlagenbestandteile:

- Wasserbauten und Gebäude: 66 Jahre Nutzungsdauer
(Investitionskostenanteil: 70% der gesamten Investitionskosten)
- Maschinelle Anlagen: 25 Jahre Nutzungsdauer
(Investitionskostenanteil: 20% der gesamten Investitionskosten)
- Elektrische Anlagen: 25 Jahre Nutzungsdauer
(Investitionskostenanteil: 10% der gesamten Investitionskosten)

Aus obigen Angaben resultiert eine mittlere Abschreibedauer von 53,7 Jahren. Berücksichtigt man diese bei der Ermittlung der LCOE, so hat dies maßgebliche Auswirkung, wie die Beispielrechnung in Tabelle 3 veranschaulicht.¹³ Unter den beispielhaft getroffenen Annahmen zu Investitionskosten sowie der gewählten Anlagenspezifikation hinsichtlich installierter Leistung und Stromerzeugung resultieren signifikante Unterschiede in den resultierenden LCOE pro MWh mit (65,8 €/MWh bzw. 68,4 €/MWh) und ohne (88,6 €/MWh bzw. 92,5 €/MWh) Berücksichtigung des Anlagenrestwerts. Die Berücksichtigung ist folglich von essenzieller Bedeutung, um realitätsnahe Empfehlungen hinsichtlich Förderspezifika ableiten zu können.

Tabelle 3. Beispielrechnung LCOE bei Wasserkraftanlagen – mit und ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwerts

Technologiefeld:		Wasserkraft	Wasserkraft
Wasserkraft	Beispielfall:	Leistung: 15 MW	Leistung: 5 MW
Anlagenspezifikation:			
Engpassleistung	MW	15	5
Stromerzeugung (netto)	MWh	64.500	22.000
Volllaststunden	h/a	4.300	4.400
Kostenparameter:			
Investitionskosten GESAMT	€/kW	4.450	4.800
hiervon:			
Wasserbauten und Gebäude	€/kW	3.115	3.360
Maschinelle Anlagen	€/kW	890	960
Elektrische Anlagen	€/kW	445	480
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	14,0	14,0
Finanzierungsbedingungen			
WACC Standard	%	3,30%	3,30%
WACC Risiko	%	4,78%	4,78%
Inflation	%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibedauer (mAd)	a	53,7	53,7
Levelised Cost of Electricity			
LCOE ₂₀	€/MWh	65,8	68,4
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	88,6	92,5

Anmerkung: Die in dieser und analogen nachfolgenden Tabellen angegebene „Stromerzeugung (netto)“ beschreibt die pro Jahr ins Netz eingespeiste elektrische Energie einer Stromproduktionsanlage. Im Vergleich zur Bruttostromerzeugung, welche die gesamte Stromerzeugung einer Anlage kennzeichnet, ist der Anlagenenergieverbrauch hiervon bereits abgezogen.

¹³ Für eine Diskussion der im Rahmen der Beispielbetrachtung zugrundeliegenden Finanzierungsbedingungen sei auf den nachfolgenden Kapitel 2.2 verwiesen.

Fallbeispiel Windkraftanlage

Ob und wie die obig im Falle der Wasserkraft erwähnte Restwertbetrachtung auch verallgemeinert werden kann und soll, wird nachfolgend erörtert. Diesbezüglich liefert das Beispiel eines Windkraftprojekts erste Erkenntnisse. Wie aus der in Tabelle 4 dargestellten Beispielrechnung, bei der in Einklang mit (Wallasch A. et al., 2019) eine einheitliche technische Lebensdauer der Anlagenkomponenten von 25 Jahren unterstellt wurde, ersichtlich wird, erscheint das Berücksichtigen oder Vernachlässigen des Anlagenrestwerts bei Windenergie und wohl auch bei anderen Technologiefeldern weniger substantielle Auswirkungen auf die LCOE Berechnung zu haben.

Aufgrund der in der Finanzierung von PV- oder Windkraftprojekten üblichen Konditionen – hier wird laut österreichischen Bankunternehmen eine Tilgung innerhalb von maximal 20 Jahren für eine Finanzierungszusage gefordert – erscheint ein Nichtberücksichtigen des Anlagenrestwerts für diese Technologien angemessen. Ebenso empfiehlt sich für Anlagen auf Basis von biogenen Brennstoffen ein Vernachlässigen eines möglichen Anlagenrestwerts, da die Finanzierung ebenso eine Abschreibdauer von 20 Jahren bedingt und Brennstoff- und Betriebskosten die Gesamtkosten maßgeblich beeinflussen, was im Gegenzug den Einfluss der Anlageninvestition schmälert.

Tabelle 4. Beispielrechnung LCOE bei Windkraftanlagen – mit und ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwerts

<u>Technologiefeld:</u>		Wind	Wind
<i>Wasserkraft</i>	<u>Beispielfall:</u>	Standort B, mittlerer Windpark	Standort A, großer Windpark
Anlagenspezifikation:			
Engpassleistung	MW	20	40
Stromerzeugung (netto)	MWh	48.000	112.000
Volllaststunden	h/a	2.400	2.800
Kostenparameter:			
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1.500	1.475
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	22,0	20,0
Finanzierungsbedingungen			
WACC Standard	%	3,30%	3,30%
WACC Risiko	%	4,78%	4,78%
Inflation	%	1,60%	1,60%
Mittlere Abschreibdauer (mAd)	a	25	25
Levelised Cost of Electricity			
LCOE ₂₀	€/MWh	65,5	56,9
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	69,9	60,7

Als Spezifika bei Wasserkraftanlagen erscheint aufgrund der Langlebigkeit essentieller Bau- und Anlagenteile die Berücksichtigung des Anlagenrestwerts nach Ende der Förderdauer essentiell. Dem wird im Rahmen der LCOE-Berechnung Rechnung getragen (bei Neuanlagen), wo neben Investitionen in maschinenbauliche und elektrische Anlagenteilen auch jene für Wasserbauten und Gebäude anfallen und typischerweise einen umfangreichen Teil der Gesamtinvestitionen ausmachen.

Bei den anderen Technologien wird hiervon Abstand genommen, da diese nicht von derartiger Langlebigkeit geprägt sind und dies auch den in der Projektfinanzierung üblichen Konditionen widersprechen würde.

2.1.3 Kostenmäßige Behandlung von Wärme bei KWK

Die Berechnung der azW in Biomasse- und Biogas-KWK-Anlagen empfehlen wir analog zur Berechnungsmethodik durchzuführen, wie sie in diesem Gutachten auch für die anderen Technologien zum Einsatz kommt. Wärmeerlöse empfehlen wir wie folgt zu definieren und in der Barwertmethode von den jährlichen Ausgaben abzuziehen.

$$g_i * Q_i \text{ in } [€]$$

Dabei definieren wir g_i in $[\text{€}/\text{MWh}_{\text{Wärme}}]$ als spezifische Erlöse pro verkaufter Wärmeeinheit und Q_i in $[\text{MWh}_{\text{Wärme}}]$ als die gesamte, jährliche verkaufte Wärmemenge. Die Laufvariable i steht für das Betriebsjahr und erlaubt einen sich jährlich verändernden Wärmeerlös zu berücksichtigen. Diese Methode kann als „Restwertmethode für Koppelprodukte“ verstanden werden, allerdings wollen wir den Begriff „Restwert“ für den verbleibenden Wert der (v.a. Wasserkraft-)Anlagen nach der angenommenen durchschnittlichen Abschreibdauer verwenden.

Der Brennstoffnutzungsgrad (BNG) ist durch die genutzte Wärmemenge definiert (siehe Kapitel 2.4). Die genutzte Wärmemenge kann kleiner oder gleich der erzeugten Wärmemenge sein. Die erzeugte Wärmemenge ergibt sich aus dem thermischen Wirkungsgrad der Anlage, den Volllaststunden (VLH) und der elektrischen Leistung der Anlage unter Berücksichtigung des elektrischen Wirkungsgrades. Die genutzte Wärmemenge entspricht andererseits der Menge der eingesetzten Energieträger (z.B. Hackschnitzel bei fester Biomasse und verfeuertes Biogas bei Biogasanlagen) multipliziert mit dem BNG abzüglich der erzeugten Strommenge. Die berechneten prozentuellen

Unterschiede zwischen erzeugter und genutzter Wärmemenge werden für feste Biomasse in Kapitel 6.4.3 und für Biogas in Kapitel 7.4.2 ausgewiesen.

Auch wenn v.a. bei Biogas nicht die gesamte genutzte Wärmemenge verkauft wird (ein Anteil wird zur Beheizung des Fermenters genutzt), werden für alle azWs für feste Biomasse und Biogas 100% der genutzten Wärmemenge zur Berechnung der Wärmeerlöse herangezogen. Dadurch wird einerseits eine einheitliche und transparente Berechnungsmethodik ermöglicht, andererseits können so, wenn auch vereinfacht, die Kosten der Wärmeeigennutzung berücksichtigt werden.

2.1.4 Strompreistrends

Großhandelsstrompreisannahmen sind eine zentrale Grundlage für die Berechnungen zu Erlösstrukturen bei Investitionsförderungen. Prognosen über einen solch langen Betrachtungszeitraum bei einem derart dynamischen Marktumfeld wie dem Strommarkt sind allerdings mit zahlreichen Unsicherheiten wie z.B. der Entwicklung des Kraftwerkparks, der Brennstoffkosten, der Kosten für Emissionsrechte, des regulatorischen oder des Marktumfelds behaftet. Das Heranziehen verschiedener möglicher Trends basierend auf diversen Quellen dient dazu, eine Bandbreite an Entwicklungen abzudecken und deren Auswirkungen auf den Förderbedarf darzustellen.

Abbildung 1 zeigt die entwickelten Strompreistrends (real) im Rahmen dieses Gutachtens (orange eingefärbt - „EAG Szenario Hoch“, „EAG Szenario Mittel“ und „EAG Szenario Niedrig“). Letztendlich herangezogen für die Abschätzung der Anreize der Investitionszuschüsse wurde das EAG Hochpreisszenario.

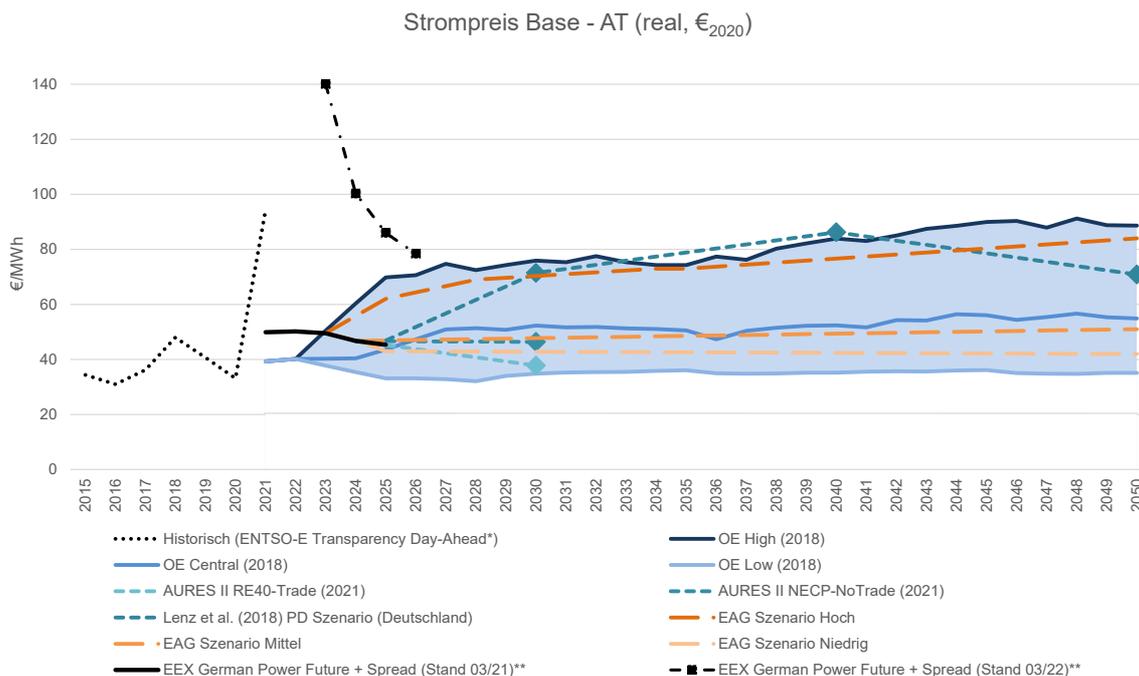


Abbildung 1: Strompreistrends (real, EUR₂₀₂₀) Österreich 2015 bis 2050¹⁴ (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Resch, Liebmann, & Schöniger, 2019), (AURES II, 2021), (Lenz, et al., 2018), (ENTSO-E, ENTSO-E Transparency Platform, 2022) und (EEX, 2022))

Die historischen Preise der Jahre 2015 bis 2021 sind Day-Ahead Preise für die für Österreich relevante Gebotszone (vor der Strompreiszonentrennung 2018 DE-AT-LU, danach AT) (ENTSO-E, ENTSO-E Transparency Platform, 2022). Für die nahe Zukunft sind die EEX Power Future Preise (Baseload) aufgetragen (EEX, 2022). Die Futures-Preise sind mit Stand März 2021 sowie mit Stand März 2022 aufgetragen, was die starken Marktverwerfungen im Jahr dazwischen veranschaulicht. Aufgrund mangelnder Liquidität für österreichische Futures wurden für die Darstellungen die Settlement-Notierungen der Futures für die deutsche Strompreiszone herangezogen. Als Spread zwischen der deutschen und der österreichischen Gebotszone wurde 2,5 €₂₀₂₀/MWh angenommen, dies entspricht dem durchschnittlichen AT-DE Spread am Day-Ahead Markt der Jahre 2019/2020 (ENTSO-E, ENTSO-E Transparency Platform, 2022).

Die blau hinterlegten OE Trends (real und nominal) sind Angaben von Österreichs Energie für die Studie Mission#Impact zur Bewertung des Ausbaus erneuerbarer Energien aus dem Jahr 2018 (Resch, Liebmann, & Schöniger, 2019). Die beiden Strompreise für das Jahr 2030

¹⁴ *bis 30.09.2018 Gebotszone DE-AT-LU, ab 01.10.2018 Gebotszone AT; **Zeitraum für die Durchschnittsbildung der Settlement-Notierungen: 28.12.20-19.03.21 bzw. 31.1.22-16.3.22; Annahme für Spread AT-DE im Jahresdurchschnitt 2,5 €₂₀₂₀/MWh

aus dem AURES II Projekt (AURES II, 2021) sind Ergebnisse aktueller Berechnungen verschiedener Ausbauszenarien für die EU27 aus dem Jahr 2021 seitens der TU Wien. Das AURES II Projekt beschäftigt sich mit der Implementierung von Auktionen (national sowie grenzübergreifend) zum Ausbau erneuerbarer Energien. Um diese Ergebnisse in weiteren Kontext zu stellen, ist außerdem noch eine Studie dargestellt, die einen Kompromiss aus klimapolitischen und wirtschaftlichen Zielen für den deutschen Strommarkt darstellt (Lenz, et al., 2018).

Die drei vorgeschlagenen EAG Szenarien, die im Rahmen dieses Gutachtens berücksichtigt werden, decken somit eine breite Palette von Großhandelsstrompreisszenarien ab. Eine weitere Orientierungshilfe bieten die Strompreisszenarien von (Energy Brainpool, 2019) in Abbildung 2, die ebenfalls die grobe Spannbreite möglicher Entwicklungen in ausgewählten EU-Staaten aufzeigen und sich mit den gewählten EAG Szenarien decken (siehe Abbildung 1).

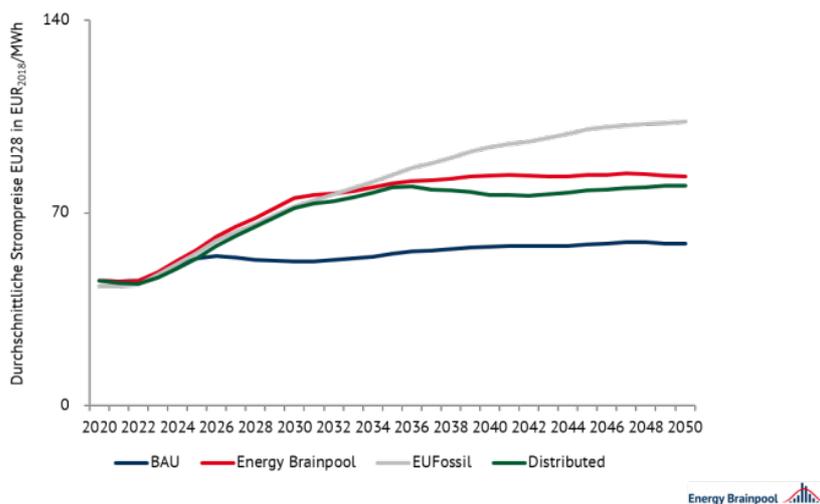


Abbildung 2: Entwicklung der Strompreise in €₂₀₁₈/MWh der jeweiligen Szenarien ausgewählter EU-Staaten (Quelle: (Energy Brainpool, 2019))

Abbildung 3 zeigt abschließend die gleichen Szenarien wie Abbildung 1 in nominaler Einheit (es wurde in Einklang mit den anderen Berechnungen dieses Gutachtens in der mittleren bis langen Frist eine jährliche Inflation von 2,0% angenommen, während in der kurzen Frist aktuelle Marktverwerfungen Berücksichtigung fanden (vgl. Abschnitt 2.5)).

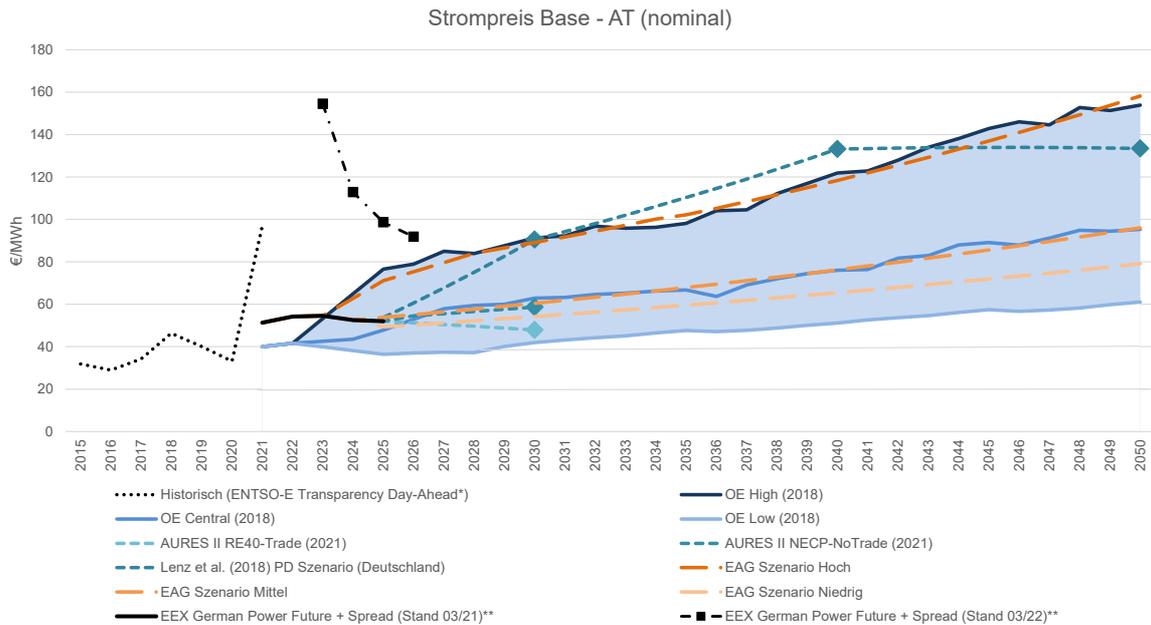


Abbildung 3: Strompreistrends (nominal) Österreich 2015 bis 2050¹⁵ (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Resch, Liebmann, & Schöniger, 2019), (AURES II, 2021), (Lenz, et al., 2018), (ENTSO-E, ENTSO-E Transparency Platform, 2022) und (EEX, 2022))

2.2 Finanzierungsaspekte

2.2.1 Datengrundlagen

In der Berechnung der Stromgestehungskosten bzw. zur Ermittlung des Förderbedarfs künftiger Ökostromanlagen ist eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die seitens der Betreiber*innen zu tätigen Investitionen zu berücksichtigen. Soweit erforderlich, ist eine differenzierte Betrachtung nach Technologien sowie nach Risiko- und Investorenstruktur zu berücksichtigen.

Zur Klärung der Frage hinsichtlich zugrundeliegender Finanzierungsbedingungen wurde einerseits auf aktuelle Erhebungen zum Status Quo der Finanzierungsbedingungen für erneuerbare Energien wie Windenergie und Photovoltaik in europäischen Mitgliedsstaaten zurückgegriffen. In diesem Kontext wurde Ende 2019 eine entsprechende Bottom-Up Erhebung im Rahmen des EU-Forschungsprojekts AURES II

¹⁵ *bis 30.09.2018 Gebotszone DE-AT-LU, ab 01.10.2018 Gebotszone AT; **Zeitraum für die Durchschnittsbildung der Settlement-Notierungen: 28.12.20-19.03.21 bzw. 31.1.22-16.3.22; Annahme für Spread AT-DE 2,5 €/2020/MWh

abgeschlossen und in Folge ausgewertet, vgl. (Roth et al., 2021). Diese Erhebung stellt bis heute die umfassendste und insb. sektorspezifische empirische Erfassung von Kapitalkosten und Finanzierungsstrukturen im Bereich der Projektierung erneuerbarer Energien dar.

Die Auswertungen spiegeln eine große Bandbreite an Finanzierungsbedingungen über die verschiedenen EU-Mitgliedsstaaten hinweg wider (vgl. Abbildung 4). Im Fall von Windenergie (an Land) bewegt sich der erhobene WACC europaweit zwischen 1,3% und 10,0%, für Österreich wird hier eine Bandbreite von 4,3% bis 5,0% angegeben, vgl. Abbildung 4 bzw. Tabelle 5.

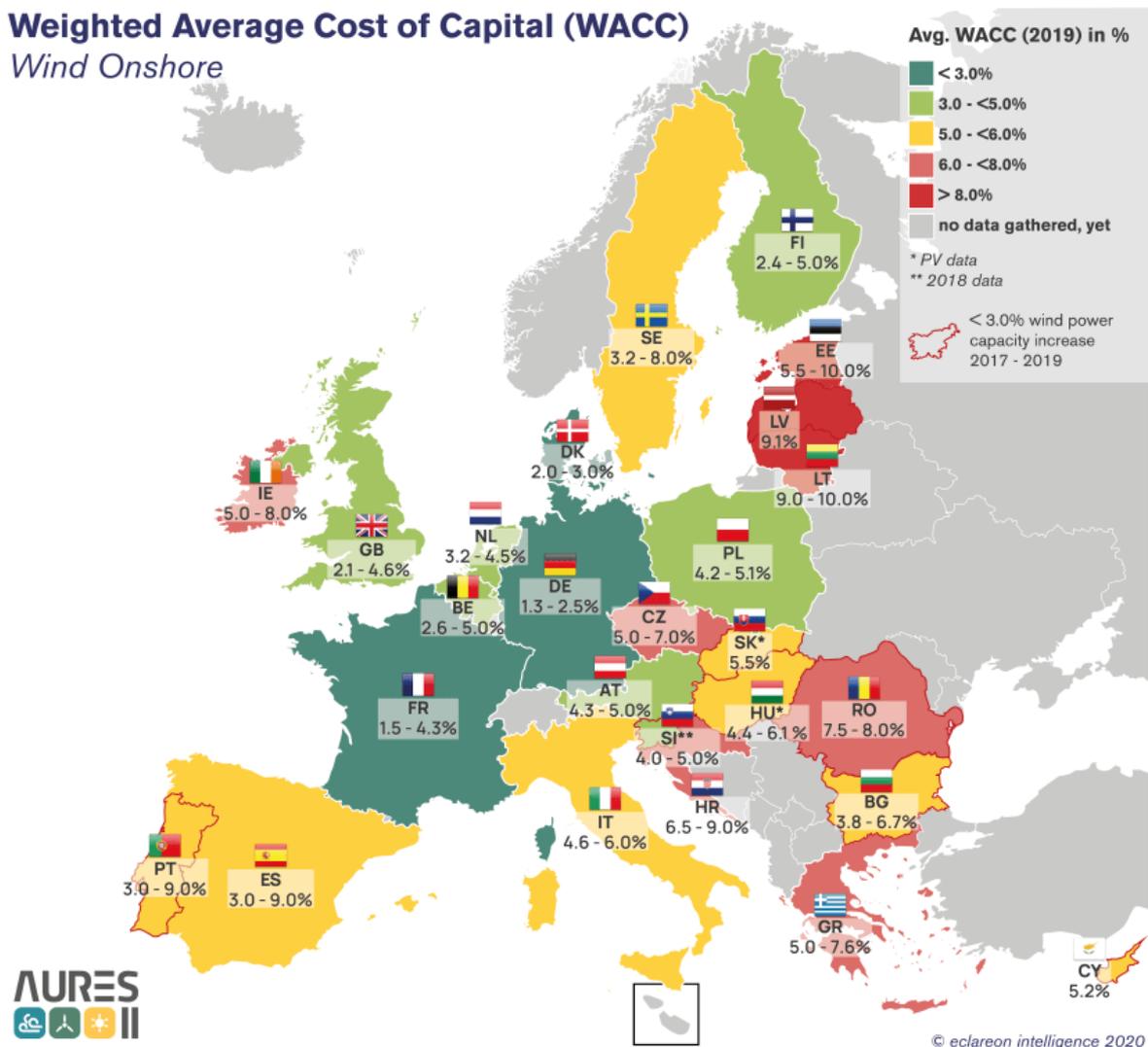


Abbildung 4: Überblick zu den Ergebnissen der europaweiten WACC-Erhebung für Windenergie im Zeitraum 2018 bis 2019 (auf Englisch) (Quelle: (AURES II, 2021) bzw. (Roth et al., 2021))

Tabelle 5: Zusammenfassung zentraler Ergebnisse der europaweiten Erhebung zu Finanzierungsbedingungen für Windenergie- und Photovoltaikprojekte im Zeitraum 2018 bis 2019 (Quelle: (AURES II, 2021), (Roth et al., 2021))

Ergebnisse der europaweiten Erhebung zu Finanzierungsbedingungen für EE-Projekte in den Jahren 2018-2019 (H2020 Projekt AURES2: www.aures2project.eu - siehe Roth et al. (2021)):

WACC Bandbreiten für Windenergie an Land in ausgewählten EU Ländern (Zeitraum: 2018-2019)

		<u>Minimum</u>	<u>Maximum</u>	<u>Durchschnitt</u>
Österreich	%	4,30%	5,00%	4,65%
Dänemark	%	2,00%	3,00%	2,50%
Deutschland	%	1,30%	2,50%	1,90%
Frankreich	%	2,60%	5,00%	3,80%
Niederlande	%	3,20%	4,50%	3,85%
Ungarn	%	4,40%	6,10%	5,25%

WACC Bandbreiten für Photovoltaik in ausgewählten EU Ländern (Zeitraum: 2018-2019)

		<u>Minimum</u>	<u>Maximum</u>	<u>Durchschnitt</u>
Österreich	%	n.v.	n.v.	n.v.
Frankreich	%	2,30%	4,30%	3,30%
Ungarn	%	4,40%	6,10%	5,25%

Bandbreiten bei Fremdkapitalkosten für Windenergie an Land in ausgewählten EU Ländern (Zeitraum: 2018-2019)

		<u>Minimum</u>	<u>Maximum</u>
Österreich	%	1,0%	3,5%
Dänemark	%	0,8%	2,0%
Deutschland	%	0,8%	1,8%
Frankreich	%	1,0%	2,0%
Niederlande	%	1,5%	2,5%
Ungarn	%	3,5%	5,9%

Bandbreiten bei Eigenkapitalkosten für Windenergie an Land in ausgewählten EU Ländern (Zeitraum: 2018-2019)

		<u>Minimum</u>	<u>Maximum</u>
Österreich	%	2,2%	10,0%
Dänemark	%	6,0%	8,0%
Deutschland	%	2,8%	7,8%
Frankreich	%	4,0%	8,0%
Niederlande	%	10,0%	12,0%
Ungarn	%	5,0%	12,0%

Bandbreiten bei Eigenkapital-Anteilen für Windenergie an Land in ausgewählten EU Ländern (Zeitraum: 2018-2019)

		<u>Minimum</u>	<u>Maximum</u>
Österreich	%	11%	30%
Dänemark	%	20%	25%
Deutschland	%	0%	23%
Frankreich	%	8%	20%
Niederlande	%	20%	20%
Ungarn	%	25%	40%

Tabelle 5 zeigt neben den WACC-Bandbreiten für ausgewählte Länder auch Eigen- bzw. Fremdkapitalkosten sowie Bandbreiten für Eigenkapitalanteile. Den Ausführungen des

Projektendberichts folgend ist davon auszugehen, dass es sich um Nach-Steuer-Werte für den WACC handelt. Darüber hinaus ist darauf hinzuweisen, dass empirische Studien nahelegen, dass die Erhebung in einem Umfeld tendenziell erhöhter Kapitalkosten auf den Märkten erfolgte.¹⁶

Für Österreich wurden in der Studie leider keine WACC-Werte für PV erhoben, da es sich um Erhebungen von Freiflächenanlagen handelte. Nichtsdestotrotz wird aus dem Beispiel anderer Länder ersichtlich, dass sich die WACC-Bandbreiten für Wind und PV größtenteils decken und damit die Studienergebnisse auch für Österreich einen repräsentativen Einblick in das Finanzierungsgeschehen für beide Technologien erlauben. Mit Blick auf Österreich sei des Weiteren angemerkt, dass speziell bei den Angaben zu Eigenkapitalrenditen die für Österreich angegebene untere Bandbreite keineswegs als repräsentativ angesehen werden kann: Ein Wert von 2,2% erscheint deutlich zu niedrig, angemessen und üblich erscheint hier ein unterer Wert von 6% bzw. ein Mittelwert von 8%, wie auch der Vergleich mit der resultierenden WACC-Bandbreite nahelegt¹⁷.

Ergänzend zur Bottom-Up Erhebung der Finanzierungsbedingungen im Rahmen der laufenden EU-Studie wurden auch allgemeine Finanzmarktparameter erhoben (SWAP-Rate für langfristige Kredite, EURIBOR Indizes). Speziell dort, wo ein umfangreicher Erfahrungsschatz hinsichtlich der Projektfinanzierung im Ökostrombereich besteht, wurde der österreichische Bankensektor im Rahmen von Interviews befragt. Ebenso wurde die aktuelle Regulierungssystematik in anderen Strommarkt Bereichen konsultiert, konkret die auf Stromübertragungsnetzbetreiber seitens der E-Control aktuell angewandte. Hier wurde zuletzt im Jahr 2018 für ein vergleichsweise risikoärmeres Marktumfeld ein $WACC_{v.St.}$ von 4,88% bestimmt – unter seinerzeit aber anderen Finanzmarktkonditionen.

2.2.2 WACC-Ableitung

Für die azW-Berechnung ist ausgehend von der Bottom-Up Erhebung eine weitere Spezifizierung der Finanzierungsbedingungen erforderlich, ebenso eine adäquate und repräsentative Parametrierung. Dies erfolgte auf Basis der obig beschriebenen

¹⁶ Siehe hierzu etwa die regelmäßigen Veröffentlichungen von impliziten Kapitalostensätzen für den deutschsprachigen Raum durch das Beratungsunternehmen ValueTrust (2022).

¹⁷ Die resultierende WACC-Bandbreite für Windenergie in Österreich liegt gemäß den in Tabelle 4 bzw. im Rahmen der Studie erhobenen Werte bei 4,3-5,0%. Berücksichtigt man des Weiteren die angegebenen EK-Anteile (11-30%) sowie die Fremdkapitalkosten in Höhe von 1,0-3,5%, so erscheinen 6% als unterer Wert für die Eigenkapitalkosten als realistisch.

Vorgehensweise. Die Ergebnisse dessen zeigt Tabelle 6, während die Festlegung der Einzelparameter nachfolgend erläutert wird.

Von zentraler Wichtigkeit für die Spezifizierung erscheint hier das zugrundeliegende Finanzierungsrisiko (vgl. Tabelle 6). Das Finanzierungsrisiko wird konkret in zwei Klassen unterteilt:

- Risikoarme Finanzierungsbedingungen – in Folge als Standardfall bezeichnet – treten dann auf, wenn das Strompreisrisiko der Fördernehmer*innen über Prämien abgefangen wird.
- Müssen die Fördernehmer*innen hingegen einen Teil ihrer Erzeugung unter eigenem Preisrisiko vermarkten, wie dies z.B. bei der Investitionsförderung eher der Fall ist oder ebenso nach Ende der Förderdauer bei Marktprämienförderungen, gelten die Finanzierungsbedingungen als risikoreich.

Tabelle 6. Eingangsparameter hinsichtlich zu unterstellender Finanzierungsbedingungen, differenziert nach Energieart und zugrundeliegendem Finanzierungsrisiko

Finanzierungsbedingungen <u>Fallbetrachtung:</u>		Alle Technologien exkl. Wasserkraft (Basisszenario)		Wasserkraft (Modifikation)	
		Standard	Risiko	Standard	Risiko
Beschreibung					
Eigenkapitalkosten nach Steuern	%	10,00%	12,00%	8,50%	10,50%
Fremdkapitalkosten	%	2,25%	2,25%	2,00%	2,00%
Körperschaftsteuer	%	23%	23%	23%	23%
EK-Anteil	%	20%	25%	30%	32,5%

Ausgangspunkt der angesetzten **Eigenkapitalkosten** sind die aus der AURES-Studie abgeleiteten empirischen Daten. Aus der für Windkraftprojekte in Österreich angeführten Bandbreite von 2,2% bis 10% wurde ein historischer Referenzwert in Höhe von 8% als angemessen erachtet. Im Lichte der gegenwärtigen Marktverwerfungen (Stand März 2022 – siehe auch Abschnitt 2.5) wurden diese um einen Zuschlag von 2,0 Prozentpunkten erhöht. Ein adäquater Risikoaufschlag von weiteren 2,0 Prozentpunkten, somit in Summe Eigenkapitalkosten in Höhe von 12,0%, wurde hingegen für den hinsichtlich dieses

Gutachtens als Sonderfall zu bezeichnenden Risikofall angesetzt, um entsprechende Erlösunsicherheiten widerzuspiegeln.¹⁸

Zur Bestimmung der **Fremdkapitalkosten** wurde auf zwei Parameter zentral: Der risikolose Fremdkapitalzinssatz und Risikozuschlag für Fremdkapital.

- Als Maß für den **risikolosen Fremdkapitalzinssatz** wird üblicher Weise auf die veröffentlichten Zinsstrukturdaten der Deutschen Bundesbank zurückgegriffen. Zum Stichtag 31.12.2021 belief sich der Referenzzinssatz für börsennotierte Bundeswertpapiere mit einer Restlaufzeit von 30 Jahren auf 0,12%, zum Stichtag 28.2.2022 auf 0,42%.
- Der **Risikozuschlag bei Fremdkapital** orientiert sich definitionsgemäß am operativen und verschuldungsgradbedingten Risiko der Kreditnehmer*innen bzw. des entsprechenden Kreditvorhabens. Dieser bewegt sich üblicher Weise um einen Wert von 1,75% ; dies deckt sich mit Angaben aus der Bankenbranche (Anonyme Bankenauskunft, 2021) und steht ebenso im Einklang mit der deutschen Regulierungspraxis im Bereich der erneuerbaren Energien (Wallasch A. et al., 2019).

Im Lichte der gegenwärtigen Marktverwerfungen wurde aus den dargelegten Komponenten unter Berücksichtigung der weiters zu erwartenden Inflationsdynamiken ein laufzeitkonstanter Fremdkapital-Kostensatz in Höhe von 2,25% abgeleitet.

Der **Körperschaftsteuersatz**, der insbesondere für die Ableitung der Vorsteuer-Eigenkapitalkosten erforderlich ist, orientiert sich an dem Grenzsteuersatz, der mit der Steuerreform 2022 für Wirtschaftsjahre ab 2024 zur Anwendung gelangt.

Ein weiterer zentraler Parameter zur WACC-Bestimmung ist der **Eigenkapitalanteil** (EK-Anteil). Hierfür wurde im Standardfall ein EK-Anteil von 20% unterstellt. Diese Angabe deckt sich mit den Ergebnissen der im Zuge der AURES II Studie durchgeführten Bottom-Up Erhebung (Roth et al., 2021), wo für Windkraftprojekte in Österreich eine

¹⁸ Anwendung findet dies beispielsweise bei der Ermittlung des Anlagenrestwerts eines Wasserkraftwerks im Betriebsjahr 21, also nach Ende der Vergütungsdauer, da ab diesem Zeitpunkt die Anlagenbetreiber*innen dem vollen Strommarktrisiko ausgesetzt sind. Ebenso werden, wie zuvor im Text erwähnt, Investitionsförderungen als risikoreicheres Instrument angesehen, da auch künftige Strommarkterlöse unter diese Kategorie fallen.

entsprechende Bandbreite von 11% bis 30% angegeben wurde. Gemäß Bankeninformationen liegt das Mittel bei den unterstellten 20% (Anonyme Bankenauskunft, 2021). Dieser Ansatz stellt pro futuro zugleich eine Balance zwischen den gegenwärtigen Marktverwerfungen sowie erwarteten höheren Absicherungsbedarfen aufgrund der Umstellung des Förderregimes auf die Rahmenbedingungen des EAG einerseits sowie den finanzmarktseitigen Chancen in Folge des Green Deal der EU und Verwässerungseffekten im Hinblick auf die angestrebten Investitionsvolumina andererseits dar.

Für die **Wasserkraft** erfolgte im Zuge der jüngsten Branchenkonsultation, im Rahmen dessen technologiespezifische Workshops stattfanden, und weiteren Erhebungen vom Februar 2022 eine Ableitung WACC-relevanter Branchenspezifika. Hierbei hat der typischerweise weitaus höhere EK-Anteil Gewicht. Dieser ist insbesondere in der längeren Lebensdauer der realisierten Projekte sowie in den gegenüber den anderen Technologien deutlich erhöhten leistungsspezifischen Investitionskosten begründet. Der daher um zehn Prozentpunkte erhöhte EK-Anteil führt allerdings gleichermaßen zu einer Risikoverschiebung, weswegen die Höhe der Eigenkapitalkosten um anderthalb Prozentpunkte verringert und jene der Fremdkapitalkosten auf 2,0% verringert wurde. Bei der Kleinwasserkraftwerk stellen die empirisch beobachtbaren geringeren EK-Anteile eine Besonderheit dar, die sie von der Großwasserkraft unterscheidet. Eine gleichlaufende Behandlung beider Ausprägungen erscheint aber insbesondere im Lichte der weiteren Behandlung beider Technologiensubkategorien zur Festlegung der anzulegenden Werte (insbesondere hinsichtlich der Restwertermittlung) sachgerecht.

Auf Basis dieser Eingangsparameter lassen sich die in Tabelle 7 ausgewiesenen WACC-Angaben ermitteln. Für die Berechnung des Förderbedarfs dient maßgeblich der **nominale WACC vor Steuer** – dieser liegt folglich **im Standardfall bei 4,39% respektive 4,71% für die Wasserkraft**, im Risikofall bei 5,58% respektive 5,78% für die Wasserkraft.

Tabelle 7. Ermittelter WACC, differenziert nach Energieart und zugrundeliegendem Finanzierungsrisiko

Finanzierungsbedingungen Fallbetrachtung:	Alle Technologien exkl. Wasserkraft (Basisszenario)		Wasserkraft (Modifikation)	
	Standard	Risiko	Standard	Risiko
Beschreibung				
WACC vor Steuern	4,39%	5,58%	4,71%	5,78%

*In der Berechnung der Stromgestehungskosten bzw. zur Ermittlung des Förderbedarfs künftiger Ökostromanlagen ist eine angemessene Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital für die seitens der Betreiber*innen zu tätigen Investitionen zu berücksichtigen.*

Auf Basis der im Rahmen dieses Gutachtens durchgeführten Erhebung empfiehlt sich unter den aktuellen Finanzierungsbedingungen für den risikoarmen Standardfall, wie z.B. im Falle von Betriebsförderungen relevant, ein nominaler WACC vor Steuer von 4,39% respektive 4,71% für die Wasserkraft. Für risikoreichere Investitionen empfiehlt sich hingegen ein nominaler WACC vor Steuer in Höhe von 5,58% resp. 5,78% für die Wasserkraft.

2.2.3 Plausibilitätsbeurteilung

Die Plausibilität der abgeleiteten Vorschläge wurde laufend mit den in Abschnitt 2.2.1 dargestellten Datengrundlagen beurteilt sowie mit den Regulierungspraktiken ausländischer Regulatoren bzw. vergleichbarer Technologiesektoren. Diesbezüglich kann bereits auf die integrierten Darstellungen in Abschnitt 2.2.2 verwiesen werden.

Einen weiteren wesentlichen Referenzpunkt stellte ein Gutachten des Beratungsunternehmens ValueTrust dar, welches von Oesterreichs Energie beauftragt und Anfang März 2022 vorgelegt wurde (ValueTrust, 2022). Dessen Inhalt war die Ableitung eines einheitlichen WACC-Satzes für sämtliche erneuerbaren Technologien in Österreich. Hierfür wurde auf das Modell des Capital Asset Pricing Model (CAPM) zurückgegriffen, welches insbesondere dem Gedanken einer objektivierten Wertermittlung zugrunde liegt. Darüber hinaus erfolgte eine methodische Orientierung an den Grundsätzen für die Unternehmensbewertung der Kammer der Steuerberater und Wirtschaftsprüfer (KSW) in Österreich. Als Ergebnis wird ein $WACC_{n.st.}$ in Höhe von 4,98% (auf Basis einer aus historischen Marktrenditen abgeleiteten Marktrisikoprämie) bzw. 5,09% (auf Basis einer aus impliziten Renditen abgeleiteten Marktrisikoprämie) ermittelt, was einem für dieses Gutachten relevanten $WACC_{v.st.}$ in Höhe von 6,47% bzw. 6,61% entspricht.

Am 4. März 2022 erfolgte eine ausführliche Diskussion des vorgelegten Gutachtens und der zugrunde liegenden Annahmen mit den Gutachtern sowie mit Branchenvertretern. Im Ergebnis wurden die unterschiedlichen Annahmen und Beurteilungen erörtert.

Hervorzuheben ist dabei:

- Die Ableitung eines objektivierten Wertes mittels CAPM und damit anhand von Maßstäben des Kapitalmarktes erscheint für den gegenwärtigen Anwendungsfall nicht uneingeschränkt geeignet. Hierbei sind insb. der Normenkontext des EAG sowie die darin festgehaltenen förderpolitischen Zielsetzungen hervorzuheben.
- Die Ableitung der Peer Group im von den Branchenvertretern vorgelegten Gutachten, die über den ermittelten Beta-Faktor maßgeblich das Ergebnis des ValueTrust-Gutachtens prägt, scheint nur von eingeschränkter Repräsentativität für jene Unternehmen, auf die sich das EAG in seiner Gesamtheit zukünftig erstrecken wird. Dies gilt im Besonderen auch hinsichtlich Annahmen zur Finanzierung wie etwa einer Globalfinanzierung auf Basis eines 66%-igen EK-Anteils.
- Die im von den Branchenvertretern vorgelegten Gutachten vertretene Position ist insofern nachvollziehbar, als dass das Verhältnis des Eigenkapitals zum Fremdkapital Auswirkungen auf die erwartete Fremdkapitalverzinsung hat. Ein höherer Fremdkapitalanteil (und damit ein niedrigerer Eigenkapitalanteil) führt aufgrund des gesteigerten Ausfallsrisikos zu höheren Fremdkapitalkosten und durch den Anstieg des systematischen Risikos auch zu höheren Eigenkapitalkosten; umgekehrt resultiert ein niedrigerer Fremdkapitalanteil (und damit ein höherer Eigenkapitalanteil) in niedrigeren Fremd- und Eigenkapitalkosten.
- Nur kurz diskutiert wurden weiters die generellen methodischen Limitationen, die einer auf impliziten Kapitalmarktparametern basierenden Vorgehensweise zugrunde liegen und daher ebenso einen reflektierten Umgang erfordern.

Zum weiteren Abgleich der Plausibilität wurde das Wertermittlungsmodell des ValueTrust-Gutachtens repliziert, wobei entscheidende Parameter einer Sensitivitätsanalyse unterzogen wurden. Besondere Aufmerksamkeit haben insb. die Annahmen zum Beta-Faktor erhalten. Hierbei war es möglich, auf Grundlage dieses Wertermittlungsmodells zu sehr ähnlichen Resultaten zu gelangen, wie sie in Tabelle 7 als Empfehlung festgehalten sind. Dies stützt im Ergebnis die in Abschnitt 2.2.2 abgeleiteten Empfehlungen in beide Richtungen.

2.3 Allgemeine Kosten- und Erlösparameter

Um die Wirtschaftlichkeit von Stromerzeugungsanlagen zu bewerten, müssen alle zugrundeliegenden Kostenkomponenten berücksichtigt werden. Diese Kosten umfassen neben den laufenden Betriebskosten (Wartung, Reinigung, Versicherung, Pacht, evtl. Brennstoffkosten) und Investitionskosten für die Anlage selbst (inkl. Montage und Installation) unter anderem auch Kosten für das öffentliche Stromnetz. Diese Netzentgelte gliedern sich in laufende (pro kWh, pro kW oder pro Zeiteinheit zu zahlende) Beträge und einmalige Anschlusskosten. Laufende Netzentgelte sind an den Netzbetreiber zu zahlen, wobei Anschlusskosten teils von Anlagenbetreiber*innen selbst zu entrichten als auch an den Netzbetreiber zu vergüten sind. Diese Netzkostenkomponenten, außer jene des Netzanschlusses (Netzzutrittsentgelt und Kosten für die Netzableitung), sind im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EIWOG 2010, Novelle 2021) und der Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE-V 2018, Novelle 2021) festgesetzt.

Zusätzlich zu den Kostenkomponenten des Stromnetzes sind auch etwaige Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Erlöse durch HKN (vgl. EAG § 47 Art. 2 Z 3) in den Betriebskosten aller Ökostromtechnologien zu berücksichtigen.

Der Strompreis für Endkund*innen setzt sich in Österreich aus den Komponenten Energiepreis, Netzentgelte und sonstige Abgaben und Steuern zusammen. Zudem sind einige Bestandteile der Netzentgelte und Abgaben/Steuern auch von Stromeinspeiser*innen zu entrichten. Um Aussagen über die Wirtschaftlichkeit einer Stromerzeugungsanlage zu treffen, müssen diese Kostenkomponenten und weitere Kosten, die mit dem Anschluss an das öffentliche Stromnetz zusammenhängen, mitberücksichtigt werden. Diese Kostenkomponenten werden für die Berechnung des LCOE für den Vorschlag der Festsetzung der anzulegenden Werte für die einzelnen Erzeugungstechnologien einbezogen. Zukünftige Änderungen der Entgeltstruktur für Einspeiser*innen können an dieser Stelle noch nicht berücksichtigt werden (siehe z.B. „Tarife 2.1“ (E-Control, 2021b), „SO-Guideline - Verordnung (EU) 2017/1485“ (E-Control, 2017b) und Überarbeitungen der „TOR“ (E-Control, 2019c)).

2.3.1 Netzentgelte für Stromeinspeiser*innen

Wie in Abbildung 5 ersichtlich ist, sind nach aktuellem Stand (März 2022) folgende Entgelte für Stromeinspeiser*innen zu entrichten:

- Netzzutrittsentgelt
- Netzverlustentgelt (für Einspeiser*innen größer 5 MW)
- Systemdienstleistungsentgelt (für Einspeiser*innen größer 5 MW)
- Messentgelt
- Entgelt für sonstige Leistungen

Anschlussentgelte		Netznutzungsentgelte		Netzverluste	Systemdienstleistungen	Zähler	Andere
Netzzutrittsentgelt	Netzbereitstellungsentgelt	Leistungskomponente	Arbeitskomponente	Netzverlustentgelt	Systemdienstleistungsentgelt	Messentgelt	Entgelt für sonstige Leistungen
Einspeiser				Einspeiser > 5MW		Einspeiser	
Entnehmer						Entnehmer	

Abbildung 5: Aktueller Stand der Netzentgelte (Quelle: (E-Control, 2021b))

Im Folgenden werden die laut Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018 (SNE-V), Novelle 2021¹⁹, festgesetzten Netzentgelte und die individuell zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber*in zu vereinbarenden Netzzutrittsentgelte näher beschrieben und die für die LCOE-Berechnung herangezogenen Werte erläutert.

Festgesetzte Netzentgelte (SNE-V 2018, Novelle 2021) für Stromeinspeiser*innen

Die in der SNE-V 2018, Novelle 2021, festgesetzten Netzentgelte für Stromeinspeiser*innen beinhalten das Netzverlustentgelt, das Systemdienstleistungsentgelt, das Messentgelt und das Entgelt für sonstige Leistungen.

Das Netzverlustentgelt deckt – nach § 53 EIWOG 2010, Novelle 2021 – Kosten des Netzbetreibers ab, die für den Ausgleich der physikalischen Netzverluste entstehen und muss von Stromeinspeiser*innen mit einer Leistung größer 5 MW entrichtet werden. Es ist in der SNE-V 2018, Novelle 2021 je Netzebene (NE) und Netzgebiet und je eingespeiser

¹⁹ BGBl. II Nr. 558/2021

kWh festgesetzt. Die für die Berechnung herangezogenen Werte sind in Tabelle 87 im Anhang angeführt.

Das Systemdienstleistungsentgelt kompensiert den Regelzonenführer für die Kosten, die durch den Einsatz von Regelreserve (Sekundär- und Tertiärregelleistung) entstehen und nicht anderweitig, wie durch die Ausgleichsenergieabrechnung, gedeckt werden (siehe § 56 ElWOG 2010, Novelle 2021). Diese Tarifkomponente ist für Einspeiser*innen mit einer Leistung größer 5 MW und für ganz Österreich einheitlich laut SNE-V 2018, Novelle 2021, zu entrichten und beträgt 0,008 ct/kWh.

Das Messentgelt muss von allen Einspeiser*innen entrichtet werden und entschädigt den Netzbetreiber für die Kosten, die mit der Installation und dem Betrieb von Messeinrichtungen verbunden sind (siehe §57 ElWOG 2010, Novelle 2021). Die maximalen Werte des Messentgeltes in Österreich werden in der SNE-V 2018, Novelle 2021, in €/Monat oder € vorgeschrieben. Diese Messentgelte sind in Tabelle 88 im Anhang angeführt.

Ebenso sind die Entgelte für sonstige Leistungen von allen Stromeinspeiser*innen zu entrichten. Sie entschädigen den Netzbetreiber für weitere, unmittelbar durch den/die Netzbenutzer*in verursachte Kosten (siehe § 58 ElWOG 2010, Novelle 2021). Die Maximalwerte für das Entgelt sind in € (bzw. €/Monat) in der SNE-V 2018, Novelle 2021, festgesetzt und in Tabelle 89 im Anhang ersichtlich.

Die über alle Netzbereiche gemittelten und für die weitere Berechnung der Stromgestehungskosten angesetzten laufenden Netzkosten sind in Tabelle 8 dargestellt. Für die Berechnung der LCOEs wurde die zu entrichtenden Kosten für die Drehstromzählung und, für Einspeiser*innen größer 5 MW, das Systemdienstleistungsentgelt und Netzverlustentgelt berücksichtigt.

Tabelle 8: Angenommene laufende Netzkosten

Über Netzbereiche gemittelte laufende Netzkosten	
Drehstromzählung	28,8 €/a
Systemdienstleistungsentgelt (Einspeiser*innen >5 MW)	0,28 €/MWh
Netzverlustentgelt (Einspeiser*innen >5 MW)	0,93 €/MWh Mittelwert NE 3 1,06 €/MWh Mittelwert NE 4

*Die laut Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018, Novelle 2021 (BGBl. II Nr. 558/2021), festgesetzten Netzentgelte für Stromeinspeiser*innen werden in der Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) je Einspeisetechnologie berücksichtigt.*

Netzzutrittsentgelte für Stromeinspeiser*innen

Das Netzzutrittsentgelt entschädigt den Netzbetreiber für Kosten des erstmaligen Netzanschlusses oder für Änderungen des Anschlusses (§ 54 ElWOG 2010, Novelle 2021) (siehe auch Abbildung 5). Diese Entgeltkomponente wurde bisher individuell zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber*in festgesetzt, wobei auch eine Pauschalierung möglich ist. Das durch den Netzbetreiber festgesetzte Netzzutrittsentgelt muss transparent und nachvollziehbar gegenüber Einspeiser*innen dargestellt werden. Eine Ablehnung des Anschlusses ist schriftlich zu begründen (Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz der Netzbetreiber).

Abbildung 6 zeigt, dass der Anschluss bis zum Netzanschlusspunkt²⁰ von dem/der Anlagenbetreiber*in direkt zu bezahlen ist (siehe Kapitel 2.3.2). Der Anschluss ab dem Netzanschlusspunkt zum öffentlichen Stromnetz ist durch den Netzbetreiber herzustellen, wobei die Kosten durch das Netzzutrittsentgelt dem/der Anlagenbetreiber*in in Rechnung gestellt werden.

²⁰ Dieser **Netzanschlusspunkt** bezeichnet „jene Stelle im Netz, an der die tatsächliche Anbindung von Anlagen des Netzbenutzers an das bestehende Netz erfolgt und an der in weiterer Folge elektrische Energie (Strom) in das Netz eingespeist oder daraus entnommen wird“ (E-Control, 2016b). Siehe auch Analogien zur Begrifflichkeit der **Übergabestelle**, die einen „vertraglich fixierte[n] Punkt im Stromnetz, an dem elektrische Energie (Strom) zwischen Vertragspartnern übergeben wird“, bezeichnet (E-Control, 2016b). Der **Netzzutrittspunkt** ist wiederum „der Beginn des netzseitigen Teils der Anschlussanlage, der bei der Eigentumsgrenze (meist ident mit Netzanschlusspunkt bzw. Übergabestelle) endet und dient damit auch zur Festlegung des Netzzutrittsentgelts“ (E-Control, 2021e).

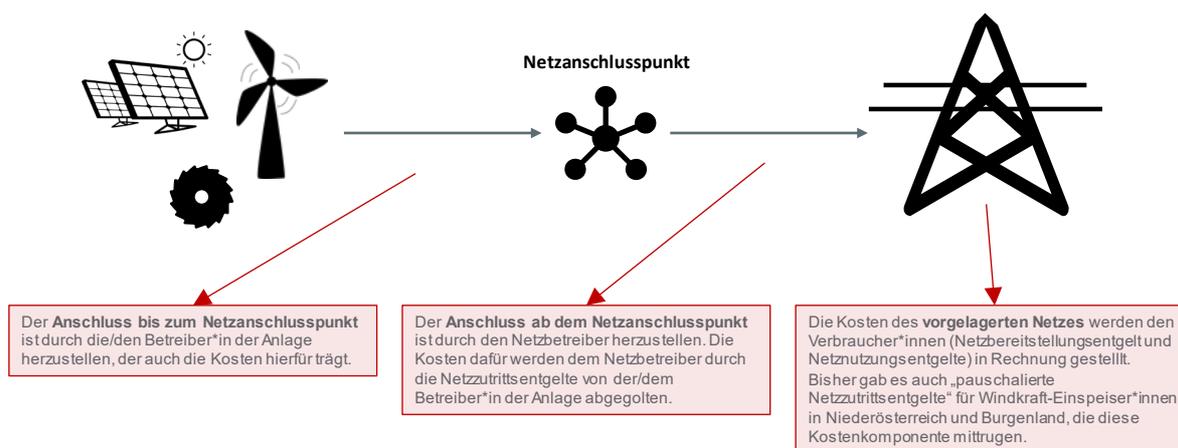


Abbildung 6: Kostenkomponenten für den Netzzugang

Hierbei gilt es anzumerken, dass bisher etwaige Transformatorstationen (siehe *Netzzugangspunkt* in Abbildung 6) entweder direkt durch den/die Anlagenbetreiber*in angeschafft und bezahlt oder durch den Netzbetreiber installiert wurden (und dann durch die Netzzutrittsentgelte abgerechnet wurden). Die Eigentumsgrenze kann unterschiedlich vereinbart werden, und damit auch, wer von beiden Beteiligten welche Betriebsmittel beschafft und installiert. Damit kann die Eigentumsgrenze auch mitten in der Schaltanlage verlaufen. Die EIWOG-Novelle sieht künftig pauschalierte Netzzutrittsentgelte für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen vor (siehe § 54 Abs. 4 der EIWOG-Novelle). Die EIWOG-Novelle sieht auch vor, dass, wenn die tatsächlichen Kosten für den Netzzugang 175 €/kW übersteigen, diese der/dem Anlagenbetreiber*in separat verrechnet werden können. Die Pauschalierung ist nach Anlagengröße gestaffelt (siehe konkrete Werte in Tabelle 9). Im Folgenden wird auf die Netzzutrittsentgelte je Einspeisetechnologie eingegangen.

„Pauschalierte Netzzutrittsentgelte“²¹, die neben den direkt mit dem Anschluss verbundenen Kosten auch erweiterte Kostenkomponenten des vorgelagerten Netzes abdecken (siehe Abbildung 5), kamen nur für Windkraftanlagen (WKA) in Niederösterreich und dem Burgenland zur Anwendung (siehe ausführlicher weiter unten in diesem Kapitel). Die erhobenen Netzzutrittsentgelte sind in Tabelle 9 dargestellt und beinhalten auch nicht pauschalierte Anlagen aus der Steiermark. Für WKA teils zu installierende Blindleistungskompensationsanlagen können signifikante Kosten verursachen und sind

²¹ Diese bisherigen „pauschalierten Netzzutrittsentgelte“ für Windkraftbetreiber*innen in Niederösterreich und Burgenland sind nicht zu verwechseln mit den pauschalierten Netzzutrittsentgelten, welche für alle Ökostromtechnologien laut § 54 der EIWOG-Novelle festgesetzt werden.

von der/dem Windkraftbetreiber*in zu bezahlen. Da Kosten für Kompensationsanlagen nur in speziellen Anwendungsfällen zu entrichten sind, werden diese in der weiteren LCOE-Berechnung nicht berücksichtigt. Für WKA werden wie auch bei anderen Erzeugungstechnologien in den folgenden Berechnungen die pauschalierten Netzzutrittsentgelte laut § 54 Abs. 4 der EIWOG-Novelle herangezogen.

Die pauschalierten Netzzutrittsentgelte (laut § 54 Abs. 4 der EIWOG-Novelle) sind auch für Photovoltaikanlagen anzuwenden. Zudem soll für Photovoltaikanlagen bis 20 kW_p, die einen bestehenden Entnahmeanschluss aufweisen, kein zusätzliches Netzzutrittsentgelt erhoben werden (§ 17a der EIWOG-Novelle). Bisherige Netzzutrittsentgelte wurden für das vorliegende Gutachten von Photovoltaikbetreiber*innen erhoben und sind in Tabelle 9 dargestellt.

Für Einspeiser*innen von Elektrizität aus Wasserkraft oder KWK werden ebenso die festgesetzten pauschalierten Netzzutrittsentgelte herangezogen (siehe § 54 Abs. 4 der EIWOG-Novelle). Tabelle 9 zeigt neben den neuen pauschalierten Netzzutrittsentgelten auch Daten bisheriger Netzzutrittsentgelte aus Betreibererhebungen und Gesprächen mit Verbänden.

*Netzzutrittsentgelte wurden, außer für den Anschluss von Windkraftanlagen in Niederösterreich und Burgenland, bisher individuell zwischen dem Netzbetreiber und den Anlagenbetreiber*innen vereinbart. Sie waren je Netzbereich und Netzebene, aber auch je spezifischem Standort und Anschlussleistung unterschiedlich. Die EIWOG-Novelle sieht hier eine Pauschalierung für erneuerbare Anlagen vor.*

Bisherige Netzzutrittsentgelte wurden im Rahmen der Betreiberdatenerhebung abgefragt. Tabelle 7 zeigt dabei die Spreizung der erhobenen (und teils für Windkraft pauschalierten) oder in Forschungsprojekten herangezogenen Netzzutrittsentgelte.

*Für die weiteren Berechnungen der Stromgestehungskosten (LCOE) werden die neu festgesetzten pauschalierten Netzzutrittsentgelte für erneuerbare Einspeiser*innen gemäß EIWOG-Novelle herangezogen.*

Tabelle 9: Netzzutrittsentgelte je Technologie

	Wasserkraft-Anlagen bis 25 MW (für Revitalisierung bis 10 MW)	Windkraft-anlagen	Photovoltaik-anlagen ab 10 kW _p	Biomasse-anlagen bis 5 MW _{el}	Biogasanlagen bis 250 kW _{el}
Pauschale Netzzutrittsentgelte laut § 54 Abs. 4 EIWOG-Novelle		0-20 kW: 21-250 kW: 251-1.000 kW: 1,001-20 MW: >20 MW:	10 €/kW 15 €/kW 35 €/kW 50 €/kW 70 €/kW		
Spreizung der bisherigen Netzzutrittsentgelte	90-200 €/kW ²² Daten enthalten gesamte Kosten für Netzanschluss ²³	60-150 €/kW ²⁴	10-120 €/kW _p ²⁵	23-100 €/kW ²⁶	86-200 €/kW ²⁷ Daten enthalten gesamte Kosten für Netzanschluss ²³
Angenommene Netzzutrittsentgelte	Siehe Pauschalierung				

Rückblick: Beitrag für Ausbau und Verstärkung des vorgelagerten Netzes durch Windkrafteinspeiser*innen

Der vermehrte Ausbau erneuerbarer Energie erfordert vielerorts Netzausbaumaßnahmen durch den Netzbetreiber. Nur jene Teile dieses Ausbaus, die direkt mit dem jeweiligen Netzanschluss verbunden sind, dürfen den Einspeiser*innen im Wege des Netzzutrittsentgeltes verrechnet werden (§ 54 EIWOG 2010, Novelle 2021). Bisher wurden jedoch teils Vereinbarungen auf bilateralem Weg zwischen Netzbetreiber und Einspeiser*innen geschlossen werden, wie dies etwa durch das „pauschalierte Netzzutrittsentgelt“²⁸ für WKA in Niederösterreich und im Burgenland seit 2003 der Fall

²² Daten laut E-Control Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a).

²³ Kosten für Netzanschluss gliedern sich in Netzzutrittsentgelte und Kosten für Netzableitung.

²⁴ Daten laut IG Windkraft/Österreichs Energie Datenabfrage (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021).

²⁵ Daten laut Betreibererhebungen (E-Control, 2019a) (E-Control, 2021a) (AIT, Erhebungsdaten Photovoltaik, 2021a).

²⁶ Daten laut IG Holzkraft. Für größere Anlagen sinken die Kosten je kW (IG Holzkraft, 2021) (E-Control, 2019a).

²⁷ Daten laut Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a).

²⁸ Diese bisherigen „pauschalierten Netzzutrittsentgelte“ für Windkraftbetreiber*innen in Niederösterreich und Burgenland sind nicht zu verwechseln mit den pauschalierten Netzzutrittsentgelten, welche für alle Ökostromtechnologien laut § 54 der EIWOG-Novelle festgesetzt werden.

war (E-Control, 2016a) (IG Windkraft, 2020). Diese pauschalierten Netzzutrittsentgelte für Windkraftbetreiber*innen in Niederösterreich und im Burgenland, welche durch die E-Control genehmigt wurden und die Kosten für den Ausbau und die Verstärkung der vorgelagerten Netze finanzieren sollten, konnten laut IG Windkraft bis zu 135.000 €/MW Anschlussleistung betragen (IG Windkraft, 2015). Dieses anteilige Netzzutrittsentgelt für Anschlüsse in der NE 4 betrug beispielsweise für die Netzregionen Brucker Becken und Weinviertel 135.000 €/MW und für das Waldviertel 80.000 €/MW (Netzausbaukonzept 2016)²⁹. Für das Burgenland betragen die pauschalierten Netzzutrittsentgelte 110.000 €/MW, wobei zuzüglich mit in etwa 35.000 €/MW für die Kosten am Umspannwerk kalkuliert werden konnte³⁰. Die Netzentgelte konnten also für pauschalierte WKA (NÖ, BL) teils höher als 200 €/kW ausfallen, wenn ein Transformator oder die Ertüchtigung eines Umspannwerkes zusätzlich zu bezahlen war (Anschluss meist an NE 3 oder NE 4)³¹, siehe auch Abbildung 6 in Kapitel 2.3.1.

*Für die Berechnungen der Stromgestehungskosten (LCOE) für Windkraft werden die Werte der zukünftigen Pauschalierung lt. ElWOG-Novelle (§ 54 Abs. 4) angewendet. Das bisher in Niederösterreich und Burgenland zu entrichtende „pauschalierte Netzzutrittsentgelt“ für Windkraftbetreiber*innen wird nicht mehr berücksichtigt.*

*Für andere Einspeisetechnologien war auch bisher keine Beteiligung am Ausbau und der Verstärkung des vorgelagerten Netzes vorgesehen. Diese Kosten werden im Rahmen der Netzbereitstellungsentgelte (für den bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbau des vorgelagerten Leitungsnetzes) und durch die Netznutzungsentgelte (Abdeckung der Kosten für Errichtung, Ausbau, Instandhaltung und Betrieb des Netzsystems) auf die Stromverbraucher*innen umgelegt (siehe auch Abbildung 5) (ElWOG 2010, Novelle 2021, als auch RV der ElWOG-Novelle).*

2.3.2 Kosten für Leitungslegung bis zum Einspeisepunkt

Zusätzlich zu den einmaligen und laufenden Kosten des Stromnetzes, welche dem Netzbetreiber zu vergüten sind, müssen Einspeiser*innen die Kosten für den

²⁹ Erläuterungen durch Netz Niederösterreich (Netz Niederösterreich, 2021).

³⁰ Daten von Windparkbetreiber (Windparkbetreiber, 2021).

³¹ Erläuterungen durch Windparkbetreiber (Windparkbetreiber, 2021).

Netzanschluss bis zum Netzanschlusspunkt zahlen (siehe Abbildung 6). Der Netzanschlusspunkt bezeichnet den Punkt, an dem das lokale Stromversorgungssystem des/der Einspeiser*in mit dem Stromversorgungssystem des Netzbetreibers verbunden ist. Dies kann einerseits der Stromzähler sein, aber auch eine Transformatorstation oder ein Umspannwerk.

Die Kosten für die Leitungslegung bis zum Netzanschlusspunkt (Netzableitung oder Energieableitung) sind sehr variabel und hängen stark vom Standort der errichteten Anlage, der Größe der Anlage und der Technologie ab. Zudem sind die Kosten für die Stromableitung stark durch die Bodengegebenheiten getrieben.

Die Kosten der Energieableitung bis zum Netzanschlusspunkt sind sehr variabel und hängen von der Länge der Ableitung, aber auch vom Untergrund ab.

Für die weiterführenden Berechnungen der Stromgestehungskosten (LCOE) wurden folgende Annahmen aus Datenerhebungen und Interviews (siehe Tabelle 8) für die einzelnen Erzeugungstechnologien eruiert, wobei Sensitivitätsanalysen und deren Auswirkung auf die Stromgestehungskosten durchgeführt werden.

Tabelle 10: Netzableitungskosten je Technologie

	Wasserkraft bis 25 MW (für Revitalisierung bis 10 MW)	Windkraft	Photovoltaik ab 20 kW _p	Biomasse bis 5 MW _{el}	Biogas bis 250 kW _{el}
Länge der Leitungslegung	0-3 km ³² (Kleinwasserkraft bis 10 MW); für größere Anlagen: analog zu Windkraft	3-20 km (üblich: 10 km)	0-3 km (üblich für Freiflächenanlagen: 0,5-1 km/MW _p ^{33, 34})	Für Biomasseanlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagen im kleineren Leistungssegment, analog zu den Biogasanlagen, direkt in der Nähe an NE 7 oder NE 6 (ab etwa 100 kW) angeschlossen werden können ³⁵ . Da sich Stromauskopplung erst ab einer gewissen Leistungsgrenze lohnt, kann auch ein Netzanschluss an NE 5 erfolgen.	Für Biogasanlagen kann davon ausgegangen werden, dass die Anlagen in diesem Leistungssegment nahe an Verbraucher*innen und dadurch nahe zu einem elektrischen Anschlusspunkt bestehen. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen auf NE 7 oder NE 6 (ab etwa 100 kW) angeschlossen werden können.
Kosten Leitungslegung	Analog zu Windkraft	55-325 €/m ³⁶	50-90 €/m ³⁷		
Angenommene Kosten für die Energieableitung	80 €/kW	80 €/kW	70 €/kW _p	70 €/kW	70 €/kW

2.3.3 Abgaben und Steuern für Stromeinspeiser*innen

Neben den Netzentgelten können auch Abgaben und Steuern anfallen, die von Stromeinspeiser*innen zu entrichten sind. Die Elektrizitätsabgabe ist laut Elektrizitätsabgabegesetz (E-Abgabe-Gesetz), Novelle 2022, bei jeder Stromlieferung zu

³² Laut Telefoninterview mit Kleinwasserkraft Österreich (Kleinwasserkraft Österreich, 2021b).

³³ Laut Telefoninterviews mit Photovoltaikbetreiber*innen (AIT, Erhebungsdaten Photovoltaik, 2021a).

³⁴ Laut *Leitfaden zur Ausweisung im Flächenwidmungsplan. Widmungsart: Grünland-Photovoltaikanlagen* des Landes Niederösterreichs gilt für Grünlandphotovoltaikanlagen, dass je Kilometer Leitungslänge zum Umspannwerk die Anlage 1 MW_p installiert haben muss, damit diese noch wirtschaftlich ist (Amt der NÖ Landesregierung, 2020).

³⁵ Je nach lokaler Netzsituation und Anlagenkonzeption kann es durchaus sein, dass Anlagenbetreiber*innen den Transformator selbst errichten und direkt an der NE 5 angeschlossen werden.

³⁶ Daten entsprechen der Spanne der Kosten aus Betreiberdatenhebung Wind (E-Control, 2019a) im Abgleich mit Daten von IG Windkraft/Österreichs Energie (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021).

³⁷ Abgeleitete Szenarien von durchschnittlichen Kosten (Niedrig-, Mittel- und Hochpreisszenario) Leitungslegung im Niederspannungsnetz aus Projekt LEAFS (LEAFS, 2019).

entrichten und ist im österreichischen Steuergebiet einheitlich festgesetzt. Das E-Abgabe-Gesetz sieht folgende Ausnahmen der Elektrizitätsabgabe für Eigenverbrauch vor:

- Eigenverbrauch von Stromerzeuger*innen bis 5.000 kWh pro Jahr
- Eigenverbrauch von erneuerbaren Stromerzeuger*innen (inkl. gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen nach § 7 ElWOG 2010 und Erneuerbarer-Energie-Gemeinschaften nach § 16c ElWOG 2010)

Zusätzlich entfällt diese, wenn der Strom an ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zum Weiterverkauf an Kund*innen geliefert wird.

Neben der Elektrizitätsabgabe kann – bei der Anschaffung sowie beim Betrieb einer Stromerzeugungsanlage – auch Umsatzsteuer anfallen. Wenn als Privatperson eigens erzeugter Strom an ein Energieversorgungsunternehmen oder eine/einen Endabnehmer*in verkauft wird, gilt diese als Kleinunternehmer*in. Liegt der somit erzielte Jahresumsatz unterhalb von 35.000 € netto (Stand 01. Jänner 2022), muss keine Umsatzsteuer auf Stromlieferung und Eigenverbrauch entrichtet werden, jedoch gilt auch keine Vorsteuerabzugsberechtigung (WKO, 2022). Privatpersonen, die Kleinunternehmer*innen sind, können allerdings einen Antrag auf Verzicht der Kleinunternehmerregelung stellen, wenn sie einen Vorsteuerabzug geltend machen wollen. Somit gelten sie aus umsatzsteuerlicher Sicht als Unternehmer*innen. Diese Verzichtserklärung auf die Kleinunternehmerregelung ist für fünf Jahre bindend und es wird eine UID-Nummer benötigt. Wird Strom an Wiederverkäufer*innen geliefert, geht die verpflichtende Abfuhr der Umsatzsteuer auf diese über. Bei Überschuss-Einspeiser*innen muss die Umsatzsteuer für den eigens verbrauchten Strom an das Finanzamt selbst abgeführt werden (BMF, 2014) (Photovoltaic Austria & Essletzichler, 2021).

Da im Rahmen der Förderungen von Erzeugungsanlagen, welche im EAG festgesetzt werden, der erzeugte Strom an Energieversorgungsunternehmen verkauft wird, ist diese Strommenge von der Elektrizitätsabgabe befreit. Eigenverbrauch des erzeugten Stroms ist vor allem für Photovoltaikanlagen und Wasserkraft möglich. Für Photovoltaikanlagen ist der Eigenverbrauchsanteil immer von der Elektrizitätsabgabe befreit. Somit wird die Elektrizitätsabgabe für LCOE-Berechnungen der Photovoltaik nicht einbezogen. Für Wasserkraft wird kein Eigenverbrauch bei der LCOE-Berechnung berücksichtigt (siehe Argumentation in Kapitel 5).

Da die Umsatzsteuerschuld normalerweise beim abnehmenden Energieversorgungsunternehmen liegt bzw. Privatpersonen die Möglichkeit haben, einen Antrag auf Verzicht der Kleinunternehmerregelung zu stellen, wird die Umsatzsteuer in den Berechnungen zu den Stromgestehungskosten (LCOE) nicht berücksichtigt (WKO, 2017).

2.3.4 Aufteilung der Kosten für Primärregelung

Basierend auf § 68 ElWOG 2010, Novelle 2021, werden die Kosten für die Primärregelleistung (PRL/FCR) vom Regelzonenführer an Erzeuger*innen mit einer Engpassleistung (EPL) von mehr als 5 MW verrechnet. Die Zuteilung der Kosten erfolgt dabei im Verhältnis der jeweiligen Jahreserzeugung. Eine Umlegung der Jahreskosten der PRL für das Jahr 2019 (knapp 5 Mio. € (APG, Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG, 2019)) auf die Jahresstromerzeugung aus Anlagen über 5 MW (etwa 64 TWh inkl. Speicherkraftwerken (E-Control, 2019b)) ergibt gewälzte Kosten von 77 €/GWh.

Die Kosten für Primärregelung finden aufgrund des geringen Anteils an den Stromgestehungskosten je kWh keine Berücksichtigung in der Berechnung.

2.3.5 Kosten für Ausgleichsenergie und Vermarktung

Die tatsächliche Vermarktung von Erzeugung aus erneuerbaren Quellen, vorrangig für die Technologien Windkraft und Photovoltaik, ist mit Kosten für Ausgleichsenergie verbunden. Diese Kosten gilt es in der Vollkostenbetrachtung der Stromgestehungskosten zu berücksichtigen.

Stromerzeugung von intermittierenden Erneuerbaren wie Windkraft oder Photovoltaik sind nicht nur durch erhebliche Schwankungen in ihrer Erzeugung charakterisiert, die

Vorhersage der Erzeugung (am Vortag) ist zusätzlich mit Prognosefehlern behaftet. Diese Prognosefehler sind jeweils mit dem geltenden Ausgleichsenergiepreis zu verrechnen und verursachen dadurch Kosten für Ausgleichsenergie. Im Wesentlichen ergeben sich daher die Kosten für Ausgleichsenergie aus dem Prognosefehler und der Höhe der Ausgleichsenergiepreise. Tatsächliche Kosten für Ausgleichsenergie an einzelnen Standorten hängen von mehreren Faktoren wie der Höhe des individuellen Prognosefehlers oder der Korrelation des Prognosefehlers mit der österreichweiten Regelzonenabweichung³⁸ ab. Diese Faktoren sind individuell verschieden und eine Pauschalaussage kann somit nur schwer getroffen werden.

Um eine Einschätzung zu den erwartbaren Ausgleichsenergiekosten zu treffen, können jedoch öffentlich verfügbare Zeitreihen in 15-min Auflösung für Ausgleichsenergiepreise, Erzeugungsprognosen und tatsächlicher Erzeugung laut (ENTSO-E, 2021) herangezogen werden. Diese Daten spiegeln den landesweit aggregierten Day-Ahead-Fahrplan, die tatsächliche Erzeugung und somit auch den Prognosefehler wider. Diese Zeitreihe erlaubt jedoch nur eine Einschätzung für Windkraftherzeuger, da die Erzeugungsprognosen für Photovoltaik durch eine aktualisierte kurzfristige Prognose ersetzt wird (APG, 2022).

Die Schwankungen der Ausgleichsenergiepreise sind von vielen Faktoren bestimmt, in erster Linie sind sie jedoch von den Einflüssen am Regelenergiemarkt getrieben. Die stündlichen Ausgleichsenergiepreise spiegeln (per Definition) die Kosten der Sekundär- und Tertiärregelenergieabrufe wider und werden zusätzlich an die Day-Ahead- und Intraday-Preise gekoppelt, um den Anreiz des frühzeitigen Nachkaufs der Bilanzgruppen zu erhöhen.

Ausgleichsenergie-/Vermarktungskosten für Windkraft

Abbildung 7 zeigt die Ausgleichsenergiekosten für die landesweite Windkraftherzeugung, basierend auf dem Day-Ahead-Prognosefehler. Diese ergeben sich aus der stündlichen Kombination des Windkraft-Prognosefehlers mit den stündlichen Ausgleichsenergiepreisen, basierend auf (ENTSO-E, 2021). Des Weiteren sind veröffentlichte Ausgleichsenergiekosten der Ökobilanzgruppe der OeMAG dargestellt (OeMAG, 2021a). Diese unterscheiden sich unwesentlich aufgrund geringfügig

³⁸ Die Regelzonenabweichung wird auch Deltaregelzone genannt und bezeichnet die Überdeckung oder Unterdeckung der Regelzone Österreich (APG) mit elektrischer Energie. Sie bezeichnet somit die Nettoposition aller Fahrplanabweichungen aggregiert über gesamt Österreich.

unterschiedlicher Erzeugungsmuster und Vermarktungsstrategien. Aus den vergangenen fünf Jahren ergibt sich eine sehr große Bandbreite an auftretenden Ausgleichsenergiekosten. Während die Kosten im Jahr 2018 ein Minimum von rund 4,4 €/MWh aufweisen, sind diese bis 2021 auf 14,4 €/MWh gestiegen.

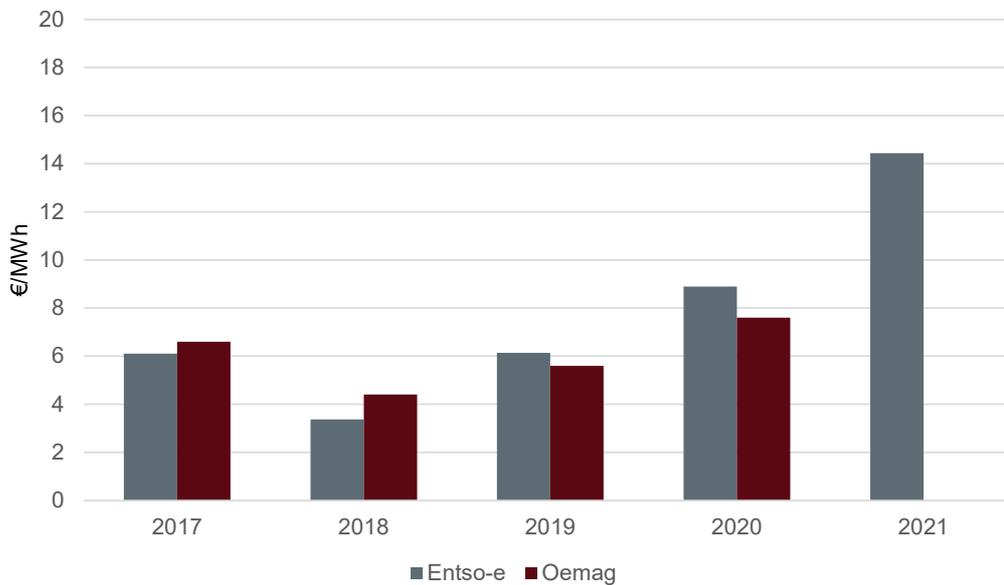


Abbildung 7: Day-Ahead-Ausgleichsenergiekosten pro erzeugter Energieeinheit, österreichweit für Windkraft (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (ENTSO-E, 2021), (OeMAG, 2021a)). Ausgleichsenergiekosten der Ökobilanzgruppe berechnen sich aus den gesamten Aufwendungen für Ausgleichsenergie in (OeMAG, 2021a) bezogen auf die eingespeiste Menge unter Berücksichtigung des Gewichtungsfaktors für Windkraft.

Unter Berücksichtigung der Jahre 2017 bis 2021 ergeben sich für die gesamtösterreichische Windkrafterzeugung somit Ausgleichsenergiekosten von durchschnittlich etwa 7 bis 8 €/MWh. Dies stellt in der weiteren Analyse die Basis für die Ermittlung der anrechenbaren Ausgleichsenergiekosten dar. Im Folgenden soll eine qualitative Einordnung vorgenommen werden, um die Robustheit und Gültigkeit dieser Kostenschätzung besser zu untermauern.

Zunächst soll die Entwicklung des Day-Ahead-Preises betrachtet werden, um potenziell Rückschlüsse auf die Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten zu erlauben. Abbildung 8 zeigt den zeitlichen Verlauf des durchschnittlichen Day-Ahead-Preises sowie der Ausgleichsenergiepreise, gemittelt nach Richtung der Regelzonenabweichung (Bezug/Lieferung). Es zeigt sich, dass – mit Ausnahme des Jahres 2021 – die absolute Höhe des Day-Ahead-Preises kaum Einfluss auf die Ausgleichsenergiekosten nimmt. Während die Day-Ahead-Preise zwischen 2018 und 2020 gefallen sind, sind die

Ausgleichsenergiekosten für Windkraft erheblich gestiegen. Offensichtlich stellt das Auseinanderklaffen der Ausgleichsenergiepreise (hohe Preise für Bezug vs. niedrige Preise für Lieferung) sowie die Kosten der Regelenenergiebereitstellung einen viel wichtigeren Treiber für Ausgleichsenergiekosten dar.

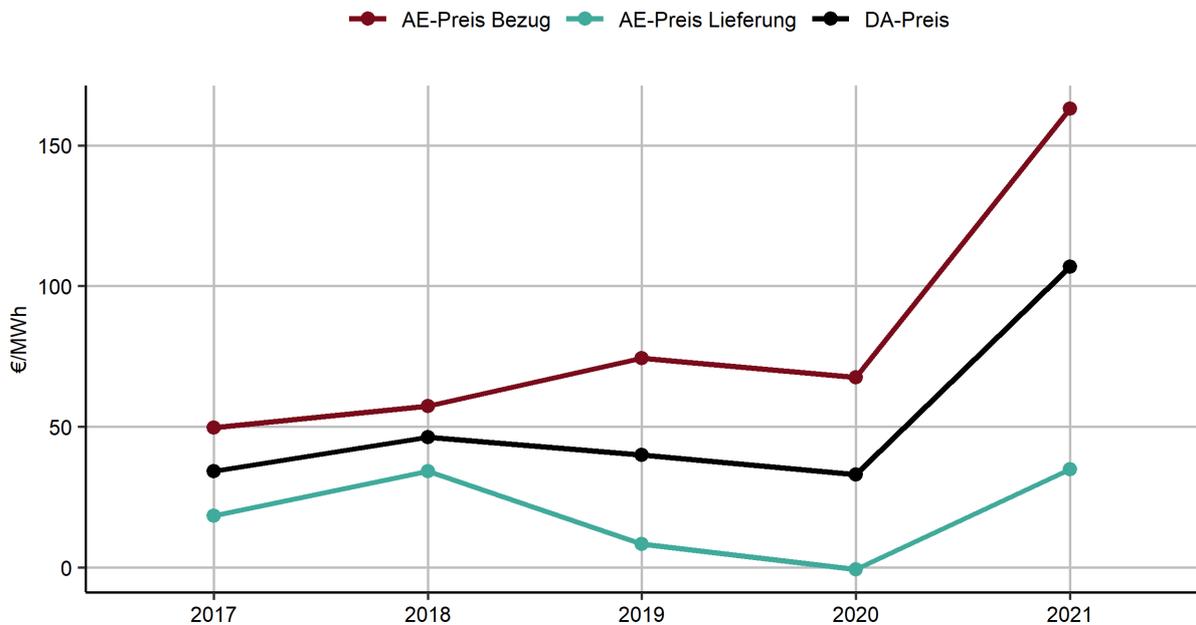


Abbildung 8: Day-Ahead-Preise und Ausgleichsenergiepreise geteilt für unterschiedliche Richtungen des Deltaregelzone (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (ENTSO-E, 2021)).

Abgesehen von der Entwicklung der Day-Ahead-Preise können jedoch andere Faktoren als Treiber für die Ausgleichsenergiekosten identifiziert werden. Die folgenden Punkte sollen dazu eine qualitative Einordnung liefern:

- Der Prognosefehler von aggregierten Stromerzeugungsanlagen, wie in der österreichweiten Betrachtung, liegt signifikant unter dem Prognosefehler von Einzelstandorten, d.h. die österreichweite Betrachtung führt zu einer Unterschätzung der tatsächlichen Kosten.
- Der österreichweite Prognosefehler weist eine deutlich stärkere Korrelation mit dem Deltaregelzone auf als Einzelstandorte. Dies spricht wiederum für eine starke Überschätzung der tatsächlichen Kosten und wiegt den vorangegangenen Punkt auf.
- Die meisten Anlagen werden am Intraday-Markt vermarktet. Der Prognosefehler ist kurz vor Lieferzeitpunkt kleiner, was die tatsächlichen Ausgleichsenergiekosten weiter reduziert.

- Die Liquidität am Intraday-Markt zeigt eine steigende Tendenz, was sich wiederum positiv auf die Verfügbarkeit kurzfristiger Flexibilität auswirkt. Dies trägt zu einer weiteren Senkung der zu erwartenden Kosten bei.
- Ein verstärkter Ausbau von Windkraft- und Photovoltaik-Kapazitäten führt grundsätzlich zu höheren Ausgleichsenergiekosten, da der Einfluss der Prognosefehler auf das Deltaregelzone zunimmt. Sofern der Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikkapazitäten gleichzeitig erfolgt, wird der Einfluss des Prognosefehlers eines Erzeugungstyps verringert (siehe nächster Punkt).
- In der Vermarktung ergeben sich Synergieeffekte. Stromerzeugung aus erneuerbaren Energietechnologien wird typischerweise in einem Portfolio vermarktet und um andere Anlagentypen ergänzt. Dadurch ergeben sich Diversifikations- und Portfolioeffekte, die die Ausgleichsenergiekosten deutlich senken.
- Ein verstärkter Ausbau von Windkraft- und Photovoltaikkapazitäten führt zu stärkerer geographischer Diversifikation sowie zu einer Abschwächung des Einflusses des Prognosefehlers auf das Deltaregelzone. Dies schwächt wiederum die Korrelation zwischen individuellem Prognosefehler und den Ausgleichsenergiepreisen, was die Kosten reduziert.
- Das Abrechnungsschema für Ausgleichsenergie determiniert die absolute Höhe der Ausgleichsenergiepreise. Damit sind die Ausgleichsenergiekosten ein Ergebnis der gewählten Regulierung und somit zukünftig schwer vorhersehbar.
- Die Kosten für Regelernergie bleiben weiterhin der bestimmende Faktor für Ausgleichsenergiepreise. Verschiedene Imbalance-Netting Kooperationen (PICASSO, MARI, TERRE) lassen jedoch einen dämpfenden Effekt in Bezug auf die Regelergiekosten erwarten.
- Die Vermarktung der eigentlichen Stromerzeugung erfolgt typischerweise über einen Dienstleister (Direktvermarktung) und verursacht somit Kosten aus der operativen Vermarktung, die zusätzlich zu den Ausgleichsenergiekosten einzurechnen sind.
- Skaleneffekte in der Vermarktung: Erfolgt die Vermarktung über einen Dienstleister, verteilen sich die Kosten des Marktzugangs, Hinterlegung von Sicherheiten und administrativen Abläufe auf das Vermarktungsvolumen. Dies resultiert bei der Vermarktung eines größeren Portfolios in einer Fixkostendegression und somit relativ geringen Kosten für die eigentliche Vermarktung.

- Verbesserungen in der Prognosequalität durch Lerneffekte und verbesserte Vorhersagemethoden können zukünftig zu exakteren Fahrplänen und damit zu geringeren Ausgleichsenergiemengen führen.

Die qualitative Analyse möglicher Einflussfaktoren der Ausgleichsenergiekosten lässt vermuten, dass mildernde Faktoren wie der gleichzeitige Ausbau von Ökostromanlagen, sinkende Kosten für Regelenergie sowie Verbesserungen in der Prognosequalität und steigende Liquidität am Intraday-Markt insgesamt überwiegen. Vor allem Effekte aus der Vermarktung, wie ökonomische Skaleneffekte oder Diversifikation über Portfolioeffekte, tragen zur weiteren Verminderung der Ausgleichsenergiekosten bei und schaffen Flexibilitäten und Synergien, die Einsparungen auf der Vermarktungsseite bringen. Nach Abwägung und Berücksichtigung der genannten Punkte werden die anzunehmenden Kosten für Ausgleichsenergie daher mit 7 €/MWh beziffert (siehe Tabelle 11).

Ausgleichsenergie-/Vermarktungskosten für Photovoltaik

Es kann davon ausgegangen werden, dass die spezifischen Ausgleichsenergiekosten für Photovoltaik geringer sind als jene für Windkraft. Trotz eines höheren Prognosefehlers für Photovoltaik vermindern sich die Ausgleichsenergiekosten aufgrund von zwei Faktoren:

- Der Anteil und somit Einfluss von Photovoltaikanlagen am landesweiten Stromerzeugungsmix ist derzeit geringer als Windkraft, somit spielt die absolute Höhe der Prognosefehler eine geringere Rolle und der Zusammenhang zwischen Prognosefehler und Ausgleichsenergiepreis ist weniger stark ausgeprägt.
- Die geographische Diversifikation von Photovoltaikanlagen ist deutlich höher als bei Windkraft, was den Einfluss des individuellen Prognosefehlers auf die Regelzonenabweichung erheblich abschwächt.

Die Kosten für Ausgleichsenergie- bzw. Vermarktungsaufwendungen für Photovoltaikbetreiber*innen werden im prozentuellen Aufschlag auf den errechneten LCOE zur Ermittlung eines Ausschreibungshöchstwerts berücksichtigt (siehe Tabelle 11). Ausgleichsenergie-aufwendungen werden in den folgenden Berechnungen ausschließlich im Marktprämien-Regime berücksichtigt. Für Investitionsförderungen ist eine Direktvermarktung nicht verpflichtend, weshalb Ausgleichsenergiekosten nicht betrachtet werden.

Tabelle 11: Angenommene Kosten für Ausgleichsenergie/Vermarktung

Kosten für Ausgleichsenergie/Vermarktung	
Windkraft	7 €/MWh
Photovoltaik	Im Aufschlag für die Ermittlung des Ausschreibungshöchstwerts enthalten

*Die Gutachter*innen empfehlen eine jährliche Evaluierung der angesetzten Ausgleichsenergie- bzw. Vermarktungsaufwendungen und ggf. eine Anpassung künftiger Förderhöhen.*

2.3.6 Erlöse für Herkunftsnachweise

Herkunftsnachweise (HKN) gemäß Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) dienen als Nachweise für die Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen. HKN dienen der Sicherstellung des Anteils oder der Menge erneuerbarer Energie im Energiemix eines Energieversorgungsunternehmens gegenüber den Endkund*innen sowie als Nachweis seitens der Mitgliedsstaaten, dass die Herkunft von erneuerbarer Energie als solche im Sinne der zugrundeliegenden Richtlinie (RED II) gemäß objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien garantiert werden kann.

Gemäß RED II Art. 19 (7) hat der Herkunftsnachweis mindestens folgende Angaben zu enthalten:

- Angaben zur Energiequelle, aus der die Energie produziert wurde, und zu Beginn und Ende ihrer Produktion;
- Angaben dazu, ob der Herkunftsnachweis Elektrizität oder Gas, einschließlich Wasserstoff, oder Wärme oder Kälte betrifft;
- Bezeichnung, Standort, Typ und Kapazität der Anlage, in der die Energie produziert wurde;
- Angaben dazu, ob die Anlage Investitionsförderung erhalten hat und ob die Energieeinheit in irgendeiner anderen Weise in den Genuss einer nationalen Förderregelung gelangt ist, und zur Art der Förderregelung;
- Datum der Inbetriebnahme der Anlage; und
- Ausstellungsdatum und ausstellendes Land und eine eindeutige Kennnummer.

Auf Herkunftsnachweisen von Anlagen unter 50 kW können vereinfachte Angaben gemacht werden.

Aufgrund der Umstellung der Förderregelungen in Österreich auf ein Marktprämiensystem sind Anlagenbetreiber*innen künftig zur Selbstvermarktung des erzeugten Stroms verpflichtet. Dies stellt zwar einerseits eine Herausforderung dar, bietet aber andererseits auch Möglichkeiten für weitere Erlöse, wie etwa aus dem Verkauf von HKN. In vielen EU-Ländern stellt dies bereits heute eine gängige Praxis dar – so generieren Anlagenbetreiber*innen etwa in Luxemburg, Frankreich oder in Skandinavien zusätzliche Erlöse aus dem Verkauf der HKN.

Transparente Informationen zum Preisgeschehen auf entsprechenden Handelsplattformen sind jedoch zumeist nicht öffentlich zugänglich, sondern werden kommerziell angeboten. Eine Ausnahme hiervon stellt die Luxemburger Börse für HKN dar, wo vergangene Auktionen technologiespezifisch unterschiedliche Preise zeigten – für Wind lagen die Erlöse bei ca. 0,16 €/MWh, für Photovoltaik bei über 0,6 €/MWh und für Biomasse lag die Preisspanne zwischen 0,3 und 0,4 €/MWh (Institut Luxembourgeois de Régulation, 2021). Auf verfügbaren Onlineplattformen für den österreichischen HKN-Markt (Transparent Marktplatz Handels GmbH, 2021) findet man einige wenige (beispielhafte) Gebote (Angebote und Nachfragen) in einer Bandbreite von 0,3 bis 0,65 €/MWh.

Ein Aufschluss zum derzeit noch begrenzt in Österreich stattfindenden Handel mit HKN bieten auch die jährlich erfolgenden Erhebungen seitens der E-Control im Rahmen des ÖSG. Hier zeigte sich bei vergleichsweise geringer Anzahl an Transaktionen ein gewichteter mittlerer Preis in Höhe von 0,69 €/MWh im Jahr 2020 sowie von 0,98 €/MWh im Jahr 2021 für den nationalen Handel (E-Control, 2021h).

Wie sich der Markt für HKN in Österreich künftig entwickeln wird ist aus heutiger Sicht schwer zu beurteilen. Demgemäß wäre sowohl ein Preisverfall denkbar angesichts der steigenden Anzahl an Anbieter*innen aufgrund der künftigen Selbstvermarktung als auch ein weiterer Preisanstieg aufgrund der zunehmenden gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Bedeutung heimisch erzeugten erneuerbaren Stroms. Ein Vernachlässigen etwaiger Erlöse in der Kostenbetrachtung erscheint aber ebenso nicht angebracht. Demgemäß wird aufbauend auf den bisherigen Markterhebungen der E-Control angenommen, dass Anlagenbetreiber*innen für den künftigen Verkauf von HKN in

Analogie zur Ausgangslage im Jahr 2021 auch künftig Erlöse in Höhe von 0,98 €/MWh erzielen können.

Künftige Erlöse aus dem Verkauf von HKN finden Berücksichtigung in den Berechnungen. Der monetäre Wert von HKN wird hierfür mit 0,98 €/MWh abgeschätzt.

2.4 Brennstoffnutzungsgrad

Im Zusammenhang mit Verstromungsanlagen auf Basis von Biogas und fester Biomasse war der BNG bereits im ÖSG ein wichtiger Parameter, selbiges gilt nun auch für das EAG (insbes. § 10). Aufbauend auf der bisherigen Regelung wird im Rahmen des Gutachtens die entsprechende Berechnungsmethodik bzw. -vorschrift definiert.

Im EAG § 5 ist der BNG wie im ÖSG definiert: „Der Brennstoffnutzungsgrad ist die Summe aus Stromerzeugung und genutzter Wärmeerzeugung, geteilt durch den Energieinhalt der eingesetzten Energieträger bezogen auf ein Kalenderjahr.“

Durch Untergrenzen für BNGs von mindestens 60% sollen Anlagen ausgeschlossen werden, die eine reine Verstromung von Biomasse bzw. Biogas anstreben. Basierend auf dem „best available techniques reference document“ des JRCs (JRC, 2017) können selbst in großen Anlagen BNGs (basierend auf dem unteren Heizwert) für die alleinige Verstromung von 40% bis maximal 60% erreicht werden – im österreichischen Kontext und auch gemäß Informationen im angrenzenden europäischen Umfeld sind jedoch keinerlei Praxisbeispiele bekannt, wo bei alleiniger Verstromung ein derart hoher BNG erreicht werden konnten. Es kann daher festgestellt werden, dass die EAG Regelung zur Brennstoffnutzung bei Beibehaltung der unteren Schranke von 60% den Zweck erfüllt, alleinige Verstromung von Biomasse auszuschließen und gleichzeitig den energetischen Biomasseeinsatz mittels KWK zu forcieren, wie es auch bereits im ÖSG der Fall ist.

Bezüglich „genutzter Wärmeerzeugung“ wurde in der bisherigen Förderpraxis die Wärmebereitstellung (1) bei Nah- und Fernwärme, aber auch (2) Prozesswärme (im Verbund mit Industrie) oder auch (3) bei kleineren Anlagen Lohntrocknung oder eine direkte Beheizung von z.B. Kuhställen oder auch Fischteichen anerkannt. Hingegen wurde beispielsweise Poolheizungen oder der Energiegehalt von Sekundärprodukten/-energieträgern (z.B. Holzkohle bei Biomassevergasung) als Nutzungsarten gemäß Förderrichtlinien des ÖSG nicht anerkannt. Seit der OESET-VO 2012 wurden Tarife für eine

zusätzliche Biomasseanlagenkategorie, nämlich für hocheffiziente Anlagen (BNG von mindestens 70%), vergeben. Einigen Anlagen auf Basis fester Biomasse wurde die Hocheffizienz nicht anerkannt, da die Wärmenutzung für die Vortrocknung/Aufbereitung von Energieträgern, die in Biomasseanlagen zur Energieerzeugung eingesetzt werden, nicht als „genutzte Wärme“ akzeptiert wurde. Das EAG sieht keine eigene Kategorie für hocheffiziente Anlagen vor. Es wird erwartet, dass daher auch eine genauere Diskussion, ob und unter welchen Umständen Vortrocknung/Aufbereitung von Energieträgern im BNG eingerechnet werden soll, nicht notwendig ist.

Die Gutachter*innen empfehlen die bisherige Praxis bezüglich „Brennstoffnutzungsgrad“ beizubehalten – dies impliziert auch, dass die OeMAG weiterhin nicht anzurechnende Wärmenutzungen und Mengenobergrenzen für bestimmte Nutzungsarten festlegen können soll.

2.5 Aktuelle Entwicklungen bei Energie- und Rohstoffpreisen und deren mögliche Auswirkungen auf Förderempfehlungen

Im Allgemeinen fußen die im Rahmen dieses Gutachtens getroffenen Förderempfehlungen auf umfassenden Daten zum Betrieb sowie zu Investitions- und Betriebskosten von historisch errichtenden Ökostromerzeugungsanlagen. Die Basis hierfür bildeten einerseits historisch und auch aktuell (bis Stand 2. April 2021) seitens der Regulierungsbehörde E-Control durchgeführte Erhebungen unter Ökostromanlagenbetreiber*innen und andererseits seitens der Ökostromabwicklungsstelle OeMAG bereitgestellte Informationen. Diese Angaben wurde komplementiert durch Brancheninformationen, eigene Datenerhebungen und einer ggf. durchgeführten ergänzenden Literaturrecherche. Details hierzu finden sich bei den nachfolgend auf Technologieebene durchgeführten Analysen (siehe Kapitel 3 bis 7).

Der Blick auf dies- und letztjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik zeigt, dass **weltweit aktuell (Stand Anfang März 2022) Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten zu beobachten sind, die auch Auswirkung auf Inflation und Baukosten haben. Dies mag Einfluss auf die Kosten und das Risikoumfeld künftig neu zu errichtender Energieerzeugungsanlagen haben, ebenso auf manche Parameter**

zur Festlegung der Förderregelungen sowie ggf. auch auf den Förderbedarf für erneuerbare Energien.³⁹

Im Lichte der aktuellen Entwicklungen erschien eine Anpassung der im Rahmen dieses Gutachtens – ursprünglich vorwiegend auf Basis historischer Daten – im Detail hergeleiteten Förderempfehlungen unumgänglich. Als Basis hierfür hat das Gutachter*innen-Team in einem weiteren Arbeitsschritt die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten sowie die daraus resultierenden Förderempfehlungen analysiert und quantifiziert. Ausgangspunkt hierfür war die systematische Erfassung entsprechender aktueller Marktentwicklungen, speziell hinsichtlich der Entwicklung von Energie- und Rohstoffpreisen sowie von Baukosten- bzw. -preisen. Die gewonnenen Daten werden nachfolgend im Rahmen dieses Abschnitts vorgestellt. Auf Basis dieser Daten erfolgte eine Abschätzung der Auswirkungen auf Stromgestehungskosten und, falls erforderlich, eine daraus resultierende Anpassung der ursprünglich – überwiegend auf Basis historischer Daten – getroffenen Förderempfehlungen.

Abbildung 9 bietet einen umfassenden Überblick zu aktuellen Veränderungen diverser Preise und Kosten auf österreichischer Ebene sowie im europäischen und internationalen Umfeld. Konkret zeigt diese Grafik auf monatlicher Basis gemäß aktuell (Anfang März 2022) verfügbarer Daten die nachfolgend aufgelisteten Parameter:

- Den harmonisierten Verbraucherpreisindex, welcher ein Maß für die allgemeine Inflation in Österreich ist;
- Diverse auf Österreich bezogene Baukostenindizes, welche diesjährige Entwicklungen der Kosten beleuchten, die den Bauunternehmer*innen bei der Ausführung von Bauleistungen durch Veränderung der Kostengrundlagen (Material und Arbeit) entstehen, entsprechend statisch verfügbarer Bauklassifizierungen;

³⁹ Hinsichtlich des Nettoförderbedarfs für erneuerbare Energien, also der Differenz zwischen Gesamtvergütung und von Anlagenbetreiber*innen generierten Markterlösen, ist aber nur schwerlich von einem Anstieg dessen auszugehen. Wie der Blick auf die Jahre 2005 bis 2008 verdeutlicht, wo ebenso rasant steigende Energie- und Rohstoffpreise am Weltmarkt beobachtbar waren, bedingt ein Anstieg von Rohstoffpreisen höhere Kosten in der Errichtung von Energieerzeugungsanlagen im Allgemeinen. Das in Folge erwartbare und auch beobachtbare Anziehen der Preise auf Energiemärkten senkt aber gleichermaßen die Differenzkosten, also die Mehrkosten für Strom aus erneuerbaren im Vergleich zu fossilen Quellen.

- Den Baupreisindex für Hoch- und Tiefbau in Österreich, der Auskunft gibt über die Veränderung der tatsächlichen Preise, die die Baufrau bzw. der Bauherr für Bauarbeiten bezahlen muss – inkl. Gewinnmargen – und folglich als Deflator zur Ermittlung der realen Veränderung von Bauproduktionswerten dient;
- Aktuelle Preisentwicklungen auf internationalen Rohstoffmärkten gemäß (World Bank, 11. März 2022), beispielhaft dargestellt für Roheisen (als Vorprodukt des für den Energiebereich vielfach relevanten Stahls) und Kupfer;
- Aktuelle Preisentwicklungen auf europäischer bzw. internationaler Ebene bei den Energieträgern Erdgas und Erdöl;
- Sowie abschließend einen Vergleich von Angaben zu diesjährigen Preisanstiegen am Beispiel einer in Österreich zu errichtenden Windkraftanlage, gemäß Branchenangaben (IG Windkraft, 2. November 2021) und eigenen Berechnungen auf Basis von Hersteller*innenangaben.

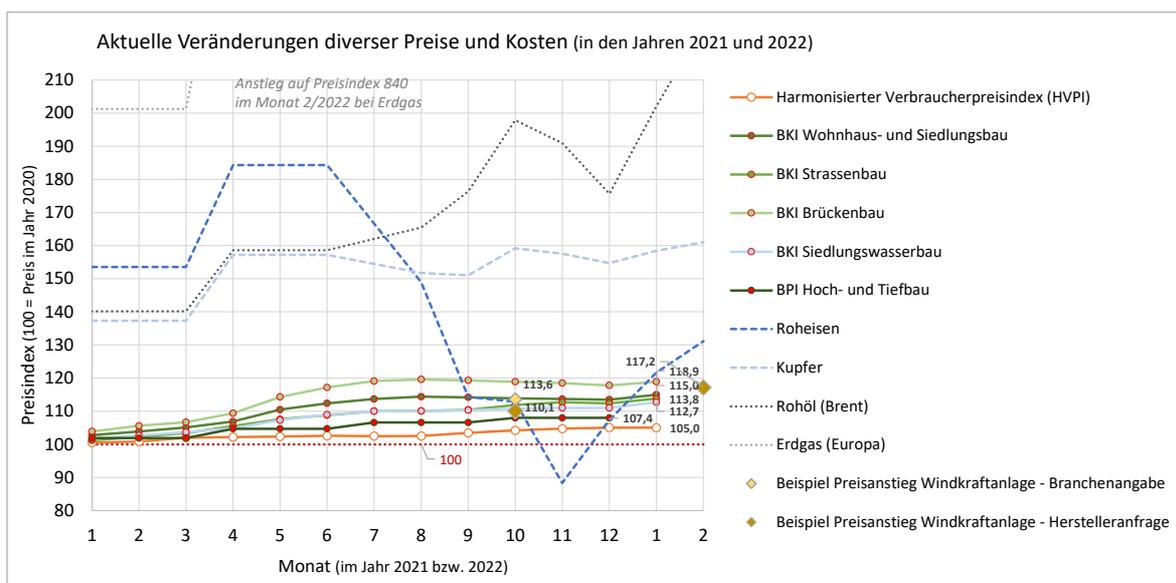


Abbildung 9: Aktuelle Veränderungen diverser Preise und Kosten im Jahr 2021 (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Hersteller*innenangaben, (IG Windkraft, 2. November 2021), (Statistik Austria, 2022a), (Statistik Austria, 2022b) sowie (World Bank, 11. März 2022))

Der Anstieg des harmonisierten Verbraucherpreisindex auf aktuell (Jänner 2022) 5,0% (im Vergleich zum Durchschnitt des Jahres 2020) zeigt die aktuelle heimische Inflation auf Basis der internationalen Preisturbulenzen. Im Durchschnitt des Jahres 2021 betrug die Inflation 2,8% (im Vergleich zum diesbezüglichen Vorjahresmittel). Dies beeinflusst bei Fortdauer der aktuellen Entwicklungen maßgeblich das künftige Lohngefüge und mit Blick auf die Stromgestehungskosten von neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen vor allem die Ausgaben für Betrieb und Wartung. Ungewiss ist naturgemäß die Fortdauer dieses

aktuellen Trends – ein Blick auf die Historie lässt eine über die kommenden Jahre und Jahrzehnte anhaltend hohe Inflation untypisch für Österreich und Europa erscheinen.

Zur Abschätzung der Auswirkungen aktueller Marktdynamiken wird in der LCOE-Berechnung und den daraus abgeleiteten Förderempfehlungen Bezug genommen auf aktuelle Trendprognosen sowie das im Jahr 2021 angehobene Inflationsziel (d.h. 2% anstelle von vormals 1,6%) der Europäischen Zentralbank, vergleiche (Europäische Zentralbank, 2022a), (Europäische Zentralbank, 2022b). Demgemäß wird von **einer Fortdauer der hohen Inflation im aktuellen Jahr (2022) ausgegangen (5,1%) und in späterer Folge ein Absinken der Inflation im Einklang mit dem bereits im Vorjahr (2021) aktualisierten Inflationsziel (2%)**. Die im Vergleich zur ursprünglichen Annahme (1,6%, gemäß Einschätzung im Frühjahr 2021) im Zuge der gutachterlichen Arbeiten gestiegene Inflation hat Einfluss auf die LCOE-Berechnungen und die daraus resultierenden Förderempfehlungen. **Maßgeblich beeinflusst werden hier die künftigen Betriebs- und Wartungskosten einer neu zu errichtenden Erzeugungsanlage auf Basis einer Indexierung** der hierzu getroffenen Basisannahmen. Tabelle 12 zeigt die entsprechenden Annahmen zur künftigen Inflation sowie zur Indexierung.

Tabelle 12: Annahmen zur zukünftigen Inflation sowie zu dessen Berücksichtigung im Zuge der LCOE-Kalkulation (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (Europäische Zentralbank, 2022a), (Europäische Zentralbank, 2022b))

Inflation			
Parameter	Inflation	Indexierung im Zuge der LCOE-Kalkulation	Betriebsjahr gemäß LCOE-Kalkulation
Kalenderjahr	Trendszenario	Trendszenario	
2022	5,1%	1,000	0
2023	2,1%	1,051	1
2024	2,0%	1,073	2
2025	2,0%	1,095	3
2026	2,0%	1,116	4
2027	2,0%	1,139	5
2028	2,0%	1,162	6
2029	2,0%	1,185	7
2030	2,0%	1,208	8
2031	2,0%	1,233	9
2032	2,0%	1,257	10
2033	2,0%	1,282	11
2034	2,0%	1,308	12
2035	2,0%	1,334	13
2036	2,0%	1,361	14
2037	2,0%	1,388	15
2038	2,0%	1,416	16
2039	2,0%	1,444	17
2040	2,0%	1,473	18
2041	2,0%	1,503	19
2042	2,0%	1,533	20

Maßgeblich für die Investition von neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen im Strombereich erscheint einerseits der Blick auf den Baupreisindex, gemäß heimischen Statistiken öffentlich verfügbar für die Sparte Hoch- und Tiefbau. Der aktuelle Anstieg liegt hier gemäß Angaben zum vierten Quartal 2021 bei 8,0%. Spartenspezifische Baukostenindizes, welche auch für Jänner 2022 aktuellste Daten enthalten, zeigen hier durchaus höhere Werte in einer Bandbreite von 12,7% bis 18,9%, vgl. Abbildung 9. Baukosten – bzw. Baupreise werden naturgemäß neben der Lohnentwicklung von Rohstoffpreisen beeinflusst, weshalb der Blick auf die internationalen Rohstoffmärkte von Interesse erscheint. Hier zeigen sich am Beispiel Roheisen sehr gut aktuelle Preisdynamiken: Nach einem rasanten Anstieg im ersten und zweiten Quartal pendelte sich der Preis aktuell (Februar 2022) auf rund 31% im Vergleich zum Vorjahr ein, während bei Kupfer, einem für elektrische Komponenten relevanten Rohstoff, ein anhaltend deutlicher Preisanstieg im Vergleich zum (vergleichsweise niedrigen) Vorjahresniveau beobachten werden kann – dieser liegt aktuell knapp über 60%. Noch dramatischer erscheinen die Entwicklungen bei den fossilen Energieträgern Erdöl und Erdgas, die ebenso (noch) zentral für unser Wirtschaftsgefüge sind. Die in Summe resultierenden Auswirkungen aktueller Marktdynamiken auf die Investitionskosten von Stromerzeugungsanlagen werden am Beispiel Windenergie veranschaulicht – hier ist mit Stand Oktober 2021 ein Preisanstieg in Höhe von 10,1% (gemäß Hersteller*innenangaben) bis 13,6% (gemäß Branchenangaben (IG Windkraft, 2. November 2021)) im Vergleich zum Vorjahr beobachtbar. Eine aktuell (März 2022) durchgeführte neuerliche Hersteller*innenanfrage zeigt einen weiteren Anstieg auf 17,3%, welcher wohl ein Zeichen der aktuell europa- bzw. weltweit angespannten politischen und wirtschaftlichen Lage ist.

Im Einklang mit obigen Angaben wird **zur Abschätzung der Auswirkungen aktueller Marktdynamiken auf die Stromgestehungskosten neu zu errichtender Erzeugungsanlagen sowie daraus resultierender Förderempfehlungen ein pauschaler Anstieg der Investitionskosten im Rahmen von 10% bis 15% unterstellt:**

- Konkret wurde ein **Investitionskostenanstieg von 15% bei der Photovoltaik** unterstellt, da diese Technologie und entsprechende Technologiekomponenten in hohem Maße von den aktuellen Marktverwerfungen betroffen sind. Bei der Photovoltaik erscheinen hier die weltweit gestiegene Nachfrage, eine hohe Importabhängigkeit und Lieferengpässe entscheidend.
- **Bei allen anderen Technologien (Windenergie, Wasserkraft, Biomasse und Biogas) werden die auf Basis historischer Daten ermittelten Kostenannahmen um 10% angehoben.** Dieser Anstieg mag aus Sicht der Branche gering erscheinen, er

steht jedoch im Einklang mit aktuellen Trendentwicklungen bei Baukosten bzw. Baupreisen. Ebenso erscheint dies ein passendes Mittelmaß im Vergleich zu (noch anhaltend) hohen Energie- und Rohstoffpreisen und hierzu vergleichsweise geringeren aktuellen Lohnentwicklungen zu sein, welche speziell aufgrund des vergleichsweise hohen Planungsaufwands bei der Wasserkraft, aber auch bei Biomasse und Biogas entscheidend erscheinen. Bei der Windenergie kommt hingegen zum Tragen, dass im Lauf des historischen Beobachtungszeitraums eine vergleichsweise beachtliche Kostendegression beobachtbar war, vgl. Abbildung 27. Die im Zuge des Gutachtens verwendeten Kostendaten beruhen hier vielfach auf in den Jahren 2017 und 2018 realisierten Projekten (vgl. Abschnitt 4.3), sodass im Folgezeitraum bis 2021 von einer Fortführung der historisch beobachtbaren Kostensenkung – im Einklang mit internationalen Entwicklungen – ausgegangen werden kann. Diese wirkt gegenläufig zum aktuell beobachtbaren Preisanstieg entsprechender Anlagen (von über 15%).

Unsicherheiten bei Preisen beeinflussen maßgeblich auch das Risiko, das Investor*innen zu tragen haben. Hier ist aber klar anzumerken, dass aktuelle Entwicklungen im Strommarkt – wie etwa der massive Preisanstieg auf den europäischen Strombörsen – auch die Erlösseite von Stromerzeuger*innen positiv beeinflussen und Investitionen in neue Anlagen auch in hohem Maße lukrativer erscheinen lassen. **Die aktuell (März 2022) getroffenen Annahmen zu den Finanzierungsbedingungen und hierbei konkret zum WACC, vgl. Abschnitt 2.2.2, widerspiegeln in der aktuellen Berichtsfassung bereits die derzeitige Marktsituation** und bedingten im Vergleich zu ursprünglich (Stand März 2021) getroffenen Annahmen ein geringfügiges Anheben der Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten sowie des Eigenkapitalanteils.

Der Blick auf diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik zeigt, dass weltweit aktuell (Stand Anfang März 2022) Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten zu beobachten sind, die auch Auswirkung auf Inflation und Baukosten haben. Dies mag Einfluss auf die Kosten und das Risikoumfeld künftig neu zu errichtender Energieerzeugungsanlagen haben, ebenso auf manche Parameter zur Festlegung der Förderregelungen sowie ggf. auch auf den Förderbedarf für erneuerbare Energien.

Im Lichte der aktuellen Entwicklungen erschien eine Anpassung der im Rahmen dieses Gutachtens – ursprünglich vorwiegend auf Basis historischer Daten – im Detail hergeleiteten Förderempfehlungen unumgänglich. Ausgangspunkt hierfür war die systematische Erfassung entsprechender aktueller Marktentwicklungen, speziell hinsichtlich der Entwicklung von Energie- und Rohstoffpreisen sowie daraus resultierender Baukosten- bzw. Baupreisindizes. Die gewonnenen Daten wurden im Rahmen dieses Abschnitts vorgestellt. Auf Basis dieser Daten erfolgte eine vereinfachte Abschätzung der Auswirkungen auf Stromgestehungskosten und auf daraus resultierende Förderempfehlungen – hierbei wurden folgende Annahmen getätigt:

- Es wird von **einer Fortdauer der hohen Inflation im aktuellen Jahr (2022) ausgegangen (5,1%) und in späterer Folge ein Absinken der Inflation im Einklang mit dem bereits im Vorjahr (2021) aktualisierten Inflationsziel (2%) der Europäischen Zentralbank.***
- Es wird ein **pauschaler Anstieg der Investitionskosten von 10% (Windenergie, Wasserkraft, Biomasse und Biogas) bis 15% (Photovoltaik) unterstellt.** Dies steht im Einklang mit aktuellen Trendentwicklungen bei Baukosten sowie mit Kostentrends auf Technologieebene. Ebenso erscheint dies ein passendes Mittelmaß im Vergleich zu (noch anhaltend) hohen Energie- und Rohstoffpreisen und hierzu vergleichsweise geringeren aktuellen Lohnentwicklungen zu sein.*
- Die **aktuell getroffenen Annahmen zu den Finanzierungsbedingungen und hierbei konkret zum WACC, vgl. Abschnitt 2.2.2, widerspiegeln in der aktuellen Berichtsfassung bereits die derzeitige Marktsituation.***

Auf Basis dieser Annahmen erfolgte die Anpassung der ursprünglich vorwiegend auf Basis historischer Daten getroffenen Förderempfehlungen in den nachfolgenden Technologiekapiteln 3 bis 9.

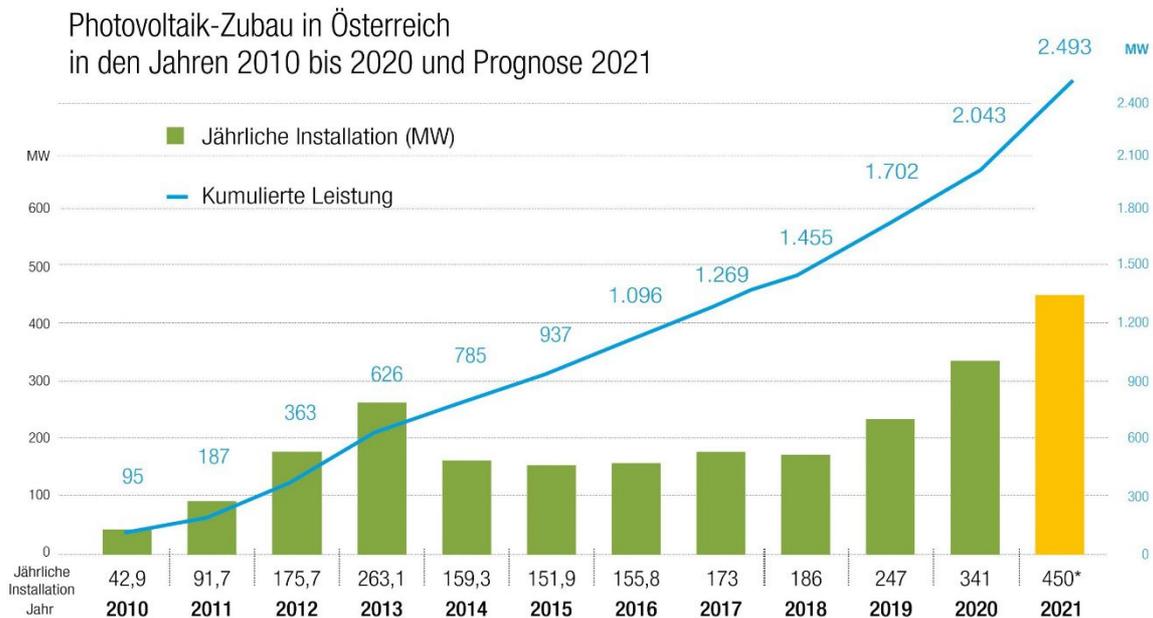
3 Photovoltaik

3.1 Historische Marktentwicklung

Dieses Kapitel geht auf die Entwicklung des Photovoltaikausbaus in den letzten 10 Jahren in Österreich und die Entwicklung der bisherigen Fördertarifstruktur und Fördermöglichkeiten für Photovoltaik ein. Zusätzlich werden die jährlichen Zubauraten dargestellt. Ferner wird die historische Kostenentwicklung von Photovoltaiksystemen dargestellt.

Die jährlich installierte und die kumulierte Photovoltaikleistung für die Jahre 2010 bis 2020, mit einer Prognose für das Jahr 2021, ist in Abbildung 10 dargestellt. Von 2010 bis 2012 konnte ein stetiger Zuwachs der jährlichen Ausbauraten verzeichnet werden. 2013 war ein vergleichsweise hoher Zuwachs zu verzeichnen, was auf verschiedene (u.a. befristete) Fördermaßnahmen⁴⁰ in diesem Jahr zurückzuführen ist. Die jährlichen Zubauraten von Photovoltaik sind zwischen 2014 und 2018 im Wesentlichen stagniert. Im Jahr 2019 wurde ein Anstieg von etwa 33% im Vergleich zum Jahr 2018 verzeichnet, was auf den Einbezug des Eigenversorgungsanteils bei der Tarifförderung zurückzuführen ist (siehe Erläuterungen weiter unten). Im Jahr 2020 wurde abermals ein Anstieg der installierten Leistung von 38% im Vergleich zum Jahr 2019 verzeichnet.

⁴⁰ Einerseits wurde ein großes Fördervolumen durch die OeMAG vergeben, andererseits wurde zusätzlich eine Förderung durch den Klima- und Energiefonds und eine Zusatzförderung durch das Land Steiermark eingerichtet (Klima- und Energiefonds, 2013)

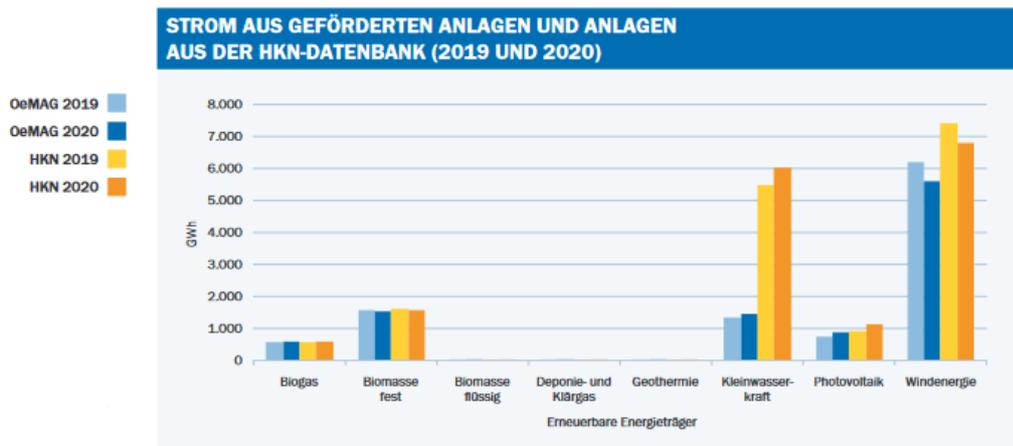


Quelle: PV Marktstatistik bmk (Biermayr et. al., 2021) *Prognose: PV Austria; Grafik: © PV Austria

Abbildung 10: Photovoltaikzubau in Österreich (Quelle: (PV Austria, 2022))

Die von der OeMAG abgenommene Photovoltaikenergie wurde von 2019 auf 2020 um 17% auf 827 GWh (+120 GWh) gesteigert. Es wurde ein Leistungszuwachs um 221 MW (Stichtag 31.12.2020) verzeichnet. Für alle kontrahierten Photovoltaikanlagen gab es im Jahr 2019 ein Unterstützungsvolumen von 106 Mio. €, welches 2020 auf 123 Mio. € stieg. Das Vergütungsvolumen⁴¹ (netto) für Photovoltaik betrug im Jahr 2019 140,3 Mio. € und stieg im Jahr 2020 auf 158,1 Mio. € (E-Control, 2021k). Nicht alle in Österreich installierten, netzgekoppelten Photovoltaikanlagen wurden durch die OeMAG kontrahiert. Abbildung 11 zeigt die insgesamt eingespeiste Photovoltaikstrommenge im Jahr 2020, welche knapp über 1 TWh betrug (E-Control, 2021k).

⁴¹ Das Vergütungsvolumen bezeichnet die Summe aus Unterstützungsvolumen und Marktwert der Energie, vermindert durch Ausgleichsenergieaufwendungen, Technologiefördermittel und administrative Aufwendungen.



Quelle: E-Control

Abbildung 11: Vergleich der Erzeugung von Strom aus OeMAG-geförderten und allen Ökostromanlagen (Quelle: (E-Control, 2021k))

Die Tarifförderung nach ÖSG 2012 besteht aus einem kombinierten Einspeisetarif und einem Investitionszuschuss, wobei die Förderung nur für Gebäudeanlagen zwischen 5 kW_p und 200 kW_p gewährt wird. Der Einspeisetarif wird für 13 Jahre gewährt. Die Entwicklung der Förderhöhen für die Einspeisetarife als auch für die maximalen Investitionszuschüsse nach ÖSG 2012⁴² sind für den Zeitraum 2016-2021 in Tabelle 13 dargestellt, wobei die tatsächliche Höhe des Investitionszuschusses immer mit 30% der anerkekbaren Investitionskosten gedeckelt ist (OeMAG, 2021f) (ÖSET-VO 2018).

Tabelle 13: Entwicklung der Tarifförderung nach ÖSG 2012

Jahr	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Tarifförderung [ct/kWh]	8,24	7,91	7,91	7,67	7,67	7,06
Max. Investitions-zuschuss [€/kW _p]	375	250	250	250	250	250

Ab dem Jahr 2018 erfolgte die Reihung der Anträge auf Tarifförderung in der ersten Woche der Antragstellung nach Eigenversorgungsanteil (§ 4 Abs. 1 ÖSET-VO) (OeMAG, 2021c). Diese Maßnahme führte dazu, dass mehr Anlagen gefördert werden konnten, da die Tarifförderung für die jeweiligen Photovoltaikanlagen um den Prozentsatz der

⁴² Die Tarife wurden in der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2016 und 2018 (ÖSET-VO 2016 und 2018) sowie gemäß ÖSG festgesetzt.

Eigenversorgung reduziert wurde. Bisher konnte beobachtet werden, dass die Förderkontingente für Photovoltaik teils relativ schnell vergeben wurden. Für das Jahr 2021 konnten von 8.998 Anträgen nach aktuellem Stand 5.327 Anträge im Kontingent berücksichtigt werden (Stand 12.02.2021). Dabei konnten Anlagen, die einen Eigenversorgungsanteil unter 17% angegeben hatten, nicht mehr berücksichtigt werden, da das Kontingent von Anlagen mit höherem Eigenversorgungsanteil ausgeschöpft wurde (OeMAG, 2021d). Auch 2021 wurde die Warteliste für Förderungen abgebaut, sobald Kontingente durch die Nichtumsetzung von Photovoltaikanlagen, welche ursprünglich eine Förderzusage erhielten, frei werden.

Seit der ÖSG Novelle 2017 wurde eine weitere Förderschiene der reinen Investitionsförderung für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher eingeführt (§ 27a ÖSG 2012). Diese Förderung wurde für die Jahre 2018 und 2019 jährlich mit 15 Mio. € dotiert, wobei 9 Mio. € für Photovoltaikanlagen und 6 Mio. € für Stromspeicher vorgesehen waren. Dieses Kontingent wurde für die Jahre 2020, 2021 und 2022 auf 36 Mio. € erhöht, wobei vorrangig 24 Mio. € für die Errichtung bzw. Erweiterung von Photovoltaikanlagen vorgesehen sind (OeMAG, 2021b). Dabei können Photovoltaikanlagen bis zu einer Peak-Leistung von 100 kW_p mit maximal 250 €/kW_p und einer Leistung von größer 100 kW_p bis 500 kW_p mit 200 €/kW_p gefördert werden. Von dieser Förderung ausgenommen sind Photovoltaikanlagen auf Grünflächen (OeMAG, 2021b).

Ebenso vergeben der Klima- und Energiefonds, Bundesländer und einzelne Gemeinden weitere befristete bzw. kontingentierte Investitionsförderungen für Photovoltaikanlagen.

Abbildung 12 und Abbildung 13 zeigen die Entwicklung der Kostenstruktur für Photovoltaiksystempreise (BMK, 2020). In den Jahren 2011 bis 2016 kam es aufgrund sinkender Modulpreise ebenso zu sinkenden Preisen für schlüsselfertige Photovoltaiksysteme. Ersichtlich wird, dass sich Systempreise in den letzten vier Jahren kaum verändert haben; diesbezüglich kann also von keiner gravierenden zusätzlichen Kostenreduktion in den kommenden Jahren ausgegangen werden.

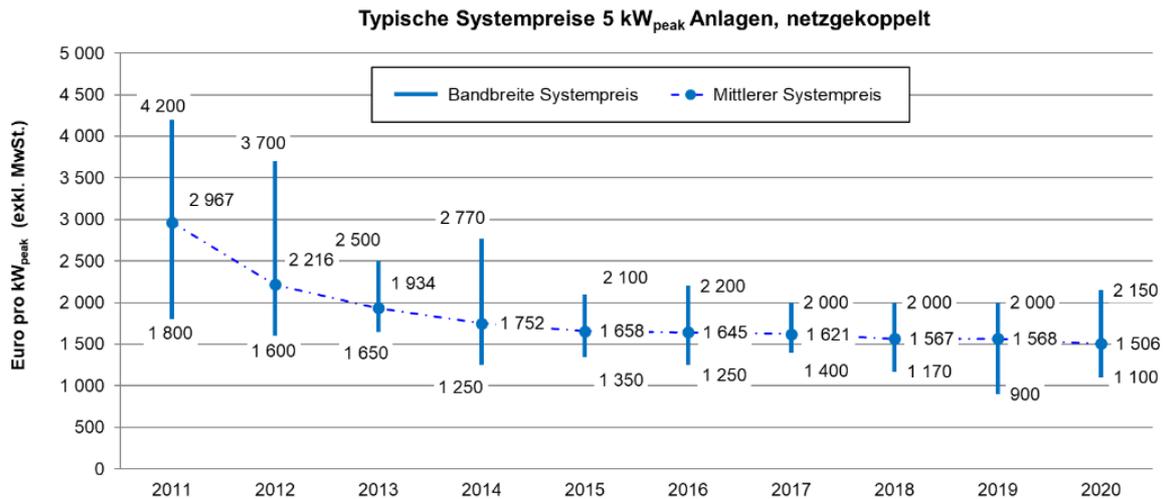


Abbildung 12: Entwicklung der Systempreise 5 kW_{peak}-Anlagen von 2011 bis 2020 (Quelle: (BMK, 2020))

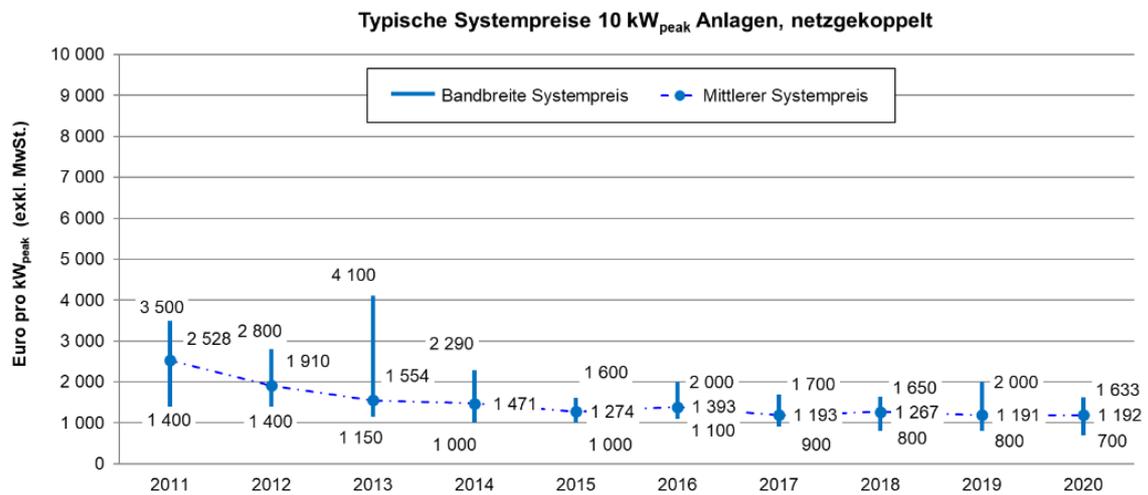


Abbildung 13: Entwicklung der Systempreise für Anlagen größer 10 kW_{peak} von 2011 bis 2020 (Quelle: (BMK, 2020))

Durch die gesetzten Förderanreize konnte in den Jahren 2010 bis 2020 ein moderater Photovoltaikausbau realisiert werden. Die Jahre 2013 und 2019/2020 zeigen, dass breitere Förderangebote und höhere Fördervolumina direkt zu einem signifikant stärkeren Ausbau führen.

3.2 Zukunftsperspektive – EAG-Ziele

Laut EAG ist zur „Erreichung des [...] Zielwertes für das Jahr 2030 ist ausgehend von der Produktion im Jahr 2020 die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 mengenwirksam um 27 TWh zu steigern. Davon sollen 11 TWh auf Photovoltaik [...] entfallen. Der Beitrag der Photovoltaik soll insbesondere durch das Ziel, eine Million Dächer mit Photovoltaik auszustatten, erreicht werden.“ (§ 4 Abs. 4 EAG)

Um bis zum Jahr 2030 die Photovoltaikproduktion um 11 TWh zu steigern, müssen in den nächsten Jahren jeweils 1 TWh zusätzlich an Photovoltaikeinspeisung hinzukommen, wenn von einem gleichmäßigen Zubau ausgegangen wird. Dies entspricht einem jährlichen Zubau von in etwa der gesamten derzeitigen ins öffentliche Netz eingespeisten Photovoltaikerzeugungsmenge (siehe Abbildung 11). Um dieses ambitionierte Ziel zu erreichen, sieht das EAG Ausschreibungsvolumina von jährlich mindestens 700.000 kW_p vor, wobei Ausschreibungen zumindest zweimal jährlich stattfinden sollen (vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 23 Abs. 3 EAG) (§ 31 Abs. 1 EAG). Weiters sollen auch Investitionsförderungen (Fördercalls sind zumindest zweimal jährlich angesetzt) einen Beitrag zum Ausbau leisten. Für Investitionsförderungen stehen zumindest 60 Mio. € jährlich, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen, zur Verfügung (§ 56 Abs. 3 EAG).

3.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten

Im Rahmen dieses Gutachtens wurden aktuelle Kosten für die Investition in und den Betrieb von Photovoltaikanlagen erhoben, um darauf aufbauend eine Vollkostenbetrachtung für die Umsetzung von Photovoltaikanlagen zu ermöglichen.

Die Daten zu spezifischen System-Investitionskosten werden in Größenkategorien gegliedert, um die Berechnungen zur Bestimmung von Höchstwerten der Ausschreibung und Investitionsförderungen für Photovoltaikanlagen durchführen zu können.

Als Datenbasis für die Berechnungen werden Photovoltaikdaten aus mehreren Quellen herangezogen:

- Datenbank der OeMAG (Anlagendaten aus dem Zeitraum von 2018 bis 2020), (OeMAG, 2021g)

- Betreiberdatenerhebungen der E-Control (E-Control, 2021g)^{43 44}
- eigene Betreibererhebungen (AIT, 2021a)⁴⁵

Es standen 8842 Datenpunkte der übermittelten OeMAG-Daten, 49 Datenpunkte der E-Control-Erhebung und 14 Datenpunkte der eigenen Betreibererhebung für die weitere Auswertung zur Verfügung. Diese Ergebnisse wurden auch mit den Daten aus der der Photovoltaik-Marktstatistik (BMK, 2020) verglichen.

In den folgenden Kapiteln wird auf die Kostenstruktur von Gebäudeanlagen⁴⁶ (d.h. Photovoltaikanlagen auf Gebäuden, Kapitel 3.3.1), von Freiflächenanlagen (Kapitel 3.3.2) und von innovativen Photovoltaikanlagen (Kapitel 3.3.3) eingegangen. Investitionskosten werden für alle Kategorien ausgewertet; Betriebskosten hingegen nur für Gebäude- und Freiflächenanlagen, da hierfür eine Vollkostenbetrachtung laut LCOE-Methode Anwendung findet.

Im vorliegenden Gutachten wird eine Vollkostenbetrachtung für Photovoltaikanlagen durchgeführt. Damit werden sowohl die Investitionskosten inkl. Planungs- und Errichtungskosten, einmalige Netzanschlusskosten, als auch alle laufenden Betriebskosten für die Berechnung von Stromgestehungskosten berücksichtigt.

⁴³ Die E-Control Betreiberdatenerhebung umfasst für 2021 nur Photovoltaikdaten.

⁴⁴ Die Mehrzahl der rückgemeldeten Daten der E-Control-Erhebung stammen aus dem Jahr 2019.

⁴⁵ Die Mehrzahl der rückgemeldeten Daten der eigenen Erhebung stammen aus dem Jahr 2020.

⁴⁶ Mit Gebäudeanlagen werden in diesem Gutachten Photovoltaikanlagen bezeichnet, welche an Gebäuden lediglich angebracht, aber nicht in Bauprodukte oder die Gebäudehülle integriert sind (gebäudeintegriert). Typischerweise sind bei Gebäudeanlagen die Photovoltaikmodule am Dach montiert. Gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen (die Photovoltaikmodule übernehmen eine oder mehrere der Funktionen der Gebäudehülle) werden in den Kapiteln 3.3.3 und 3.5.4 gesondert behandelt.

3.3.1 Investitions- und Betriebskosten von Gebäudeanlagen

Investitionskosten Gebäudeanlagen

Eine Auswertung aller Datenpunkte zu spezifischen Systemkosten von schlüsselfertigen Photovoltaikanlagen, die an oder auf einem Gebäude errichtet wurden, zeigt Abbildung 14. Die eingezeichnete (ausgleichende) Potenzfunktion zeigt einen deutlich abnehmenden Kostentrend im kleinen Leistungsbereich von Photovoltaikanlagen, eine flachere Kostendegression im mittleren und großen Leistungssegment.

Der Vergleich mit Daten aus der Marktstatistik 2020 (siehe Abbildung 13) zeigt eine ähnliche Kostenstruktur (BMK, 2020). Die Systempreise für Anlagen über 10 kW_p liegen laut Marktstatistik im Jahr 2019 bei etwa 800-2.000 €/kW_p, was die Trendlinie bzw. die Datenpunkte im größeren Leistungssegment in Abbildung 14 ebenso abbilden.

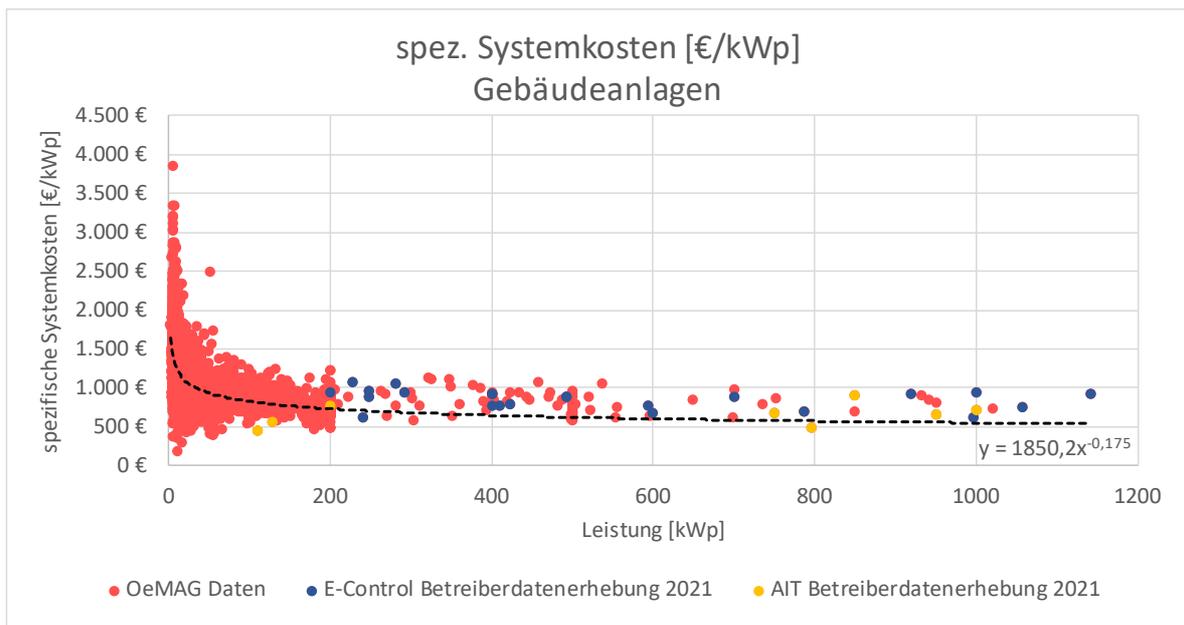


Abbildung 14: Spezifische Systemkosten von Photovoltaikanlagen auf Gebäuden für alle Anlagengrößen der verfügbaren Datensätze. Die Datensätze der spezifischen Systemkosten in der Darstellung hier sind vollständig und unbereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Die Datenauswertung für Photovoltaik wurde analog zu den anderen Technologiefeldern in diesem Bericht durchgeführt. Für die Bewertung der Daten wurden die jeweilig zutreffenden Größenkategorien der Anlagen aus der Datenerhebung statistisch ausgewertet. Bei einer einfachen Mittelwertbildung wurde festgestellt, dass eine

ausreichende Datenbasis für eine statistische Auswertung vorhanden war (ausreichende Anzahl an Datenpunkten), aber dass es signifikante Abweichungen einzelner Punkte vom Mittel gibt. Insbesondere kommen vermehrt Anlagen mit deutlich nach oben abweichenden - also höheren Systemkosten - vor, einige mit nach unten abweichenden Systemkosten. Um eine Verzerrung des Mittelwertes durch stark abweichende und nicht jeweils im Einzelfall nachprüfbar Werte zu vermeiden, wurde das statistische Mittel des gestutzten Mittelwertes angewendet. Dabei wurde die Datenbasis für jede Größenkategorie gesondert um die höchsten und niedrigsten Werte beschnitten. Die Datenbasis wurde so jeweils um 20% gestutzt (10% der höchsten Werte und 10% der niedrigsten Werte). Über die restlichen Werte wurde der Mittelwert für die jeweilige Größenkategorie gebildet. Die so erhaltenen gestutzten Mittelwerte wurden für die weiteren Berechnungen als Grundlage verwendet. Es ist zu erwähnen, dass die Datenlage bei Photovoltaik sehr gut war und viele Daten vorhanden waren; so weichen die gestutzten Mittelwerte maximal -2,1% von den reinen Mittelwerten ab.

Abbildung 15 zeigt die statistische Herangehensweise, um ausreißende Datenpunkte aus der spezifische Datenbasis der Systemkosten zu bereinigen (bereinigt durch das gestutzte Mittel um insgesamt 20%) für die Größenkategorie größer 20 kW_p bis 100 kW_p. Die Darstellung ist nur eine beispielhafte Visualisierung des Bewertungsprozesses und kann analog für die anderen Größenkategorien der Photovoltaik, als auch für die anderen Ökostromtechnologien betrachtet werden.

Die Daten zu spezifischen Systeminvestitionskosten werden in Größenkategorien gegliedert, um die Berechnungen zur Bestimmung von Höchstwerten der Ausschreibung und Investitionsförderungen für Photovoltaikanlagen durchführen zu können.

Für die Berechnung der LCOE-Werte für die Marktprämie und in weiterer Folge zur Bestimmung der Ausschreibungshöchstwerte wurde das gesamte Größenspektrum ab 10 kW_p gemäß § 10 Abs. 3 EAG herangezogen.

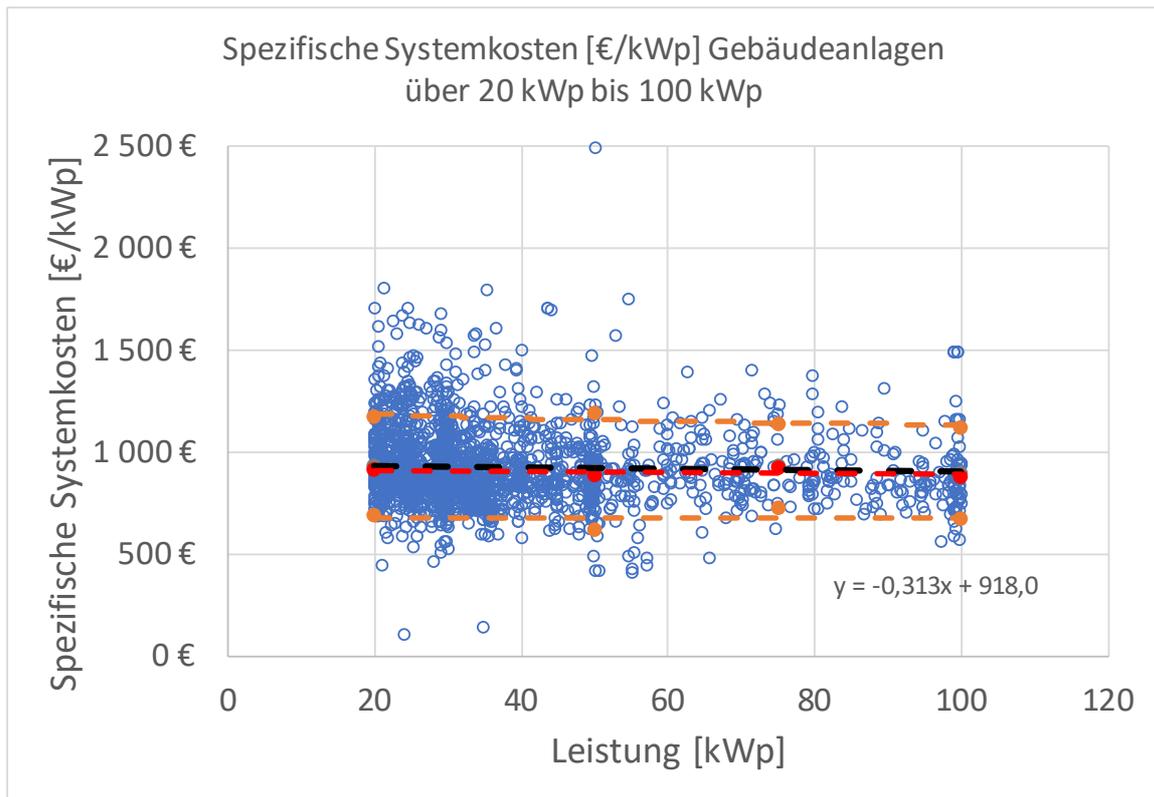


Abbildung 15: Beispielhafte Darstellung der Statistik der Systempreise für Anlagen größer 20 kW_p bis 100 kW_p. Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: Mittelwert, rote Linie: gestutzter Mittelwert, orange Linien: Grenze für gestutztes Mittel, wo 10% der größten Datenwerte über der oberen und 10% der kleinsten Datenwerte unter der unteren orangen Linie liegen. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Für die Berechnungen zu Investitionsförderungen wurden die Daten zu Systempreisen der Photovoltaikanlagen in folgende Größenkategorien (in Anlehnung an § 56 Abs. 3 EAG) eingeteilt:

- Kategorie A: Photovoltaik-Anlagen bis 10 kW_p
- Kategorie B: Photovoltaik-Anlagen größer 10 kW_p bis 20 kW_p
- Kategorie C: Photovoltaik-Anlagen größer 20 kW_p bis 100 kW_p
- Kategorie D: Photovoltaik-Anlagen größer 100 kW_p bis 1 MW_p

Analog zu obiger Vorgehensweise wurden die Anlagen in den vier Größenkategorien um ausreißende Datenpunkte bereinigt (durch das gestutzte Mittel um insgesamt 20%), wodurch die folgende Datenlage in Abbildung 16 für die weiteren Berechnungen herangezogen wurde.

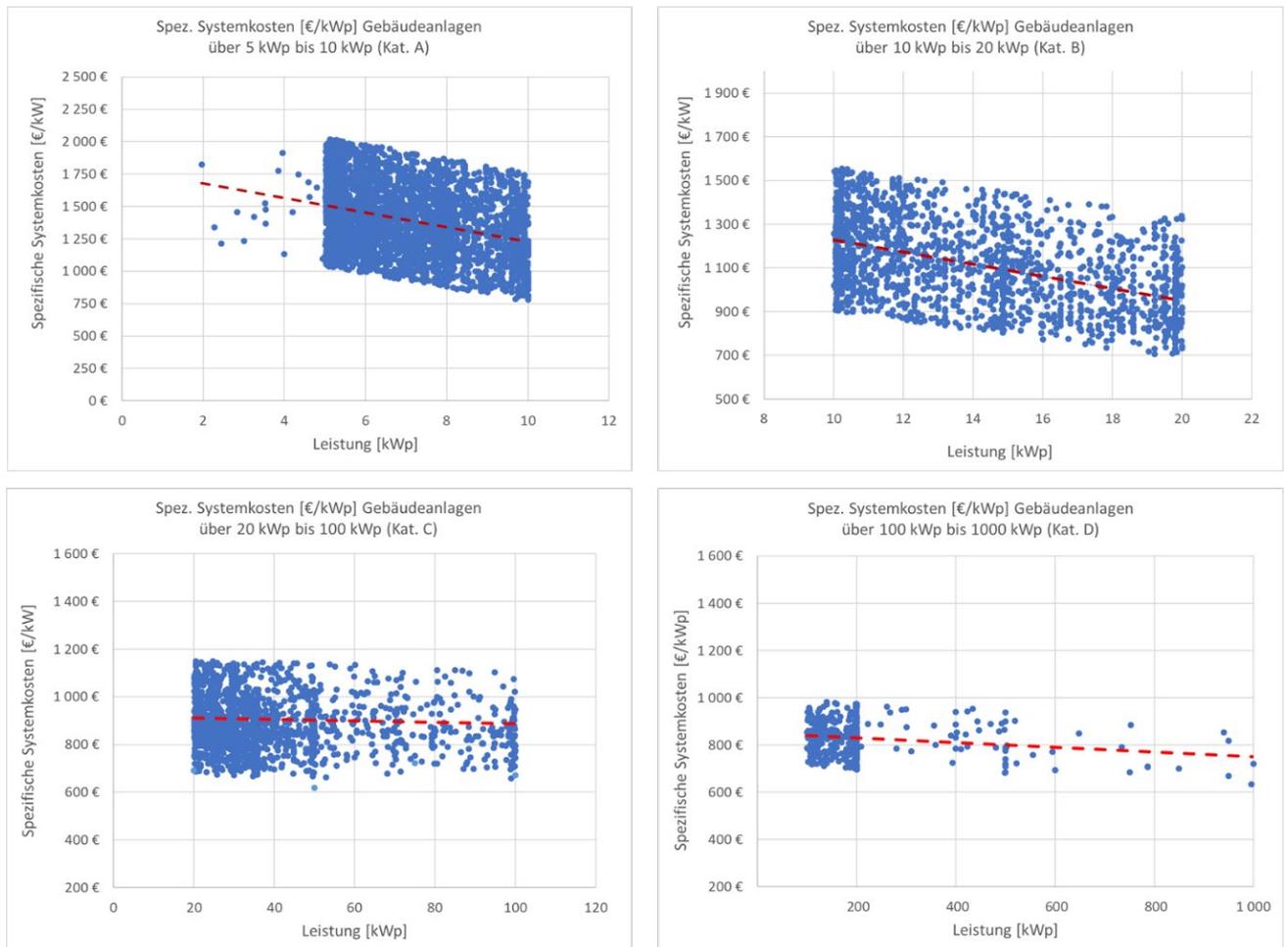


Abbildung 16: Bereinigte spezifische Systemkosten von Gebäudephotovoltaikanlagen für die vier Größenkategorien der Investitionsförderung (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Tabelle 14 zeigt die resultierenden und für die Berechnung der Investitionsförderung herangezogenen, bereinigten und gemittelten Systemkosten je Größenkategorie. Es wird angenommen, dass die mit den gestutzten Mittelwerten eruierten Systemkosten bereits repräsentativ und kosteneffizient sind. Zum einen wurden noch oben ausreißende Werte systematisch bereinigt, zum anderen würde die Annahme von einem niedrigeren Wert für die Systempreise (etwa um 10%, 20% oder 30% niedriger als der gestutzte Mittelwert) einen größeren Anteil als die Hälfte der Anlagen nicht ausreichend hinsichtlich ihrer Systempreise berücksichtigen. Dies ist insbesondere als kritisch anzusehen, da ohnehin nicht alle Anlagen optimal betrieben werden können, oder zu den niedrigsten möglichen Kosten errichtet werden können.

Tabelle 14: Ergebnis der gestutzten Mittelwerte für spez. Systemkosten je Kategorie berechnet über alle Anlagen der Kategorien A bis D (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Spez. Systeminvestitionskosten			
Anlagengrößen	Kategorien	Anzahl	€/kW_p
bis 10 kW _p	Kategorie A	4.067	1.406,46
>10-20 kW _p	Kategorie B	2.088	1.132,32
>20-100 kW _p	Kategorie C	2.027	905,73
>100 kW _p -1 MW _p	Kategorie D	851	831,25

Für eine Vollkostenbetrachtung sind neben den Systemkosten von Photovoltaik – die neben den Photovoltaikmodulen auch Wechselrichter, Unterkonstruktion, Verkabelung, Montage, Bauarbeiten, Blitzschutz, Überspannungsschutz, Messtechnik und die Inbetriebnahme der Anlage enthalten – Aufwendungen wie die Planungskosten und Kosten für Projektabwicklung zu berücksichtigen. Diese Kostenkomponenten wurden im Rahmen der Betreiberdatenerhebung ermittelt und sind für Gebäudeanlagen in Abbildung 17 dargestellt (abermals bereinigt durch das gestutzte Mittel um insgesamt 20%) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a). Die Datenlage zeigt eine leicht abfallende Kostenstruktur für größere Photovoltaikanlagen jeweils innerhalb einer Kategorie.

Für die Berücksichtigung der Planungs- und Projektabwicklungskosten in den LCOE-Berechnungen wurde je betrachteter Anlagenleistung der zugehörige gestutzte Mittelwert herangezogen, was einer Auswertung der Trendlinie an einem bestimmten Leistungswert in Abbildung 17 entspricht.

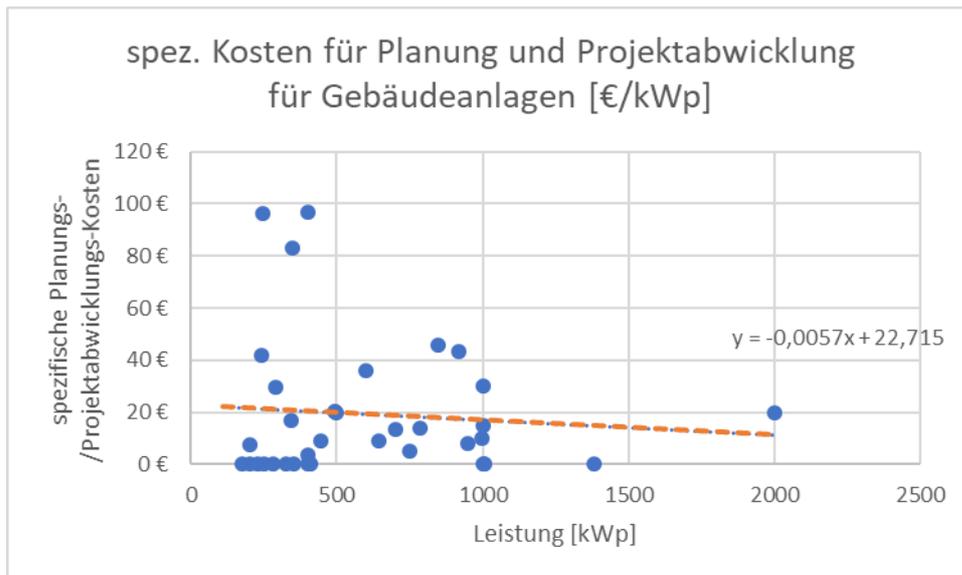


Abbildung 17: Spezifische Kosten für Planung und Projektentwicklung für Gebäudephotovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Weitere Investitionskostenparameter wie Netzanschlusskosten (bestehend aus Netzzutrittsentgelt und den Kosten für die Netzableitung) werden wie in Kapitel 2.3.1 und Kapitel 2.3.2 dargestellt berücksichtigt. Zudem wird in der Vollkostenbetrachtung berücksichtigt, dass der Wechselrichter während der Photovoltaikanlagenlebensdauer meist nach etwa 10 Jahren zu tauschen ist⁴⁷.

Volllaststunden von Photovoltaikanlagen

Ein Faktor, der die Stromgestehungskosten signifikant beeinflusst, ist jener der Volllaststunden pro Jahr. Die höchste Volllaststundenzahl (h/a) wird nur bei optimaler Neigung, keiner Verschattung, freiem Horizont und Südorientierung und gegebenenfalls automatisierter Nachführung erreicht. Standortabhängig ist daher die Volllaststundenzahl sehr unterschiedlich. Zur Erhebung wurden mehrere Quellen herangezogen. Der österreichische Durchschnittswert der OeMAG-Daten für die Jahre 2019 und 2020 beträgt in etwa 1.050 h/a bis 1.090 h/a (OeMAG, 2021g). In Ostösterreich und ganz im Süden Österreichs werden durch höhere Einstrahlungswerte teils höhere Volllaststunden von über 1.000 h/a bis über 1.200 h/a erreicht (Heinrich, 2018) (Energie Kompass GmbH, 2017). Es gibt jedoch auch viele Standorte mit deutlich niedrigeren Jahreserträgen unter

⁴⁷ Die Kosten für einen Wechselrichtertausch werden in der Praxis häufig als Reinvestitionsrücklagen den Betriebskosten zugerechnet. In diesem Gutachten stellt der Tausch des Wechselrichters allerdings eine Investition dar, die nach 10 Jahren Anlagenbetriebsdauer getätigt wird.

800 h/a. Ein repräsentativer Wert für viele Standorte ist nach (Huld & Pinedo-Pascua, 2019) ebenfalls 1.050 h/a. Für die weiteren Berechnungen wurde daher der ermittelte Wert von **1.050 Volllaststunden pro Jahr** herangezogen.

Degradation von Photovoltaikmodulen

Photovoltaikmodule unterliegen einer Alterung, welche sich in einem jährlichen Leistungsverlust abbildet. Im ersten Betriebsjahr kann die (sogenannte) Anfangsdegradation 2% bis 3% ausmachen (AIT, 2021b). Sie kann z.B. durch lichtinduzierte Alterung von Komponenten und Solarzellmaterial entstehen. In den Folgejahren im Betrieb tritt eine langsame Alterung auf (z.B. Korrosion durch Feuchtigkeit), welche einem jährlichen Leistungsverlust von durchschnittlich 0,5% entspricht (Fraunhofer ISE, 2021) (Jordan & Kurtz, 2012). Üblich sind Leistungsgarantien der Hersteller*innen von 20 bis 25 Jahre, vereinzelt auch bis 30 Jahre, für einen maximalen linearen Leistungsabfall von bspw. 20%. Die genannten Werte beziehen keine Ausfälle aufgrund von Produktionsmängeln mit ein und berücksichtigen ausschließlich kristalline Module. In der LCOE-Berechnung wird daher die Degradation mit 0,5% Leistungsverlust pro Jahr berücksichtigt, sowie eine Leistungsabnahme von 3% im ersten Betriebsjahr.

Betriebskosten Gebäudeanlagen

Die Betriebskosten wurden anhand der E-Control Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2021g) und der eigenen Betreibererhebung eruiert (AIT, Erhebungsdaten Photovoltaik, 2021a). Von den erhobenen Datensätzen enthielten insgesamt 29 Gebäudeanlagen Daten zu Betriebskosten. Diese sind in Abbildung 18 als Kosten je produzierter MWh (€/MWh) dargestellt, wobei die jährliche Stromerzeugungsmenge anhand der Volllaststunden von 1.050 h/a ermittelt wurde. Die Betriebskosten beinhalten – wenn vorhanden – Personalaufwand, Betriebsführung, Wartung/Instandhaltung, Versicherung und Sonstiges. Ebenso wurden teilweise Pachtkosten genannt, welche ebenso den Betriebskosten zugerechnet wurden.

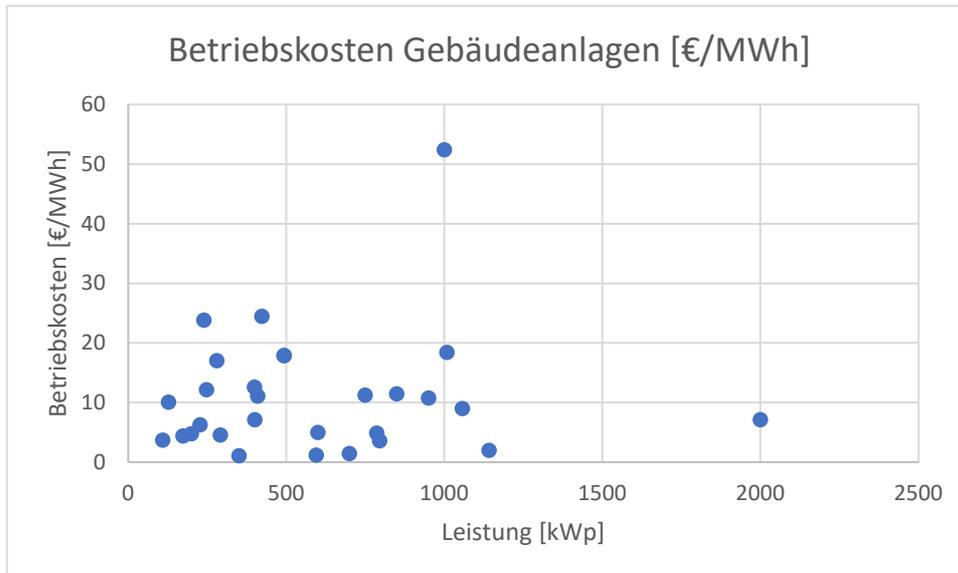


Abbildung 18: Erhobene Betriebskosten (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Da die Betriebskosten sehr unterschiedlich sind und kein Trend bezüglich Anlagengrößen feststellbar ist, wurde für die Betriebskosten für Gebäudephotovoltaik ein um 20% gestutzter Mittelwert von **9,53 €/MWh** über alle Anlagengrößen hinweg berechnet. Der Wert stellt dabei gesamte Betriebskosten (inklusive Personalaufwand, Wartung und Instandhaltung, Versicherung und Sonstiges (z.B. Pacht)) geteilt durch den jährlich produzierten Stromertrag bei 1.050 Volllaststunden pro Jahr dar.

Weitere in den Berechnungen berücksichtigte Betriebskostenparameter sind die laufenden Netzgebühren (siehe Kapitel 2.3.1) und Einnahmen (negative Kosten) aus HKN (siehe Kapitel 2.3.6).

3.3.2 Investitions- und Betriebskosten von Freiflächenanlagen

Begriffsdefinition Freiflächenanlagen

Photovoltaikanlagen auf Freiflächen bezeichnen gemäß EAG landwirtschaftlich genutzte Flächen oder Flächen im Grünland mit einer speziell für die Errichtung einer Photovoltaikanlage vorgesehenen Widmung (§ 10 Abs. 1 Z 3 lit. c und § 56 Abs. 1 Z 3).

Beispielsweise sind „landwirtschaftlich genutzte Grundflächen“ Flächen zur Gewinnung jeglicher Art von Feldfrüchten, gemähte, beweidete Flächen und ungenutzte Flächen im

Bereich der Landwirtschaft (Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend über die Angabe und Definition der Benützungsarten und Nutzungen im Grenzkataster (Benützungsarten-Nutzungen-Verordnung – BANU – V), 2010).

„Grünflächen“ wiederum sind „*unbebaute oder unbefestigte Teilflächen von Betriebsflächen, insbesondere landwirtschaftliche Nutzflächen, Gartenflächen und Naturschutzflächen*“ (PV-FRL, 2020).

Investitionskosten Freiflächenanlagen

Die spezifischen Systemkosten für Freiflächenanlagen sind in Abbildung 19 dargestellt. Ein Vergleich der spezifischen Systemkosten für Freiflächen- und Gebäudeanlagen und eine an die Datenpunkte gelegte Ausgleichskurve (Potenzfunktion) zeigen ähnliche, durchschnittliche Kostenstrukturen für die spezifischen Systemkosten. Erkennbar ist, dass die Auswertung für Freiflächenanlagen deutlich weniger Datenpunkte enthält, diese jedoch auch für größere Anlagen (über 1 MW_p) zur Verfügung stehen. Freiflächenanlagen weisen ab etwa 3 MW_p bei steigender Leistung keine signifikante Kostendegression mehr auf. Eine beispielhafte Auswertung der Potenzfunktion an der Leistung von 1 MW_p zeigt für Freiflächenanlagen spezifische Systemkosten von 707 €/kW_p, wobei die Potenzfunktion der Gebäudeanlagen einen Wert von 689 €/kW_p ausgibt. Freiflächenanlagen weisen also im Vergleich zu Gebäudeanlagen im selben Leistungssegment keine geringeren Systemkosten auf. Dies liegt vor allem an den Aufwendungen für Aufständigung und Fundamentierung.

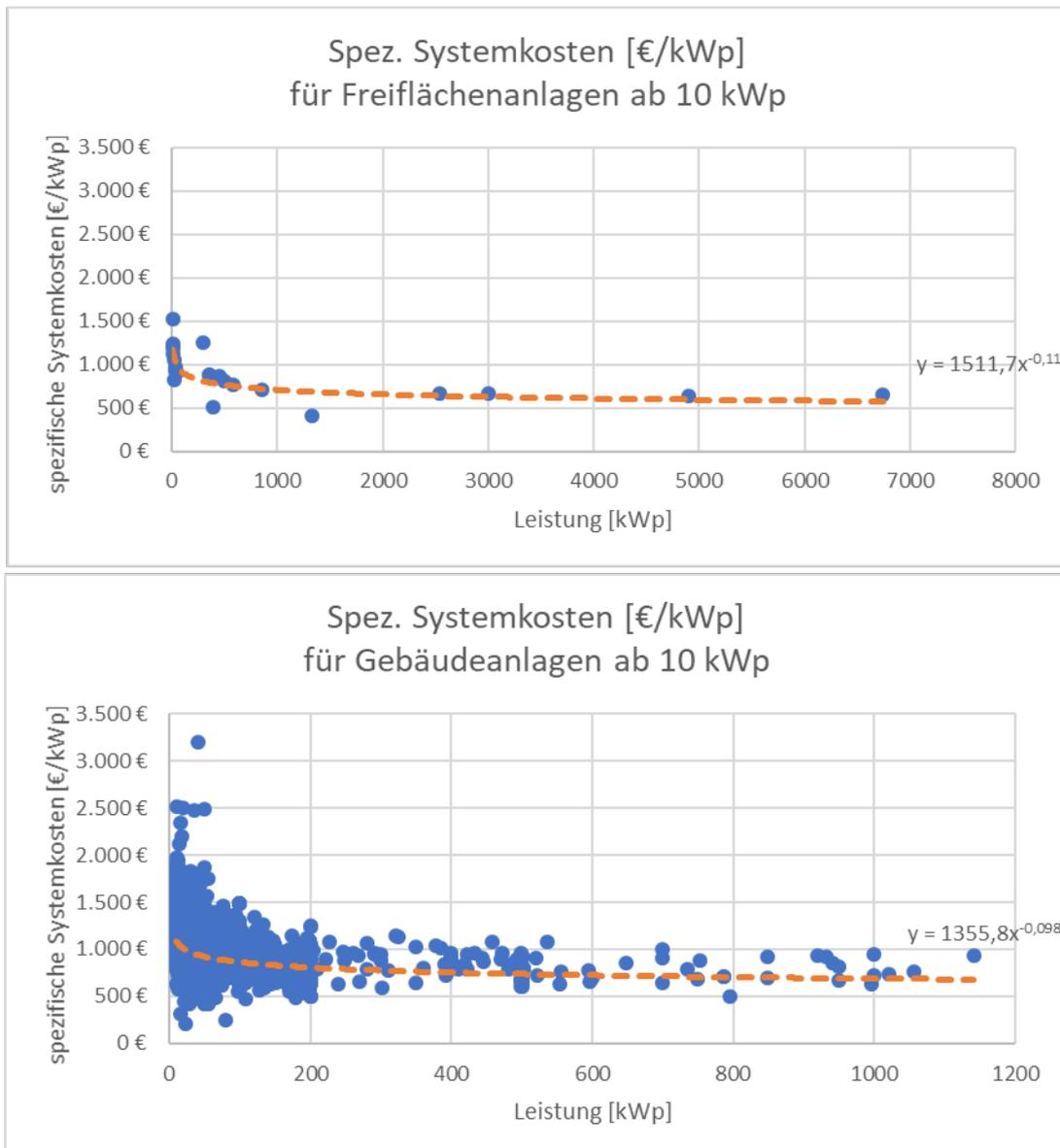


Abbildung 19: Spezifische Systemkosten für Freiflächen- und Gebäudephotovoltaikanlagen (jeweils ab 10 kWp), unbereinigt (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))

Abbildung 20 zeigt die bereinigte Datenlage (um 20% gestutzter Mittelwert) zu Planungskosten und Kosten für Projektentwicklung für Freiflächenanlagen. Die einzelnen Datenpunkte streuen zwar stark, im Mittel betragen diese allerdings für alle Anlagengrößen etwa 47 €/kW_p (siehe auch Vergleichsgrafik für Gebäudeanlagen Abbildung 17). Im Vergleich zu Planungs- und Projektentwicklungskosten von Gebäudeanlagen ist keine Kostendegression mit steigender Anlagengröße ersichtlich – somit bestehen auch bei größeren Freiflächenphotovoltaikanlagen im Vergleich zu Gebäudeanlagen relativ hohe spezifische Planungs-/Projektentwicklungskosten.

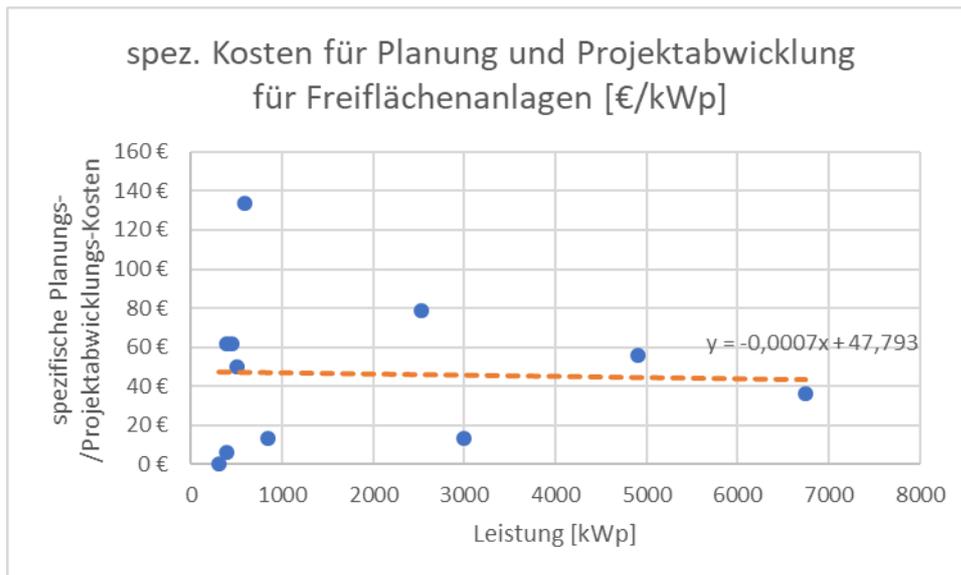


Abbildung 20: Spezifische Kosten für Planung und Projektentwicklung für Freiflächenphotovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (AIT, 2021a))

Für die Berücksichtigung der Planungs- und Projektentwicklungskosten in den LCOE-Berechnungen für Freiflächenanlagen wurde je betrachteter Anlagenleistung wiederum der zugehörige (um 20% gestutzte) Mittelwert herangezogen, was einer Auswertung der Trendlinie an einem bestimmten Leistungswert in Abbildung 20 entspricht.

Betriebskosten Freiflächenanlagen

Neben den Systemkosten und Planungs-/Projektentwicklungskosten müssen auch die laufenden Betriebskosten in der Berechnung der Stromgestehungskosten berücksichtigt werden. Es konnten neun Datensätze von Freiflächenanlagen bzgl. Betriebskosten ausgewertet werden (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a). Die folgende Tabelle 15 zeigt eine Gegenüberstellung der ausgewerteten Daten für Betriebskosten von Gebäude- und Freiflächenanlagen, wobei für die Auswertung die Herangehensweise des um 20% gestutzten Mittelwerts wie in Kapitel 3.3.1 gewählt wurde. Die Volllaststundenanzahl und Degradation der Photovoltaikmodule wurde analog zu Gebäudeanlagen angenommen (siehe Kapitel 3.3.1). Die Betriebskosten in Tabelle 15 beinhalten Personalaufwand, Betriebsführung, Wartung/Instandhaltung, Versicherung und Sonstiges (u.a. Pachtkosten). Laufende Netzentgelte und Erlöse aus HKN wurden dabei noch nicht berücksichtigt. Die Betriebskosten wurden in der Datenerhebung von den Anlagenbetreiber*innen nicht immer einheitlich angegeben, wodurch die genaue Höhe der Pachtkosten nicht eindeutig ermittelbar ist. Die Pachtkosten wurden, wenn vorhanden, in den laufenden Betriebskosten berücksichtigt. Bei Photovoltaikprojekten auf Flächen mit geringen

Pachtkosten sind die Betriebskosten – und daraus resultierend die Stromgestehungskosten – entsprechend niedriger.

Tabelle 15: Vergleich der Betriebskosten für Freiflächen- und Gebäude-Photovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, Erhebungsdaten Photovoltaik, 2021a))

	Gesamte Betriebskosten (bezogen auf die produzierte Strommenge)
Freiflächenphotovoltaikanlage	9,39 €/MWh
Gebäudephotovoltaikanlage	9,53 €/MWh

Es ist ersichtlich, dass Betriebskosten für Freiflächenanlagen (v.a. durch Aufwendungen für Pacht und Grünschnitt) in einer ähnlichen Größenordnung wie jene für Gebäudeanlagen liegen.

3.3.3 Investitionskosten innovativer Photovoltaiksysteme

Der Investitionszuschuss gemäß EAG § 56 Abs. 7 sieht vor, dass „[...] bei der Auszahlung für Freiflächenanlagen gemäß Abs. 1 Z 3 ein Abschlag von 25% gilt und für gebäudeintegrierte Anlagen und besonders innovative Projekte mit Verordnung gemäß § 58 ein Zuschlag von bis zu 30% vorgesehen werden kann“.

Begriffsdefinition Bauwerksintegrierten Photovoltaik (BIPV)

Zu Beginn wurde eine Detaillierung der Definition von gebäudeintegrierten Anlagen und besonders innovativen Projekten und darunterfallenden Anlagen(-kombinationen) vorgenommen.

Der Begriff der gebäudeintegrierten Photovoltaik (GIPV) ist gleichbedeutend mit dem Begriff der bauwerksintegrierten Photovoltaik (BIPV), da in diesem Zusammenhang unter Gebäude und Bauwerk das gleiche verstanden wird. Im internationalen Gebrauch wird die englische Bezeichnung Building Integrated PV – BIPV verwendet. Referenzen und Projekttitel aus dem internationalen Umfeld werden in diesem Bericht daher auch mit dieser Abkürzung dargestellt.

Bei gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen (GIPV) übernehmen die Photovoltaikmodule eine oder mehrere der Funktionen der Gebäudehülle. Im Gegensatz zur GIPV steht die gebäudeapplizierte Photovoltaik (GAPV), mit lediglich angebrachten, aber nicht in Bauprodukte oder Gebäudehülle integrierte Photovoltaikmodulen. Die gebäudeapplizierte Photovoltaik (GAPV) ist gleichbedeutend mit den Gebäudeanlagen in diesem Gutachten.

Für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen wird eine Abgrenzung des Begriffes gemäß IEC 63092-1 Photovoltaik im Bauwesen - Teil 1: Gebäudeintegrierte Photovoltaik-Module vorgeschlagen.

Die Norm DIN EN 63092-1:2018-09 beschreibt das „*Photovoltaikmodul, das eine oder mehrere der Funktionen der Gebäudehülle übernimmt*“. Die Funktionen der Gebäudehülle müssen, je nach Anwendung, eine oder mehrere der folgenden sein:

- Mechanische Steifigkeit oder strukturelle Integrität
- Primärer Wetterschutz: Regen, Schnee, Wind, Hagel
- Beschattung, Tageslichtnutzung, Wärmedämmung
- Brandschutz
- Lärmschutz
- Trennung zwischen Innen- und Außenbereich
- Schutz oder Sicherheit

Diese Norm wurde auch mit Unterstützung von international anerkannten Expert*innenkreisen (z.B. IEA PVPS Task 15 - Bauwerksintegrierte Photovoltaik der internationalen Energieagentur (IEA PVPS Task 15, 2021)) entwickelt und spiegelt die allgemeine Auffassung von GIPV wider. In der Abbildung 21 sind die technischen GIPV Systeme an einem Gebäude prinzipiell dargestellt (SUPSI, 2020).

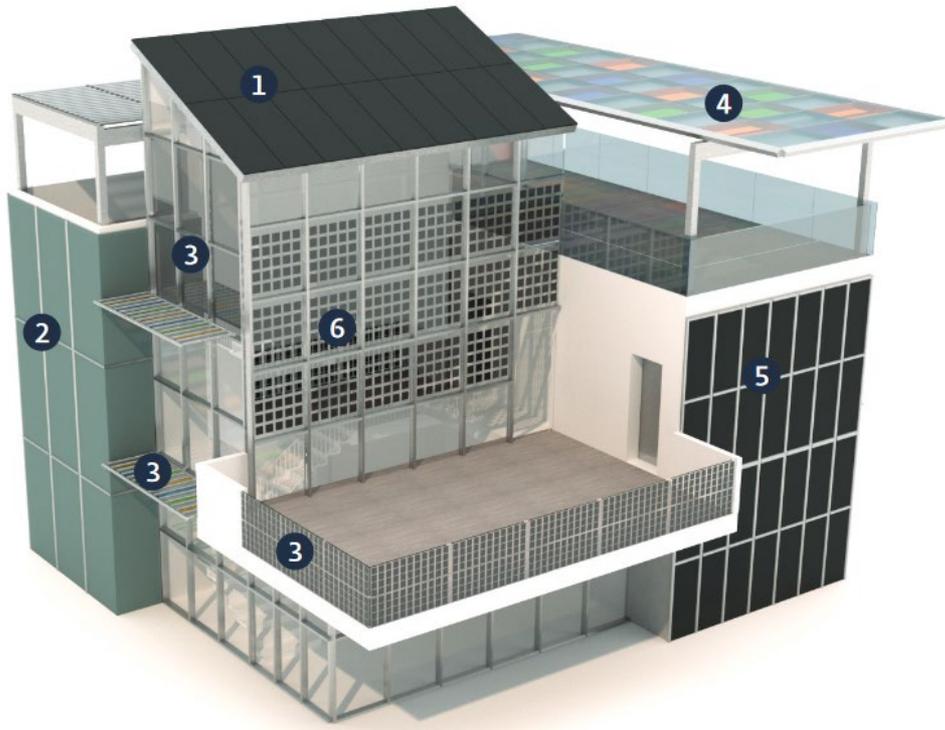


Abbildung 21: Darstellung von technischen GIPV Systemen: (1) Schrägdach, (2) Kaltfassade, (3) Anbauelemente, (4) Pergola, (5) Vorgefertigte Fassadensysteme, (6) Vorhangfassade (Quelle: (SUPSI, 2020))

Diese Definition für gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen deckt sich in weiten Teilen mit der derzeitigen Auffassung im Klima- und Energiefonds. (KLIEN, 2021)

- Unter gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen versteht man Anlagen, bei denen das photovoltaische Element neben seiner üblichen Funktion der Stromerzeugung auch die Funktion von Bauelementen des Gebäudes übernimmt (doppelte Funktion).
- Der Begriff „Bauelement“ umfasst Teile der Bauwerkhülle (Dachbedeckung, Fassaden- und Beschattungselemente, Glasoberflächen).
- Ausdrücklich keine gebäudeintegrierten Photovoltaikanlagen (GIPV) sind somit Photovoltaikmodule, die zusätzlich an der Gebäudehülle angebracht werden und keine Funktion von Bauelementen übernehmen. Zu diesen nicht gebäudeintegrierten Anlagen zählen weiters Anlagen, welche die Funktion des Daches eines Carports, Eingangsbereichs, Balkons, Gartenhauses oder einer Terrasse übernehmen.

Gemäß der Definition sowohl in DIN EN 63092-1:2018-09 als auch in den vorgenannten internationalen Expert*innenkreisen sind jedoch auch Anlagen und Photovoltaiksysteme, welche die Funktion des Daches eines Carports, Eingangsbereichs, Balkons, Gartenhauses oder einer Terrasse (Pergola) übernehmen als GIPV Anlage zu werten. Folglich wird empfohlen, bei der Behandlung von GIPV Anlagen die DIN EN 63092-1:2018-09 vollumfänglich anzuwenden.

Für die Behandlung in der Begriffsbestimmung von GIPV-Anlagen wird empfohlen, die europäische Norm DIN EN 63092-1:2018-09 anzuwenden.

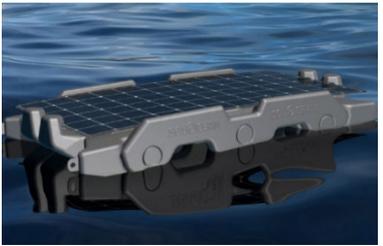
Kategorisierung für innovative Photovoltaikprojekte

Für gebäudeintegrierte und besonders innovative Photovoltaikprojekte werden nachfolgend die wesentlichen in Frage kommende Konzepte dargelegt und in Kategorien eingeteilt. Diese wurden mit den ermittelten Investitionskosten bzw. Stromgestehungskosten von Referenzphotovoltaikanlagen verglichen und im Hinblick auf die Stromgestehungskosten untersucht.

Innovative Photovoltaiksysteme sind keine Standardphotovoltaikanlagen (standardisierte Photovoltaikdachanlagen oder Photovoltaikfreiflächenanlagen) und weisen einen hohen Innovationsgehalt auf. Diese besitzen typischerweise bereits einen hohen technologischen Reifegrad, liegen aber kostenmäßig noch deutlich über Standardphotovoltaikanlagen.

Als innovative Photovoltaiksysteme gelten aus Sicht des Gutachter*innen-Teams im Wesentlichen Anwendungen bzw. Umsetzungen wie in Tabelle 16 dargestellt. Diese Darstellung hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit und soll lediglich eine indikative Kategorisierung wiedergeben. Beispielsweise sind innovative Photovoltaiksysteme auch nicht auf kristalline Solarzellentechnologie oder eine bestimmte Modultechnologie beschränkt. Anhand von Projektbeispielen werden die vielfältigen Variationen und Projektspezifika aufgezeigt.

Tabelle 16: Beispiele von innovativen Photovoltaikanlagen

Beispiele innovative Photovoltaikanlagen		
Anlagenart	Projektbeispiel	
Agrar-PV	Vertikale Photovoltaikmodulreihen	 <p>(next2sun)</p>
	Überkopfmontage Stahlbau	 <p>(Fraunhofer ISE)</p>
	Gewächshaus	 <p>(Kioto Solar)</p>
Schwimmende Photovoltaik	Einzelschwimmkörper	 <p>(SolOcean)</p>
	Schwimmkonstruktion vorgefertigt	 <p>(BayWa r.e.,)</p>

Photovoltaik-Überdachung befestigte Flächen	Carport	 <p>(Kioto Solar)</p>
	Überdachung Parkplatz	 <p>(ClickCon)</p>
	Überdachung Autobahn	 <p>(© LABOR3 Architektur GmbH)</p>
	Überdachung Kläranlage	 <p>(DHP Technologies)</p>
Photovoltaik in Infrastruktur	Lärmschutzwand Aufklebung	 <p>(DAS Energy)</p>
	Lärmschutzwand Aufsatz	 <p>(Forster)</p>

Gebäudeintegrierte Photovoltaik Siehe Abbildung 21



(Ertex-Solar) (EDS)



Ergänzende Kommentare zu den Kategorien:

- Nicht nur der integrative Aspekt der Photovoltaikmodule wird bei dieser Darstellung beachtet, sondern auch die Anwendung von Photovoltaikanlagen in besonders herausfordernden oder neuen Betriebsumgebungen.
- Freiflächenanlagen, mit leicht erhöhten Photovoltaikmodultischen, um eine Weidehaltung von Nutztieren zu erleichtern, sind einer herkömmlichen Freiflächenanlage gleichzusetzen und fallen demgemäß nicht unter die Kategorie Agrar-PV.
- Diese Darstellung hat keinen Anspruch auf Vollständigkeit und soll lediglich eine indikative Kategorisierung wiedergeben.

Investitionskosten innovativer Photovoltaikanlagen

Um Vorschläge für die Zuschlagshöhe für besonders innovative Photovoltaiksysteme und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen festzulegen, wurden die Investitionskosten für diese Systeme ermittelt und in Tabelle 17 zusammengefasst. Hierfür wurden beispielhafte Anlagen aus verschiedenen Größenklassen herangezogen, welche für die jeweilige Anwendung typisch sind, z.B. wurden Agrar-PV-Anlagen im größeren Leistungsbereich angelegt, fassadenintegrierte Photovoltaikanlagen im kleineren Leistungssegment.

In Tabelle 17 sind außerdem die relativen Mehrkosten von innovativen Photovoltaiksystemen und GIPV im Vergleich mit Standardphotovoltaikanlagen (Gebäudeanlagen und Freiflächenanlagen gemäß Tabelle 22, Tabelle 23 und Tabelle 24) berechnet. Dafür wurden die gesamten Investitionskosten der innovativen Photovoltaikanlagen mit den Investitionskosten der Vergleichsphotovoltaiksysteme im jeweils gleichen Leistungsbereich (kW_p) und in einem ähnlichen Anwendungsbereich (Gebäude oder Freifläche) herangezogen.

Die spezifischen Kosten (€/kW_p) wurden auf Basis von Angeboten von Lieferant*innen, Preislisten von Hersteller*innen, Literatur, Internetrecherche sowie eigenen Erhebungen in Vorprojekten ermittelt. Es ist anzumerken, dass die genannten Kosten nicht auf einer breiten Statistik beruhen, sondern als exemplarische Angaben für einzelne oder wenige Projekte gelten. Sie dienen dazu, indikativ und beispielhaft die Größenordnungen der höheren Kosten aufzuzeigen. Aufgrund der Standort-, Technologie- und Projektspezifika einer jeden Kategorie erschien im Rahmen dieser Arbeit eine weitere Detaillierung nicht zielführend.

Es wurde untersucht, ob ein Zuschlag bis zu 30% auf den Fördersatz für diese Systeme ausreichend ist, oder ob es differenziertere Abstufungen braucht.

Tabelle 17: Ermittelte Investitionskosten innovativer Photovoltaikanlagen

Investitionskosten innovative Photovoltaikanlagen und GIPV				
Projektbeispiel	Anlagengröße kW_p	Spezifische Kosten €/kW_p	Vergleichs - photovoltaik-system kW_p (*)	Mehrinvestitions-kosten %
Agrar-PV				
Vertikale Photovoltaik-modulreihen	500	1.177,00	>200 kW_p FFA	32%
Überkopfmontage Stahlbau	500	1.645,00	>200 kW_p FFA	84%
Gewächshaus	500	1.168,33	200-500 kW_p GA	21%

Schwimmende Photovoltaik				
Einzel schwimmkörper	200	1.865,00	>200 kW _p FFA	108%
Floating PV international unteres Preissegment	200	950,00	>200 kW _p FFA	6%
Floating PV international oberes Preissegment	200	1.930,00	>200 kW _p FFA	115%
Schwimmkonstruktion vorgefertigt	2000	1.202,00	>200 kW _p FFA	20%
Photovoltaik-überdachung befestigte Flächen				
Carport (8 Stellplätze)	20	1.439,81	20-40 kW _p GA	40%
Überdachung Parkplatz	100	1.332,00	>200 kW _p FFA	46%
Überdachung Autobahn	760	4.500,00	>200 kW _p FFA	402%
Überdachung Kläranlage	250	2.531,37	200-500 kW _p GA	161%
Photovoltaik in Infrastruktur				
Lärmschutzwand Aufklebung	500	1.395,00	>200 kW _p FFA	56%
Lärmschutzwand Aufsatz	200	1.965,00	>200 kW _p FFA	119%

Gebäudeintegrierte Photovoltaik				
Fassadenintegrierte Kleinanlage unteres Preissegment	15	1.303,18	20-40 kW _p GA	27%
Fassadenintegrierte Kleinanlage oberes Preissegment	15	2.039,18	20-40 kW _p GA	99%
Fassadenintegrierte große Anlage unteres Preissegment	50	1.302,94	40-60 kW _p GA	30%
Fassadenintegrierte große Anlage oberes Preissegment	50	2.038,94	40-60 kW _p GA	105%
Dachintegration	20	2.909,00	20-40 kW _p GA	185%

(*) Vergleichsphotovoltaiksysteme beziehen sich auf die Angaben der Investitionskosten GESAMT für Photovoltaikanlagen unterschiedlicher Leistungsgrößen gemäß Tabelle 22, Tabelle 23 und Tabelle 24). Die Abkürzungen stehen für GA: Gebäudeanlage, FFA: Freiflächenanlage.

Bei der Ermittlung der Investitionskosten von innovativen Photovoltaikanlagen wurden folgende Randbedingungen beachtet:

- Bei integrierten Photovoltaiksystemen (z.B. Fassade, Dach, Carport, Gewächshaus) wurde der Ersatz des herkömmlichen Bauproduktes berücksichtigt.
- Die spezifischen Kosten (€/kW_p) wurden mittels Angeboten von Lieferant*innen, Preislisten von Hersteller*innen, Literatur, Internetrecherche sowie eigenen Erhebungen in Vorprojekten ermittelt. Die dargestellten Investitionskosten für Photovoltaiksysteme in Tabelle 17 basieren teilweise auf nur einer Preisinformation und sind deshalb nur indikativ.
- Agrar-PV mit vertikalen Photovoltaikmodulreihen: Die installierte Nennleistung (und damit kostenbestimmende Größe) bezieht sich auf die Hauptseite der Photovoltaikmodule. Aufgrund der bifazialen Ausführung der Anlage lassen sich grundsätzlich ähnlich hohe Volllaststunden (MWh/a) wie Standard Freiflächenanlagen erzielen.
- Fassadenintegration: 70% des Ertrages im Vergleich zu geneigter Aufdachanlage

Wie aus Tabelle 17 ersichtlich, sind die absoluten Investitionskosten für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen nach der dargestellten Kategorisierung mindestens 20% höher als Vergleichsphotovoltaikanlagen (mit Ausnahme von *Floating PV international unteres Preissegment*). Die höheren Investitionskosten bei den dargestellten innovativen Photovoltaikanlagen ergeben sich größtenteils aus einem oder mehreren der folgenden Elemente:

- Tauglichkeit von Überkopfanwendung von Glas/Glas-Photovoltaikmodulen
- Einsatz von aufwändigen Stahlkonstruktionen, sowie Fundamentierungen
- Sonderbauformen z.B. im Architekturbereich
- Kleine Losgrößen (keine „Projektmodule“)
- Individuelle Projektierungskosten
- Erhöhter Montageaufwand

3.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter

In diesem Kapitel wird die Berücksichtigung des Eigenverbrauchs als Opportunitätserlös in den Berechnungen der Stromgestehungskosten dargestellt.

3.4.1 Opportunitätserlöse⁴⁸ durch Eigenverbrauch

Das EAG lässt eine Förderung durch Marktprämie auch für Überschusseinspeiser*innen zu. Für die Tarifförderung wurde im ÖSG 2012 nicht zwischen Voll- und Überschusseinspeiser*innen unterschieden. Seit 2018 erfolgte die Reihung der Anträge auf Tarifförderung der OeMAG in der ersten Woche der Antragstellung nach der Höhe des Eigenversorgungsanteils (§ 4 Abs. 1 ÖSET-VO) (OeMAG, 2021c). Die Tarifförderung wird damit nur für den Leistungsanteil der Photovoltaikanlage für die Überschusseinspeisung beantragt und gewährt. Der im Förderantrag anzugebene Eigenversorgungsanteil stellt somit jenen Prozentsatz der Leistung dar, der die förderbare EPL um die angegebenen Prozent verringert. Somit erhält eine beispielhafte 10 kW_p Photovoltaikanlage, für welche ein Eigenversorgungsanteil von 30% angegeben wurde, eine Tarifförderung für Einspeisungen von maximal 7 kW_p, während der Investitionsförderanteil für die gesamte

⁴⁸ Opportunitätserlöse bezeichnen Kostenersparnisse, die durch die Entscheidung für eine alternative Handlung entstehen. Opportunitätskosten hingegen beschreiben Kosten, die durch einen entgangenen Nutzen einer alternativen Handlung entstehen.

Leistung gewährt wird (OeMAG, 2021c). Diese kurzfristige Maßnahme führte dazu, dass Anlagen mit Eigenverbrauch weniger Förderkontingent beantragen und folglich mit dem vorgegebenen Unterstützungsvolumen mehr Anlagen bzw. mehr Gesamtleistung gefördert und damit auch umgesetzt werden können.

Für das EAG muss die Gegebenheit des möglichen Eigenverbrauchs von Photovoltaikstrom in der Marktprämie berücksichtigt und in den folgenden Berechnungen abgebildet werden. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten (LCOE) wird deshalb jeweils eine Sensitivitätsrechnung für Eigenverbrauch von 0% bis 50% durchgeführt. Bei steigendem Eigenverbrauchsanteil werden die Stromgestehungskosten um die Ersparnis von Strombezug aus dem Netz vermindert. Dabei wird davon ausgegangen, dass kleinere Anlagen tendenziell einen höheren Eigenverbrauchsanteil aufweisen als Photovoltaikanlagen im größeren Leistungssegment. Als Strombezugspreise aus dem Netz werden typische Kosten für Private, Gewerbe und Industrie herangezogen. In Bezug auf die Strombezugspreise wird angenommen, dass Photovoltaikanlagen bis zu einer Leistung von 100 kW_p von Privaten (bzw. Kleingewerbe), Anlagen über 100 kW_p bis 500 kW_p von Gewerbebetreibenden und Anlagen über 500 kW_p von Industrieunternehmen errichtet werden.

Tabelle 18 zeigt die angenommenen und durch den Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom vermiedenen Stromkosten aus Netzbezug. Dieser Betrag setzt sich für die drei Kategorien Industrie (2,4 GWh/a), Gewerbe (100 MWh/a) und Private (3 MWh/a) aus den reinen Energiekosten, Netzkosten (Netznutzungsentgelt und Netzverlustentgelt) und Steuern/Abgaben (Elektrizitätsabgabe, Ökostromförderbeitrag⁴⁹) zusammen. In dieser Betrachtung wurden nur die variablen, sprich arbeitsbezogenen Kosten summiert. In Analogie zu anderen Erzeugungstechnologien (vgl. Ausführungen in Abschnitt 2.3.3) wurde die Umsatzsteuer nicht berücksichtigt. Die Tabelle zeigt dabei durchschnittliche arbeitsbezogene Strompreise Stand Anfang 2021 und die derzeitige Entwicklung durchschnittlicher Strompreise Anfang 2022 (unter der Annahme einer Strompreissteigerung des Energiepreises von 163%, siehe Strompreisindex ÖSPI (Austrian Energy Agency, 2022) und mit angepassten durchschnittlichen Netzkosten 2022). Da das derzeitig auftretende Strompreisniveau jedoch nicht repräsentativ für die kommenden 20

⁴⁹ Der Ökostromförderbeitrag wurde durch das EAG mit dem Erneuerbaren-Förderbeitrag ersetzt. Obwohl die Erneuerbaren-Förderbeitragsverordnung 2022 den Entfall der Beträge für 2022 vorgibt, werden diese – mit den verordneten Werten aus 2021 – in den weiteren Berechnungen berücksichtigt. Dies fußt auf der Annahme, dass der Erneuerbaren-Förderbeitrag über die nächsten 20 Jahre zu zahlen sein wird.

Jahre ist, wird in einem dritten Schritt der Energiepreis jeweils um 48% erhöht (siehe Strompreisszenario „EAG Szenario Hoch“ in Kapitel 2.1.4) und die arbeitsbezogenen Netzkosten von 2022 herangezogen. Die Steuern/Abgaben werden als konstant angenommen. Die in **Hellblau markierten arbeitsbezogenen Strompreise für Private, Gewerbe und Industrie werden dann für die Ersparnisse durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom in den LCOE-Berechnungen angesetzt.**

Tabelle 18: Angenommene variable Stromkosten unterschiedlicher Verbrauchergruppen Anfang 2021 und Anfang 2021 sowie eine durchschnittliche Annahme für die kommenden 20 Jahre (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021l) (E-Control, 2021d) (E-Control, 2021c) (Anonyme Großverbraucher, 2021) (E-Control, 2022a))

Arbeitsbezogene Stromkostenkomponenten: Stand Anfang 2021						
Verbrauchergruppe	Netzebene	Energiepreis [€/MWh]	Netzpreis [€/MWh]	Abgaben [€/MWh]	SUMME [€/MWh]	
Privat (3 MWh/a)	NE7 (ungemessene Leistung)	63,60	48,91	27,98	140,49	
Gewerbe (100 MWh/a)	NE6	58,20	22,32	20,15	100,67	
Industrie (2.400 MWh/a)	NE5	45,27	15,29	18,52	79,08	
Arbeitsbezogene Stromkostenkomponenten: Stand März 2022						
Verbrauchergruppe	Netzebene	Energiepreis [€/MWh]	Netzpreis [€/MWh]	Abgaben [€/MWh]	SUMME [€/MWh]	
Privat (3 MWh/a)	NE7 (ungemessene Leistung)	167,27	55,99	27,98	251,24	
Gewerbe (100 MWh/a)	NE6	153,07	22,94	20,15	196,16	
Industrie (2.400 MWh/a)	NE5	119,05	16,25	18,52	153,82	
Angenommener durchschnittlicher Strompreis über nächsten 20 Jahre						
Verbrauchergruppe	Netzebene	Energiepreis [€/MWh]	Netzpreis [€/MWh]	Abgaben [€/MWh]	SUMME [€/MWh]	
Privat (3 MWh/a)	NE7 (ungemessene Leistung)	94,13	55,99	27,98	178,10	
Gewerbe (100 MWh/a)	NE6	86,14	22,94	20,15	129,23	
Industrie (2.400 MWh/a)	NE5	66,99	16,25	18,52	101,76	

Die durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom vermiedenen variablen Stromkosten aus Netzbezug sind für Privathaushalte am größten. Daher ist der Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom für Privathaushalte am rentabelsten. Größere Verbraucher (Betriebe), die einen niedrigeren Stromtarif bei Netzbezug zahlen, ersparen sich durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom daher weniger je MWh.

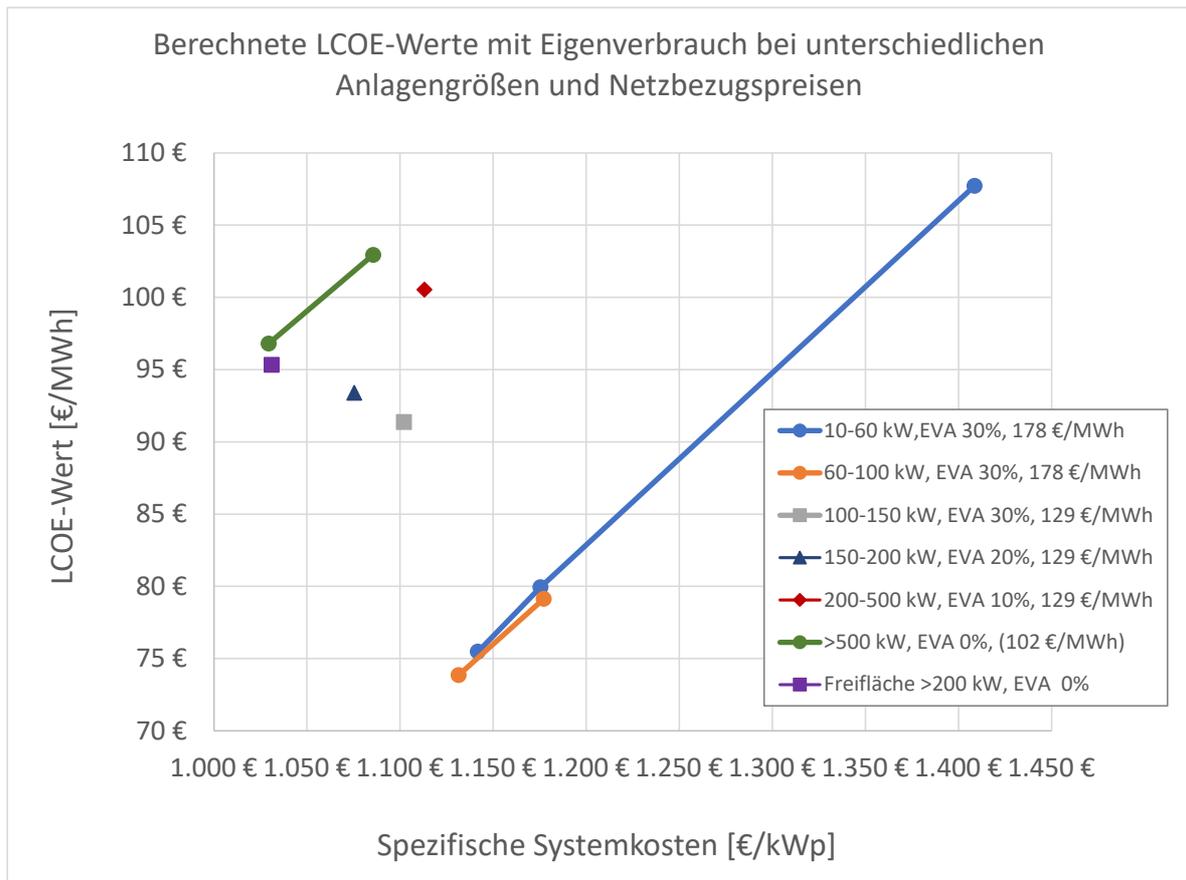


Abbildung 22: Auswirkung unterschiedlicher vermiedener variabler Strombezugspreise aus dem Netz und spezifischer Systemkosten auf die errechneten LCOE-Werte (dabei wurden aufgrund aktueller Marktverwerfungen pauschal um 15% erhöhte Investitionskosten im Vergleich zu den Daten aus den Kapiteln 3.3.1 und 3.3.2 angenommen). Die Linien zeigen die Abhängigkeit der LCOE-Werte von den Systempreisen für unterschiedliche Anlagengrößen (kleinste Anlagen bei über 1.400 €/kW_p), vom Eigenverbrauchsanteil und den vermiedenen Netzbezugspreisen. Für verschiedene Anlagengrößen werden unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile erreicht (siehe Legende) und unterschiedliche variable Netzbezugspreise können gegengerechnet werden. Anlagen um die 20-100 kW mit EVA von 30% weisen aufgrund des hohen Netzstrombezugspreises und dem hohen EVA die niedrigsten LCOE-Werte auf. Größere Anlagen ab 150 kW (wegen dem sinkenden EVA) und das kleinste dargestellte Anlagensegment von 10-20 kW (aufgrund der hohen Systemkosten) weisen die höchsten LCOE-Werte auf.

Abbildung 22 zeigt die Sensitivität errechneter LCOE-Werte für unterschiedliche spezifische Systemkosten. Der Eigenverbrauchsanteil wird dabei für Photovoltaikanlagen bis 150 kW_p mit 30% angenommen und für größere Anlagen mit 20% (bis 200 kW_p) und 10% (bis 500 kW_p), siehe Tabelle 19. Die Strombezugspreise (bei Netzbezug) werden für unterschiedlich große Anlagen als die Werte der privaten, gewerblichen und industriellen Betreiber*innen aus Tabelle 18 herangezogen. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass höhere vermiedene Strombezugspreise aus dem Netz die errechneten LCOE-Werte reduzieren und dass Eigenverbrauch bei hohen Strompreisen aus dem öffentlichen Versorgungsnetz wirtschaftlicher wird. Die Abbildung zeigt auch, dass die errechneten

LCOE-Werte für verschiedene Anlagengrößen aufgrund der unterschiedlichen Kostenzusammensetzung ähnlich sind, jedoch vor allem für größere Anlagen (wegen dem geringeren Eigenverbrauchsanteil) und im kleinsten Anlagensegment (aufgrund der hohen spezifischen Systemkosten) höhere Werte aufweisen. Auch ist zu sehen, dass Freiflächenanlagen prinzipiell keine niedrigeren LCOE-Werte erreichen.

Tabelle 19: Eigenverbrauchsanteile verschiedener Gebäudephotovoltaikanlagengrößen der OeMAG-Daten und davon abgeleitete Eigenverbrauchsanteile für die LCOE-Berechnungen (OeMAG, 2021g).

Leistungsgröße [kW _p]	Eigenverbrauch nach (OeMAG, 2021g)	Angenommener Eigenverbrauch für Berechnungen
0-10	26,56%	30,00%
10-20	31,93%	
20-40	26,07%	
40-60	28,23%	
60-80	39,52%	
80-100	35,84%	
100-150	29,27%	
150-200	20,39%	20,00%
20-500	7,00%	10,00%
500-1.000	0,00%	0,00%
>1.000	0,00%	

3.5 Empfehlungen zur Förderung

Dieses Kapitel stellt die Berechnung der Stromgestehungskosten und Berechnung zur Investitionsförderung dar. Als Datenbasis dienen Investitions- und Betriebskostenparameter unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs aus den vorangegangenen Kapiteln 3.3 und 3.4.

3.5.1 Ausgestaltung der Photovoltaikausschreibungen und Förderhöhe

Um Vorschläge für Höchstpreise für die Photovoltaikausschreibung festzulegen, wurden die Stromgestehungskosten (LCOE) von beispielhaften Photovoltaikanlagen unterschiedlicher Leistungsgrößen berechnet. Für die Berechnung werden Investitionskosten, Betriebskosten und Eigenverbrauch herangezogen. Im Folgenden werden die Kostenteile der Berechnung erklärt.

Die ermittelten und für die Berechnung herangezogenen Systemkosten sind in Tabelle 20 dargestellt. Diese wurden aus dem um insgesamt 20% gestutzten Mittelwert je Größensegment berechnet (siehe Methodik in Abbildung 15 und Beschreibung in Kapitel 3.3.1). Sie weisen teilweise einen steigenden Trend trotz höherer Leistungskategorie auf (vergleiche hierzu z.B. die Kategorie von 150 kW_p bis 200 kW_p mit jener von 200 kW_p bis 500 kW_p). Dies ist möglicherweise auf die Datenlage zurückzuführen, welche selbst nach Bereinigung nach dem gestutzten Mittelwert eine signifikante Varianz je Leistungssegment aufweist. Aufgrund der jüngsten Marktverwerfungen in Rohstoff- und Energiemärkten wurden im Rahmen dieses Gutachtens sowohl gestiegene Kosten als auch veränderte Erlöse berücksichtigt. Um dies zu berücksichtigen, wurden alle Kostenkomponenten der Investitionskosten, welche im Errichtungsjahr anfallen, pauschal um 15% erhöht.

Die gesamten Investitionskosten beinhalten neben den Systemkosten auch Netzanschlusskosten (Netzzutrittsentgelte und Kosten für Netzableitung, siehe Kapitel 2.3.1 und Kapitel 2.3.2) und *sonstigen Kosten* für Planung und Projektentwicklung. Für die Kosten für Planung und Projektentwicklung wurde für Gebäudeanlagen die Mittelwertfunktion nach Bereinigung der Daten um das gestutzte Mittel um 20% für alle Beispielanlagengrößen ausgewertet (siehe Abbildung 17). Für Freiflächenanlagen wurde ein konstanter Wert von 47 €/kW_p herangezogen (siehe Abbildung 20). Die um 15% erhöhten Investitionskosten wurden pauschal auf alle Investitionskostenparameter beaufschlagt.

Die angenommenen Wechselrichterkosten von 100 €/kW_p, welche bereits in den Systemkosten eingepreist sind, werden separat in der Berechnung ausgewiesen, da nach 10 Jahren ein Wechselrichtertausch in der Berechnung berücksichtigt wird (eigene Erhebung basierend auf aktuellen Marktpreisen, wie z.B. (photovoltaik4all, 2021)). Die angenommenen Wechselrichterkosten stellen einen Durchschnittswert über alle Leistungsklassen dar, eine Degression der spezifischen Wechselrichterkosten bei steigenden Anlagenleistungen wurde in diesem Fall nicht berücksichtigt.

Tabelle 20: Ermittelte spezifische Systemkosten für LCOE-Berechnung für unterschiedliche Leistungsbereiche von Photovoltaikanlagen.

Spezifische Systeminvestitionskosten		
Anlagengrößen in kW_p	Anlagenart	€/kW_p
10-20	Gebäudeanlage	1.132,32
20-40	Gebäudeanlage	914,63
40-60	Gebäudeanlage	885,72
60-80	Gebäudeanlage	916,31
80-100	Gebäudeanlage	876,71
100-150	Gebäudeanlage	851,34
150-200	Gebäudeanlage	828,41
200-500	Gebäudeanlage	842,29
500 -1.000	Gebäudeanlage	771,74
>1.000	Gebäudeanlage	818,35
>200	Freiflächenanlage	729,55

Die Betriebskosten werden nach Tabelle 15 einheitlich auf 9,53 €/MWh (für Gebäudeanlagen) und 9,39 €/MWh (für Freiflächenanlagen) angesetzt. Für die gesamten Betriebskosten werden auch laufende Netzkosten (siehe Tabelle 21) eingepreist. Die Drehstromzahlung, welche zu den laufenden Netzkosten zählt, wird in der Stromgestehungsberechnung auf €/MWh umgerechnet und stellt somit einen mit Anlagengröße abnehmenden Wert dar. Das Systemdienstleistungsentgelt und Netzverlustentgelt wird nur in der größten Anlagenkategorie berücksichtigt, da diese Komponenten nur für Stromeinspeiser*innen über 5 MW zu errichten ist. In den Betriebskosten wird auch die Erlös Komponente der HKN (als negative Kosten) mit 0,98 €/MWh berücksichtigt (siehe Kapitel 2.3.6).

Tabelle 21: Angenommene laufende Netzkosten (als Teil der gesamten Betriebskosten)

Laufende Netzkosten (laut SNE-V 2018, Novelle 2021⁵⁰)

- 28,8 €/a für Drehstromzählung
- 0,28 €/MWh Systemdienstleistungsentgelt (für Einspeiser*innen >5 MW)
- 1,06 €/MWh Netzverlustentgelt Mittelwert NE 4 (für Einspeiser*innen >5 MW)

Für die Berücksichtigung des Eigenverbrauchs des produzierten Photovoltaikstroms wird aufgrund aktueller Marktverwerfungen von einem jeweils um 48% erhöhten Energiepreis ausgegangen, siehe Tabelle 18. Dies entspricht dem über die kommenden 20 Jahre durchschnittlich erhöhten Großhandelsstrompreis des „EAG Szenario Hoch“ gegenüber dem „EAG Szenario Mittel“ aus Abbildung 1 (siehe Kapitel 2.1.4). Es wird angenommen, dass vor allem Betreiber*innen kleinerer und mittlerer Photovoltaikanlagen eine erhöhte Eigenverbrauchdeckung mit dem produzierten Photovoltaikstrom erzielen können (OeMAG, 2021g). Für Betreiber*innen von Photovoltaikanlagen ab 10 kW_p bis 150 kW_p wird ein Eigenverbrauchsanteil von 30% angenommen. Für Gebäudeanlagen zwischen 150 kW_p und 200 kW_p wird von einem Eigenverbrauchsanteil von 20% ausgegangen. Für Gebäudeanlagen von 200 kW_p bis 500 kW_p wird ein Eigenverbrauchsanteil von 10% angesetzt. Für Gebäudeanlagen im höheren Leistungssegment und für Freiflächenanlagen wird in den Berechnungen für die Stromgestehungskosten von keinem signifikanten Eigenverbrauch ausgegangen. Der höhere Eigenverbrauch im unteren Leistungssegment zeigt, dass Private gegenüber Großverbrauchern eine höhere Wirtschaftlichkeit durch Eigenverbrauch erzielen. Dies erklärt sich durch höhere Stromnetzkosten und dadurch höhere Opportunitätserlöse (siehe auch Kapitel 3.4.1).

Für die Berechnungen wird von einem WACC von 4,39% ausgegangen. Die Inflation wird für das erste Jahr mit 5,1%, im zweiten Jahr mit 2,1% und ab dem dritten Jahr mit 2,0% angenommen (vergleiche Kapitel 2.2.2 und Kapitel 2.5). Für die Kategorien bis 20 kW_p (Kategorie A und B) wird zudem davon ausgegangen, dass kein zusätzliches Netzzutrittsentgelt zu entrichten ist (siehe § 17a Abs 6 EIWOG 2010).

Die errechneten Stromgestehungskosten mit dem jeweilig angenommenem Eigenverbrauchsanteil sind in Tabelle 22, Tabelle 23 und Tabelle 24 dargestellt (siehe Wert

⁵⁰ SNE-V BGBl. II Nr. 558/2021

in Orange). Für alle Gebäude- und Freiflächenanlagen ist auch der errechnete LCOE-Wert ohne Eigenverbrauchsanteil bzw. mit Anteilen von 10%, 20%, 30%, 40% und 50% ersichtlich. Im Leistungssegment größer 1.000 kW_p wird dieser nicht mehr explizit dargestellt, da durch den angenommenen variablen Stromnetztarif von 101,8 €/MWh eine Eigenversorgung mit Photovoltaikstrom mit Kosten von 102,9 €/MWh (siehe LCOE-Berechnung) nicht wirtschaftlich ist. Zudem wurden aus Nachvollziehbarkeitsgründen die pauschal um 15% erhöhten Investitionskosten aufgrund aktueller Marktentwicklungen in den folgenden Tabellen in den „Investitionskosten gesamt“ berücksichtigt und nicht bei den einzelnen Investitionskostenparametern beaufschlagt.

Tabelle 22: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen zwischen 10 kW_p und 60 kW_p

Technologiefeld:		Photovoltaik Bsp 1	Photovoltaik Bsp 2	Photovoltaik Bsp 3
		Durchschnittsanlage	Durchschnittsanlage	Durchschnittsanlage
Photovoltaik	Beispielfall:	Gebäude 10-20 kWp	Gebäude 20-40 kWp	Gebäude 40-60 kWp
Anlagenspezifikation:				
Engpassleistung	MW	0,015	0,030	0,050
Stromerzeugung (netto)	MWh	15,75	31,50	52,50
Volllaststunden	h/a	1050,00	1050,00	1050,00
Kostenparameter:				
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1408,69	1175,50	1141,81
hiervon:				
PV-Anlage (Modul, WR, Installation)	€/kW	1132,32	914,63	885,45
davon: Wechselrichter	€/kW	100,00	100,00	100,00
Netzanschluss	€/kW	70,00	85,00	85,00
Sonstiges	€/kW	22,63	22,54	22,43
Betriebskosten GESAMT (Pauschale)				
	€/MWh	10,38	9,46	9,10
hiervon explizit:				
Drehstromzählung	€/MWh	1,83	0,91	0,55
Systemdienstleistungsentgelt	€/MWh			
Netzverlustentgelt	€/MWh			
Erlösbestandteile				
Herkunftsnachweise	€/MWh	0,98	0,98	0,98
Finanzierungsbedingungen				
WACC Standard	%	4,39%	4,39%	4,39%
Inflation (langfristig)	%	2,00%	2,00%	2,00%
Mittlere Abschreibedauer (mAd)	a	20	20	20
Levelised Cost of Electricity				
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	128,83	109,39	106,27
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil				
mit Eigenverbrauchsanteil		alle Werte in €/MWh		
angenommener Netzstrombezugspreis		178,1	178,1	178,1
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	123,36	101,75	98,29
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	116,52	92,21	88,31
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	107,72	79,94	75,48
LCOE bei Eigenverbrauch von 40 %	40%	95,99	63,58	58,38
LCOE bei Eigenverbrauch von 50 %	50%	79,57	40,68	34,43

Tabelle 23: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen zwischen 60 kW_p und 200 kW_p

Technologiefeld:		Photovoltaik Bsp 4	Photovoltaik Bsp 5	Photovoltaik Bsp 6	Photovoltaik Bsp 7
<i>Photovoltaik</i>		Durchschnittsanlage	Durchschnittsanlage	Durchschnittsanlage	Durchschnittsanlage
<u>Beispielfall:</u>		Gebäude 60-80 kWp	Gebäude 80-100 kWp	Gebäude 100-150 kWp	Gebäude 150-200 kWp
Anlagenspezifikation:					
Engpassleistung	MW	0,070	0,090	0,125	0,175
Stromerzeugung (netto)	MWh	73,50	94,50	131,25	183,75
Volllaststunden	h/a	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00
Kostenparameter:					
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1177,17	1131,50	1102,09	1075,40
hiervon:					
PV-Anlage (Modul, WR, Installation)	€/kW	916,31	876,71	851,34	828,41
davon: Wechselrichter	€/kW	100,00	100,00	100,00	100,00
Netzanschluss	€/kW	85,00	85,00	85,00	85,00
Sonstiges	€/kW	22,32	22,20	22,00	21,72
Betriebskosten GESAMT (Pauschale)	€/MWh	8,94	8,85	8,77	8,71
hiervon explizit:					
Drehstromzählung	€/MWh	0,39	0,30	0,22	0,16
Systemdienstleistungsentgelt	€/MWh				
Netzverlustentgelt	€/MWh				
Erlösbestandteile					
Herkunftsnachweise	€/MWh	0,98	0,98	0,98	0,98
Finanzierungsbedingungen					
WACC Standard	%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Inflation (langfristig)	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Mittlere Abschreibedauer (mAd)	a	20	20	20	20
Levelised Cost of Electricity					
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	108,82	105,13	102,72	100,55
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil					
alle Werte in €/MWh					
angenommener Netzstrombezugspreis		178,1	178,1	129,23	129,23
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	101,12	97,03	99,78	97,37
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	91,50	86,89	96,10	93,38
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	79,13	73,86	91,36	88,26
LCOE bei Eigenverbrauch von 40 %	40%	62,63	56,49	85,05	81,44
LCOE bei Eigenverbrauch von 50 %	50%	39,54	32,17	76,22	71,88

Tabelle 24: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen größer 200 kW_p und für eine Beispielfreiflächenanlage größer 200 kW_p

Technologiefeld:		Photovoltaik Bsp 8	Photovoltaik Bsp 9	Photovoltaik Bsp 10	Photovoltaik Bsp 11
Photovoltaik	Beispielfall:	Durchschnittsanlage Gebäude 200-500 kWp	Durchschnittsanlage Gebäude 500-1000 kWp	Durchschnittsanlage Gebäude >1000 kWp	Durchschnittsanlage Freifläche > 200 kWp
Anlagenspezifikation:					
Engpassleistung	MW	0,350	0,750	5,000	5,000
Stromerzeugung (netto)	MWh	367,50	787,50	5250,00	5250,00
Volllaststunden	h/a	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00
Kostenparameter:					
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1113,21	1029,46	1085,57	1031,03
hiervon:					
PV-Anlage (Modul, WR, Installation)	€/kW	842,29	771,74	818,35	729,55
davon: Wechselrichter	€/kW	100,00	100,00	100,00	100,00
Netzanschluss	€/kW	105,00	105,00	120,00	120,00
Sonstiges	€/kW	20,72	18,44	5,62	47,00
Betriebskosten GESAMT (Pauschale)					
hiervon explizit:					
Drehstromzählung	€/MWh	0,08	0,04	0,01	0,01
Systemdienstleistungsentgelt	€/MWh			0,28	0,28
Netzverlustentgelt	€/MWh			1,06	
Erlösbestandteile					
Herkunftsnachweise	€/MWh	0,98	0,98	0,98	0,98
Finanzierungsbedingungen					
WACC Standard	%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Inflation (langfristig)	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Mittlere Abschreibedauer (mAd)	a	20	20	20	20
Levelised Cost of Electricity					
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	103,40	96,80	102,94	95,33
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil					
alle Werte in €/MWh					
angenommener Netzstrombezugspreis		129,23	101,76	101,76	101,76
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	100,53	96,25		94,62
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	96,95	95,56		93,72
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	92,33	94,68		92,57
LCOE bei Eigenverbrauch von 40 %	40%	86,18	93,50		91,04
LCOE bei Eigenverbrauch von 50 %	50%	77,58	91,85		88,90

Die errechneten Stromgestehungskosten weisen bei berücksichtigtem Eigenverbrauch Werte zwischen 73,9 €/MWh und 102,9 €/MWh auf, wobei die Stromgestehungskosten für das kleinste Leistungssegment mit 107,7 €/MWh (bei einem Eigenverbrauchsanteil von 30%) einen signifikant höheren Wert ausgeben. Der signifikant höhere LCOE-Wert im Größensegment von 10 kW_p bis 20 kW_p ist auf die hohen Systemkosten in dieser Größenkategorie zurückzuführen. Allerdings kann in dieser Größenkategorie davon ausgegangen werden, dass die Errichtenden geringere Renditerwartungen haben. Mit einem geringeren WACC von beispielsweise 1,2% sinkt der LCOE-Wert jedoch drastisch auf 101,6 €/MWh (kein Eigenverbrauch) bzw. 68,8 €/MWh (mit 30% Eigenverbrauchsanteil).

Als Vergleich werden errechnete Stromgestehungskosten aus Deutschland dargestellt (siehe Tabelle 25) (ZSW, 2019b). Diese liegen im ähnlichen Größenspektrum wie die aktuellen Werte dieses Gutachtens, die für Österreich errechnet wurden. Die etwas niedrigeren LCOE-Werte aus Deutschland (vor allem im größeren Leistungsspektrum)

können damit erklärt werden, dass derzeitige Marktverwerfungen auf den Rohstoff- und Energiemärkten (und dadurch gestiegene Investitionskosten) in den Berechnungen aus Deutschland 2019 noch nicht absehbar waren.

Tabelle 25: Gegenüberstellung Stromgestehungskosten und jeweilige Einspeisevergütung/azW in Deutschland (Quelle: Adaptierte Darstellung von (ZSW, 2019a), um nur die Stromgestehungskosten darzustellen)

	Festvergütung				Direktvermarktung *			
[ct/kWh]	5 kW	30 kW	60 kW	100 kW	101 kW	250 kW	500 kW	750 kW FFA
Stromgestehungskosten Mittelwert	12,68	11,20	10,56	10,22	10,71	9,85	9,41	8,24

* Die Stromgestehungskosten beinhalten die Kosten der Direktvermarktung

Um eine Überförderung über alle Größenklassen zu vermeiden bzw. die Renditeerwartung in diesem Leistungssegment nicht zu hoch anzusetzen, wird der LCOE-Wert im Größensegment von 10 kW_p bis 20 kW_p nicht für die weitere Bestimmung der Höchstwerte der Ausschreibung berücksichtigt.

Es ergibt sich ein Mittelwert der berechneten LCOE-Werte von 88,9 €/MWh über alle Größenkategorien der Gebäudephotovoltaikanlagen hinweg (inkl. Einbezug von Eigenverbrauch). Diese Mittelung der LCOE-Werte führt auch zu einer weiteren Glättung der Eingangsgrößen-Varianz der Systempreise (vergleiche dazu Tabelle 20). Ein Aufschlag von 5% für die Festlegung des Ausschreibungshöchstwertes scheint Kostenunsicherheiten adäquat abzubilden. Diese ergeben sich durch Aufwendungen für Ausgleichsenergie, etwaig geringere Möglichkeiten eines Eigenverbrauchs des Photovoltaikstroms (im kleineren Leistungssegment), zusätzliche Risiken wie höhere Finanzierungskosten und administrative Kosten, die durch das Ausschreibungsregime entstehen (siehe auch (BMWi, 2015)). Der Aufschlag von 5% wird als angemessen erachtet, da alle entstehenden Kostenparameter in der LCOE-Betrachtung vollumfänglich berücksichtigt wurden.

*Die Gutachter*innen empfehlen einen 5-prozentigen Aufschlag auf den gemittelten Stromgestehungswert von 88,9 €/MWh als Höchstwert für die Photovoltaikausschreibung, was einem Wert von **93,3 €/MWh** entspricht.*

3.5.2 Abschlag für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen

Das EAG (§ 33, § 56 Abs. 7) sieht für Photovoltaikanlagen auf Freiflächen einen Abschlag von 25% gemessen am Zuschlagswert sowohl in der Marktprämien- als auch Investitionsförderung vor. Die Höhe dieses Abschlages kann aber per VO geändert werden. Mit der Spezifizierung der Freifläche gemäß § 10 Abs. 1 Z 3 lit. c und § 56 Abs. 1 Z 3 ist ausreichend definiert, für welche Freiflächen ein Abschlag zur Anwendung kommen soll.

Für die VO zur Änderung des Abschlages für Photovoltaikfreiflächenanlagen werden in diesem Bericht die Kostenstrukturen dieser Anlagenkategorie untersucht. Dazu erfolgt die Ermittlung der Investitionskosten und der daraus berechneten Stromgestehungskosten für Freiflächenanlagen auf Basis der von OeMAG und E-Control zur Verfügung gestellten Daten von Anlagenerrichter*innen bzw. -betreiber*innen sowie eigenen Erhebungen dazu (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a).

In den Betrachtungen in Kapitel 3.3.2 wurde gezeigt, dass sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten für Freiflächenanlagen in einer ähnlichen Größenordnung wie jene für Gebäudeanlagen liegen.

Ein Förderabschlag für Freiflächenphotovoltaikanlagen von 25% ist weder aus der Analyse zu Investitions- und Betriebskostendaten (Kapitel 3.3.2) noch aus der Berechnung der Stromgestehungskosten (Kapitel 3.5.1) ableitbar. Bei Photovoltaikprojekten auf Freiflächen mit geringen Pachtkosten ist zu erwarten, dass die Betriebskosten etwas niedriger sind. Da in der vorliegenden Erhebung die Betriebskosten Pachtkosten beinhalten, aber nicht explizit ausweisen, würde nur eine umfassendere und granularere Datenerhebung die tatsächliche Kostenstruktur abbilden.

Ein Förderabschlag für Freiflächenphotovoltaikanlagen kann am ehesten im Sinne der zu bevorzugenden Nutzung bereits bestehender Dachflächen argumentiert werden.

Vergleich mit dem EEG 2021 in Deutschland

Als Vergleichsbasis für Österreich dient die aktuelle Regelung im EEG in Deutschland bzgl. Freiflächenphotovoltaik. Das deutsche Förderregime unterscheidet sich grundlegend zum festgesetzten Marktprämienmodell für Photovoltaik im österreichischen EAG.

Photovoltaik-Ausschreibungen in Deutschland werden in Ausschreibungen des ersten Segments (für bauliche Anlagen und Freiflächenanlagen ab 750 kW_p, EEG § 37 ff.) und Anlagen des zweiten Segments (Gebäudeanlagen und Anlagen an Lärmschutzwänden ab 300 bzw. 750 kW_p, EEG § 38c ff.) separiert.

Im EEG 2021 werden die Höchstpreise für die Ausschreibungen des ersten Segments (aktuell 5,9 ct/kWh) und des zweiten Segments (aktuell 9 ct/kWh) festgesetzt. Kleinere Photovoltaikanlagen erhalten fixe Einspeisevergütungen, wobei Anlagenbetreiber*innen von Anlagen über 100 kW_p eine administrative Marktprämie im Direktvermarktungsregime erhalten (ohne Ausschreibung) (siehe Tabelle 26).

Tabelle 26: Photovoltaikförderungen im EEG 2021 in Deutschland im Vergleich zum Förderregime nach ÖSG 2012 (und zukünftig EAG)

Anlagen- größe [kW _p]	Einspeisevergütung/Marktprämie (azW)/Höchstwerte der Ausschreibung für Photovoltaikanlagen lt. EEG 2021 in Deutschland [ct/kWh]	Bisherige Einspeise- tarife 2021 für Photovoltaikanlagen lt. ÖSG 2012 [ct/kWh]	Neue Tarifförderung lt. EAG [ct/kWh]
	<u>Für Gebäudeanlagen</u>	<u>Für Freiflächen- anlagen</u>	<u>Für Gebäudeanlagen</u> <u>Für Freiflächenanlagen</u>
Bis 5	8,56 (Einspeisetarif)		/ ⁵¹
5-10		6,01 (Einspeisetarif)	
10-20	8,33 (Einspeisetarif)		Höchstwert
40-100	6,62 (Einspeisetarif)		Ausschreibung
100-200	6,62 (Marktprämie, azW)	6,01 (Marktprämie, azW)	(Abschlag für Freiflächenanlagen)
200-300			
300-750	6,62 (Marktprämie für 50% des eingespeisten Stroms, azW) oder		

⁵¹ In diesem Leistungssegment werden laut § 56 EAG Investitionsförderungen vergeben (siehe Kapitel 3.5.3)

	9 (Höchstwert Ausschreibung)			
>750	9 (Höchstwert Ausschreibung)	5,9 (Höchstwert Ausschreibung)		

Photovoltaikanlagen an, auf oder in Gebäuden im Leistungssegment 300 kW_p bis 750 kW_p können entscheiden, an einer Ausschreibung teilzunehmen oder eine administrativ festgelegte, gleitende Marktprämie für 50% des eingespeisten Stroms zu erhalten. Ein Vergleich des EEG-Förderregimes in Deutschland mit der bisherigen Einspeisetarifen in Österreich sowie ein Ausblick auf das EAG werden in Tabelle 26 dargestellt.

In Bezug auf die Unterteilung in Gebäude- und Freiflächenanlagen ist ersichtlich, dass der Höchstwert der Ausschreibung für Freiflächenanlagen lt. EEG 2021 34% unter jenem Wert der Gebäudeanlagen liegt. Es ist anzumerken, dass das zweite Segment (Gebäudeanlagen und Anlagen an Lärmschutzwänden ab 300 bzw. 750 kW_p) mit einem jährlichen Ausschreibungsvolumen von 300 MW für 2021 und 2022 nur 16% des Ausschreibevolumens des ersten Segments (bauliche Anlagen und Freiflächenanlagen ab 750 kW_p) mit einem jährlichen Ausschreibungsvolumen von 1.850 MW darstellt.

Verglichen mit dem Marktprämienmodell für Photovoltaik im EAG ist einerseits hervorzuheben, dass das Instrument der Ausschreibung in Österreich bereits für Photovoltaikanlagen ab 10 kW_p, welche höhere spezifische Kosten aufweisen als jene Anlagen in der Größenkategorie über 750 kW_p in Deutschland, Anreizwirkung zeigen muss. Andererseits bedeutet die gemeinsame Ausschreibung für Freiflächen- und Gebäudeanlagen, dass der Lenkungseffekt in Bezug auf den Ausbau allein durch den Freiflächenabschlag und nicht zusätzlich durch die Ausschreibungsvolumina zu

bewerkstelligen ist. Auch ist das höhere Risiko für Photovoltaikanlagen in der Direktvermarktung und der Wettbewerb in der Ausschreibung zu berücksichtigen.

Abgeleitet von den Kosten für Photovoltaikfreiflächenanlagen wäre der Abschlag auf den Zuschlagwert (§ 33, § 56 Abs. 7 EAG) sowohl in der Marktprämien- als auch Investitionsförderung auf ein Minimum zu reduzieren. Der Förderabschlag über 25% könnte allerdings in Hinblick auf einen Lenkungseffekt der Förderung von Photovoltaikanlagen an/auf Gebäuden gerechtfertigt werden.

*Die Gutachter*innen empfehlen eine jährliche Evaluierung der Ausschreibungsergebnisse, um die Höhe des Freiflächenabschlags an die vorgesehenen Zubaukorridore für Freiflächenphotovoltaik und Gebäudephotovoltaik anzupassen. Eine sich ändernde Kostenstruktur der Anlagen sollte in zukünftigen Werten der Förderungen berücksichtigt werden.*

3.5.3 Ausgestaltung der Photovoltaikinvestitionsförderungen und Förderhöhe

Für den Vorschlag der Förderhöhe für die Investitionsförderungen gilt es mehrere Kostenbeschränkungen zu beachten. Einerseits darf die Förderung nur maximal 30% der Investitionskosten der Photovoltaikanlage laut § 56 Abs. 7 des EAG ausmachen, wobei hier insbesondere darauf zu achten ist, dass nur förderfähige Kosten zu berücksichtigen sind (siehe § 11 Abs. 4 (PV-FRL, 2020)). Andererseits dürfen laut Art. 41, Abs. 6 lit. b Verordnung (EU) Nr. 651/2014 (Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung AGVO) nur maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einer weniger umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger gefördert werden (AIT, 2021c). Die Förderung nach maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten gelten für Großunternehmen. Mittlere Unternehmen können maximal 55% und kleine Unternehmen/Private mit maximal 65% gefördert werden (Art. 41 Abs. 8 AGVO). Aufgrund der derzeitigen Entwicklungen in Rohstoff- und Energiemärkten wurden im Rahmen dieses Gutachtens gestiegene Investitionskosten um pauschal 15% berücksichtigt. Diese Kostensteigerung wurde aus Nachvollziehbarkeitsgründen jeweils auf die Gesamtinvestitionskosten (Investitionskosten Summe (inkl. 15%-Aufschlag)) angewandt und nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten.

Tabelle 27 zeigt eine Aufstellung der beiden oben genannten Förderschranken für die vier Größenkategorien der Investitionsförderung. Zusätzlich zu den Systemkosten⁵² werden Anschlussentgelte (förderbar bis 500 m) in die Gesamtinvestitionskosten eingepreist (Kosten laut Kapitel 2.3.2). Aufgrund der derzeitigen Entwicklungen in Rohstoff- und Energiemärkten wurden im Rahmen dieses Gutachtens gestiegene Investitionskosten um pauschal 15% berücksichtigt. Diese Kostensteigerung wurde aus Nachvollziehbarkeitsgründen jeweils auf die Gesamtinvestitionskosten (Investitionskosten Summe (inkl. 15%-Aufschlag)) angewandt und nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten.

Tabelle 27: Berechnete Schranken der Investitionsförderung: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen.

			Kategorie A	Kategorie B	Kategorie C	Kategorie D
			bis 10kW _p	10-20kW _p	20-100kW _p	100-1000kW _p
Photovoltaik	Investitionskosten	€/kW _p	1406,46	1132,32	905,73	831,25
	Anschlussentgelt bis 500m	€/kW _p	70,00	70,00	70,00	70,00
	Investitionskosten SUMME (inkl. 15%-Aufschlag)	€/kW _p	1697,93	1382,67	1122,09	1036,44
	30% der Investkosten	€/kW _p	509,38	414,80	336,63	310,93
weniger umweltfreundliche Vergleichstechnologie	Investitionskosten		454,00	454,00	445,80	198,00
	umweltrelevante Mehrkosten		1243,93	928,67	676,29	838,44
	45% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	460,11	336,74	238,47	316,46
	55% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	562,35	411,58	291,46	386,79
	65% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	664,60	486,41	344,45	457,11

Um eine Empfehlung für die Höhe des Investitionszuschusses in €/kW_p herzuleiten, der bei Förderentscheidungen als weitere Höchstgrenze heranzuziehen ist, bedarf es zusätzlich zu den beihilferechtlichen Beschränkungen weiterer Orientierungshilfen.

Neben der Betrachtung der Erfahrungen mit den historischen Fördersätzen wurde auch eine näherungsweise Vollkostenbetrachtung durchgeführt, bei der der Investitionszuschuss mit den angesetzten Investitionskosten der Photovoltaikanlage gegengerechnet wird. Auf diese Weise kann die Anreizwirkung möglicher

⁵² Für die Berechnung der Systemkosten werden abermals um insgesamt 20% gestützte Mittelwerte je Größenkategorie herangezogen.

Investitionszuschüsse abgeschätzt und – neben den oben genannten Kriterien – bei der Empfehlung hinsichtlich der Höhe des Investitionszuschusses in €/kW_p berücksichtigt werden. Es sei allerdings ausdrücklich betont, dass die näherungsweise Vollkostenrechnung hier nur als Hilfsmittel zur Prüfung der effektiven Anreizwirkung eines Investitionszuschusses dient. Beihilfenrechtlich ist diese Betrachtung insofern unbeachtlich, als der Investitionszuschuss ausschließlich auf die Betrachtung der Investitionskosten beschränkt ist, und daher gerade nicht unter dem Aspekt der Betriebskostenanrechnung konzipiert wird. Ausschlaggebend für die beihilfenrechtliche Zulässigkeit sind somit die förderbaren Investitionskosten und der von dieser Basis als Prozentsatz anzusetzende Fördersatz. Sowohl die Festlegung und Anerkennung der förderbaren Investitionskosten als auch der maximale Fördersatz sind beihilfenrechtlich plafoniert - auf die entsprechenden Bestimmungen im EAG und im EU-Beihilfenrecht sei verwiesen.

In einem nächsten Schritt werden für die Vollkostenbetrachtung zunächst Stromgestehungskosten auf Vollkostenbasis berechnet, wobei aber der Investitionszuschuss den Systemkosten bereits gegengerechnet wird. Der Investitionskostenzuschuss sollte dazu beitragen, das Stromgestehungskostenniveau in etwa auf Stromkosten am Strommarkt zu senken. Die Kostenstruktur basiert auf derselben Herangehensweise wie in Kapitel 3.5.1 beschrieben (ebenso wurde ein Wechselrichtertausch nach 10 Jahren angenommen), wobei keine Erlöse aus HKN Berücksichtigung finden, da der Strom nicht notwendigerweise direktvermarktet werden muss. Aufgrund der jüngsten Marktverwerfungen in Rohstoff- und Energiemärkten wurden im Rahmen dieses Gutachtens sowohl gestiegene Kosten als auch veränderte Erlöse berücksichtigt. Im Konkreten wurden auf der Kostenseite die Investitionskosten pauschal um 15% erhöht. Diese Kostensteigerung wurde in

Tabelle 28 aus Nachvollziehbarkeitsgründen jeweils auf die Gesamtinvestitionskosten (Investitionskosten gesamt (abzgl. Förderung und 15% Aufschlag)) angewandt und nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten. Auf der Erlösseite wurde als Anpassung aufgrund aktueller Marktverwerfungen das Hochpreisszenario zur künftigen Entwicklung der Strompreistrends herangezogen, welches um durchschnittlich 48% höhere Großhandelsstrompreise im Vergleich zum Mittelpreisszenario für die kommenden 20 Jahre aufweist. Dieser Anstieg wurde folglich auch bei der Eigenverbrauchsrechnung berücksichtigt (siehe entsprechende Annahmen zum Netzstrombezugspreis in Tabelle 18). Für die Kategorien bis 20 kW_p (Kategorie A und B) wurde zudem davon ausgegangen, dass kein zusätzliches Netzzutrittsentgelt zu entrichten ist. Zudem wurde ein Eigenverbrauchsanteil von 30% für Photovoltaikanlagen bis 100 kW_p angesetzt (OeMAG, 2021g). Es wird für die Investitionsförderung angenommen, dass auch große Anlagen einen Eigenverbrauchsanteil von zumindest 10% aufweisen (siehe Kategorie D). Darüber hinaus wurde für die Berechnung der LCOE-Werte bereits der vorgeschlagene Investitionszuschuss von den gesamten Investitionskosten abgezogen. Im Allgemeinen wurde bei Investitionsförderungen das Marktrisiko im Vergleich zu Betriebsförderungen als höher bewertet – demgemäß wurde ein risikobehafteter WACC in Höhe von 1,2% für kleinere Anlagen und 5,58% im größeren Leistungssegment angenommen. Für die Größenkategorie A wird von dem geringeren WACC von 1,2% ausgegangen, um Renditeerwartungen vor allem von Anlagenbetreiber*innen kleinerer Photovoltaikanlagen abzubilden. Für die Anlagenkategorien B, C und D wird ein risikobehafteter WACC angenommen, da hier davon ausgegangen werden kann, dass die Photovoltaikanlagen meist nicht von Privaten errichtet werden. Zusätzlich ist ein erhöhtes Risiko in den Kategorien B bis D durch die anders als in Kategorie A gestaltete Fördervergabe anhand einer Reihung der Gebote und dem pay-as-bid Prinzip anzunehmen. Ebenso werden derzeitige Inflationsentwicklungen berücksichtigt.

Tabelle 28 zeigt die Ergebnisse der Berechnung, wobei abermals in Orange die Stromgestehungskosten samt berücksichtigtem Eigenversorgungsanteil dargestellt sind.

Tabelle 28: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung

<u>Technologiefeld:</u>		Photovoltaik Kat A	Photovoltaik Kat B	Photovoltaik Kat C	Photovoltaik Kat D
<i>Photovoltaik</i>	<u>Beispielfall:</u>	Kleinanlage (<10 kW)	Kleine Leistung (10-20 kW)	Mittlere Leistung (20-100 kW)	Große Leistung (100 kW-1 MW)
Anlagenspezifikation:					
Engpassleistung	MW	0,005	0,010	0,020	0,100
Stromerzeugung (netto)	MWh	5,25	10,50	21,00	105,00
Volllaststunden	h/a	1050,00	1050,00	1050,00	1050,00
Kostenparameter:					
Investitionskosten GESAMT (abzgl. Förderung, inkl. 15%-Aufschlag)	€/kW	1439,02	1158,69	985,07	929,20
Investitionskostenzuschuss	€/kW	285	250	180	170
hiervon:					
PV-Anlage (Modul, WR, Installation)	€/kW	1406,46	1132,32	905,73	831,25
davon: Wechselrichter	€/kW	100,00	100,00	100,00	100,00
Netzanschluss	€/kW	70,00	70,00	85,00	105,00
Sonstiges	€/kW	22,69	22,63	22,37	19,58
Betriebskosten GESAMT (Pauschale)	€/MWh	15,02	12,27	10,90	9,80
Finanzierungsbedingungen					
WACC Risiko	%	1,20%	5,58%	5,58%	5,58%
Inflation	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Mittlere Abschreibedauer (mAd)	a	20	20	20	20
Levelised Cost of Electricity					
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	109,76	121,25	104,45	98,18
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil		alle Werte in €/MWh			
angenommener Netzstrombezugspreis		178,1	178,1	129,23	101,76
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	102,17	114,93	101,70	97,78
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	92,67	107,03	98,26	97,28
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	80,47	96,88	93,83	96,64
LCOE bei Eigenverbrauch von 40 %	40%	64,20	83,35	87,93	95,79
LCOE bei Eigenverbrauch von 50 %	50%	41,42	64,39	79,67	94,59

Förderwerber*innen der Kategorie A erhalten den Investitionszuschuss nach dem first-come-first-served Prinzip, wobei Förderwerber*innen der anderen Kategorien abermals Gebote, analog zu einer Ausschreibung je €/kWp einzureichen haben und das pay-as-bid-Prinzip Anwendung findet. Dabei soll Kategorie A eine sehr niederschwellige Möglichkeit der Förderung für kleine Dachphotovoltaikanlagen bieten.

Die bisherigen Investitionsförderungen wie beispielsweise nach ÖSG 2012, wurden gut angenommen. Insbesondere die in den Jahren 2020 und 2021 zusätzlich angebotene Förderung in Höhe von 14% durch Austria Wirtschaftsservice (AWS) zur Unterstützung der Wirtschaft nach der Coronakrise hat das Interesse an einer Realisierung einer Photovoltaikanlage bestärkt (aws, 2021).

Der vorgeschlagene Investitionszuschuss für die Kategorie A würde bisherigen Investitionsfördergegebenheiten der Photovoltaik, wie beispielsweise nach ÖSG 2012,

inklusive eines Aufschlags von 14% entsprechen. Der maximale Investitionszuschuss für die Kategorie B entspräche bisheriger Investitionsförderung nach ÖSG 2012.

Für die Kategorien A, B, C und D wird eine Annäherung an das Strommarktpreisniveau erreicht (siehe Kapitel 2.1.3).

*Die Gutachter*innen empfehlen folgende Investitionszuschüsse in der Investitionsförderung:*

Kategorie A: 285 €/kW_p

Kategorie B: max. 250 €/kW_p

Kategorie C: max. 180 €/kW_p

Kategorie D: max. 170 €/kW_p

3.5.4 Investitionsförderungen für innovative Photovoltaiksysteme

Um den Zuschlag von 30% auf den Investitionszuschuss für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen bewerten zu können, wurden die berechnete Schranken der Investitionsförderung aus Tabelle 27 sowie die empfohlenen Investitionszuschüsse aus Kapitel 3.5.3 für die Kategorien A, B, C und D herangezogen.

Die aus Tabelle 17 ermittelte Investitionskosten innovativer Photovoltaikanlagen weisen erhöhte Investitionskosten von mindestens 20% in Relation zu einer jeweiligen Vergleichsanlage auf. Aufgrund aktueller Marktverwerfungen wurden auch für innovative Photovoltaiksysteme pauschal um 15% erhöhte Investitionskosten angesetzt. Tabelle 27 zeigt eine Aufstellung die Investitionskosten für die vier Größenkategorien der Investitionsförderung sowie deren Förderschranken. Auf Basis dieser Tabelle wird in Tabelle 29 die Berechnung für den 30%-Zuschlag auf den Investitionszuschuss für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen dargestellt.

Tabelle 29: Berechnung für 30% Zuschlag auf den Investitionszuschuss für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierter Photovoltaikanlagen

			Kategorie A	Kategorie B	Kategorie C	Kategorie D
			bis 10kW _p	10-20kW _p	20-100kW _p	100-1000kW _p
innovative Photovoltaik	Investitionskosten SUMME	€/kW _p	1697,93	1382,67	1122,09	1037,02
	30% der Investkosten	€/kW _p	442,94	360,70	292,72	270,53
	Empfehlung für Investitionszuschuss	€/kW _p	285,00	250,00	180,00	170,00
	Investitionskosten innovative PV					
	beispielhaft +20% zu Vergleichssystem	€/kW_p	2037,51	1659,20	1346,51	1244,43
	30% der Investkosten innovative PV-Anlage	€/kW _p	611,25	497,76	403,95	373,33
	Investitionszuschuss					
	inkl. 30% Innovationszuschlag	€/kW_p	370,50	325,00	234,00	221,00
weniger umweltfreundliche Vergleichstechnologie	Kosten Vergleichstechnologie	€/kW	454,00	454,00	445,80	198,00
	umweltrelevante Mehrkosten	€/kW	1583,51	1205,20	900,71	1046,43
	45% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	712,58	542,34	405,32	470,89
	55% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	870,93	662,86	495,39	575,54
	65% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	1029,28	783,38	585,46	680,18

Für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen mit 20% Mehrkosten und darüber kann ein Zuschlag auf die Investitionsförderung von 30% in allen Anlagenkategorien A, B, C und D gewährt werden.

*Das Gutachter*innen-Team empfiehlt für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierte Photovoltaikanlagen nach der dargestellten Kategorisierung den Zuschlag von 30% auf den Investitionszuschuss der jeweiligen Leistungsgröße für alle Anlagen in diesem Bereich anzusetzen.*

3.6 Investitionsförderungen für Photovoltaik-Stromspeicher

Das EAG sieht laut § 56 Abs. 2 zusätzliche Investitionszuschüsse für Stromspeicher bis zu einer Speicherkapazität von 50 kWh vor, wenn diese mindestens 0,5 kWh/kW_p installierter Photovoltaikleistung aufweisen. Dabei werden die Investitionszuschüsse, analog zur Kategorie A der Photovoltaikanlagen, als fixe Fördersätze per Verordnung (§ 58 EAG) pro kWh und nach Einlagen bei der Förderstelle gereiht vergeben.

Im folgenden Kapitel wird die historische Entwicklung der Investitionsförderung nach ÖSG 2012 für Photovoltaik-Stromspeicher umrissen und Daten zu Investitionskosten und zur Steigerung der Eigenverbrauchsquote dargestellt. Die Daten der Investitionskosten stammen aus der OeMAG Datenbank (OeMAG, 2021k) ab 2018 und umfassen somit nicht alle in Österreich installierten Photovoltaik-Stromspeichersysteme, sondern nur die nach ÖSG 2012 geförderten Stromspeicher. Daraufgehend werden Empfehlungen zur künftigen Investitionsförderung nach EAG gegeben. Dabei gilt es zu beachten, dass sich ändernde Kostenstrukturen für Photovoltaik-Stromspeicher im Rahmen zukünftiger Gutachten im Detail erhoben und berücksichtigt werden müssen.

Historische Entwicklung Förderung

Die Investitionsförderung für Photovoltaik-Stromspeicher wurde in der ÖSG 2012 Novelle 2017 beschlossen. Es wurden Speicherkapazitäten bezogen auf die Photovoltaikleistung im Ausmaß von mindestens 0,5 kWh/kW_p bis zu maximal 10 kWh/kW_p gefördert. Der Investitionszuschuss betrug maximal 500 €/kWh.

In der Novelle 2019 des ÖSG 2012 wurde der Investitionszuschuss auf maximal 200 €/kWh abgesenkt und die förderbare Speicherkapazität mit 50 kWh begrenzt. Die Anlage musste weiterhin über eine Speicherkapazität im Ausmaß von mindestens 0,5 kWh je kW_p installierter Photovoltaikleistung verfügen.

Daten zu Investitionskosten

Als Datenbasis für die folgenden Berechnungen dient die Auswertung der Photovoltaik-Stromspeicher-Daten der OeMAG-Datenbank mit insgesamt 4.933 Datenpunkten ab dem Jahr 2018 (OeMAG, 2021k). Abbildung 23 zeigt die spezifischen Investitionskosten bezogen auf die Speicherkapazität, wobei die schwarze Linie eine Potenz-Trendlinie abbildet. Es ist ersichtlich, dass Stromspeicher mit kleineren Speicherkapazitäten

signifikant teurer in der Anschaffung je Kilowattstunde Speicherkapazität sind. In den dargestellten Investitionskosten sind – mit Ausnahme von Spezialfällen – die Batteriekapazität, die Leistungselektronik als auch die Installation enthalten. Spezialfälle können z.B. die Erweiterung der Anlage oder Abgrenzungsprobleme, wenn neue Photovoltaikanlagen in Kombination mit einem Stromspeicher errichtet werden, sein.

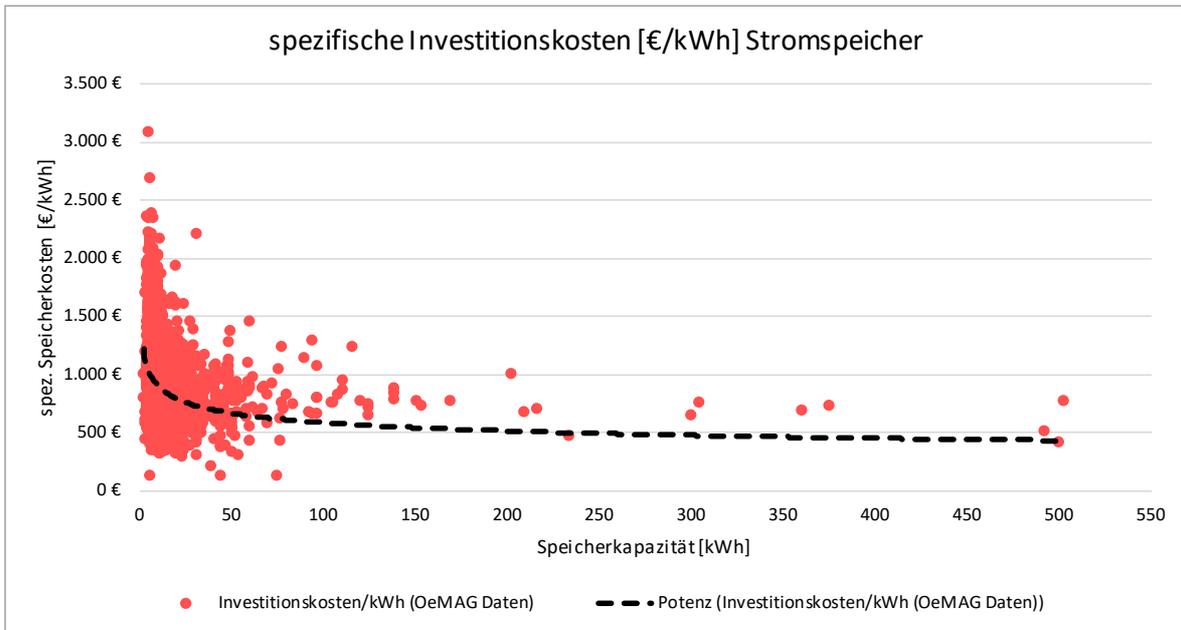


Abbildung 23: Spezifische Investitionskosten von Stromspeichern (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021k))

Die Auswertung der um 20% gestutzten Mittelwerte der spezifischen Investitionskosten verschiedener Größenordnungen ist in Tabelle 30 dargestellt.

Tabelle 30: Spezifische Investitionskosten Stromspeicher: Gestutzter Mittelwert (insgesamt 20%)

Spezifische Investitionskosten Stromspeicher	
0 bis 10 kWh	1.031,71 €
>10 bis 50 kWh	821,33 €
>50 kWh	779,37 €

Die Auswertungen der installierten Speicherkapazität bezogen auf die installierte Photovoltaikleistung für die Daten bis 50 kWh Speicherkapazität ist in Abbildung 24 a) und Abbildung 24 b) dargestellt. Dabei zeigt Abbildung 24 a) eine breite Streuung der

Stromspeichergröße bis zu der in etwa 8-fachen Kapazität der zugehörigen Photovoltaikanlage. Abbildung 24 b) zeigt abnehmende Stromspeicherkapazitäten bei steigender Photovoltaikanlagenleistung, was unter anderem auch auf die maximale Stromspeicherförderung bis 50 kWh zurückzuführen ist.

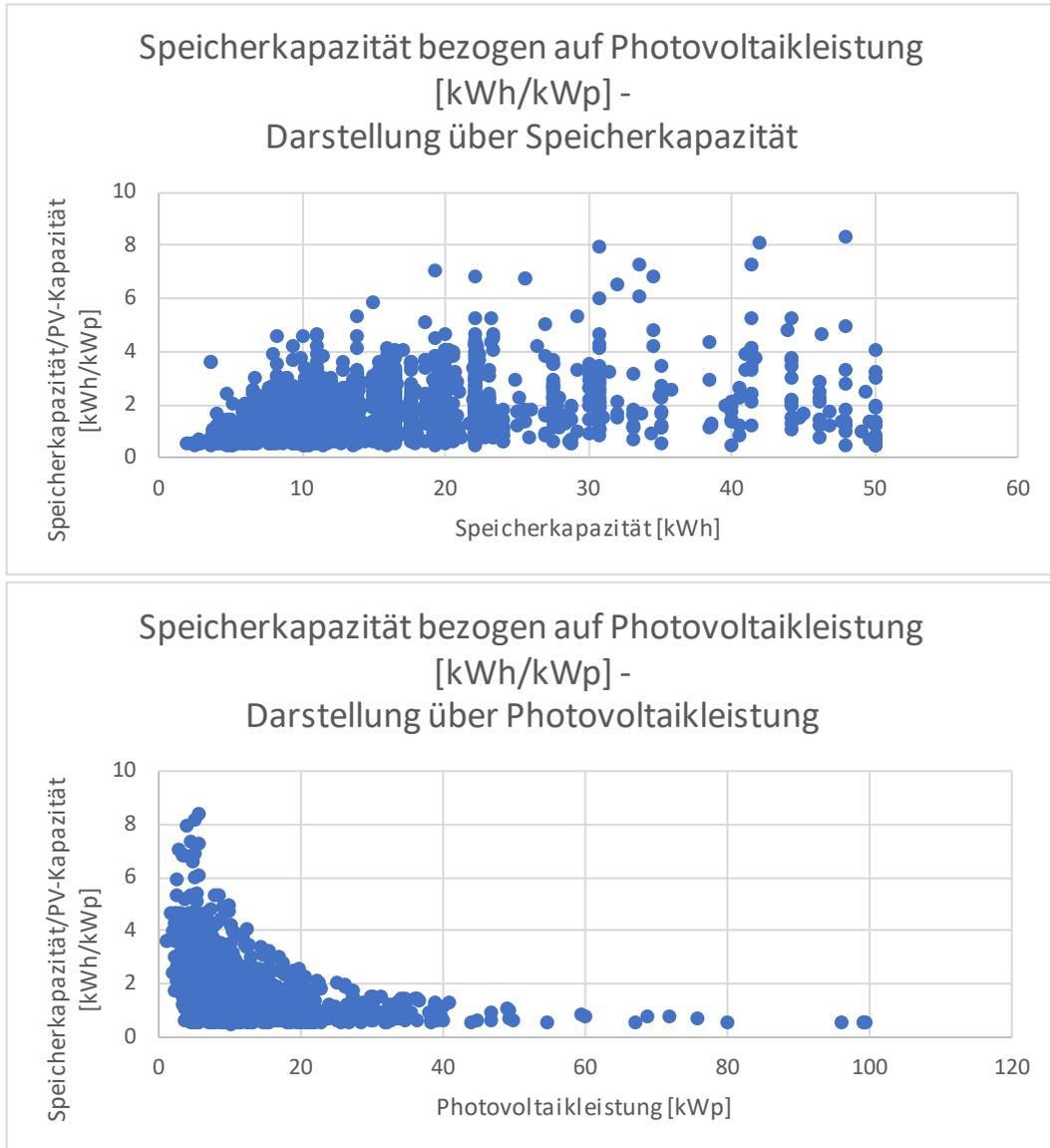


Abbildung 24: Speicherkapazität bezogen auf Photovoltaikleistung a) (oben) aufgetragen über die Stromspeicherkapazität, b) (unten) aufgetragen über die Photovoltaikleistung

Sowohl für die Datenauswertung der Speicherkapazität bezogen auf die Photovoltaik-Engpassleistung bis 50 kWh für die Daten ab 2018 und jene ab 2020 liegt der um 20% gestutzte Mittelwert bei 1,5 (siehe Tabelle 31). Die Häufigkeiten unterschiedlicher Speicherkapazität zu Photovoltaikleistung-Verhältnisse sind zusätzlich für alle Daten ab 2018 in Abbildung 25 dargestellt. Aufgrund der Häufigkeiten wird für die weiteren

Berechnungen angenommen, dass ein Speicher mit **1,5-facher Speicherkapazität gegenüber der Photovoltaikleistung** installiert wird.

Tabelle 31: Speicherkapazität bezogen auf Photovoltaik-Kapazität. Auswertung der gesamten Daten bis 50 kWh ab 2018 und getrennt der Daten ab 2020 (OeMAG, 2021k)

Speicherkapazität bezogen auf PV-Leistung [kWh/kWp]		
	Anzahl (Jahr 2018 bis jetzt)	Anzahl (Jahr 2020 bis jetzt)
Werte zwischen 0,5 und 1	968	760
Werte zwischen 1 und 1,5	1.568	1.264
Werte zwischen 1,5 und 2	1.239	968
Werte zwischen 2 und 2,5	655	518
Werte zwischen 2,5 und 3	227	184
Werte zwischen 3 und 3,5	79	64
Werte zwischen 3,5 und 4	49	34
Werte zwischen 4 und 4,5	37	31
Werte zwischen 4,5 und 5	14	12
Werte zwischen 5 und 5,5	8	6
Werte zwischen 5,5 und 6	2	1
Werte zwischen 6 und 6,5	1	0
Werte zwischen 6,5 und 7	5	4
Werte zwischen 7 und 7,5	3	1
Werte zwischen 7,5 und 8	1	1
Werte zwischen 8 und 8,5	2	1

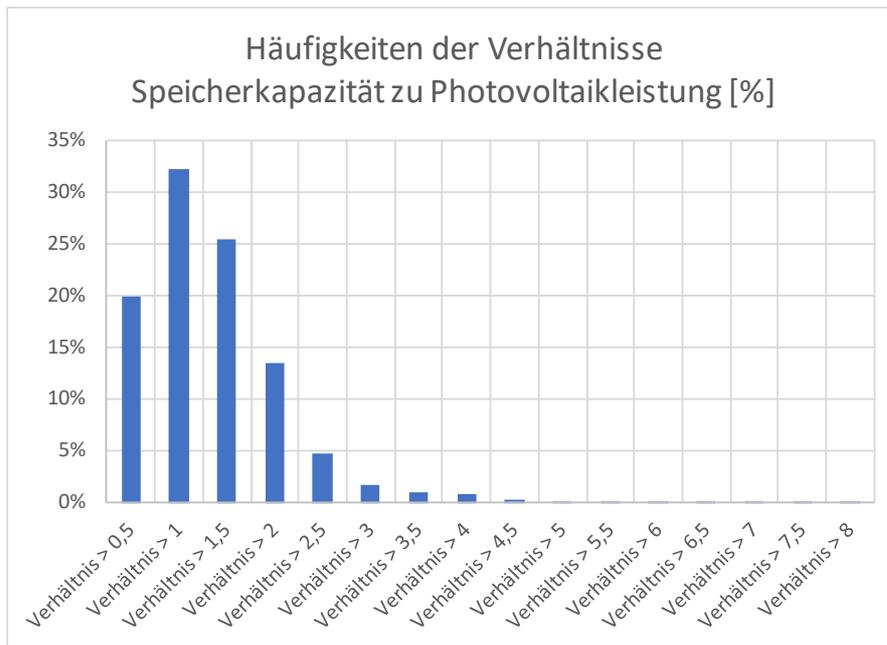


Abbildung 25: Histogramm der Stromspeicherkapazität zur Photovoltaikleistung aller Daten bis 50 kWh ab 2018 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021k))

Eigenverbrauchserhöhung

Für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Photovoltaik-Stromspeichern sind die Kosten aus der Speicherinvestition den „Einnahmen“, also Stromkostensparnissen, durch vermehrten Eigenverbrauch des produzierten Photovoltaikstroms gegenüberzustellen. Eine Stromspeicherinvestition kann dann als sinnvoll betrachtet werden, wenn die Stromersparnisse durch Eigenverbrauch die Investitionskosten über den gesamten betrachteten Zeitraum übersteigen. Dabei kann eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eine der Grundlagen für eine Förderentscheidung darstellen.

Für die folgenden Berechnungen wurde eine **Anlagenlaufzeit von 20 Jahren** (in etwa 5.000 Ladezyklen) angenommen (Angenendt, Zurmühlen, Mir-Montazeri, Magnor, & Sauer, 2016). Die Anlagenlaufzeit hängt signifikant von der Stromspeichertechnologie, den tatsächlichen Ladezyklen und weiteren Parametern ab und kann auch unter 20 Jahre betragen. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass sich der **Eigenverbrauch** gegenüber reiner Photovoltaikerzeugung ohne Stromspeicher **um etwa 20% bis maximal 40% erhöht** (Nyholm, Goop, Odenberger, & Johnsson, 2016) (Weniger, Bergner, Tjaden, & Quaschnig, 2014) (Luthander, Widén, Nilsson, & Palm, 2015). Als Netzstrombezugspreis der Anlagenbetreiber*innen wurden Werte analog zur generellen Vorgehensweise in diesem Gutachten herangezogen (vgl. Kapitel „Opportunitätserlöse durch Eigenverbrauch“).

Empfehlungen zur Förderung

Nach § 56 Abs. 7 EAG und in Vereinbarkeit mit Art. 41 Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung (AGVO) dürfen Stromspeicher mit maximal 30% des unmittelbar für die Errichtung oder Erweiterung erforderlichen Investitionsvolumens gefördert werden. Da der Stromspeicher als getrennte Investition ermittelt werden kann, sind die Gesamtinvestitionskosten die beihilfefähigen Kosten (siehe Art. 41 Abs. 6 lit. a AGVO und (PV-FRL, 2020)). Es muss keine Referenzanlage bezüglich der umweltrelevanten Mehrkosten ermittelt werden, wodurch die Förderschanke der 45% der umweltrelevanten Mehrkosten stets über jener der 30% des Investitionsvolumens zu liegen kommt.

Die folgende Tabelle 32 stellt beispielhaft die Förderschanke von maximal 30% der förderbaren Investitionskosten für verschiedene Speicherkapazitäten und Investitionskosten gemäß Tabelle 30 dar. Dabei dürfen nach § 56 Abs. 2 EAG BNR Speicherkapazitäten bis maximal 50 kWh gefördert werden.

Tabelle 32: 30% der förderbaren Investitionskosten für Photovoltaik-Stromspeicher

			bis 10kWh	>10-50kWh	50kWh
Speicher	Investitionskosten	€/kWh	1186,47	944,53	896,16
	30% der Investkosten	€/kWh	355,94	283,36	268,85

Analog zur Empfehlung des Photovoltaik-Investitionszuschusses wird für Photovoltaik-Stromspeicher eine Berechnung der Vollkosten als Orientierungshilfe durchgeführt, um die Förderempfehlung neben der beihilferechtlichen Grundlage zu stützen. Dabei wird für kleine Kapazitäten (bis 10 kWh) ebenso ein verminderter WACC von 1,2% angesetzt, um vor allem die Renditeerwartungen von Anlagen-betreiber*innen kleinerer Photovoltaikanlagen abzubilden. Für größere Kapazitäten wird der risikobehaftete WACC von 5,58% angesetzt. Die Investitionskosten werden analog zur Datenauswertung in Tabelle 30 angenommen und die Speicherkapazität in kWh mit der 1,5-fachen Photovoltaikleistung in kW_p angesetzt. Die Speicherinvestitionskosten werden für die drei beispielhaften Anlagen in Tabelle 33 durch den inflationsbehafteten Annuitätenfaktor auf jährliche Renten aufgeteilt (gelb markiert). Die Speicherinvestition gilt als sinnvoll, wenn die jährlich ersparten Stromkosten (durch vermehrten Eigenverbrauch, siehe Grün) die Annuität der Speicherinvestition übersteigen. Dies kann innerhalb des dargestellten zusätzlichen Eigenverbrauchs bei einem Investitionszuschuss von 200 €/kWh in etwa, zumindest für kleinere Kapazitäten bzw. Renditeerwartungen, erwirtschaftet werden.

Tabelle 33: Vollkostenbetrachtung für beispielhafte Anlagen der Photovoltaik-Speicher-
Investitionsförderung

Technologiefeld:		Beispiel 1	Beispiel 2	Beispiel 3
PV-Stromspeicher		bis 10kWh	>10-50kWh	50kWh
Anlagenspezifikation:				
Photovoltaikleistung	MWp	0,005	0,010	0,033
Stromerzeugung (netto)	MWh	5,25	10,50	35,00
Volllaststunden	h/a	1050,00	1050,00	1050,00
Speicherkapazität	MWh	0,0075	0,015	0,05
Investitionskosten Speicher GESAMT	€/kWh	1186,47	944,53	896,16
Investitionskosten Speicher GESAMT inkl. 200€ Investzuschuss	€/kWh	986,47	744,53	696,16
		200€ Investzuschuss	200€ Investzuschuss	200€ Investzuschuss
Finanzierungsbedingungen				
WACC Standard	%	1,20%	5,58%	5,58%
Inflation	%	2,00%	2,00%	2,00%
Mittlere Abschreibedauer (mAd)	a	20	20	20
Annuitätenfaktor		0,06	0,08	0,08
Annuitätenfaktor (Inflation berücksichtigt)		0,05	0,07	0,07
Annuität (jährliche Kosten für Speicher)	€/a	426,76	1034,88	3272,96
Annuität mit Investzuschuss		354,82	815,75	2542,52
jährl. Stromkostensparnis (€/a):				
angenommener Netzstrombezugspreis	€/MWh	178,10	178,10	129,23
20% zusätzlicher Eigenverbrauch	20%	187,01	374,01	904,61
30% zusätzlicher Eigenverbrauch	30%	280,51	561,02	1356,91
40% zusätzlicher Eigenverbrauch	40%	374,01	748,02	1809,22

Die beihilferechtliche Investitionsförderschranke der 30% des Investitionsvolumens kommt für durchschnittliche Photovoltaik-Stromspeicherkosten vor allem im größeren Kapazitätsspektrum bereits knapp an dem bisherigen Investitionsfördersatz von 200 €/kWh zu liegen. Zudem zeigt die unterstützende Wirtschaftlichkeitsbewertung, dass durch diesen Fördersatz und bei einer starken Steigerung des Eigenverbrauchs um 30% bis 40% die Investition in einen Stromspeicher insbesondere für geringere Renditeerwartungen sinnvoll ist.

*Die Gutachter*innen empfehlen auf Basis der beihilfenrechtlichen Investitionsschranke (Tabelle 29) und der unterstützenden Betrachtung der Vollkosten (Tabelle 30) als auch basierend auf der bisherigen Förderpraxis eine Investitionsförderung für Photovoltaik-Stromspeicher von 200 €/kWh.*

4 Windenergie

4.1 Historische Marktentwicklung

In diesem Abschnitt wird in kompakter Form die historische Marktentwicklung der Windenergie in Österreich aufgezeigt. Dies umfasst einerseits den Blick auf bis dato gewährte Förderanreize sowie andererseits die Darstellung und Diskussion des damit angereizten Ausbaus.

Mit Inkrafttreten des ÖSG im Jahr 2003 wurde die Abnahme von Ökostrom erstmals bundesweit einheitlich geregelt. Es bestand hierbei eine mengenmäßig unbegrenzte Abnahmepflicht für Strom sowohl aus Windkraftanlagen als auch aus anderen erneuerbaren Energiequellen – nur jene für Photovoltaik war limitiert. Wie in Abbildung 46 ersichtlich, wurden anfangs mit der Einspeisetarif-VO vom 20.12.2002 Einspeisetarife in Höhe von 78 €/MWh für neu errichtete WKA für die ersten 13 Betriebsjahre gewährt, was eine erste massive Ausbaumwelle der Windenergie in Österreich bedingte. Demgemäß stieg die kumulierte installierte Leistung der geförderten WKA von 395 MW im Jahr 2003 auf 954 MW bis zum Jahr 2006 an.

Dieser Ausbau kam im Jahr 2006 beinahe zum Erliegen, da die Novellierung des ÖSG im Jahr 2006 einerseits die Abnahmepflicht für neu in Betrieb gehende Anlagen stark begrenzte – so erfolgte u.a. eine Deckelung auf Basis technologiespezifischer Unterstützungsvolumina (für Windkraft 5,1 Mio. € p.a.) und eine Kürzung der Kontrahierungsdauer auf 11,25 Jahre. Zudem wurden speziell für Windenergie auch die Förderanreize auf Tarifebene massiv gesenkt. So betrug der im Jahr 2006 gültige Einspeisetarif für neue WKA nur mehr 53,5 €/MWh.

In den Folgejahren trat eine Stagnation im Bereich der Marktentwicklung ein, welche erst nach weiteren Novellierungen der gesetzlichen Regeln und einem Anheben der Vergütungshöhen behoben werden konnte. Aufgrund der ÖSG-Novelle vom 8.8.2008 sowie des für das Jahr 2010 verordneten Einspeisetarifs in Höhe von 97 €/MWh kam der weitere Ausbau der Windenergie wieder ins Rollen.

Eine perspektivische Verbesserung der Marktsituation für WKA trat mit dem am 29.7.2011 verlautbarten ÖSG 2012 ein. Dieses Gesetz (zusammen mit mehreren Novellierungen –

zuletzt vom 22.10.2019) bildet bis dato die Grundlage für die Ökostromförderung in Österreich. Die Kombination an klar formulierten Ausbauzielen und lukrativen Einspeisetarifen regte eine prosperierende Marktentwicklung auf dem Gebiet der Windenergie an – so stieg die kumulierte installierte WKA-Leistung von 1.056 MW im Jahr 2010 auf 2.349 MW im Jahr 2015 an. Die im Jahr 2006 eingeführte Deckelung der kontrahierbaren Volumina blieb zwar aufrecht, es wurden aber die Unterstützungsvolumina substantiell angehoben, was den obig skizzierten rasanten Ausbau der Windkraft erlaubte. In diesem Kontext sei erwähnt, dass mit den ÖSG Novellen 2011 und 2017 jeweils einmalig ein zusätzliches Unterstützungsvolumen für Wind gewährt wurde, wodurch Warteschlangen abgebaut werden konnten.

In der jüngsten Vergangenheit war eine gewisse Marktstagnation zu beobachten, welche vermutlich der Deckelung geschuldet ist. In den Jahren 2017 bis 2019 wurden zusätzliche Förderkontingente⁵³ vergeben, die zum Abbau der bestehen Warteschlange genehmigter WKA bis 2024 beitragen werden.

Eine Übersicht zur historischen Marktentwicklung der Windenergie in Österreich im Zeitraum 2003 bis 2020 bietet Abbildung 26. Konkret zeigt diese Grafik nebst der kumulierten installierten Leistung aller WKA unter OeMAG-Vertrag⁵⁴ auch die jeweilig für Neuanlagen für eine Förderdauer von 13 Jahren gültige Einspeisevergütung. Die Tarife der jeweiligen Jahre sind jedoch im Regelfall nicht jene, zu denen die in dem jeweiligen Jahr in Betrieb genommenen Anlagen kontrahiert wurden – denn hier galt lange der Einspeisetarif zum Zeitpunkt der Antragstellung als ausschlaggebend.⁵⁵

⁵³ Hierin enthalten sind beispielsweise auch das Vorziehen von für 2021 vorgesehenen Mitteln im Zuge der ÖSG Novelle 2019.

⁵⁴ In Abbildung 25 sind somit nur jene WKA erfasst, die im jeweils betrachteten Jahr in den Genuss einer Einspeisevergütung kamen. Da die Förderdauer gemäß ÖSG auf die ersten 13 Betriebsjahre beschränkt war, endete für einige Anlagenbetreiber*innen der Förderkontrakt in den vergangenen Jahren. Die WKA blieben jedoch im Regelfall noch in Betrieb. Dies veranschaulicht ein Blick auf das Jahr 2019: Gemäß Abbildung 25 standen WKA mit einer kumulierten Leistung von 2.548 MW unter OeMAG-Vertrag, während die kumulierte installierte Leistung aller WKA in Österreich im selben Jahr 3.208 MW betrug, vgl. (E-Control, 2021k).

⁵⁵ Demgemäß kamen für die in den Jahren 2012 bis 2014 in Betrieb genommenen Anlagen im Regelfall die vergleichsweise hohen Tarife aus den Jahren 2010 und 2011 zur Anwendung. Allgemein betrachtet zeigt sich somit ein zeitlicher Versatz zwischen der Förderhöhe und dem damit angereizten Windkraftausbau.

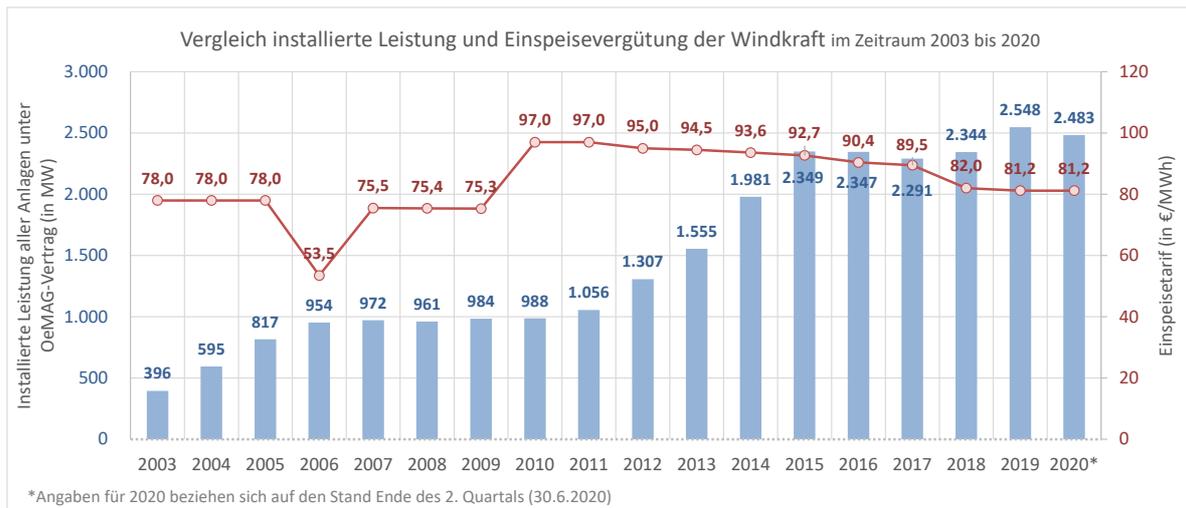


Abbildung 26: Gegenüberstellung installierte Leistung der Anlagen unter OeMAG-Kontrahierung und für Neuanlagen jeweilig gültige Einspeisevergütung der Windenergie (2003-2020) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021f) (E-Control, 2021k))

Durch die gewährten Förderanreize konnte in den Jahren 2003 bis 2020 ein teilweise signifikanter Windkraftausbau realisiert werden. Ein Zusammenhang zwischen den zugrundeliegenden Förderanreizen und dem erreichten Ausbau ist klar erkennbar, wobei neben der Förderhöhe auch die zur Verfügung stehenden Förderkontingente entscheidend waren.

4.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele

Die Ausbauziele laut § 4 Abs. 4 des EAG sehen ausgehend von der Stromproduktion des Jahres 2020 10 TWh zusätzliche Erzeugung aus Windenergie bis zum Jahr 2030 vor. Dieses Ziel ist als in hohem Maße ambitioniert einzustufen. Legt man in Analogie zum EAG zur Abschätzung der Ausbaumengen mittlere Volllaststunden in Höhe von 2.500 h/a zugrunde, so resultiert ein jährlicher Kontrahierungs- und Ausbaubedarf in Höhe von 400 MW.

4.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten

Fundierte Annahmen zu Betriebs- und Investitionskosten künftiger WKA zur Bestimmung der erforderlichen Förderhöhen sind von essentieller Bedeutung für die Güte der entsprechenden Empfehlungen. Basis für die im Rahmen dieses Gutachtens erstellten

Berechnungen der erforderlichen azW bildeten Daten aus einer seitens der Regulierungsbehörde E-Control durchgeführten umfangreichen Erhebung unter Ökostromanlagenbetreiber*innen (E-Control, 2019a) sowie Informationen zur Energieproduktion seitens der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG, 2021j). Zunächst erfolgte hierbei in Analogie zur Vorgehensweise bei anderen Technologiefeldern eine Bereinigung der Quellen um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte. Die im Folgenden dargestellten Investitions- und Betriebskosten beziehen sich auf die nach dieser Bereinigung verbleibenden Anlagen.

Ergänzend hierzu kamen auch seitens der Windbranche zur Verfügung gestellte Daten und Angaben zur Anwendung, etwa hinsichtlich beispielhafter künftiger Windkraftprojekte (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021) oder bzgl. Preisinformationen von Anlagentypen auf Basis von Herstellerangaben. Des Weiteren fanden ebenso Informationen aus der Literatur bzw. aus analogen Erhebungen in Deutschland (Wallasch A. et al., 2019) Eingang in die Berechnung bzw. die Ermittlung von Empfehlungen.

4.3.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten von WKA werden nachfolgend zwecks vereinfachter Vergleichbarkeit in spezifischer Form dargestellt. Konkret wurden hierfür die Investitionskosten einer WKA bzw. eines Windparks auf die elektrische Leistung (Generatorleistung) bezogen. Dem Gutachter*innen-Team ist bewusst, dass branchenüblich auch die Relation zum Energieertrag, also zur Jahresstromproduktion, ist. Aufgrund gewisser Unsicherheiten hinsichtlich der Güte der Informationen zum Energieertrag, welche im Zuge der Betreiberdatenerhebung bereitgestellt wurden, wird aber hiervon Abstand genommen.⁵⁶

⁵⁶ Aus Sicht der Gutachter*innen erschien beispielsweise unklar, ob sich die im Zuge der Betreiberdatenerhebung getätigten Angaben zum Energieertrag im Falle der Inbetriebnahme im selben Jahr auf das verbliebene Rumpfsjahr bezogen oder ob diese etwa das Regelarbeitsvermögen beschrieben.

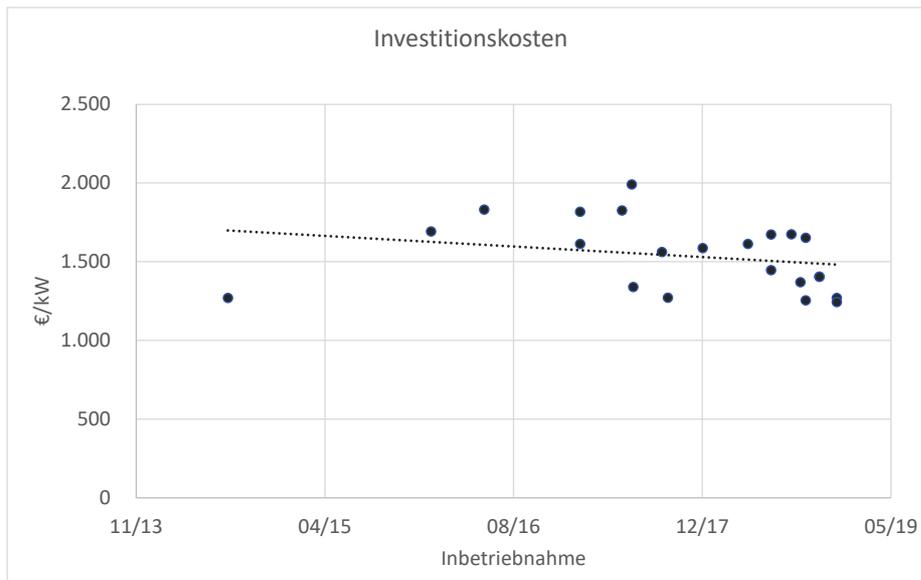


Abbildung 27: Investitionskosten von Windkraftanlagen in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a))

Abbildung 27 veranschaulicht die Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten vom Jahr der Inbetriebnahme. Demgemäß ist ein degressiver Trend erkennbar. Daraus folgernd wurden für die Ermittlung repräsentativer Werte⁵⁷ lediglich Daten von im Jahr 2018 in Betrieb genommenen Anlagen herangezogen. Dies wird anhand von Abbildung 28 verdeutlicht, worin in der Grafik zur Linken alle Datenpunkte (nach Bereinigung) Eingang fanden, während in der Grafik zur Rechten lediglich 2018er WKA berücksichtigt wurden. Es resultieren unter Berücksichtigung aller (eingangs bereinigten) Datenpunkte mittlere Investitionskosten in Höhe von 1.552 €/kW, während der Blick auf 2018 in Betrieb genommene WKA mittlere Investitionskosten von 1.507 €/kW offenbart. Letztere wurden als repräsentativ angesehen und fanden Eingang in die weiterführenden Berechnungen.

⁵⁷ Diese bildeten die Grundlage für nachfolgende LCOE- und azW Berechnungen.

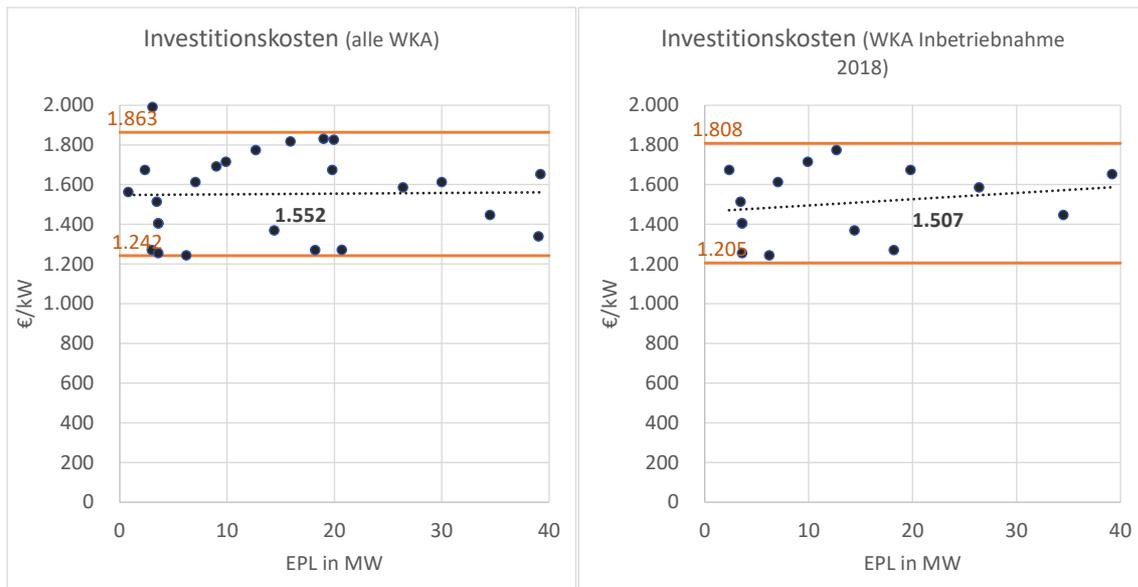


Abbildung 28: Investitionskosten von Windkraftanlagen – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert (20%) aller Daten (links) bzw. Mittelwert aus den nach Bereinigung zur Verfügung stehenden Anlagen, die 2018 in Betrieb gingen (rechts); Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a))

Für die Berechnung der azWs wurden dann die Netzkosten wie in Kapitel 2.3 beschrieben konsistent über alle Technologien und unter Berücksichtigung der neuesten Kostenentwicklungen und Netztarifierung hinzugefügt, wobei sich für WKA ein pauschalierter Aufschlag von im Mittel 150 €/kW ergab. Um eine Doppelzählung der Netzkosten zu vermeiden, mussten in weiterer Folge die Investitionskosten der WKA um die von den Betreiber*innen angegebenen Netzkosten reduziert werden – diese betragen durchschnittlich 137 €/kW (E-Control, 2019a). Es resultieren somit **mittlere repräsentative Investitionskosten in Höhe von 1.520 €/kW**.

Windkraftanlagen werden seitens der Hersteller*innen in zahlreichen Designvariationen angeboten. Je nach Standort und unter Berücksichtigung standortspezifischer Restriktionen erscheint den Projektentwickler*innen eine Ausführung mit im Verhältnis zum Mittel großem/kleinem Rotor, großem/kleinem Generator oder großer/kleiner Höhe des Turms, der sogenannten Nabenhöhe, passend. Dies hat sowohl Einfluss auf die Investitionskosten, als auch auf die resultierenden Stromgestehungskosten (LCOE). Auf Basis von Herstellerangaben und unter Berücksichtigung von Literaturangaben wurden diese Einflussfaktoren systematisch erfasst. Das Ergebnis dieser Recherche zeigt Tabelle 34. Die ermittelten Zusammenhänge fanden Eingang in die weiterführenden Berechnungen und in die in Folge dargelegten Förderempfehlungen.

Tabelle 34: Repräsentative Aufschlüsselung der Kostenparameter einer Windkraftanlage (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Hersteller*innenangaben sowie von (Wallasch A. et al., 2019))

Kostenparameter Windkraftanlage

Einfluss Nabenhöhe (NH) (gemäß Herstellerangaben (Listenpreise, netto))

WKA-Type: Generator: 3,5 MW; Rotordurchmesser: 136m

Vergleich des Anlagenpreises in Abhängigkeit der Nabenhöhe

Nabenhöhe (in m)	112	132	149
WKA-Preis (in €)	xxx	xxx	xxx
	Delta (NH132 vs NH112)	Delta (NH149 vs NH132)	Delta (NH149 vs NH112)
Höhendifferenz (bezogen auf NH)	20	17	37
Preisdifferenz (zu WKA mit kleinster NH)	€ 250.000	€ 300.000	€ 550.000
Preisanstieg je m Höhendifferenz	€ 12.500	€ 17.647	€ 14.865
Spezifischer Preisanstieg je kW und m Höhendifferenz	€ 3,6	€ 5,1	€ 4,3

Fazit: Der Preisunterschied je m Höhendifferenz (der Nabenhöhe) liegt bei ca. **€ 15.000 für die betrachtete WKA, spezifisch je kW** resultiert folglich ein Preisunterschied von ca. **€ 3,6 bis 5,1/kW**.

Einfluss Rotordurchmesser (RD) (gemäß Herstellerangaben (Listenpreise, netto))

WKA-Type: Generator: 3,5 MW

Vergleich des Anlagenpreises in Abhängigkeit des Rotordurchmessers (und der Nabenhöhe)

Rotordurchmesser (in m)	112	126	136
Nabenhöhe (in m)	140	137	132
WKA-Preis (in €)	xxx	xxx	xxx

Vergleich des Anlagenpreises in Abhängigkeit des Rotordurchmessers

Anmerkung: Der Einfluss der Nabenhöhe wird eliminiert mittels Korrekturrechnung auf Basis obig ermittelter Zusammenhänge hinsichtlich des Einflusses der Nabenhöhe.

Rotordurchmesser (in m)	112	126	136
Nabenhöhe (in m)	140	140	140
WKA-Preis (in €)	xxx	xxx	xxx
	Delta (RD126 vs RD112)	Delta (RD136 vs RD126)	Delta (RD136 vs RD112)
Längendifferenz (bezogen auf RD)	14	10	24
Preisdifferenz (zu WKA mit kleinstem RD)	€ 75.000	€ 50.000	€ 125.000
Preisanstieg je m Längendifferenz	€ 5.357	€ 5.000	€ 5.208
Spezifischer Preisanstieg je kW und m Längendifferenz	€ 1,6	€ 1,4	€ 1,5

Fazit: Der Preisunterschied je m Längendifferenz (des Rotors) liegt bei ca. **€ 5.200 für die betrachtete WKA, spezifisch je kW** resultiert hiermit ein Preisunterschied von ca. **€ 1,5/kW**.

Einfluss der Flächenleistung (W/m²)

WKA-Type: Generator: 3,5 MW (Quelle: Deutsche Windguard, 2019)

Vergleich des Hauptinvestitionskosten einer WKA in Abhängigkeit der Flächenleistung (W/m²)

Flächenleistung (in W/m ²)	300	400	500
Hauptinvestitionskosten (in €/kW)	€ 1.020	€ 950	€ 880
	Delta (FL400 vs FL300)	Delta (FL500 vs FL400)	Delta (FL500 vs FL300)
Flächenleistungsdifferenz	100	100	200
Preisdifferenz (in €/kW)	-€ 70	-€ 70	-€ 140
Preisdegression je W/m ²	-€ 0,7	-€ 0,7	-€ 0,7

Fazit: Eine Erhöhung der Generatorleistung bei gleichbleibender sonstiger Anlagenkonfiguration bedingt eine Degression der spezifischen Kosten bezogen auf die Generatorleistung. **Die Untersuchungen ergaben, dass ein Anstieg der Generatorleistung um 1% eine Reduktion der spezifischen Investitionskosten je kW um ca. 0,2% bedingte.**

4.3.2 Betriebskosten

Analog zu den Investitionskosten werden nachfolgend auch die Betriebskosten von WKA zwecks vereinfachter Vergleichbarkeit in spezifischer Form dargestellt. Hierbei erfolgt der Bezug zur Jahresstromerzeugung⁵⁸, da Betriebskosten zu einem nicht unwesentlichen Teil – typischerweise rund 35% der gesamten Betriebskosten (vgl. (Wallasch A. et al., 2019)) – variabel sind, also eine Abhängigkeit zur Stromerzeugung aufweisen.

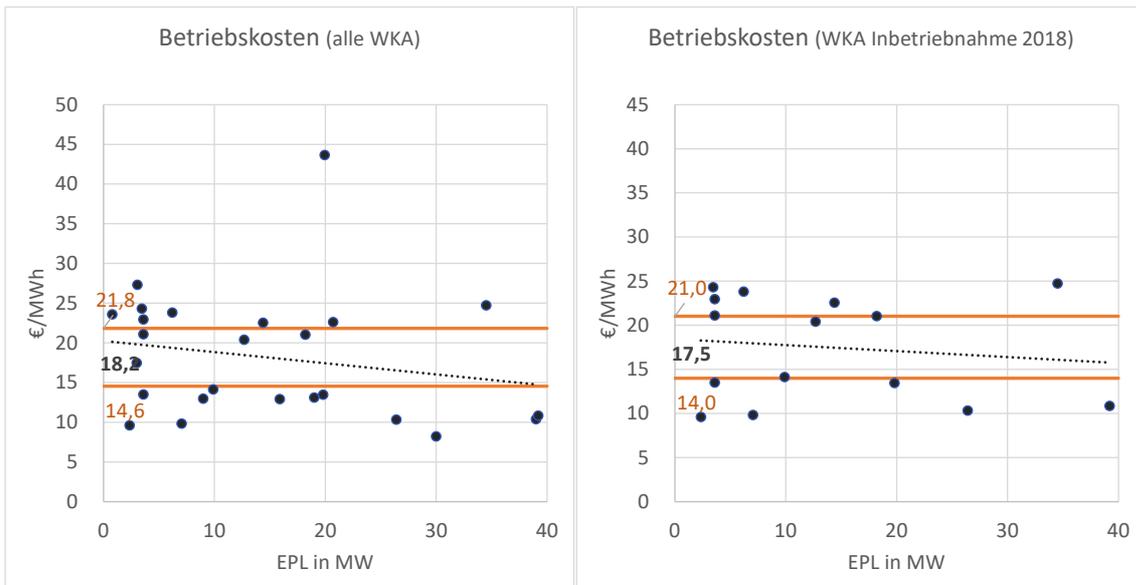


Abbildung 29: Betriebskosten von Windkraftanlagen – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert (20%) aller Daten (links) bzw. Mittelwert aus den nach Bereinigung zur Verfügung stehenden Anlagen, die 2018 in Betrieb gingen (rechts); Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (OeMAG, 2021))

In Analogie zu den Ausführungen zu Investitionskosten zeigt Abbildung 29 in der Grafik zur Linken alle Datenpunkte (nach Bereinigung), während in der Grafik zur Rechten lediglich 2018er WKA berücksichtigt wurden. Es resultieren unter Berücksichtigung aller (eingangs bereinigter) Datenpunkte mittlere Betriebskosten in Höhe von 18,2 €/MWh, während der Blick auf 2018 in Betrieb genommene WKA **mittlere Betriebskosten von 17,5 €/MWh**

⁵⁸ Wie nachfolgend hinsichtlich der VLH beschrieben, fand hierfür eine Auswertung der Daten zu in vergangenen Jahren errichteten WKA statt. Hierfür wurden Daten zur installierten Leistung gemäß Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) mit OeMAG Angaben zur Stromproduktion verknüpft. Im Vergleich der Jahre 2018 bis 2020 erwies sich hierbei das Kalenderjahr 2020 als für Windverhältnisse in Österreich repräsentativ und diente folglich zur Beschreibung des Regelarbeitsvermögens sowie der daraus resultierenden VLH.

zeigt. Letztere wurden als repräsentativ angesehen und fanden Eingang in die abschließende Datenanpassung wie nachfolgend beschrieben.

Wie schon bei Photovoltaik erwähnt, umfassen weitere Betriebskostenparameter einerseits die laufenden Netzgebühren (siehe 2.3.1), Erlöse aus dem Verkauf von HKN (in Höhe von 0,98 €/MWh, siehe Kapitel 2.3.6) und andererseits laufende Kosten für die Ausgleichsenergie (siehe Kapitel 2.3.5). Letztere sind hierbei speziell für Windenergie wie schon in der Vergangenheit auch für die Zukunft von Relevanz – hierfür werden im Mittel der kommenden Jahre 7 €/MWh unterstellt (vgl. Kapitel 2.3.5). Im Zuge der abschließenden Datenanpassung wurden die Aufwendungen für Ausgleichsenergie und die Erlöse aus dem Verkauf der HKN in die auf Basis der Betreiberdatenauswertung erhobenen Betriebskosten eingerechnet. Somit resultieren **mittlere Betriebskosten (inkl. Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Erlöse aus dem Verkauf von HKN) in Höhe von 23,5 €/MWh**. Diese dienen als Basis für nachfolgende Wirtschaftlichkeitsberechnungen dienen.

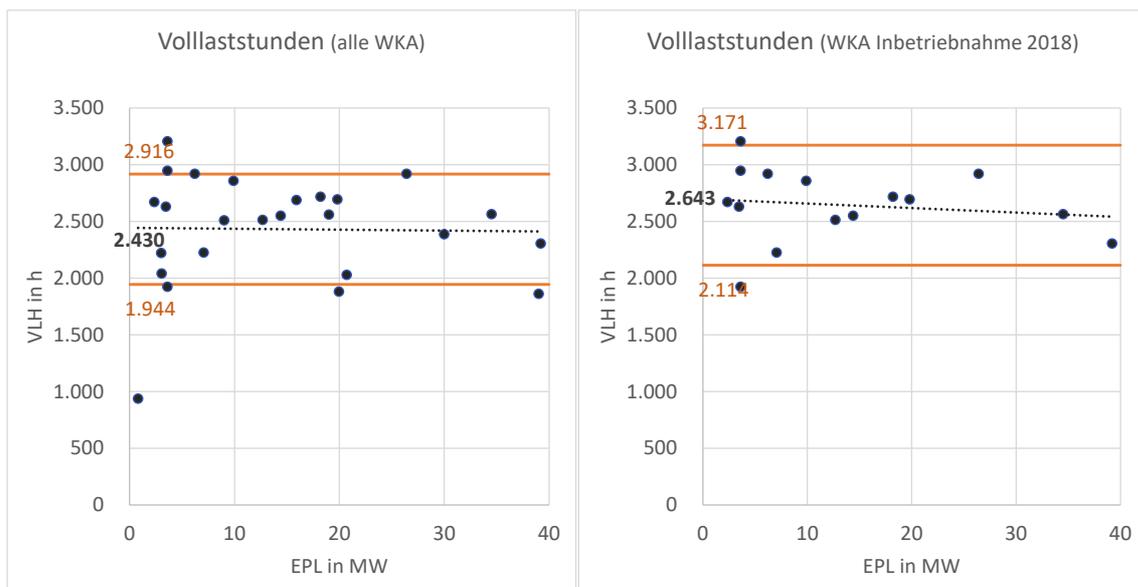


Abbildung 30: Volllaststunden von Windkraftanlagen im Kalenderjahr 2020 – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert; Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (OeMAG, 2021))

Ein zentraler Faktor, der die Stromgestehungskosten signifikant beeinflusst, ist jener der VLH. Auf Basis der Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) sowie unter Berücksichtigung von OeMAG Angaben zur Stromproduktion fand im Rahmen dieses Gutachtens eine Auswertung der Daten zu in vergangenen Jahren errichteten WKA statt.

Die Ergebnisse dieser veranschaulicht Abbildung 30. Unter Berücksichtigung des Windstromertrags im Kalenderjahr 2020, welches als repräsentativ hinsichtlich durchschnittlicher Windverhältnisse in Österreich angesehen wurde, zeigen sich unter Berücksichtigung aller Datenpunkte mittlere VLH in Höhe von 2.430 h pro Jahr, während in jüngster Vergangenheit (2018) neu errichtete WKA deutlich höhere – d.h. 2.643 h/a – mittlere VLH aufweisen.

4.4 Empfehlungen zur Förderung

Standortdifferenzierung bei Windkraft

Das EAG sieht vor, dass bei Windkraft sowohl auf den gemäß der jüngsten Novelle einmalig im Laufe dieses Kalenderjahres (2022) administrativ festgelegten azW als auch bei wettbewerblicher Vergabe mittels Auktionen auf den Zuschlagswert ein Korrekturfaktor angewendet werden kann, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge einer Windkraftanlage widerspiegelt. Gemäß § 43 EAG ist der Korrekturfaktor als Zu- oder Abschlag auf den azW für einen Normstandort festzulegen. Der Normstandort hat den durchschnittlichen Stromertrag einer dem Stand der Technik entsprechenden, in Österreich errichteten Windkraftanlage anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitsklasse widerzuspiegeln.

Für die Umsetzung dieser Vorgabe kommen unterschiedliche Optionen in Frage, da relevante Passagen von § 43 EAG aus Sicht des Gutachter*innen-Teams deutungs offen erscheinen. Die im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit vorgesehene Ausarbeitung eines konkreten Modells zur Standortdifferenzierung für Windkraft erforderte folglich in der Eingangsphase eine Präzisierung und Festlegung auf eine dieser Optionen. Konkret wurden drei denkbare Optionen (ausführlich dargestellt im Anhang B des vorliegenden Endberichts) konzipiert bzw. vorgestellt und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile analysiert – eine knappe Zusammenfassung findet sich nachfolgend zu Beginn des Kapitels 4.4.1.

Darauf aufbauend wurden anhand von für Österreich künftig relevanter, repräsentativer Windprojekte an ausgewählten Standorten wesentliche Einflussgrößen identifiziert, welche die Kosten der Stromerzeugung aus Windkraft beeinflussen. Hierfür wurden seitens der Branchenvertretungen (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021) Daten zu rund 20 repräsentativen Vorhaben bereitgestellt. Kapitel 4.4.2 zeigt die Ergebnisse dieser

Analyse. Die hierbei gewonnenen Erkenntnisse, verknüpft mit der Bewertung prinzipieller förderpolitischer Optionen, erlaubte in Folge die Ausarbeitung eines konkreten Modells zur Standortdifferenzierung der Förderung von Windkraft in Österreich.

Das seitens des Gutachter*innen-Teams empfohlene Modell zur Standortdifferenzierung wird in Kapitel 4.4.3 vorgestellt. Darin enthalten sind einerseits konkrete Empfehlungen hinsichtlich der Definition des Normstandorts und der Höhe des azWs einer WKA bemessen am Normstandort. Ebenso enthalten sind Empfehlungen zur Ausgestaltung und Parametrierung des standortspezifischen Korrekturfaktors.

Ergänzend zum Basismodell der Standortdifferenzierung unter Berücksichtigung des rotorkreisflächenspezifischen Ertrags wird in Abschnitt 4.4.4 eine Modellerweiterung zur Berücksichtigung der Seehöhenspezifika vorgestellt. Um den künftigen Windenergieausbau in Österreich in Einklang mit EAG-Zielen zu bringen, erscheint die Erschließung (vor)alpiner Standorte ein bedeutsames Element zu sein. Dies soll durch die vorgeschlagene Modellerweiterung gewährleistet werden.

Eine erste Prüfung der Praxistauglichkeit des vorgeschlagenen Modells (samt Erweiterung) erfolgt abschließend in Kapitel 4.4.5. Die Überprüfung wurde einerseits auf Basis generischer Daten und Annahmen zu Windkraftanlagentypen bzw. deren Ausgestaltung durchgeführt. Andererseits wurde auf Basis der bereits zuvor verwendeten repräsentativen Beispielprojekte die Eignung des Standortdifferenzierungsmodells geprüft.

4.4.1 Kurzbewertung von Optionen zur Standortdifferenzierung der Förderung bei Windkraft

Zur Umsetzung einer Standortdifferenzierung der Förderung der Windkraft gibt es prinzipiell eine Vielzahl an Optionen. Drei konkrete Optionen, welche sinngemäß im Einklang mit den Formulierungen des EAG standen, wurden in der Eingangsphase der gutachterlichen Tätigkeit einer Analyse und Bewertung unterzogen. Die nachfolgenden Passagen bieten eine knappe Zusammenfassung der hierbei gewonnenen Erkenntnisse, erweiterte Angaben zu den betrachteten Optionen finden sich im Anhang B des vorliegenden Endberichts.

Kurzbewertung des deutschen Referenzertragsmodells

- Im Fazit kann festgehalten werden, dass das deutsche Referenzertragsmodell sicherlich tauglich erscheint, die gewünschte Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie zu erreichen.
- Es erwies sich aber in der Administration und der Praxis als sehr komplex und in manchen Bereichen vergleichsweise intransparent. Ein Übertragen des deutschen Referenzertragsmodells auf Österreich impliziert ebenso eine aufgrund der institutionellen Ankopplung unvermeidbare Abhängigkeit vom Fortbestehen des Fördermodells in Deutschland, wo dieses ab und an zur Diskussion steht.
- Im Falle der Präferenz für dieses System und gewünschter identer Implementierung zu Deutschland besteht ggf. Anpassungsbedarf beim EAG hinsichtlich der Definition des Norm- bzw. Referenzstandorts: Gemäß EAG Entwurf soll hiermit ein hinsichtlich Stromertrag durchschnittlicher österreichischer Windkraftanlagenstandort beschrieben werden, während im deutschen EEG der Referenzstandort eine willkürlich gesetzte Bezugsbasis darstellt, deren festgelegten Standorteigenschaften keineswegs den durchschnittlichen Windstromertrag für Deutschland (oder Österreich) beschreiben.
- Ebenso empfiehlt sich eine Anpassung der Bezugsgrößendefinition des Normstandorts in § 43 von „[Der Normstandort hat] ... anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitslänge widerzuspiegeln.“ zu „... anhand der Jahreswindgeschwindigkeit und eines Höhenwindprofils laut EEG 2017 widerzuspiegeln“.
- Das deutsche Referenzertragsmodell (ergänzt um kostenspezifische Zuschläge) wird von der österreichischen Windbranche favorisiert.

Kurzbewertung des französischen Produktionsstufenmodells

- Analog zum deutschen Referenzertragsmodell kann auch beim französischen Produktionsstufenmodell von einer Tauglichkeit zum Erreichen der gewünschten Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie ausgegangen werden. Die zu wählende Parametrierung erscheint entscheidend und muss – im Falle einer Präferenz dieses Systems – mit Sorgfalt erfolgen, unter Überprüfung der Anreizwirkung anhand repräsentativer bestehender und geplanter unterschiedlicher Windprojekte und Anlagenkonzeptionen. Im Falle einer Implementierung in Österreich empfiehlt sich im Vergleich zu Frankreich eine feinere Abstufung der Vergütungssätze, ebenso sollte als Bezugsgröße der Energieertrag, bzw. wenn man die Anlagengröße nicht als Lenkungsparameter verwenden möchte, der spezifischen Ertrag je m² Rotorkreisfläche herangezogen werden. Der systeminhärente automatische Ausgleich (unerwünschter) dynamischer Effekte – beispielsweise hinsichtlich Schwankungen im jährlichen Windertrag oder die spätere Verminderung von Erträgen durch den weiteren Windkraftausbau in naher Umgebung eines Windparks – stellt einen weiteren Vorteil dieses Systems dar.
- Das französische Produktionsstufensystem besticht durch den geringen administrativen Aufwand in der Umsetzung. Aufgrund der einfach durchzuführenden Automation in der Abrechnung ist von einem geringen administrativen Aufwand sowohl auf Anlagenbetreiber*innen- als auch auf Behördenseite auszugehen, da etwa das Gutachterwesen nahezu gänzlich wegfällt. Ebenso besteht eine hohe Analogie zur im Rahmen des ÖSG vergebenen Staffelung der Produktionsförderung bei der Kleinwasserkraft.
- Fraglich erscheint die Akzeptanz in der österreichischen Windbranche – hier bedarf es wohl einer transparenten Diskussion und Reflexion nach Erarbeitung konkreter Ausgestaltungsvorschläge. [Anmerkung: Eine eingehende Diskussion und Reflexion erfolgte auf

Basis eines konkreten Ausgestaltungsvorschlags im Zuge der Branchenkonsultation im Vorjahr (2021) und im laufenden Jahr (2022).]

- Im Falle der Präferenz für dieses System besteht kein direkter Anpassungsbedarf hinsichtlich des EAG. Wünschenswert erscheint hier lediglich eine Präzisierung mancher Gesetzespassagen und ggf. eine Verankerung dieses Förderschemas im EAG Text.

Kurzbewertung einer Standortdifferenzierung auf Basis von Windhöffigkeitsklassen (gemäß österreichischem Windatlas)

- Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass auch auf Basis eines Windatlas eine Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie in Österreich erreicht werden kann. Positiv erscheint hier sicherlich die Transparenz und Klarheit in der Vorabfestlegung der konkreten Vergütungssätze. Nachteilig ist hingegen, dass die skizzierte Grobeinteilung in die bestehenden drei Klassen vermutlich zu ungenau wäre, um eine sinnvolle und hinreichende Standortdifferenzierung zu erreichen. Dies gilt vor allem für Gebirgsgegenden, wo kleinräumig große Unterschiede in den Standortqualitäten zu erwarten sind.
- Der administrative Aufwand bei gewünschter Einführung eines derartigen Systems erscheint vergleichsweise gering. Der Administrationsaufwand wird aber in weiterer Folge dadurch bestimmt, ob Gutachten seitens der Anlagenbetreiber*innen nachgereicht werden dürfen im Falle von (groben) Abweichungen des spezifischen Standorts von der per Windatlas getroffenen Klasseneinteilung. Fraglich erscheint, analog zum französischen System, die Akzeptanz in der österreichischen Windbranche.
- Im Falle der Präferenz für dieses System besteht nach erster Einschätzung kein direkter Anpassungsbedarf beim EAG. Wünschenswert wäre allerdings eine Präzisierung mancher Gesetzespassagen und ggf. eine Verankerung dieses Förderschemas im EAG Text.

Es sei angemerkt, dass zur kosteneffizienten Erreichung der ambitionierten EAG-Ausbauziele für Windenergie eine hinreichende Standortdifferenzierung empfehlenswert ist. Damit würde einerseits ein ausreichender Anreiz zur Nutzung von windschwächeren Standorten gegeben und andererseits eine Überförderung von windstarken Standorten verhindert. Zur Gewährleistung dessen erscheint eine ausreichende Bandbreite in der Festlegung von Zu- und Abschlägen essentiell.

Im Rahmen des Optionenvergleichs und der durchgeführten Bewertung wurde auf die Tauglichkeit und die Umsetzbarkeit einer Differenzierung der Windenergieförderung hinsichtlich des standortspezifischen Windertrags fokussiert. Es sei angemerkt, dass weitere Faktoren, welche die Kosten einer Windkraftanlage in Österreich beeinflussen, aber über den Windertrag hinausgehen (ertragsunabhängige Faktoren wie bspw. schlechtere Verkehrsanbindung bei Gebirgsstandorten) nicht berücksichtigt wurden, da das EAG diesbezüglich keine Bestimmung vorsieht. Sollte dies gewünscht sein, müsste dafür im EAG eine entsprechende Grundlage verankert werden. Hierfür bieten sich beispielsweise Schemata wie die Einführung von Zuschlägen in der Betriebsförderung oder begleitende Investitionsfördermaßnahmen an.

Ein Grundprinzip bei der Ausgestaltung einer Standortdifferenzierung ist ebenso stets zu wahren: Es muss gewährleistet werden, dass für Investor*innen stets der Anreiz bestehen bleibt, die kosteneffizientesten Standorte vorrangig zu nutzen – mit anderen Worten, eine Standortdifferenzierung sollte zwar Kostennachteile (im Falle von weniger kosteneffizienten Standorten) teilweise oder weitestgehend reduzieren, aber nicht dazu führen, dass diese Standorte vorrangig genutzt werden.

Gutachterliche Empfehlung zur Ausgestaltung der Standortdifferenzierung der Förderung für Windkraft auf Basis rotorflächenspezifischer Produktionserträge

*Aus Sicht des Gutachter*innen-Teams empfiehlt sich die Implementierung einer Standortdifferenzierung auf Basis der Produktionserträge in Relation zur Rotorkreisfläche, also der vom Wind umstrichenen Fläche. Die nachfolgend (siehe Kapitel 4.4.3) vorgestellte Methodik folgt hiermit dem Grundschema des französischen Produktionsstufenmodells und bietet folglich analoge Vorteile, umgeht jedoch gleichermaßen die identifizierten Nachteile.*

Im Fazit werden nachfolgend die wichtigsten Vorteile des französischen Produktionsstufenmodells und ebenso Wege zum Vermeiden identifizierter Nachteile dargelegt:

- Analog zum deutschen Referenzertragsmodell kann auch beim französischen Produktionsstufenmodell von einer Tauglichkeit zum Erreichen der gewünschten Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie ausgegangen werden.
- Die zu wählende Parametrierung erscheint entscheidend und muss – im Falle einer Präferenz dieses Systems – mit Sorgfalt erfolgen, unter Überprüfung der Anreizwirkung anhand repräsentativer bestehender und geplanter unterschiedlicher Windprojekte und Anlagenkonzeptionen. Es empfiehlt sich im Vergleich zu Frankreich einerseits eine feinere Abstufung der Vergütungssätze und andererseits die Verwendung des spezifischen Energieertrages je m² Rotorkreisfläche als alleinige Bezugsgröße für die Differenzierung.
- Der systeminhärente automatische Ausgleich (unerwünschter) dynamischer Effekte – beispielsweise hinsichtlich Schwankungen im jährlichen Windertrag oder die spätere Verminderung von Erträgen durch den weiteren Windkraftausbau in naher Umgebung eines Windparks – stellt einen weiteren Vorteil dieses Systems dar.
- Das französische Produktionsstufensystem weist einen geringen administrativen Aufwand in der Umsetzung auf.

4.4.2 Analyse repräsentativer künftiger Windprojekte in Österreich zwecks Identifikation zentraler LCOE-Einflussgrößen

Zur Identifikation zentraler Einflussgrößen der Kosten der Stromerzeugung aus Windenergie in Österreich lohnt sich ein Blick auf künftig relevante repräsentative Windprojekte. Seitens der Branchenvertretungen (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021) wurden hierfür repräsentative Beispieldaten in anonymisierter Form bereitgestellt, welche eingangs einer Validierung unterzogen wurde. Der Datensatz umfasst 22 Windprojekte⁵⁹ an unterschiedlichen Standorten repräsentativ für Österreich, sowohl hinsichtlich Standortgüte, also den Windverhältnissen vor Ort, als auch im Hinblick auf Topographie:

- So finden sich in der Projektliste Windkraftvorhaben im Osten des Landes (typische Flachlandstandorte), aber ebenso Projekte in anderen Landesteilen, vielfach geprägt durch eine (vor)alpinen Charakter.
- Die Projektliste enthält Vorhaben an exzellenten Windstandorten – der Nomenklatur des österreichischen Windatlas (siehe (Energiewerkstatt, 2021) bzw. Kapitel 11.3) folgend als A-Standorte bezeichnet, mit durchschnittlichen Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe von 7 m/s (und darüber) – als auch Vorhaben mit geringerer Standortgüte hinsichtlich der Winderträge (d.h. B- bis hin zu C-Standorten gemäß der Windatlasklassifikation).

Eine kompakte und transparente Übersicht zu den Ergebnissen dieser Untersuchung fasst Abbildung 31 zusammen. In grafischer Form wird hier anhand der Liste von Beispielprojekten der Einfluss untersuchter Kenngrößen auf die Stromgestehungskosten (LCOE) dargestellt. Die Liste an Kenngrößen umfasst die Windgeschwindigkeit (Abbildung 31, oben links), den spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche (Abbildung 31, oben rechts), die Nabenhöhe (Abbildung 31, unten links) und die Seehöhe des Standorts (Abbildung 31, unten rechts). LCOE wurden hierbei auf Basis der von IG Windkraft & Oesterreichs Energie getätigten Angaben zu Kosten⁶⁰ und Ertragsparametern der einzelnen Projektvorhaben

⁵⁹ Im Zuge der Validierung wurde die Liste um einen Datenpunkt bereinigt, da der angegebene Beispielfall nicht den Kriterien der Kosteneffizienz entsprach.

⁶⁰ Hinsichtlich der Kostenparameter sei angemerkt, dass hier im Zuge der letztgültigen Überarbeitung des Gutachtens im Einklang mit der aktuellen ElWOG-Novelle ursprünglich branchenseitig angegebenen durch pauschalierte Netzzutrittsentgelte (laut § 54 Abs. 4 der ElWOG-Novelle 2021) ersetzt wurden. Dies hatte in Folge einen wesentlichen Einfluss auf die feststellbare Kostenabhängigkeit der Beispielanlagen von der Seehöhe.

unter Berücksichtigung der in Kapitel 2.2 dargelegten allgemeinen Finanzierungsbedingungen, konkret unter Berücksichtigung des risikoarmen Standard WACC in Höhe von 4,39%, sowie der Annahmen zur künftigen Inflation – wie im Lichte der aktuellen Marktdynamiken in Abschnitt 2.5 beschrieben – berechnet.

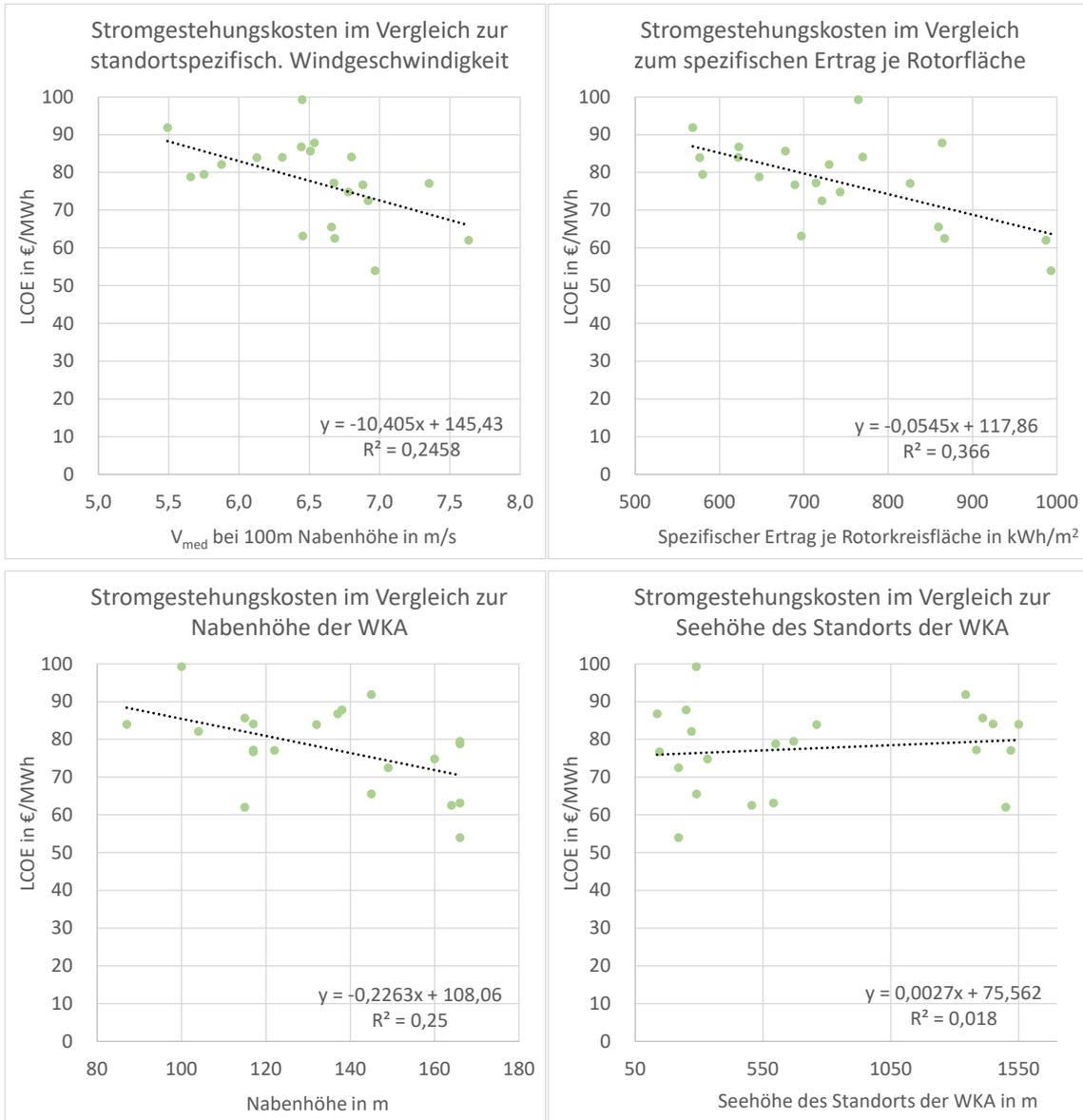


Abbildung 31: Identifikation von Einflussgrößen auf die Stromgestehungskosten der Windkraft in Österreich anhand von repräsentativen Beispielprojekten: LCOE von Beispielprojekten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (oben links), des spezifischen Ertrags je Rotorfläche (oben rechts), der Nabenhöhe

Des Weiteren erfolgte auch bei Betriebsausgaben die Berücksichtigung von Ausgleichsenergie- und Vermarktungskosten sowie von Erlösen aus dem Verkauf von HKN. Ebenso wurden im Lichte der aktuellen Preisdynamiken in Energie- und Rohstoffmärkten, in Analogie zur allgemeinen Vorgehensweise wie in Abschnitt 2.5 beschrieben, die seinerzeit angegebenen Investitionskosten um pauschal 10% erhöht.

(unten links) und der Seehöhe des Standorts (unten rechts) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021))

Ergänzend zu obigen Darstellungen zeigt Abbildung 32 die Korrelation zwischen dem spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche und der Windgeschwindigkeit auf Basis dieser repräsentativen österreichischen Beispielprojekte.

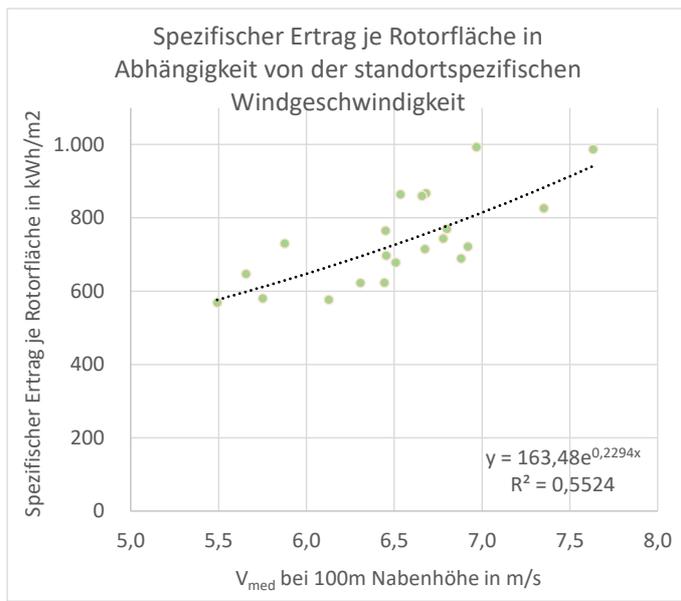


Abbildung 32: Korrelation zwischen dem spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche und der Windgeschwindigkeit – Darstellung auf Basis repräsentativer österreichischer Beispielprojekte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021))

Die Untersuchung samt grafischer Veranschaulichung liefert folgende Erkenntnisse:

- Es zeigt sich eine klare Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der standortspezifischen Windgeschwindigkeit, also der Standortgüte hinsichtlich der lokalen Windverhältnisse (Abbildung 31, oben links). Demnach sinken LCOE erwartungsgemäß mit steigender durchschnittlicher Windgeschwindigkeit – in erster Näherung ist hier ein Absinken der Stromgestehungskosten um 7,5% bei Erhöhung der mittleren Windgeschwindigkeit um 10% zu beobachten.
- Da der spezifische Ertrag je Rotorfläche näherungsgemäß direkt proportional zur Windgeschwindigkeit ist (siehe Abbildung 32), ist bei Analyse der Korrelation zwischen LCOE und rotorflächenspezifischem Ertrag ein analoger Trend wie in Relation zur Windgeschwindigkeit erkennbar. Konkret kann hierfür näherungsweise festgehalten werden, dass, wenn der spezifische Ertrag je Rotorfläche um 10% steigt, die LCOE um ca. 5% sinken (Abbildung 31, oben rechts).

- Die Nabenhöhe einer WKA scheint ebenso Einfluss auf die resultierenden Stromgestehungskosten zu haben: Verbunden mit einer Verbesserung der Windverhältnisse mit steigender Nabenhöhe ist auch ein Absinken der LCOE erkennbar. Mehrkosten auf der Investitionsseite aufgrund des höheren Materialaufwands (d.h. größere Turmhöhen) erscheinen auf Basis der Branchenangaben weniger von Relevanz zu sein als wie die mit der Steigerung der Nabenhöhe verbundene Ertragssteigerung. Die lineare Näherung zeigt hierfür ein Absinken der LCOE um 4% im Falle einer 10%igen Erhöhung der Nabenhöhe (Abbildung 31, unten links).
- Unter Berücksichtigung der Regelung zu künftig pauschalisierten Netzzutrittsentgelten gemäß ElWOG-Novelle 2021 ist zu erkennen, dass zwischen der Seehöhe des Standorts und den ermittelten LCOE ebenso eine Korrelation erkennbar ist (Abbildung 31, unten rechts). Demgemäß steigt die LCOE um rund 0,35% je 100m Seehöhenzunahme. Vergleicht man folglich einen Standort im Flachland mit beispielsweise 400m Seehöhe mit einem Mittelgebirgsstandort von etwa 1400m Seehöhe, so impliziert dies einen Anstieg der LCOE um ca. 2,7 €/MWh. Das Vorrücken der energetischen Windnutzung in den (vor)alpinen Raum, also die Erschließung von Mittelgebirgsstandorten, erscheint folglich mit höheren Kosten verbunden zu sein. Offenbar kann hier die lokale Standortqualität etwaige Mehrkosten in der Erschließung nur zum Teil kompensieren.

Die Analyse repräsentativer künftiger Windprojekte in Österreich zwecks Identifikation zentraler LCOE-Einflussgrößen offenbarte eine erwartbar starke Korrelation zwischen der Standortgüte, repräsentiert durch die mittlere Windgeschwindigkeit, und den Stromgestehungskosten. Demnach sinken LCOE in erster Näherung um 7,5%, falls die mittlere Windgeschwindigkeit im Standortvergleich um 10% steigt.

Ein analoger Zusammenhang kann zwischen dem rotorflächenspezifischen Stromertrag und den Stromgestehungskosten identifiziert werden: Demnach sinken LCOE um 5%, wenn der spezifische Ertrag um 10% steigt. Dies bestätigt demnach die Eignung des rotorflächenspezifischen Stromertrags als Gütemaß für die Standortqualität.

Des Weiteren zeigen die Beispieldaten eine Abhängigkeit der Stromgestehungskosten von der Nabenhöhe der WKA. Die LCOE sinken näherungsweise um 4%, erhöht man die Nabenhöhe um 10%.

Die Seehöhe scheint ebenso Einfluss auf die Stromgestehungskosten zu haben – insbesondere unter Berücksichtigung der künftig pauschalierten Netzzutrittsentgelte im Einklang mit der ElWOG-Novelle 2021. Vergleich man einen Flachland- (400m Seehöhe) mit einem Mittelgebirgsstandort (1400m Seehöhe), so zeigen die Beispielprojekte einen Anstieg der LCOE um 3,5% bzw. 2,7 €/MWh.

Aus Sicht des Gutachter*innen-Teams werden auf Basis der durchgeführten Analyse **erste Präferenzen hinsichtlich der Implementierung einer Standortdifferenzierung der Windkraftförderung auf Basis der Produktionserträge in Relation zur Rotorfläche bestätigt. Bedeutsam erscheint ebenso der identifizierte LCOE-Anstieg vergleicht man Mittelgebirgs- mit Flachlandstandorten.** Als weitere Einflussgröße für eine maßvolle Standortdifferenzierung ist ggf. auch die Nabenhöhe mit zu berücksichtigen, obgleich schwierig umsetzbar.

Es sei abschließend klargestellt, dass die hier identifizierten Trends nur der Veranschaulichung dienen, aber per se nicht in die Entwicklung des entwickelten Modells eingeflossen sind, insbesondere nicht in quantitativer Hinsicht.

4.4.3 Modell zur Standortdifferenzierung der Windkraft auf Basis rotorflächenspezifischer Produktionserträge

Das seitens des Gutachter*innen-Teams empfohlene Modell zur Standortdifferenzierung der Förderung der Windkraft auf Basis der rotorflächenspezifischen Produktionserträge wird im Rahmen dieses Abschnittes vorgestellt. Die nachfolgend vorgestellte Methodik folgt dem Grundschemata des französischen Produktionsstufenmodells und bietet folglich analoge Vorteile, umgeht jedoch gleichermaßen die identifizierten Nachteile. Es folgt eine Beschreibung des Grundprinzips, die Definition des Normstandorts und der „Normanlage“ sowie in Folge eine Herleitung bzw. Ermittlung der empfohlenen Parametrierung des Basis-azW sowie der Korrekturfaktoren.

Grundschemata der Standortdifferenzierung auf Basis rotorflächenspezifischer Produktionserträge

Im Grundprinzip werden die realen Stromerträge einer WKA für die Bestimmung der Fördersätze (also im Rahmen der Marktprämienförderung der Ermittlung der azW) herangezogen. Konkret werden auf jährlicher Basis ermittelte Stromerträge einer WKA in Relation zur Rotorkreisfläche, also der vom Wind umstrichenen Fläche, gesetzt. Es resultiert hieraus der rotorflächenspezifische Stromertrag (in kWh/m²).

Ist dieser Wert hoch, so zeigt dies eine hohe Standortgüte, was im Regelfall niedrige Stromgestehungskosten (LCOE) impliziert. Fällt er hingegen niedrig aus, so offenbart dies eine geringere Standortgüte und in Folge höhere Stromgestehungskosten. Die somit gewonnene Information dient der Differenzierung der Fördersätze, sodass eine bedarfsgerechte Förderung möglich wird. Standorte mit geringerer Güte erhalten höhere Fördersätze und vice versa.

Als Ankerpunkt dient hierbei der Bezug auf einen Normstandort, also der Vergleich des tatsächlichen, gemessenen, rotorflächenspezifischen Ertrags einer WKA mit dem per VO normierten repräsentativen Normwert bzw. Normertrag (d.h. der rotorflächenspezifische Ertrag einer Normanlage am Normstandort). Der Normwert beschreibt den Ertrag, welchen eine dem Stand der Technik entsprechende, in Österreich errichtete Windkraftanlage an einem hinsichtlich der Windeneignung als durchschnittlich zu klassifizierendem Standort (Normstandort) erzielen könnte.

Die standortspezifische Differenzierung der Fördersätze erfolgt auf jährlicher Basis mittels Korrekturfaktoren, also durch Zu- oder Abschläge zum Basis-azW. Der Basis-azW

kennzeichnet die Stromgestehungskosten einer Normanlage am Normstandort (mittlerer Standortgüte) und ist bei administrativer Vergabe, welche gemäß der jüngsten EAG Novelle (vgl. BGBl I Nr. 7/2022 sowie BGBl. I Nr. 13/2022) einmalig im laufenden Jahr (2022) erfolgen soll, via Verordnung festzulegen.

Im Fall von Ausschreibungen, deren Einführung gemäß der jüngsten EAG Novelle bereits für dieses Jahr geplant ist, ist die hier vorgeschlagene Regelung zur Standortdifferenzierung gleichermaßen geeignet. Seitens der Bieter*innen müssen demnach Gebote auf den Normstandort bzw. auf den zu ermittelnden Normertrag eingereicht werden. Der nachfolgend ermittelte Basis-azW (im Falle einer administrativen Vergabe) dient in weiterer Folge als Grundlage für die Ableitung eines Gebotshöchstwerts.

Abschließend sei hier angemerkt, dass das entwickelte Standortdifferenzierungsmodell aufgrund des Realbezugs zum rotorkreisflächenspezifischen Stromertrag sehr gut im Einklang mit den EAG Vorgaben steht. Diese besagen bei der Förderung der Windstromerzeugung eine Standortdifferenzierung vorzunehmen, welche die Standortgüte auf Basis der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitsklasse widerspiegelt. All diese Parameter beeinflussen (maßgeblich) den tatsächlichen Stromertrag und werden ergo vom entwickelten Differenzierungsmodell erfasst und abgebildet.

Details zur Modelllogik und zur Parametrierung

Im vorliegenden Abschnitt werden Details zur Logik des entwickelten Fördermodells vorgestellt. Ebenso wird die Parametrierung vorgenommen.

1. Festlegung eines Normstandorts

Folgt man obiger Empfehlung zur Standortdifferenzierung der Windkraft auf Basis rotorflächenspezifischer Erträge, so kann zur Festlegung eines Normstandorts für Österreich ein repräsentativer Standort mittleren Windertrags, charakterisiert durch eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s in Nabenhöhe⁶¹, herangezogen werden.

⁶¹ Bei Erstellung des Windatlas wurde hierfür eine Nabenhöhe von 100 m angenommen. Aus heutiger Sicht erscheint hierfür eine Nabenhöhe von 135 m repräsentativ.

Gemäß österreichischem Windatlas entspricht dies einem Standort der Güteklasse B, vgl. Abbildung 33.

Bis dato fand der Ausbau der Windkraft konzentriert in ausgewählten Regionen Ostösterreichs statt. Zum Erreichen der Ausbauziele 2030 erscheint es unerlässlich, vermehrt auch in anderen Regionen und Bundesländern windschwächere Standorte zu erschließen. Die Festlegung des Normstandorts spiegelt folglich den künftigen Ausbaubedarf wider und kommt daher hinsichtlich des durchschnittlichen Winddargebots unter dem Mittel bis dato realisierter WKA zu liegen.

Güteklasse	Vmed Nabe	Leistungsdichte
	[m/s]	[W/m ²]
A	7,00	350
B	6,50	280
C	6,00	220

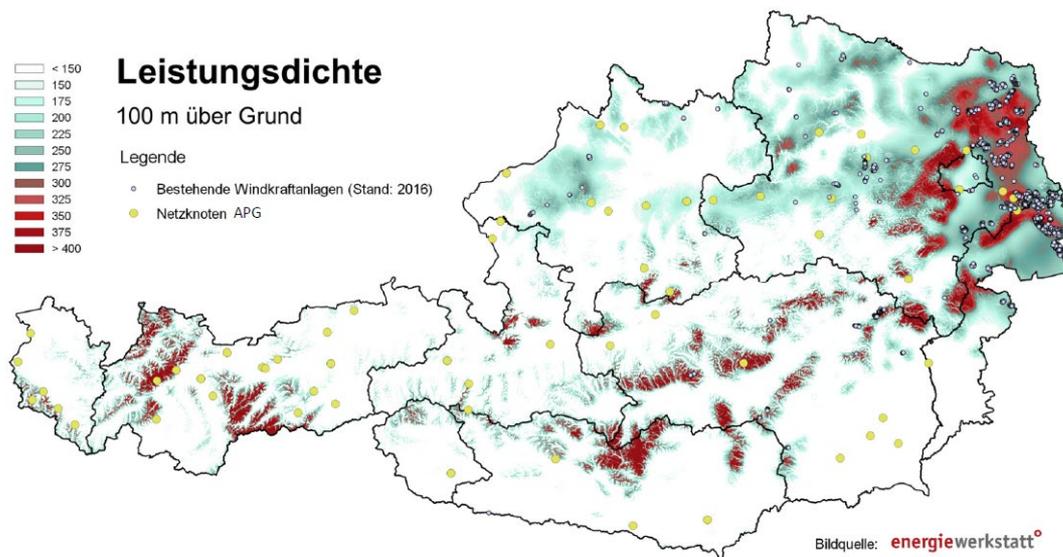


Abbildung 33: Der österreichische Windatlas und daraus ableitbare Windhöufigkeitsklassen (Quelle: (AuWiPot, 2011))

2. Ermittlung der rotorflächenspezifischen Energieerträge von dem Stand der Technik entsprechenden WKA

Vor der Parametrierung aller Kenngrößen des entwickelten Fördermodells musste in einem ersten Schritt eine dem Stand der Technik entsprechende und für den heimischen Windmarkt repräsentative Windkraftanlage ermittelt bzw. definiert werden. Dies diente der standortgütespezifischen Ertragsabschätzung, welche auf Basis der repräsentativen

WKA erfolgen konnte, und in weiterer Folge der Ermittlung der hierzu korrespondierenden Stromgestehungskosten. Es wurde davon abgesehen, eine einzelne spezifische WKA-Type hierfür heranzuziehen. Stattdessen wurde in einem ersten Schritt eine Auswahl von dem Stand der Technik entsprechenden WKA-Typen verschiedener WKA-Hersteller vorgenommen, die für den österreichischen Markt repräsentativ und tauglich erschien. Tabelle 35 zeigt die getroffene Auswahl sowie wesentliche Kenngrößen der ausgewählten WKA-Typen. Wie hierin ersichtlich wurden drei WKA-Hersteller berücksichtigt bzw. in Summe 13 unterschiedliche WKA-Typen analysiert.

Tabelle 35: Repräsentative Auswahl an dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen verschiedener Hersteller

Hersteller	Type	Leistung	RD	Rotorfläche	Spezifische Leistung
		[kW]	[m]	[m ²]	[W/m ²]
VESTAS	V126-3.45MW	3.450	126,0	12.469	277
	V136-3.45MW	3.450	136,0	14.527	237
	V136-4.2MW	4.200	136,0	14.527	289
	V150-4.2MW	4.200	150,0	17.672	238
	V162-6.0MW	6.000	162,0	20.612	291
ENERCON	E115-EP3	2.990	115,7	10.514	284
	E126-EP3	4.000	127,0	12.668	316
	E138-EP3	4.200	138,3	15.011	280
	E147-EP5	5.000	147,0	16.972	295
NORDEX	N117-3.6MW	3.600	116,8	10.715	336
	N131-3.6MW	3.600	131,0	13.478	267
	N149-4.8MW	4.800	149,1	17.460	275
	N163-5.0MW	5.000	163,0	20.867	240

Für alle in Tabelle 35 angeführten WKA-Typen wurden in einem zweiten Schritt auf Basis von Leistungskennlinien und unter für Österreich repräsentativen Annahmen die Stromerträge berechnet. Die Annahmen betrafen die mittlere Seehöhe, die Temperatur sowie die Windverhältnisse auf Basis einer Rayleighverteilung für fünf ausgewählte Standortklassen (C, C-B, B, A-B, A), gekennzeichnet durch unterschiedliche mittlere Jahreswindgeschwindigkeiten (5,5 bis 7,5 m/s).

Bei der Ertragsberechnung wurden sowohl Brutto- als auch reale Nettoerträge ermittelt, welche im Gegensatz zur Bruttobetrachtung auch Parkverluste und andere ertragsmindernde Faktoren berücksichtigen. Hierfür wurden pauschal 18% von den

ermittelten Bruttoerträgen abgezogen.⁶² Die Real- bzw. Nettoerträge fanden in späterer Folge auch Eingang in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, wie etwa die LCOE und azW-Ermittlung.

Nachfolgend erfolgte die Ermittlung der rotorflächenspezifischen Erträge, also die Division des Jahresstromertrags einer WKA-Type durch die jeweilige Rotorkreisfläche. Die Ergebnisse dieser Berechnung zeigt Abbildung 34. In dieser Grafik werden die spezifischen Nettoerträge für alle analysierten WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit in Nabenhöhe dargestellt.

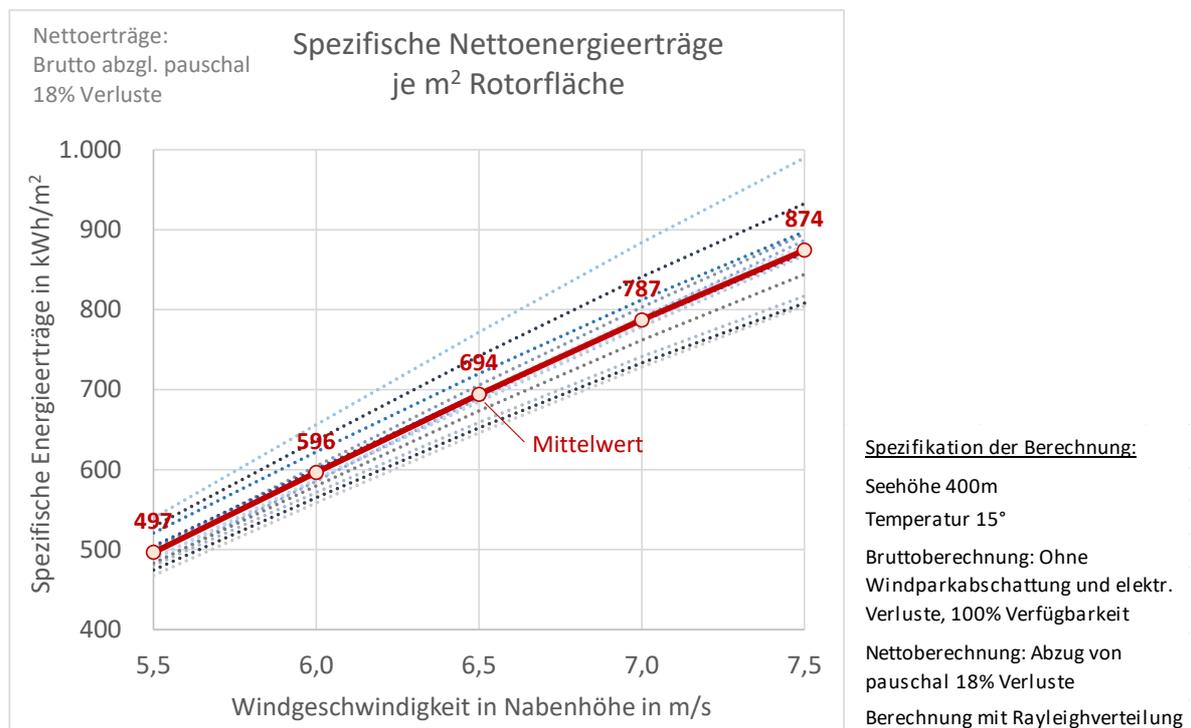


Abbildung 34: Spezifische Nettostromerträge je m² Rotorkreisfläche repräsentativer, dem Stand der Technik entsprechender WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (plus Spezifikation der zugrundeliegenden Berechnung)

Die für alle 13 WKA-Typen ermittelten spezifischen Erträge wurden schlussendlich gemittelt. Die in Abbildung 34 in Rot dargestellte Kennlinie und die dazu passend

⁶² Der pauschalierte Verlustabschlag in Höhe von 18% erscheint repräsentativ für den künftigen Windausbau in Österreich. Dies offenbart einerseits ein Abgleich mit den Branchenangaben zu repräsentativen Beispielprojekten (vgl. (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021)) und andererseits der Vergleich zur Historie anhand der ermittelten Kenngrößen (wie etwa die mittleren Volllaststunden).

angeführten Angaben zu spezifischen Erträgen je m² Rotorkreisfläche kennzeichnen somit einen repräsentativen durchschnittlichen Mix aller betrachteten WKA-Typen.

Auf Basis der Ertragsermittlung kann bereits eine wichtige Kennzahl für den Normstandort angegeben werden: Der bei einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,5 m/s auf Nabenhöhe ermittelte spezifische Nettoertrag je m² Rotorkreisfläche kennzeichnet den Normertrag für Österreich. Der spezifische Jahresnormertrag beträgt **694 kWh/m²**. Dieser Wert dient als Bezugsbasis für die Standortgüte einer künftigen WKA. Wird bei einer WKA auf Basis der gemessenen jährlichen Stromproduktion ein höherer spezifischer Ertrag ermittelt als jener am Normstandort, so kommen in der azW-Berechnung Abschläge zum Tragen. Liegt der gemessenen bzw. der daraus errechnete rotorkreisflächenspezifische Ertragswert unter 694 kWh/m², so resultieren Zuschläge zum Basis-azW.

3. Festlegung einer repräsentativen Normanlage zwecks nachfolgender LCOE-Berechnung und azW-Bestimmung

Aufbauend auf obigen Berechnungen erfolgte schlussendlich die Festlegung einer repräsentativen „Normanlage“. Tabelle 36 zeigt die ermittelten technischen Kenngrößen (Rotordurchmesser, Generatorleistung) sowie relevante Ertragskenngrößen, wie etwa Angaben zu spezifischen Erträgen je m² Rotorfläche, Erträgen je WKA und Volllaststunden in Abhängigkeit der mittleren Jahreswindgeschwindigkeit. Diese Angaben kennzeichnen den repräsentativen durchschnittlichen Mix aller betrachteter WKA-Typen. Diese generische Anlage wird in Folge als „Normanlage“ bezeichnet im Einklang mit dem im EAG genannten Begriff einer für den heimischen Markt repräsentativen „Durchschnittsanlage“.

Wie in Tabelle 36 dargestellt, erfolgte die Definition der Normanlage durch Angabe relevanter Kennwerte: Aus dem Mittel der betrachteten repräsentativen WKA-Typen resultierte einerseits eine Rotorkreisfläche von 15.198 m², daraus abgeleitet ein Rotordurchmesser von 139 m, sowie andererseits eine Generatorleistung von 4,2 MW.

Die zugrundeliegende Normanlage wird neben den technischen Spezifikationen durch relevante Ertragsangaben bestimmt: Unter Punkt 2 erfolgte die Ertragsermittlung der rotorkreisflächenspezifischen Stromerträge aller betrachteten WKA-Typen. Im Mittel der 13 WKA-Typen resultierte für den Normstandort (gekennzeichnet durch eine mittlere Windgeschwindigkeit von 6,5 m/s) ein spezifischer Nettostromertrag von 694 kWh/m². Unter Berücksichtigung der obig angeführten mittleren Rotorkreisfläche kann daraus der Jahresstromertrag der Normanlage rückgerechnet werden. Dieser liegt am Normstandort

bei 10.548 MWh pro Jahr. Berücksichtigt man des Weiteren die mittlere Generatorleistung, so können auch mittlere Volllaststunden rückgerechnet werden. Diese liegen am Normstandort bei 2.511 h pro Jahr. Entsprechend höhere Erträge sind bei besseren Standortverhältnissen (also einer höheren mittleren Windgeschwindigkeit) zu erwarten, während geringere Erträge im Falle einer schlechteren Standortgüte resultieren (vgl. Angaben zu Ertragskenngrößen in Tabelle 36 (unten)).

Tabelle 36: Definition der „Normanlage“ (im Mittel der 13 repräsentativen WKA-Typen): Technische Kennwerte (oben) und relevante Ertragskenngrößen (unten)

WKA-Kennwerte (Mittel der 13 repräsentativen WKA-Typen)

Rotorkreisfläche (m ²)	15.198	Mittelwert
Durchmesser (m)	139,1	Rückrechnung
Generatorleistung (MW)	4,2	Mittelwert

Relevante Ertragskenngrößen (Spezifischer Ertrag im Mittel der 13 repräsentativen WKA-Typen)

Standortgüte	Spezifische Erträge je m ² Rotorfläche		Energieerträge je WKA		Mittlere Volllaststunden	
	Energieerträge brutto	Energieerträge netto (18%Verluste)	Energieerträge brutto	Energieerträge netto (18%Verluste)	Volllaststunden brutto	Volllaststunden netto
Vmed-Nabe	kWh/(m ² *Jahr)		MWh/Jahr		h/Jahr	
m/s						
5,5	605,5	496,5	9.203	7.546	2.196	1.800
6,0	727,4	596,5	11.055	9.065	2.637	2.163
6,5	846,4	694,0	12.863	10.548	3.069	2.516
7,0	959,9	787,1	14.589	11.963	3.481	2.854
7,5	1.066,4	874,5	16.208	13.291	3.867	3.171

4. Parametrierung der Basisvergütung (Basis-azW) und der entsprechenden Korrekturfaktoren (Zu- bzw. Abschläge)

In einem nächsten Schritt folgte die LCOE-Berechnung und auf deren Basis die Ermittlung der azW. In die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung fanden neben den Ertragskennzahlen und den technischen Spezifikationen (d.h. Rotordurchmesser und Generatorleistung) der Normanlage repräsentative Kostenparameter Eingang. Hierfür dienten die auf Basis von Betreiberdaten ermittelten repräsentativen Investitions- und Betriebskosten. Wie in Kapitel 4.3 erläutert, fand hier im Vorfeld sowohl bei Investitionskosten als auch bei Betriebskosten eine Korrektur- bzw. Harmonisierung der Annahmen zu Netzkosten (sowie anderer allgemeiner Kosten und Erlöse – wie etwa jene für HKN) statt. Erwähnenswert ist hierbei die Berücksichtigung von Aufwendungen für Ausgleichs- und Regelenergie bzw. bei Windenergie, da diese in den betreiberseitig angegebenen Daten nicht enthalten waren. Aufgrund durchaus signifikanter Aufwendungen vor allem bei Windenergie (d.h. 7 €/MWh) sind diese von Bedeutung und kostenmäßig relevant. Ebenso mitberücksichtigt wurden künftige Erlöse aus dem Verkauf von HKN (0,98 €/MWh).

Gemäß den Erläuterungen in Abschnitt 2.5 offenbart der Blick auf diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik aktuell (mit Stand März 2021) Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten weltweit, die auch Auswirkung auf die heimische Inflation und Baukosten haben. Um dies zu berücksichtigen, wurden alle Kostenkomponenten der Investitionskosten, welche im Errichtungsjahr anfallen, bei der Windenergie pauschal um 10% erhöht.

Es resultierten die in Tabelle 37 angegebenen Annahmen zu Investitionskosten (1.672 €/kW)⁶³ sowie zu Betriebskosten (23,5 €/MWh, bezogen auf den Normstandort)⁶⁴.

Auf Basis all der obig erwähnten Angaben erfolgte schlussendlich die LCOE-Berechnung für die betrachteten fünf Fälle unterschiedlicher Standortgüte (siehe Tabelle 37). Hiervon werden nachfolgend drei zentrale Fälle näher vorgestellt:

- Der Normstandort (Standortklasse B bzw. mittlere Spalte in Tabelle 37) weist demgemäß einen LCOE in Höhe von 79,8 €/MWh auf. Dies kennzeichnet somit die erforderliche Gesamtvergütung (bei einer Förderdauer von 20 Jahren) an einem durchschnittlichen für Österreich repräsentativen Windstandort.
- Die linke Spalte in Tabelle 37 beschreibt den Betrieb einer „Normanlage“ an einem Standort mit vergleichsweise niedriger Standortgüte (Windklasse C). Bei einer Windgeschwindigkeit von durchschnittlich 5,5 m/s in Nabenhöhe resultieren niedrige absolute und spezifische Erträge und ebenso eine vergleichsweise niedrige Wirtschaftlichkeit. Die LCOE betragen hier 105,6 €/MWh.
- Die rechte Spalte in Tabelle 37 kennzeichnet hingegen den Betrieb einer „Normanlage“ an einem Standort mit exzellenter Standortgüte (Windklasse A). Bei einer Windgeschwindigkeit von durchschnittlich 7,5 m/s in Nabenhöhe resultieren hohe absolute und spezifische Erträge und ebenso ein hohes Maß an Wirtschaftlichkeit. Die LCOE betragen hier lediglich 66,5 €/MWh.

⁶³ Die in Abschnitt 4.3.1 auf Basis historisch errichteter Anlagen ermittelten repräsentativen Investitionskosten in Höhe von 1.520 €/kW Investitionskosten wurden bei der Windenergie pauschal um 10% erhöht, um den aktuellen Preisentwicklungen in Energie- und Rohstoffmärkten Rechnung zu tragen. Hieraus resultiert der angegebene Wert von 1.672 €/kW.

⁶⁴ Bei den Betriebskosten erfolgte auf jährlicher Basis eine Aufsplittung in variable (also von der Stromproduktion abhängige) und in fixe Aufwendungen (65% gemessen an den gesamten Betriebsaufwendungen ohne Ausgleichsenergiekosten, bezogen auf den Normstandort).

Tabelle 37: Berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit der Standortgüte, ermittelt auf Basis der generischen Windkraftnormanlage

Technologiefeld:		Wind	Wind	Wind	Wind	Wind
<i>Windenergie</i>		Standort C, Normanlage	Standort B-C, Normanlage	Standort B, Normanlage	Standort A-B, Normanlage	Standort A, Normanlage
Beispielfall:						
Anlagenspezifikation:						
Leistung Windpark	MW	25,1	25,1	25,1	25,1	25,1
Stromerzeugung Windpark	MWh	45.277	54.391	63.288	71.780	79.745
Volllaststunden	h/a	1.800	2.163	2.516	2.854	3.171
Anzahl WKA	1	6	6	6	6	6
Leistung je WKA	MW	4,19	4,19	4,19	4,19	4,19
Standortspezifikation:						
Standort-Gütekategorie		C	B-C	B	A-B	A
Nabenhöhe	m	135	135	135	135	135
Rotordurchmesser	m	139	139	139	139	139
Vmed auf 100m	m/s	5,1	5,6	6,0	6,5	7,0
Vmed in Nabenhöhe	m/s	5,5	6,0	6,5	7,0	7,5
Parkwirkungsgrad (inkl. Verluste, EV)	%	82%	82%	82%	82%	82%
Spezifischer Ertrag je m² Rotorkreis	kWh/m²	496,5	596,5	694,0	787,1	874,5
Kostenparameter:						
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	28,0	25,4	23,5	22,2	21,2
Finanzierungsbedingungen						
WACC Standard	%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Inflation	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Levelised Cost of Electricity						
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	105,6	90,4	79,8	72,2	66,5

Im Zuge der nachfolgenden Parametrierung der standortspezifischen azWs (vgl. Abbildung 35) sowie der daraus abgeleiteten Korrekturfaktoren (vgl. Abbildung 36) wurden folgende Anpassungen getätigt:

- Bei der niedrigsten Standortklasse C wurde eine Anhebung der Windbezugsbasis vorgenommen: Demgemäß wurde hierfür eine mittlere Windgeschwindigkeit von 5,8 m/s anstelle von ursprünglich 5,5 m/s für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterstellt, was einem rotorkreisflächenspezifischen Ertrag von 557 kWh/m² entspricht. Dies kennzeichnet somit die untere Wirtschaftlichkeitsschranke, für die noch eine volle Anpassung des Fördersatzes an die wirtschaftlichen standortbedingten Erfordernisse erfolgt. Gemäß der LCOE und azW-Berechnung liegt somit der maximale Fördersatz bei 95,8 €/MWh, was auch den Stromgestehungskosten (LCOE) an einem derartigen Standort unter den zugrundeliegenden Finanzierungsbedingungen entspricht. Dies entspricht einem Zuschlag von 20% (vgl. Abbildung 36).

- Um zu gewährleisten, dass Investor*innen und Projektentwickler*innen stets dem Gedanken der Kosteneffizienz Folge leisten und somit bei der Standortwahl bevorzugt bestmögliche Windstandorte wählen, erschien eine geringfügige Anhebung der azWs für alle Standorte, die besser als der Normstandort sind, zielführend. Hierfür wurde ein linearer Anstieg der Spreizung zwischen azW und LCOE zwischen Normstandort und A-Standort in der Parametrierung unterstellt. Der azW am A-Standort ist hierbei aber lediglich um 3,3% höher als die entsprechenden LCOE. Der Korrekturfaktor (-14%) bzw. der daraus resultierende Fördersatz (68,6 €/MWh) am A-Standort stellt aber auch gleichzeitig die obere Wirtschaftlichkeitsschranke dar, welche in der Parametrierung Berücksichtigung fand. Könnten also an einem sehr guten Standort noch höhere spezifische Erträge erwirtschaftet werden, so ist der Abschlag vom Basis-azW mit den 14% gedeckelt und folglich ein zusätzlicher Anreiz gegeben, vermehrt die besten im Land verfügbaren Standorte tatsächlich zu nutzen.

Abbildung 35 zeigt die ermittelten LCOE für eine „Normanlage“ und die dazu gehörenden azWs. Ergänzend dazu veranschaulicht Abbildung 36 die daraus abgeleitete Variation der Korrekturfaktoren (d.h. Zu- und Abschläge in Relation zum Basis-azW) in Abhängigkeit vom realen rotorflächenspezifischen Stromertrag.

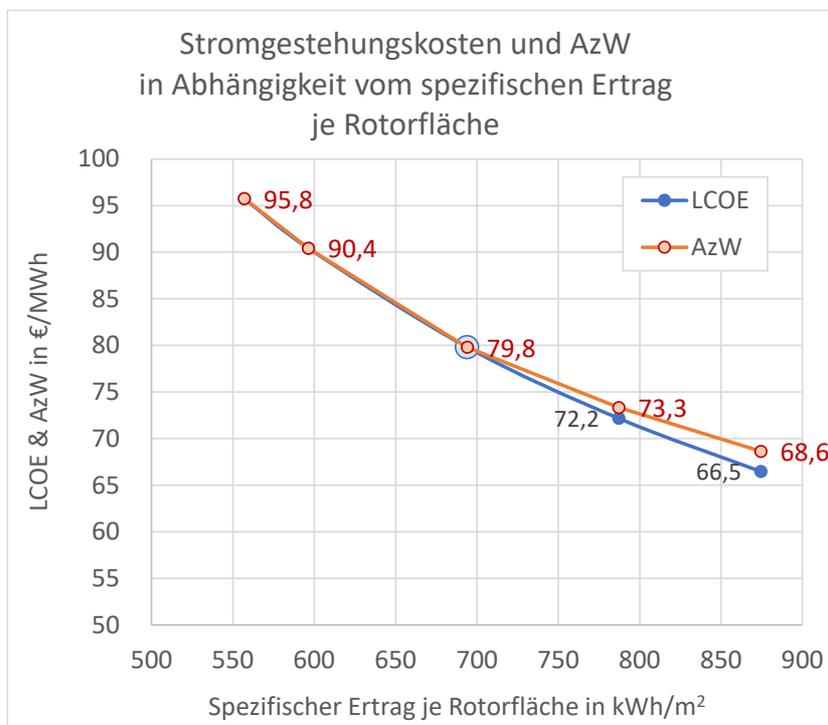


Abbildung 35: Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik

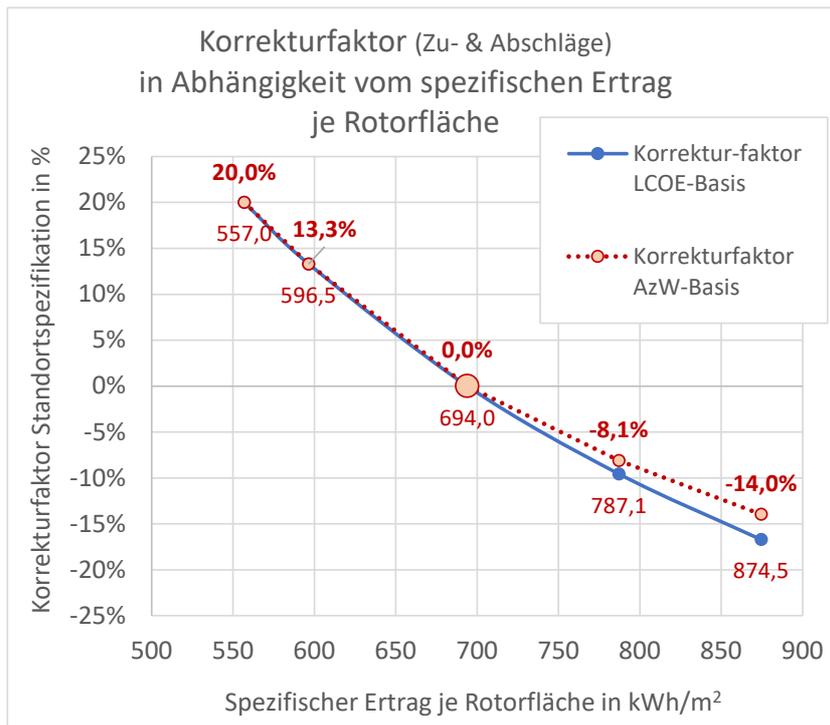


Abbildung 36: Korrekturfaktoren (Zu- & Abschläge) zum Basis-azW in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche auf Basis von LCOE Berechnungen sowie daraus abgeleiteter azW Empfehlungen gemäß der empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik

Für die gesetzestechnische Implementierung der vorgeschlagenen Förderregelung sowie auch für die Fördermittelvergabe im Zuge der Abwicklung empfiehlt sich zwecks Korrekturfaktorbestimmung der Bezug auf die in Abbildung 36 angegebenen diskreten Eckpunkte, also die Angabe des spezifischen Jahresstromertrags je Rotorkreisfläche samt dazu passendem Korrekturfaktor. Für Zwischenpunkte erscheint die lineare Interpolation passend.

Die formeltechnische Beschreibung des vorgeschlagenen Standortdifferenzierungsmodells in seiner Basisvariante sieht wie folgt aus:

$$azW_i = Basis_azW * (1 + KF_{Basismodell,i})$$

- azW_i Anzulegender Wert der WKA im Kalenderjahr i (in €/MWh)
- Basis-azW Basis-azW, kennzeichnet den azW einer Normanlage am Normstandort bei durchschnittlichen Windverhältnissen, also bei einem rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromertrag von 694 kWh/m² (in €/MWh)
- KF_{Basismodell,i} Korrekturfaktor zur standortspezifischen Ertragsdifferenzierung gemäß Basismodell, ermittelt auf Basis des realen Stromertrags der WKA im Kalenderjahr i (in %)

Vergleicht man die empfohlenen azW mit jenen im aktuellen deutschen Referenzertragsmodell (EEG 2021), so zeigt sich eine ähnliche Bandbreite hinsichtlich der Variation der azW, aber eine im Vergleich zu den gutachterlich Empfehlungen doch deutlich niedrigere Förderhöhe. Zwecks Vergleich wird der in Deutschland gemäß der Ausschreibungsrunde vom 1. September 2021 angewandte Gebotshöchstwert (in Höhe von 60 €/MWh gemäß laut EEG definiertem Referenzertrag) als Basis genommen, um die Spannweite der möglichen Fördersätze zu ermitteln.⁶⁵ Es resultiert für Standorte vergleichsweise niedriger Standortgüte ein Höchstwert in den resultierenden azW von 81,0 €/MWh. Vernachlässigt man jüngste Preisdynamiken in Energie- und Rohstoffmärkten, so deckt sich dies vollständig mit der für Österreich ursprünglich getroffenen Empfehlung für entsprechende Standorte (vgl. (Resch G. et al., 2021)). Da aktuelle Marktverwerfungen aber substantiell ausfallen, erscheint der seitens der Gutachter*innen empfohlene höher liegende azW von 95,8 €/MWh gerechtfertigt, um entsprechende Entwicklungen adäquat zu berücksichtigen. Der minimale azW für Standorte sehr hoher Windertragsgüte käme in Deutschland aktuell bei 47,4 €/MWh zu liegen und entspricht einer Standortgüte von 150% bemessen am in Deutschland ohnehin sehr hoch angesetzten Referenzertrag. Die seitens der Gutachter*innen für Österreich getroffene Empfehlung würde, wie oben erwähnt, als Förderuntergrenze aktuell 68,6 €/MWh vorsehen. Diese ist im Vergleich zu Deutschland bewusst höher gewählt – einerseits im Lichte der aktuellen deutlich gestiegenen Strompreise (wo im Einklang mit Abschnitt 2.1.4 im Mittel kommenden Jahre nominale Strompreise in Höhe von 80 bis 90 €/MWh erwartbar erscheinen) und andererseits, um entsprechende zusätzliche Anreize zu setzen, beste Standorte bevorzugt zu nutzen. Ebenso ist hier auch das in Deutschland aktuell vergleichsweise niedrige Ambitionsniveau zu beachten, das aktuellen Ausschreibungen im Bereich der Windenergie (an Land) zugrunde liegt.

⁶⁵ Das deutsche Referenzertragsmodell sieht aktuell (EEG 2021) eine Bandbreite in den Erträgen von 60 bis 150% bemessen am Referenzertrag (am Referenzstandort) vor. Der Korrekturfaktor für den azW beträgt 1,35 bei einer Standortgüte von 60%, während bei höchster Standortgüte (150%) ein Korrekturfaktor von 0,79 Anwendung findet. Der aktuelle Gebotshöchstwert (bemessen am Referenzertrag liegt bei 60 €/MWh (gemäß der Ausschreibungsrunde am 1.9.2021). Dies impliziert, falls reale Gebote dem Gebotshöchstwert entsprechen, was bei der derzeitigen Unterdeckung zu erwarten ist, einer Bandbreite der azW in Höhe von 47,4 bis 81,0 €/MWh.

Empfehlung zur Festlegung von Gebotshöchstwerten bei Ausschreibungen

Der im Vorfeld ermittelte Basis-azW in Höhe von 79,8 €/MWh kennzeichnet die Stromgestehungskosten einer Normanlage am Normstandort (mittlerer Standortgüte) bei gemäß Standortcharakteristika im Durchschnitt erwarteten Winderträgen und ist bei administrativer Vergabe, welche gemäß der jüngsten EAG Novelle (vgl. BGBl I Nr. 7/2022 sowie BGBl. I Nr. 13/2022) einmalig im laufenden Jahr (2022) erfolgen soll, via Verordnung festzulegen.

Im Fall von Ausschreibungen, deren Einführung gemäß der jüngsten EAG Novelle bereits für dieses Jahr (2022) geplant ist, ist die hier vorgeschlagene Regelung zur Standortdifferenzierung gleichermaßen geeignet. Seitens der Bieter*innen müssen demnach Gebote auf den Normstandort bzw. auf den zu ermittelnden Normertrag eingereicht werden. Korrekturfaktoren zwecks Standortdifferenzierung entsprechend dem entwickelten Modell (zuzüglich der im nachfolgenden Abschnitt beschriebenen Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenbedingten Ertragsminderung) kommen im Rahmen der Abrechnung automatisch zur Anwendung (auf Basis der realen Jahresstromerträge). Der ermittelte Basis-azW (im Falle einer administrativen Vergabe) dient nachfolgend als Grundlage für die Ableitung eines Gebotshöchstwerts.

Im Vergleich zum Basis-azW wird im Falle der Windenergie nur ein geringer Aufschlag von (maximal) 1% für die Festlegung des Ausschreibungshöchstwertes empfohlen. Als Gebotshöchstwert wird folglich ein azW von 80,6 €/MWh empfohlen. Der so spezifizierte azW kennzeichnet den Gesamterlös bei einem rotorflächenspezifischen Jahresstromertrag in Höhe des Normertrags (694 kWh/m²), welcher beim Betrieb einer Normanlage am Normstandort im Mittel der natürlichen Wetterschwankungen erreicht werden kann.

Der 1%ige Aufschlag im Vergleich zum Basis-azW scheint allfällige Kostenunsicherheiten und Risikofaktoren, welche bei wettbewerblicher im Vergleich zu administrativer Vergabe auftreten, adäquat abzubilden. Umfasst werden hiermit im Wesentlichen zusätzliche Risiken wie höhere Finanzierungskosten und administrative Kosten, die durch das Ausschreibungsregime entstehen (siehe auch (BMW, 2015)). Die Risiken einer Ablehnung der eingereichten Gebote bzw. Projekte erscheinen jedoch bei der Windenergie angesichts der künftig hohen Ausschreibevolumina vergleichsweise gering. Demgemäß wird ein Aufschlag von 1% als angemessen erachtet, da alle entstehenden Kostenparameter in der LCOE-Betrachtung vollumfänglich berücksichtigt wurden.

Ein Aufschlag von 1% bei der Windenergie mag im Vergleich zur Photovoltaik (5%) auf den ersten Blick gering erscheinen. Es gilt hier jedoch zu bedenken, dass bei der Windenergie Aufwendungen für Ausgleichsenergie und Vermarktung bereits im Vorfeld eingepreist wurden, bei der Photovoltaik im Gegenzug nicht.

4.4.4 Modellerweiterung zur Berücksichtigung seehöhenabhängiger Ertragspezifika

Dieser Abschnitt ist der Erweiterung des im vorherigen Abschnitt vorgestellten Basismodells gewidmet. Die vorgeschlagene Erweiterung dient der Berücksichtigung von seehöhenabhängigen Ertragspezifika, welche aufgrund der im Falle von Mittel- und Hochgebirgsstandorten eingeschränkten WKA-Typenauswahl resultieren. Demgemäß kommen bei Bergstandorten nur WKA-Typen zum Einsatz, die sich durch eine Robustheit gegenüber böigen Winden bzw. hohen Windspitzen auszeichnen. Derartige Windverhältnisse sind im Fall von Bergstandorten auf beispielsweise exponierten Kammlagen durchaus üblich. Dies bedingt im Regelfall die Dimensionierung der Anlagen mit verhältnismäßig kurzen Rotorblättern gemessen an der Generatorleistung, also einer hohen spezifischen Generatorleistung je m² Rotorkreisfläche. Im Fachjargon spricht man hier von WKA-Typen der Klasse I und II.

Tabelle 38: Repräsentative Auswahl an dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen verschiedener Hersteller inklusive Kennzeichnung der IEC Windklasse und Einschätzung der Eignung für Bergstandorte

Hersteller	Type	Leistung	RD	Rotorfläche	Spezifische Leistung	IEC Klasse	Eignung für Bergstandort
		[kW]	[m]	[m ²]	[W/m ²]	[-]	[-]
VESTAS	V126-3.45MW	3.450	126,0	12.469	277	IA	JA
	V136-3.45MW	3.450	136,0	14.527	237	IIB / IIIA	NEIN/BEDINGT
	V136-4.2MW	4.200	136,0	14.527	289	IIB / S	JA
	V150-4.2MW	4.200	150,0	17.672	238	IIIB / S	NEIN
	V162-6.0MW	6.000	162,0	20.612	291	IEC S	JA/BEDINGT
ENERCON	E115-EP3	2.990	115,7	10.514	284	IA / IIA	JA
	E126-EP3	4.000	127,0	12.668	316	IIA	JA
	E138-EP3	4.200	138,3	15.011	280	IIIA	NEIN
	E147-EP5	5.000	147,0	16.972	295	IIA	JA
NORDEX	N117-3.6MW	3.600	116,8	10.715	336	IIA	JA
	N131-3.6MW	3.600	131,0	13.478	267	IEC S	NEIN
	N149-4.8MW	4.800	149,1	17.460	275	IEC S	JA
	N163-5.0MW	5.000	163,0	20.867	240	IEC S	NEIN/BEDINGT

Die im vorherigen Abschnitt, konkret in Tabelle 35 aufgelisteten, für den heimischen Markt als repräsentativ identifizierten WKA-Typen, wurden folglich um die Angabe der

Windklasse und die darauf basierende Einschätzung der Eignung für Bergstandorte ergänzt. Diese Angaben sind oberhalb in Tabelle 38 ersichtlich. Die Auflistung zeigt, dass 8 der insgesamt 13 WKA-Typen als für Bergstandorte geeignet erachtet wurden.

Auf Basis dieser eingeschränkten Auswahl erfolgte im Nachgang **die unter Punkt 2 gemäß Basismodell im vorherigen Abschnitt beschriebene Ertragsermittlung**. Für alle als geeignet identifizierten WKA-Typen wurden spezifische Erträge in Abhängigkeit von der mittleren Windgeschwindigkeit, also der Standortqualität, ermittelt. Es resultierten somit WKA-Typenspezifische Ertragskennlinien. Schlussendlich erfolgte im Nachgang analog zum Basismodell eine Mittelung der Ertragskennlinien. Die in Abbildung 37 in Grün dargestellte Kennlinie und die dazu passend angeführten Angaben zu spezifischen Erträgen je m² Rotorkreisfläche kennzeichnen somit einen repräsentativen durchschnittlichen Mix aller betrachteten und als für Bergstandorte geeignet klassifizierten WKA-Typen. In Rot ist in selbiger Abbildung ergänzend die gemäß Basismodell ermittelte Ertragskennlinie für Flachlandstandorte dargestellt, welches das Mittel aller 13 WKA-Typen darstellt.

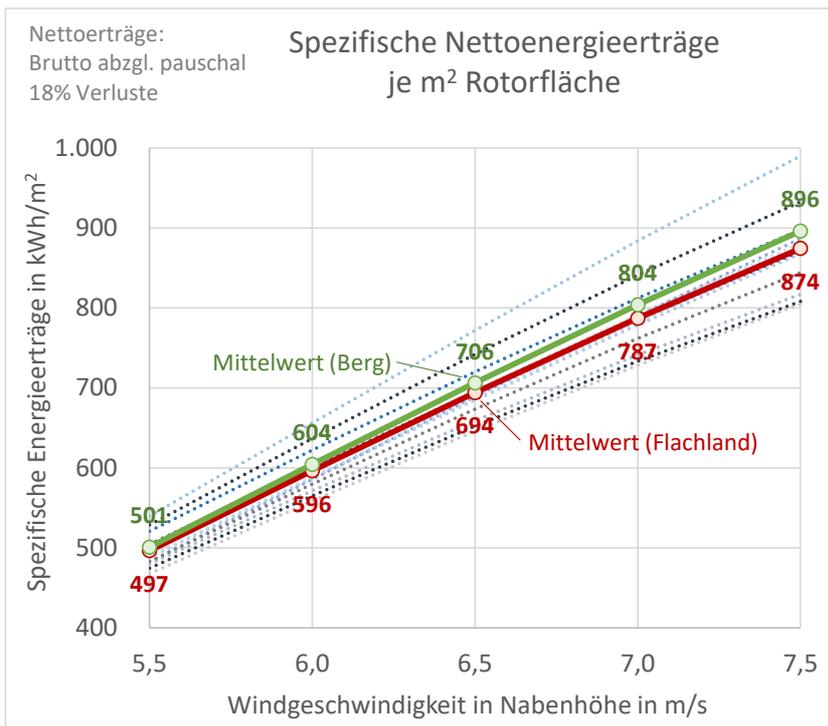


Abbildung 37: Spezifische Nettostromerträge je m² Rotorkreisfläche repräsentativer, dem Stand der Technik entsprechender WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit sowie Angabe der resultierenden Mittelwerte für Bergstandorte (in Grün) und für Flachlandstandorte (in Rot – gemäß Basismodell)

Vergleicht man beide Kennlinien, so zeigt sich als Charakteristikum der eingeschränkten WKA-Typenauswahl im Fall von Bergstandorten eine Erhöhung der

rotorflächenspezifischen Erträge bei gleicher mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit. Der bei einer mittleren Jahreswindgeschwindigkeit von 6,5 m/s auf Nabenhöhe berechnete spezifische Nettoertrag je m² Rotorkreisfläche beträgt nunmehr 706 kWh/m² im Vergleich zu 694 kWh/m² gemäß Basismodell. Es sei angemerkt, dass der Anstieg der spezifischen Erträge aufgrund der speziellen WKA-Ausgestaltung auf Kosten der Wirtschaftlichkeit geht – vergleiche hierzu Ausführungen in Abschnitt 4.4.5, Stufe 1 der Plausibilitätsprüfung bzw. nachfolgende Analysen.

Analog zu Punkt 3 gemäß Basismodell (wie im vorherigen Abschnitt im Detail beschrieben) erfolgte schlussendlich **die Festlegung einer repräsentativen „Normanlage Berg“, welche sich durch Eignung für Bergstandorte auszeichnet.** Tabelle 39 zeigt die ermittelten technischen Kenngrößen (Rotordurchmesser, Generatorleistung). Diese Angaben kennzeichnen den repräsentativen durchschnittlichen Mix aller als geeignet identifizierten WKA-Typen.

Tabelle 39: Definition der „Normanlage Berg“ (im Mittel der 8 als geeignet identifizierten WKA-Typen): Technische Kennwerte

WKA-Kennwerte (Mittel der 8 als geeignet identifizierten WKA-Typen)

Rotorkreisfläche (m ²)	14.494	Mittelwert
Durchmesser (m)	135,8	Rückrechnung
Generatorleistung (MW)	4,3	Mittelwert

Analog zu Punkt 4 gemäß Basismodell erfolgte in einem nächsten Schritt **die LCOE-Berechnung und auf deren Basis die Ermittlung der azW für Bergstandorte.** Die somit identifizierten azW dienten in Folge der Parametrierung ergänzender Korrekturfaktoren zum Ausgleich der Seehöhenspezifika, aufbauend auf dem bereits generierten Basismodell zur Standortdifferenzierung (siehe vorheriger Abschnitt 4.4.3).

In die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung fanden im Einklang mit der Vorgehensweise gemäß Basismodell neben den Ertragskennzahlen und den technischen Spezifikationen (d.h. Rotordurchmesser und Generatorleistung) der Normanlage repräsentative Kostenparameter Eingang. Es resultierten im Gleichklang mit den Spezifikationen gemäß Basismodell die in Tabelle 40 angegebenen Annahmen zu Investitionskosten

(1.672 €/kW)⁶⁶. Analoges gilt für die Annahmen zu Betriebskosten (24,2 €/MWh, bezogen auf den „Normstandort Berg“)⁶⁷.

Auf Basis all der obig erwähnten Angaben erfolgte schlussendlich die LCOE-Berechnung für die betrachteten Fälle unterschiedlicher Standortgüte sowie, unter Beibehaltung des im Basismodell etablierten Anreizsystems für Standorte höherer Standortgüte, die Ermittlung der erforderlichen azWs.⁶⁸ Die Eingangsgrößen und die Ergebnisse der LCOE- und azW-Berechnungen (gemäß Basismodell und Modellerweiterung) werden in Tabelle 40 angegeben. Aus dieser Tabelle werden nachfolgend vier zentrale Fälle näher vorgestellt:

- Die Standortklasse B bzw. vierte Spalte von links in Tabelle 40 weist demgemäß einen LCOE in Höhe von 83,3 €/MWh auf. Der rotorflächenspezifische Ertrag beträgt hier 709 kWh/m² und kommt somit etwas über dem im Basismodell etablierten Normstandort (694 kWh/m²) zu liegen. Dies bedingt aufgrund der im Basismodell etablierten Lenkungswirkung hin zu Standorten besserer Güte eine geringfügige Spreizung zwischen dem gemäß der hier entwickelten Modellerweiterung empfohlenen azW (83,5 €/MWh) und den zugrundeliegenden LCOE (83,3 €/MWh). Gemäß Basismodell, das auf anderen WKA-Typencharakteristika basiert, würde hingegen lediglich eine Vergütung (azW Basismodell) in Höhe von 78,8 €/MWh erfolgen. Die Differenz der azW-Werte beträgt somit 4,7 €/MWh.
- Die zweite Spalte von links in Tabelle 40 beschreibt den Betrieb einer „Normanlage Berg“ an einem Standort mit vergleichsweise niedriger Standortgüte (Windklasse

⁶⁶ Es sei angemerkt, dass die im Gleichklang mit dem Basismodell unterstellten Investitionskosten in Höhe von (im Lichte aktueller Marktverwerfungen) 1.672 €/kW implizit Zuschläge für Bergstandorte im Vergleich zum Flachland beinhalten. Diese kompensieren somit die real beobachtbare Absenkung der spezifischen Investitionskosten aufgrund der Verminderung der Nabenhöhe sowie aufgrund der Veränderung des Generatorleistung/Rotorflächen-Verhältnisses.

⁶⁷ Bei den Betriebskosten erfolgte auf jährlicher Basis eine Aufspaltung in variable (also von der Stromproduktion abhängige) und in fixe Aufwendungen (65% gemessen an den gesamten Betriebsaufwendungen ohne Ausgleichsenergiekosten, bezogen auf den Normstandort). Aufgrund der veränderten WKA-Typenspezifika steigen obgleich identer Eingangsgrößen (€/kW) die ertragsspezifischen Betriebskosten am Normstandort Berg im Vergleich zum Flachland. Dies ist eine Folge der im Vergleich zum Flachland gesunkenen Volllaststunden bei identer mittlerer Jahreswindgeschwindigkeit.

⁶⁸ Um zu gewährleisten, dass Investor*innen und Projektentwickler*innen stets dem Gedanken der Kosteneffizienz Folge leisten und somit bei der Standortwahl bevorzugt bestmögliche Windstandorte wählen, erschien gemäß dem in Abschnitt 4.4.3 beschriebenen Basismodell eine geringfügige Anhebung der azWs für alle Standorte, die besser als der Normstandort (694 kWh/m²) sind, zielführend. Hierfür wurde ein linearer Anstieg der Spreizung zwischen azW und LCOE zwischen Normstandort und A-Standort in der Parametrierung unterstellt.

C+). Bei einer Windgeschwindigkeit von durchschnittlich 5,96 m/s in Nabenhöhe resultieren niedrige absolute und spezifische Erträge und ebenso eine vergleichsweise niedrige Wirtschaftlichkeit. Die LCOE betragen hier 95,8 €/MWh und entsprechen somit dem maximalen Vergütungssatz gemäß Basismodell. Gemäß der Modellerweiterung würde folglich eine volle Vergütung der Kosten erfolgen, während im Basismodell aufgrund des rotorflächenspezifischen Ertrags (599 kWh/m²) lediglich eine Vergütung (azW-Basismodell) in Höhe von 90,1 €/MWh vorgesehen wäre. Es resultiert eine Differenz der azW-Werte von 5,7 €/MWh.

- Die dritte Spalte von rechts in Tabelle 40 kennzeichnet den Betrieb einer „Normanlage Berg“ an einem Standort mit sehr guter Standortgüte (Windklasse A). Bei einer Windgeschwindigkeit von durchschnittlich 7,36 m/s in Nabenhöhe resultieren hohe absolute und spezifische Erträge und ebenso ein hohes Maß an Wirtschaftlichkeit. Die LCOE am Bergstandort betragen hier 70,4 €/MWh. Zwecks Anreizwirkung wird hier gemäß Basismodell eine Spreizung zwischen LCOE und azW in Höhe von 3,3% (gemessen an den LCOE) vorgesehen. Dies bedingt entsprechend der hier entwickelten Modellerweiterung einem azW in Höhe von 72,7 €/MWh. Gemäß Basismodell (azW-Basismodell) würde hingegen lediglich eine Vergütung in Höhe von 68,6 €/MWh erfolgen. Die Differenz der azW-Werte liegt hiermit bei 4,1 €/MWh.
- Als weiterer charakteristischer Punkt zwecks Modellparametrierung wird abschließend die rechte Spalte in Tabelle 40 betrachtet, welche den Betrieb einer „Normanlage Berg“ an einem Standort mit exzellenter Standortgüte (Windklasse A+) kennzeichnet. Bei einer Windgeschwindigkeit von durchschnittlich 7,83 m/s in Nabenhöhe resultieren folglich vergleichsweise niedrige LCOE in Höhe von 66,3 €/MWh. Zwecks Anreizwirkung wird hier die im Basismodell vorgesehene Spreizung zwischen LCOE und azW fortgeschrieben. Dies bedingt entsprechend der hier entwickelten Modellerweiterung einem azW in Höhe von 68,6 €/MWh und entspricht exakt der unteren Fördergrenze gemäß Basismodell, also einem Abschlag in Höhe von 14% gemessen am Basis-azW. Die Differenz der azW-Werte liegt demnach bei 0.

Auf Basis des obig beispielhaft skizzierten azW-Vergleichs zwischen Basismodell (azW-Basismodell gemäß Abschnitt 4.4.3) und der hier entwickelten Modellerweiterung (azW des erweiterten Modells) kann somit ein ergänzender Korrekturfaktor ermittelt werden, der dem Ausgleich der seehöhenbedingten Ertragsminderung Rechnung trägt. Auch hier zeigt sich eine Abhängigkeit vom rotorflächenspezifischen Ertrag: Die Höhe des

erforderlichen Zuschlags für Bergstandorte variiert zwischen 0 und 5,7 €/MWh und sinkt im Allgemeinen mit steigendem rotorflächenspezifischem Ertrag.

Tabelle 40: Berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) sowie azWs gemäß Basismodell im Vergleich zur vorgeschlagenen Modellerweiterung zwecks Seehöhenkorrektur in Abhängigkeit der Standortgüte

Technologiefeld:		Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind
Windenergie		Standort C, Normanlage Berg	Standort C+, Normanlage Berg	Standort B-C, Normanlage Berg	Standort B, Normanlage Berg	Standort A-B, Normanlage Berg	Standort A, Normanlage Berg	Standort A(+), Normanlage Berg	Standort A+, Normanlage Berg
Anlagenspezifikation:									
Leistung Windpark	MW	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8	25,8
Stromerzeugung Windpark	MWh	48.441	52.096	52.766	61.659	70.193	76.051	81.052	82.142
Volllaststunden	h/a	1.878	2.019	2.045	2.390	2.721	2.948	3.142	3.184
Anzahl WKA	1	6	6	6	6	6	6	6	6
Leistung je WKA	MW	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30
Standortspezifikation:									
Standort-Güteklasse		C	C+	B-C	B	A-B	A	A	A+
Mittlere Seehöhe Windpark	m	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400	1.400
Nabenhöhe	m	122	122	122	122	122	122	122	122
Rotordurchmesser	m	136	136	136	136	136	136	136	136
Vmed auf 100m	m/s	5,6	5,8	5,9	6,3	6,8	7,2	7,6	7,6
Vmed in Nabenhöhe	m/s	5,8	5,96	6,0	6,5	7,0	7,4	7,75	7,83
Parkwirkungsgrad (inkl. Verluste, EV)	%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%
Spezifischer Ertrag je m ² Rotorkreis	kWh/m ²	557,0	599,1	606,77	709,0	807,2	874,5	932,0	944,6
Kostenparameter:									
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672	1.672
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	27,4	26,3	26,1	24,1	22,7	21,9	21,3	21,1
Finanzierungsbedingungen									
WACC Standard	%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Inflation	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Levelised Cost of Electricity									
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	101,9	95,8	94,8	83,3	75,0	70,4	67,0	66,3
AzW Basismodell		95,8	90,1	89,3	78,8	72,3	68,6	68,6	68,6
AzW erweitertes Modell (inkl. Seehöhenzuschlag)		95,8	95,8	94,8	83,5	76,5	72,7	69,4	68,6
Zuschlagsfaktor Anreiz					0,3%	2,0%	3,3%		

In Folge wurden die absoluten azW-Differenzen in prozentuale Korrekturfaktoren (in Relation zum Basis-azW von 79,8 €/MWh) umgerechnet wie in Abbildung 38 angegeben.⁶⁹ Wie aus jener Abbildung ersichtlich, variieren die prozentualen Korrekturfaktoren zwischen 0% und 7,07%.

Ergänzend zu Abbildung 38, in der die ertragsspezifische Abhängigkeit der entwickelten Korrekturfaktorkomponente zur Berücksichtigung der Ertragsspezifika bei Bergstandorten dargestellt wird, zeigt Abbildung 39 die Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage Berg“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der

⁶⁹ In Analogie zum Basismodell empfiehlt sich für die gesetzestechnische Implementierung der vorgeschlagenen Förderregelung sowie auch für die Fördermittelvergabe im Zuge der Abwicklung zwecks Korrekturfaktorkomponentenbestimmung der Bezug auf die in Abbildung 38 angegebenen diskreten Eckpunkte, also die Angabe des spezifischen Jahresstromertrags je Rotorkreisfläche samt dazu passendem Korrekturfaktor. Für Zwischenpunkte erscheint die lineare Interpolation passend.

empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik zuzüglich der entwickelten Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenspezifischen Ertragsminderung.

Aus Sicht der Gutachter*innen empfiehlt sich des Weiteren, wie in Abbildung 38 und Abbildung 39 bereits skizziert, die gemäß Basismodell vordefinierten Ober- und Untergrenzen für Zu- bzw. Abschläge einzuhalten. Mit anderen Worten, die hier vorgeschlagene Parametrierung der Korrekturfaktorkomponente zwecks Seehöhenausgleich sieht bereits vor, dass die Förderung der Windenergie nach oben hin mit einem maximalen Gesamtzuschlag, also die Summe der Korrekturfaktorkomponenten gemäß Basismodell samt Modellerweiterung, in Höhe von 20% (in Relation zum Basis-azW) gedeckelt ist. Analoges gilt für die untere Förderschranke, wo gemäß Basismodell ein maximaler Abschlag in Höhe von -14% empfohlen wurde.

Seitens der Gutachter*innen wird empfohlen, den vollen Bergzuschlag für Standorte ab einer Seehöhe von 1.400 m zu gewähren. Für Flachlandstandorte auf Seehöhen kleiner gleich 400 m empfiehlt sich hingegen keinerlei Seehöhenausgleich. Für alle Standorte zwischen 400 m und 1400 m Seehöhe wird eine lineare Interpolation vorgeschlagen, sodass beispielsweise bei einer Seehöhe von 900 m der halbe Bergzuschlag zur Anwendung käme.

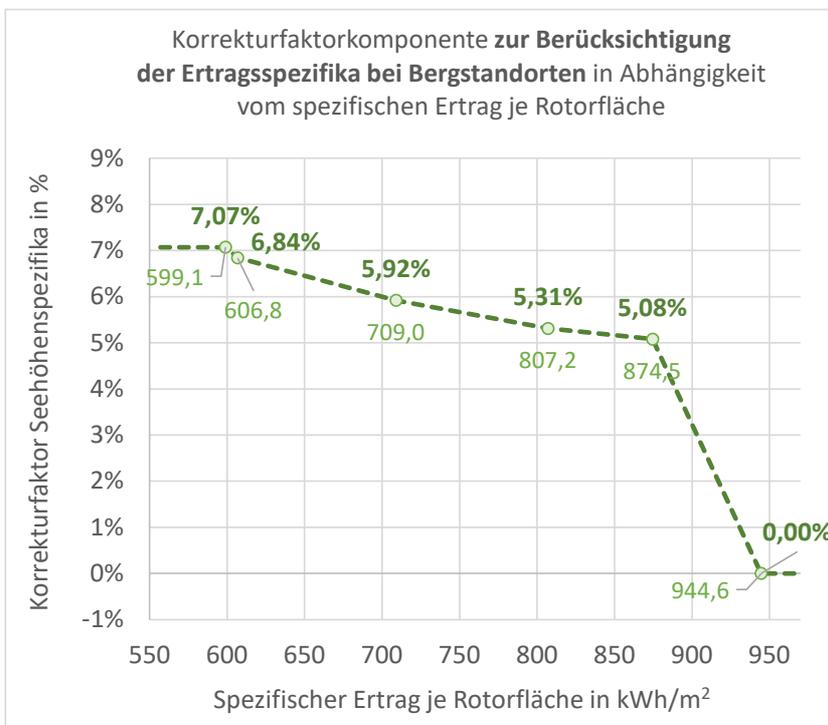


Abbildung 38: Korrekturfaktorkomponente (in Relation zum Basis-azW) zur Berücksichtigung der Ertragsspezifika bei Bergstandorten in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche auf Basis des azW-Vergleichs zwischen Basismodell und der entwickelten Modellerweiterung.

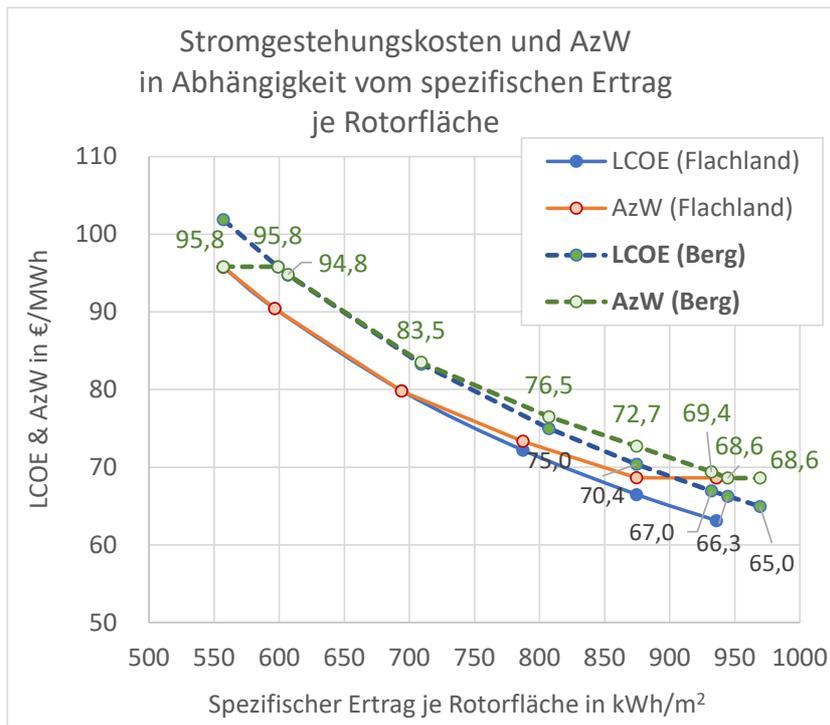


Abbildung 39: Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage Berg“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der im Basismodell empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik zuzüglich der entwickelten Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenspezifischen Ertragsminderung

Die formeltechnische Beschreibung des erweiterten Standortdifferenzierungsmodells (d.h. Basisvariante plus Modellerweiterung Seehöhenzuschlag) sieht wie folgt aus:

$$azW_i = Basis_azW * (1 + (KF_{Basismodell,i} + KF_{SHZ,i} * R_{SHZ}))$$

- azW_i Anzulegender Wert der WKA im Kalenderjahr i (in €/MWh)
- Basis-azW Basis-azW, kennzeichnet den azW einer Normanlage am Normstandort bei durchschnittlichen Windverhältnissen, also bei einem rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromertrag von 694 kWh/m² (in €/MWh)
- KF_{Basismodell,i} Korrekturfaktorkomponente zur standortspezifischen Ertragsdifferenzierung gemäß Basismodell, ermittelt auf Basis des realen Stromertrags der WKA im Kalenderjahr i (in %)
- KF_{SHZ,i} Korrekturfaktorkomponente zwecks Ausgleich der seehöhenabhängigen Ertragsminderung, ermittelt auf Basis des realen Stromertrags der WKA im Kalenderjahr i (in %)
- R_{SHZ} Standortspezifischer Faktor zur Kennzeichnung der Relevanz eines Seehöhenzuschlags (in %). Dieser liegt bei 0% im Fall von Standorten mit einer Seehöhe von max. 400m sowie bei 100% im Falle von Bergstandorten, gekennzeichnet durch eine Seehöhe von 1.400m (und darüber). Dazwischen empfiehlt sich die lineare Interpolation.

Die Etablierung einer entsprechenden Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenbedingten Ertragsminderung erscheint auf Basis der obig skizzierten Analyse

essentiell. Die Tauglichkeit der entwickelten und vorgeschlagenen Modellerweiterung wird anhand einer im Folgeabschnitt (Stufe 2) durchgeführten Plausibilitätsprüfung getestet. Ebenso erfolgte im Rahmen der jüngst (Februar 2022) durchgeführten Branchenkonsultation eine Reflexion der vorgeschlagenen Modellerweiterung samt Anreizwirkung. Diese Bewertung fiel generell positiv aus.

4.4.5 Plausibilitätsprüfung des Modells

Dieser abschließende Abschnitt ist der Plausibilitätsprüfung des entwickelten Standortdifferenzierungsmodells gewidmet. Diese erfolgte in zwei Stufen:

Stufe 1: Prüfung auf Basis generischer WKA-Typen

Einerseits wurde die Modelltauglichkeit auf Basis generischer WKA-Typen durchgeführt (siehe hierzu Abbildung 40, Abbildung 42 und Abbildung 43). Hierfür wurden zunächst einzelne dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen aus Tabelle 35 herangezogen und anhand der Kennwerte Generatorleistung und Rotordurchmesser in Relation zur Normanlage gesetzt bzw. beschrieben. Die hier durchgeführte Modellprüfung umfasst Windkraftstandorte im Flachland, bei angenommener Seehöhe von maximal 400m. Es kommt folglich lediglich das Basismodell zur Anwendung, also die Differenzierung der Förderhöhe nach dem rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromertrag und folglich ohne der vorgestellten Modellerweiterung zur Berücksichtigung der Ertragsspezifika in Abhängigkeit von der Seehöhe. Für die Wirtschaftlichkeitsrechnung wurde von den in Kapitel 4.3 erläuterten repräsentativen Investitions- und Betriebskosten unter Berücksichtigung der Pauschalerhöhung (d.h. 10% bei Investitionskosten, vgl. Abschnitt 2.5) aufgrund aktueller Marktverwerfungen ausgegangen. Bei Bedarf wurden die Kosten sodann auf Basis von Tabelle 34 angepasst.

Die daraus resultierenden und für die Berechnung verwendeten Investitions- und Betriebskosten sind Tabelle 41 zu entnehmen. Als Indikator für die Ausgestaltung der WKA⁷⁰ wurde in diese Tabelle auch noch die Flächenleistung aufgenommen, welche die Generatorleistung in Relation zur Rotorkreisfläche setzt, da dies von Relevanz bei der nachfolgenden Ergebnisdiskussion ist.

⁷⁰ Als Ausgestaltung einer WKA sei hier die Wahl einer bestimmten WKA-Type gemeint. Umfasst sind hierbei Parameter wie die Nabhöhe, die Größe der Rotorblätter oder die elektrische Generatorleistung.

Weiters wurde von einer für den österreichischen Markt als repräsentativ erachteten Nabenhöhe von 135 m für die Normanlage ausgegangen (siehe Abschnitt 4.4.3), aber auch diese wurde variiert hin zu einer geringeren (120 m) und einer höheren (150 m) Nabenhöhe.

Tabelle 41: Kostenparametervariation, abgeleitete Indikatoren sowie berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) und Empfehlungen für dazu passende azW unter Variation der WKA Type (links-Mitte) und der Nabenhöhe (rechts)

Technologiefeld:		Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind
WKA-Type:		Normanlage, mittlere Nabenhöhe	mittlerer bis kleiner Rotor	kleiner Rotor & kleiner Generator	großer Rotor	großer Rotor & großer Generator	Normanlage, große Nabenhöhe	Normanlage, kleine Nabenhöhe
<i>Windenergie</i>								
Anlagenspezifikation:								
Leistung Windpark	MW	25,1	25,2	20,7	25,2	36,0	25,1	25,1
Stromerzeugung Windpark	MWh	63.288	61.518	52.117	69.132	91.751	63.288	63.288
Volllaststunden	h/a	2.516	2.441	2.518	2.743	2.549	2.516	2.516
Anzahl WKA	1	6	6	6	6	6	6	6
Leistung je WKA	MW	4,19	4,20	3,45	4,20	6,00	4,19	4,19
Standortspezifikation:								
Standort-Gütekategorie		B	B	B	B	B	B	B
Nabenhöhe	m	135	135	135	135	135	150	120
Rotordurchmesser	m	139	136	126	150	162	139	139
Vmed auf 100m	m/s	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	5,9	6,2
Vmed in Nabenhöhe	m/s	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
Parkwirkungsgrad (inkl. Verluste, EV)	%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%
Spezifischer Ertrag je m ² Rotorkreis	kWh/m ²	694	706	697	652	742	694	694
Kostenparameter:								
Investitionskosten GESAMT	€/kW	1.672	1.655	1.671	1.721	1.653	1.749	1.618
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	23,5	23,9	23,5	22,6	23,4	23,5	23,5
Finanzierungsbedingungen								
WACC Standard	%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Inflation	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Levelised Cost of Electricity								
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	79,8	81,3	79,8	75,8	78,4	82,1	78,2
(azW) Korrekturfaktor, gedeckelt	%	0,0%	-1,0%	-0,2%	5,7%	-4,2%	0,0%	0,0%
azW	€/MWh	79,8	79,0	79,6	84,4	76,5	79,8	79,8
Indikator:								
Flächenleistung (Generatorleistung je m ² Rotorkreisfläche)		276	289	277	238	291	276	276

Das Ergebnis dieser Plausibilisierungsprüfung anhand des Vergleichs der Stromgestehungskosten (LCOE) und der aus dem vorgeschlagenen Differenzierungsmodell resultierenden azWs ist in Tabelle 41 dargestellt. Zunächst kann gesagt werden, dass der Einfluss der WKA-Typenvariation auf die resultierenden Investitionskosten im Regelfall gering ist – Ausnahme hiervon bilden WKA mit großen Rotoren, was eine deutliche Steigerung der spezifischen Investitionskosten bedingt (1.721 €/kW anstelle von 1.672 €/kW gemäß Normanlage). Ein Blick auf die resultierenden Stromgestehungskosten und auch den sich gemäß Fördermodell ergebenden azW verdeutlicht jedoch die Wirtschaftlichkeit dessen.

Der WKA-Typenvergleich hinsichtlich der resultierenden LCOE und azW (Tabelle 41 links-mittig bzw. in Abbildung 40 grafisch) bestätigt obige Ausführungen zur hohen Wirtschaftlichkeit von WKA mit verhältnismäßig großen Rotoren in Relation zur Generatorleistung, vgl. hierzu die in Tabelle 41 angegebenen LCOE Ergebnisse bzw. die je WKA-Type spezifizierte Flächenleistung (d.h. Generatorleistung je m² Rotorkreisfläche). Hierfür bietet das entwickelte Fördermodell auch entsprechende Lenkungsanreize, da diese Typengestaltung eine Bevorzugung erfährt (siehe Abbildung 40 bzw. Abbildung 42).

WKA mit mittleren bis kleinen Rotoren in Relation zur Generatorleistung schneiden hingegen im Wirtschaftlichkeitsvergleich sowohl hinsichtlich LCOE als auch fördermodellbedingten azW am vergleichsweise schlechtesten ab (vgl. hierzu WKA-Typen „großer Rotor & großer Generator“ sowie „mittlerer bis kleiner Rotor“ in Tabelle 41, Abbildung 40 bzw. Abbildung 42). Andere WKA-Typen weisen im Regelfall nur geringe Unterschiede zur Normanlage auf.

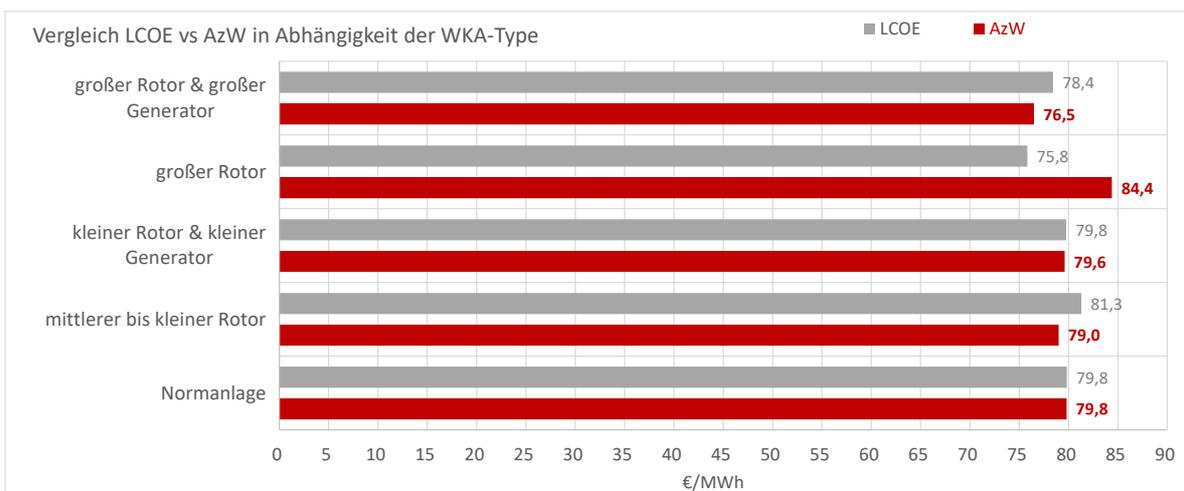


Abbildung 40: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (I): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW bei mittlerer Standortgüte (Klasse B) und Standardnabenhöhe (135 m) unter Variation der untersuchten WKA Type

Von Interesse erscheint auch der Blick auf die Variation der Nabenhöhe – vgl. hierzu Spezifikationen und Annahmen in Tabelle 41 sowie grafisch aufbereitete Ergebnisse in Abbildung 41. Höhere Nabenhöhen bedingen per se höhere Erträge am selben Standort. Demgegenüber stehen aber höhere Investitionskosten. Bei Anheben der Nabenhöhe von standardmäßig unterstellten 135 m auf 150 m bedingt dies einen Anstieg der spezifischen Investitionskosten von 1.672 €/kW auf 1.749 €/kW. Dies zeigt schlussendlich negative Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit. Bei kleinerer Nabenhöhe im Vergleich zum Standardfall ist hingegen ein gegenteiliger Effekt zu beobachten. Die Wirtschaftlichkeit steigt geringfügig an im Vergleich zur Normanlage. Mittelgebirgsstandorte, die im Regelfall

geringere Nabenhöhen benötigen aufgrund im Vergleich zum Flachland veränderter Windverhältnisse, würden somit eine geringfügige Bevorzugung erfahren.

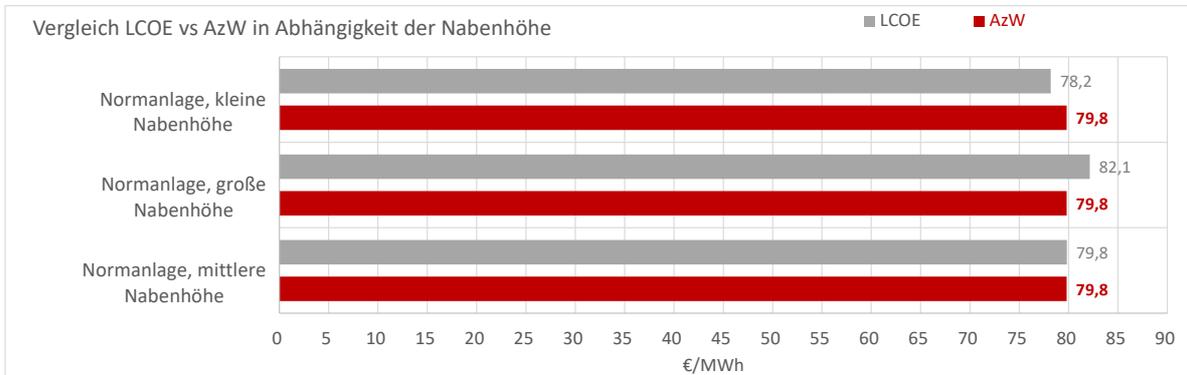


Abbildung 41: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (II): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW bei mittlerer Standortgüte (Klasse B) unter Variation der Nabenhöhe

Ergänzend zum obigen WKA-Typenvergleich unter Einbeziehung einer Variation der Nabenhöhe bietet Abbildung 42 einen umfassenden Vergleich, wo neben WKA-Type auch die Standortqualität mitberücksichtigt wird. Diese Darstellung dient primär der Transparenz und verdeutlicht nochmals das bereits Gezeigte hinsichtlich des WKA-Typenvergleichs. Des Weiteren wird anhand des detaillierten Typenvergleichs bei Variation der Standortqualität die Eignung des entwickelten Fördermodells zur Standortdifferenzierung bestätigt.

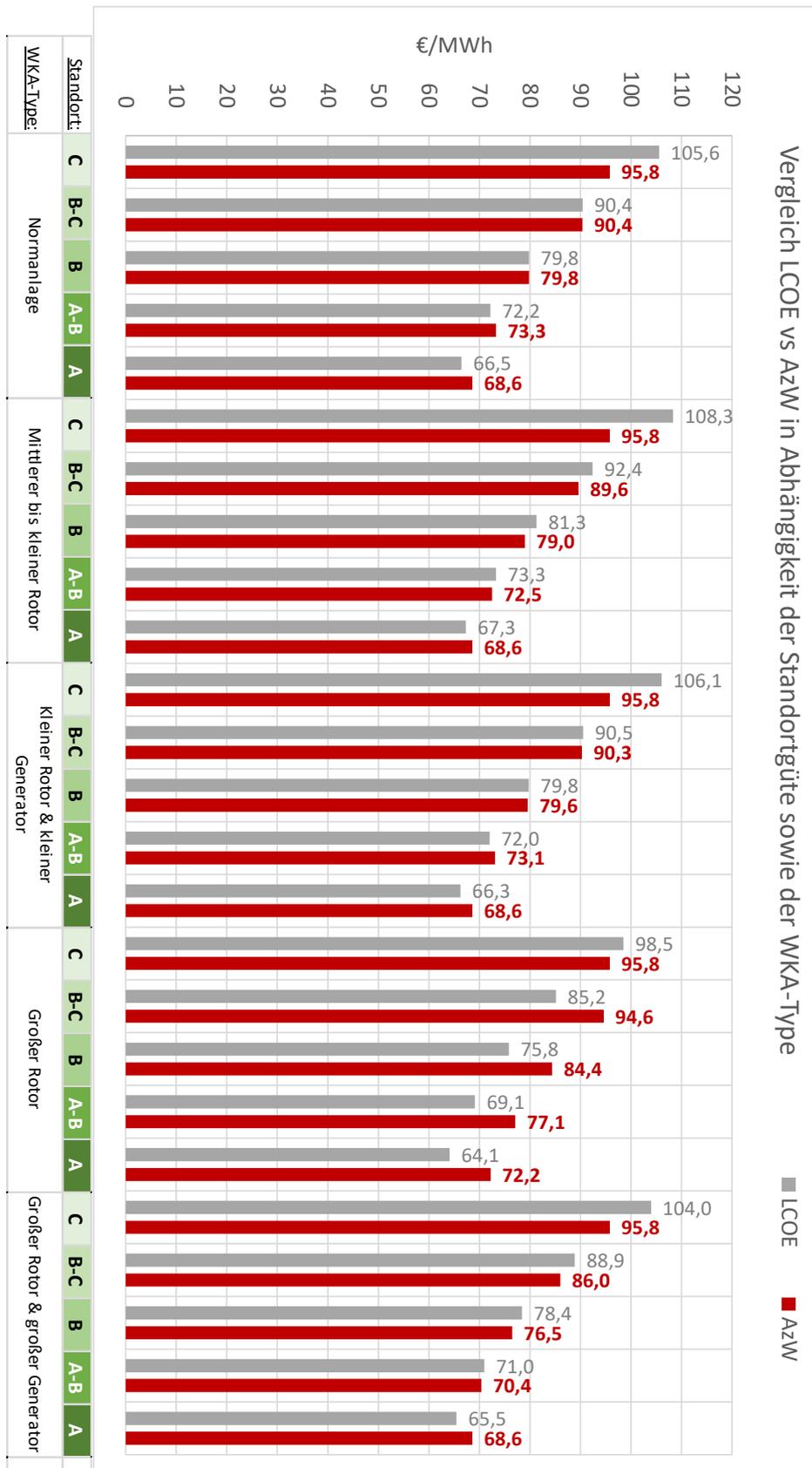


Abbildung 42: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (III): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorfläche für untersuchte WKA Typen bei Standardnabenhöhe von 135 m

Einen interessanten Einblick auf die modellbedingte Lenkungswirkung liefert ergänzend Abbildung 43. Hierin wird der spezifische Zusatzerlös, also die Differenz zwischen azW und LCOE je erzeugter MWh in Abhängigkeit von der standortspezifischen Windgeschwindigkeit, normiert auf 100 m über Boden, und der untersuchten WKA-Type dargestellt. Es bestätigt sich hier nochmals die hohe Wirtschaftlichkeit von WKA mit verhältnismäßig großen Rotoren in Relation zur Generatorleistung.

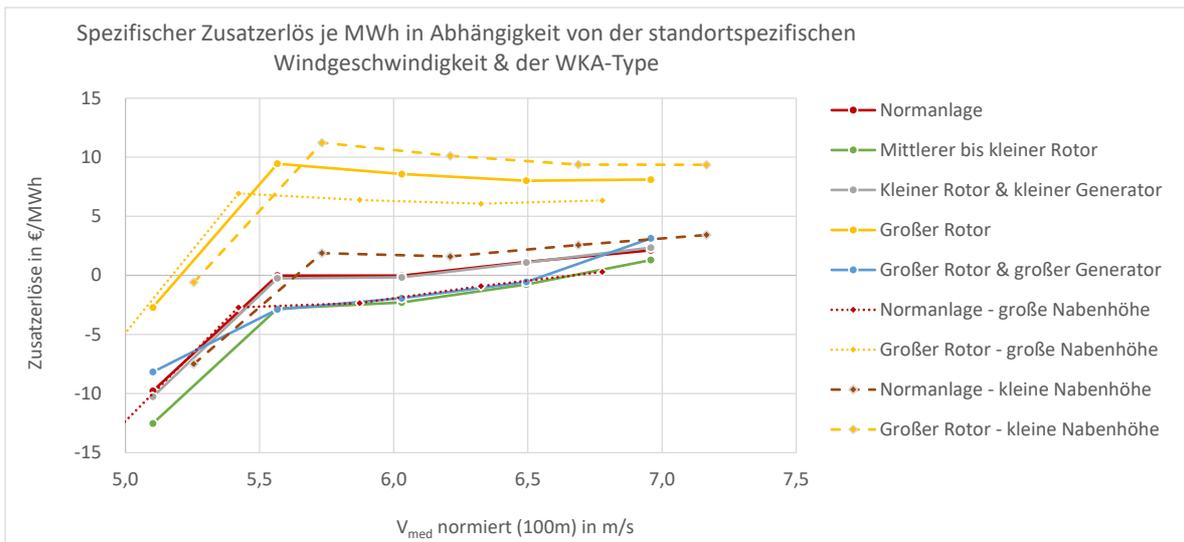


Abbildung 43: Spezifischer Zusatzerlös (d.h. Differenz zwischen azW und LCOE) je MWh in Abhängigkeit von der standortspezifischen Windgeschwindigkeit und der untersuchten WKA-Type

Die Plausibilitätsprüfung auf Basis generischer WKA-Typen zeigt die hohe Tauglichkeit des entwickelten Fördermodells hinsichtlich der Eignung zur Standortdifferenzierung.

Wie aus dem WKA-Typenvergleich ersichtlich wird, erreicht man eine maßvolle Standortdifferenzierung für alle untersuchten WKA-Typen. Unterschiede zwischen Designvarianten bestehen allerdings: Demnach werden WKA mit großem Rotordurchmesser in Relation zur Generatorleistung vom Fördermodell wirtschaftlich besser gestellt im Vergleich zu Anlagen mit kleinem Rotor oder großem Generator. Aufgrund der gleichmäßigeren Stromproduktion von Anlagen mit großem Rotor ist dies in Hinblick auf die bessere Systemtauglichkeit ein durchaus gewünschter Effekt.

Stufe 2: Prüfung auf Basis der repräsentativen Beispielprojekte

Ergänzend zur Plausibilitätsprüfung auf Basis generischer WKA-Typen und dazu passender Annahmen gemäß Stufe 1 wurde nun in Stufe 2 die Modelltauglichkeit auf Basis der repräsentativen Beispielprojekte, die von den Branchenvertretungen (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021) bereitgestellt wurden, geprüft. Hier kommt im Gegenzug zu Stufe 1, in der sich die Prüfung lediglich auf die Prüfung des Basismodells an Flachlandstandorten beschränkte, das erweiterte Standortdifferenzierungsmodell zur Anwendung – also inklusive der Modellerweiterung zwecks Ausgleichs seehöhenbedingter Ertragsminderungen wie in Abschnitt 4.4.4 entwickelt.

Wie in Abschnitt 4.4.2 bereits im Detail beschrieben, umfasste der Datensatz 22 Windprojekte⁷¹ an unterschiedlichen Standorten repräsentativ für Österreich, sowohl hinsichtlich Standortgüte, also den Windverhältnissen vor Ort, als auch im Hinblick auf Topographie.

Im Zuge der Plausibilitätsprüfung gemäß Stufe 2 wurde zunächst für die 21 Datensätze ein Vergleich der gutachterlichen Stromgestehungskosten („LCOE“) mit den Förderanreizen vorgenommen, die gemäß dem gutachterlichen Modellvorschlag resultieren würden („Gutachter*innen azW“). Diese Werte wurden anschließend noch mit azW verglichen, die für die 21 Datensätze aus zwei Fördermodellvorschlägen der Branche (IG Windkraft und Österreichs Energie) resultieren:

- Dies umfasst einerseits eine seitens der Branche bereitgestellte Abschätzung der Anreize, die im Deutschen Referenzertragsmodell („Referenzertragsmodell (DE)“) zu erwarten wären, und
- andererseits die Förderanreize, welche gemäß einem seitens der Branche vorgeschlagenen und entwickelten „Differenzierungsmodell“ zu erwarten wären (dieses Modell stellt eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells dar, in dem zwecks feingliedriger Standortdifferenzierung Zuschläge (für Seehöhe, Wald und Bürgerbeteiligung) bzw. ein Abschlag bei großer Windparkgröße ergänzend zum Referenzertragsmodell gewährt werden).

⁷¹ Im Zuge der Validierung wurde die Liste um einen Datenpunkt bereinigt, da der angegebene Beispielfall offenkundig nicht den Kriterien der Kosteneffizienz entsprach.

Die Angaben zur Förderhöhe (azW) der beiden Branchen-Fördermodellvorschläge basieren auf Branchenangaben. Was die gutachterliche Stromgestehungskostenberechnung betrifft („LCOE“ sowie „Gutachter*innen AzW“) sei erwähnt, dass diese (wie schon in Abschnitt 4.4.2 beschrieben) auf Basis der von IG Windkraft & Oesterreichs Energie getätigten Angaben zu Kosten- und Ertragsparametern der einzelnen Projektvorhaben berechnet wurden. Mitberücksichtigt wurden dabei weiters die in Kapitel 2.2 dargelegten allgemeinen Finanzierungsbedingungen – demgemäß erfolgte die LCOE-Berechnung unter Berücksichtigung des risikoarmen Standard WACC in Höhe von 4,39%. Des Weiteren erfolgte aufgrund der aktuellen Marktverwerfungen in Energie- und Rohstoffmärkten gemäß den in Abschnitt 2.5 getroffenen Empfehlungen ein pauschales Anheben der Investitionskosten um 10% sowie eine Anpassung der Annahmen zur künftigen Inflation (d.h. 5,1% aktuell, in späterer Folge ein Absinken auf 2%). Ebenso berücksichtigt wurden die angeführten Betriebsausgaben um Aufwendungen für Ausgleichsenergie (pauschal 7 €/MWh) und Erlöse aus dem Verkauf der HKN (0,98 €/MWh), da diese in den von der Branche bereitgestellten Beispieldaten nicht angeführt waren. Die entsprechend ergänzten Betriebsausgaben bildeten die Basis für die nachfolgende LCOE-Berechnung.

Die angegebenen Kosten- und standortspezifischen Ertragsparameter sowie Projektspezifika wie etwa die WKA-Ausgestaltung der Beispielprojekte werden in Abbildung 44 vergleichend dargestellt. Demgemäß erlauben die im linken Teil von Abbildung 44 dargestellten Grafiken einen Vergleich zentraler Indikatoren zur WKA-Projektierung, also beispielsweise zur Anlagenausgestaltung (Nabenhöhe, Flächenleistung) oder zu den angegebenen Investitions- und Betriebskosten, sowie zu Standortspezifika (Seehöhe, Windgeschwindigkeit, spezifischer Stromertrag). Die Darstellung aller Kenngrößen erfolgt hierbei stets in relativer Form, also vergleichend in Relation zum Normstandort (Seehöhe, Windgeschwindigkeit) bzw. zur Normanlage (Kosten, Nabenhöhe, Flächenleistung) am Normstandort (spezifischer Stromertrag).

Hinsichtlich der Standort- und Projektspezifika der Beispielprojekte zeigt sich folgendes Bild:

- Die Beispielprojekte umfassen eine ausgewogene Mischung an WKA-Projekten im Flachland und im voralpinen Bereich. Der Mittelwert der Angaben zur Seehöhe liegt demnach deutlich (197% in Relation zum Normstandort) über dem als Bezugspunkt dienenden Normstandort.

- Die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit kommt im Mittel über alle Beispielprojekte bei 102% in Relation zu jener am Normstandort (6,5 m/s) zu liegen. Bei den einzelnen Projekten zeigt sich eine deutliche Variation der Standortgüte (69% bis 119% in Relation zum Normstandort), der Mittelwert aller Projekte stimmt jedoch gut mit den zur Festlegung des Normstandorts getroffenen Annahmen überein.
- Der rotorflächenspezifische Stromertrag liegt im Mittel der Beispielprojekte bei 104% (in Relation zum Ertrag der Normanlage am Normstandort). Zwischen den einzelnen Projekten zeigt sich auch hier eine große Variation (52% bis 143% in Relation zum spezifischen Ertrag der Normanlage am Normstandort).
- Hinsichtlich der Anlagenausgestaltung ist festzuhalten, dass die Nabenhöhe von Projekt zu Projekt variiert, der Mittelwert (99% in Relation zur Normanlage) aber nahezu deckungsgleich mit jener der Normanlage ist. Bei der Bemessung der Generatoren und der Rotoren ist ebenso eine breite Streuung zu beobachten. Setzt man die Generatorleistung aber in Bezug zur Rotorkreisfläche, so zeigt sich bei dieser als Flächenleistung bezeichneten Kenngröße eine gleichermaßen große Variation: Die Angaben schwanken hier zwischen 77% und 163% und der Mittelwert (106% in Relation zur Normanlage) liegt etwas über jener der Normanlage.
- Bei den Kostenangaben, also den Angaben zu Investitions- und Betriebskosten, ist festzustellen, dass diese im Mittel unter den auf Basis der im Zuge des Gutachtens durchgeführten Datenerhebung bzw. der nachfolgenden Datenbereinigung/Datenharmonisierung liegen. So liegt bei den Betriebskosten der Mittelwert bei 90% im Vergleich zu den Standardannahmen der Normanlage bei Betrieb am Normstandort. Bei den Investitionskosten kommt der Mittelwert aller Angaben bei 93% (im Vergleich zur Normanlage) zu liegen. Investitions- und Betriebskosten variieren jedoch in hohem Maße von Beispielprojekt zu Beispielprojekt wie der Blick auf Abbildung 44 offenbart.

Die Ergebnisse des Fördermodellvergleichs sowie der LCOE-Berechnung werden ebenso in Abbildung 44 dargestellt. Konkret zeigt die Grafik zur Rechten für die 21 repräsentativen Beispielprojekte a) die gutachterlich errechneten Stromgestehungskosten („LCOE“ – vgl. graue Balken in Abbildung 44), b) die aus dem gutachterlichen Modellvorschlag resultierenden Vergütungsätze („Gutachter*innen AzW“ – in Abbildung 44 in Rot dargestellt) und vergleicht diese mit den azW gemäß den obig erwähnten Fördermodellvorschlägen der Branche – konkret c) hellbraune („Referenzertragsmodell (DE)“) und d) blaue Balken („Differenzierungsmodell“) in Abbildung 44.

Der Vergleich der gutachterlichen „LCOE“ mit den resultierenden azW der betrachteten Fördermodelle („Gutachter*innen AzW“, „Referenzertragsmodell (DE)“ und „Differenzierungsmodell“) zeigt folgendes Bild:

- Bei 16 Projektbeispielen⁷² zeigt sich ein klar positives Bild: Das Modell bietet hinreichend Unterstützung und erlaubt im Regelfall die Berücksichtigung der Standortspezifika. Die positiv bewerteten Projektbeispiele beinhalten sowohl Flachland- als auch Gebirgsstandorte mit unterschiedlicher Standortgüte. Hervorzuheben ist hierbei die positive Wirkung der Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenbedingten Ertragsminderung: Diese beeinflusst bei einigen der Projektbeispiele die Wirtschaftlichkeit maßgeblich und erlaubt somit bei zumindest einem der Beispielprojekte eine positive Bewertung, die andernfalls (d.h. ohne Seehöhenzuschlag) negativ ausgefallen wäre.
- Der Vergleich zum Referenzertrags- oder Differenzierungsmodell offenbart, dass jene Modelle aufgrund der aktuellen Marktverwerfungen bei einigen der gemäß Gutachter*innen AzW positiv bewerteten Projekte nur unzureichende Förderanreize gewähren würden. Grund hierfür sind wohl die aktuellen Marktverwerfungen, welche in jenen Fördermodellen noch unzureichend Berücksichtigung fanden.
- Bei 5 Projektbeispielen⁷³ würden die gewährten Anreize nicht ausreichen, um die Standardrendite zu gewährleisten. Hauptgrund hierfür ist die Anlagenkonzeption, da bei diesen Projektbeispielen verhältnismäßig kleine Anlagen, speziell kleine Rotoren in Relation zur Generatorleistung, zur Anwendung kommen. Teils sind aber auch hohe Kosten (d.h. Betrieb- und/oder Investitionskosten) maßgeblich für die unzureichende Förderwirkung. Bei allen fünf Fällen gilt dies für alle drei betrachteten Fördermodelle, denn wie der Fördermodellvergleich gemäß Abbildung 44 veranschaulicht, könnte bei diesen Beispielen weder das Referenzertragsmodell noch das Differenzierungsmodell hinreichende Anreize bieten. Es sei erwähnt, dass bei drei der fünf Projektbeispiele die Unterschiede zwischen Gutachter*innen-azW und LCOE vergleichsweise gering sind, sodass geringfügige Eingriffe in der Projektplanung hinreichend erscheinen, um eine positive Bewertung zu erreichen. Dies umfasst insbesondere Bergstandorte, wo die

⁷² Die Liste an positiv bewerteten Projekten beinhaltet gemäß der in Abbildung 37 angeführten Projektnummer die Beispielprojekte Nr. 1, 2, 5, 6, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18 und 21.

⁷³ Gemäß der in Abbildung 44 angeführten Projektnummer bestünde bei den Projekten Nr. 3, 4, 10, 19 und 20 ein Refinanzierungsproblem falls die Projekte wie geplant bzw. spezifiziert realisiert würden.

in Abschnitt 4.4.4 beschriebene entwickelte Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenbedingten Ertragsminderung sich in hohem Maße als dienlich erwies.

- Hinsichtlich des Fördermodellvergleichs sei erwähnt, dass der gutachterliche Fördermodellvorschlag („Gutachter*innen AzW“) im direkten Vergleich zu den beiden anderen Fördermodellen vielfach ähnliche Charakteristika zeigt. Des Weiteren ist zu beobachten, dass auf Basis des entwickelten gutachterlichen Modells und unter den zugrundeliegenden Finanzierungsbedingungen im Allgemeinen eine im Einklang mit den wirtschaftlichen Erfordernissen (LCOE) passendere Förderung erreicht werden kann als bei den Fördermodellvorschlägen der Branche. Der Modellvergleich zeigt darüber hinaus, dass sowohl das Referenzertrags- als auch das Differenzierungsmodell bei einigen der gemäß Gutachter*innen AzW positiv bewerteten Projekte nur unzureichende Förderanreize gewähren würden. Grund hierfür sind wohl die aktuellen Marktverwerfungen, welche in jenen Fördermodellen noch bis dato unzureichend Berücksichtigung fanden.

In der zweiten Stufe der Plausibilitätsprüfung wurde die Tauglichkeit des entwickelten Fördermodells zur Standortdifferenzierung auf Basis repräsentativer Beispielprojekte durchgeführt. Hier kam das erweiterte Modell zur Anwendung, also inklusive des Ausgleichs seehöhenbedingter Ertragsminderungen gemäß Abschnitt 4.4.4. Berücksichtigte Projektspezifika zu Standort, Kosten und Ertrag basierten hierbei auf Branchenangaben.

Im Resümee kann festgehalten werden, dass das entwickelte Standortdifferenzierungsmodell auch dieser Prüfung standhält. Das Modell bietet für eine Vielzahl der Beispielprojekte hinreichend Unterstützung – zum Großteil angemessener als beim im Zuge eines vereinfachten Fördermodellvergleichs mitbetrachteten Referenzertrags- oder Differenzierungsmodell.

Einige wenige Beispielprojekte der bereitgestellten Liste erscheinen auf Basis der angegebenen Kosten und Ausgestaltungsvarianten unter den Anreizen, die das vorgeschlagene Fördermodell bieten kann, jedoch wirtschaftlich nicht realisierbar. Hier erscheint eine Umplanung der Projekte mit Fokus auf Kosteneffizienz zielführend.

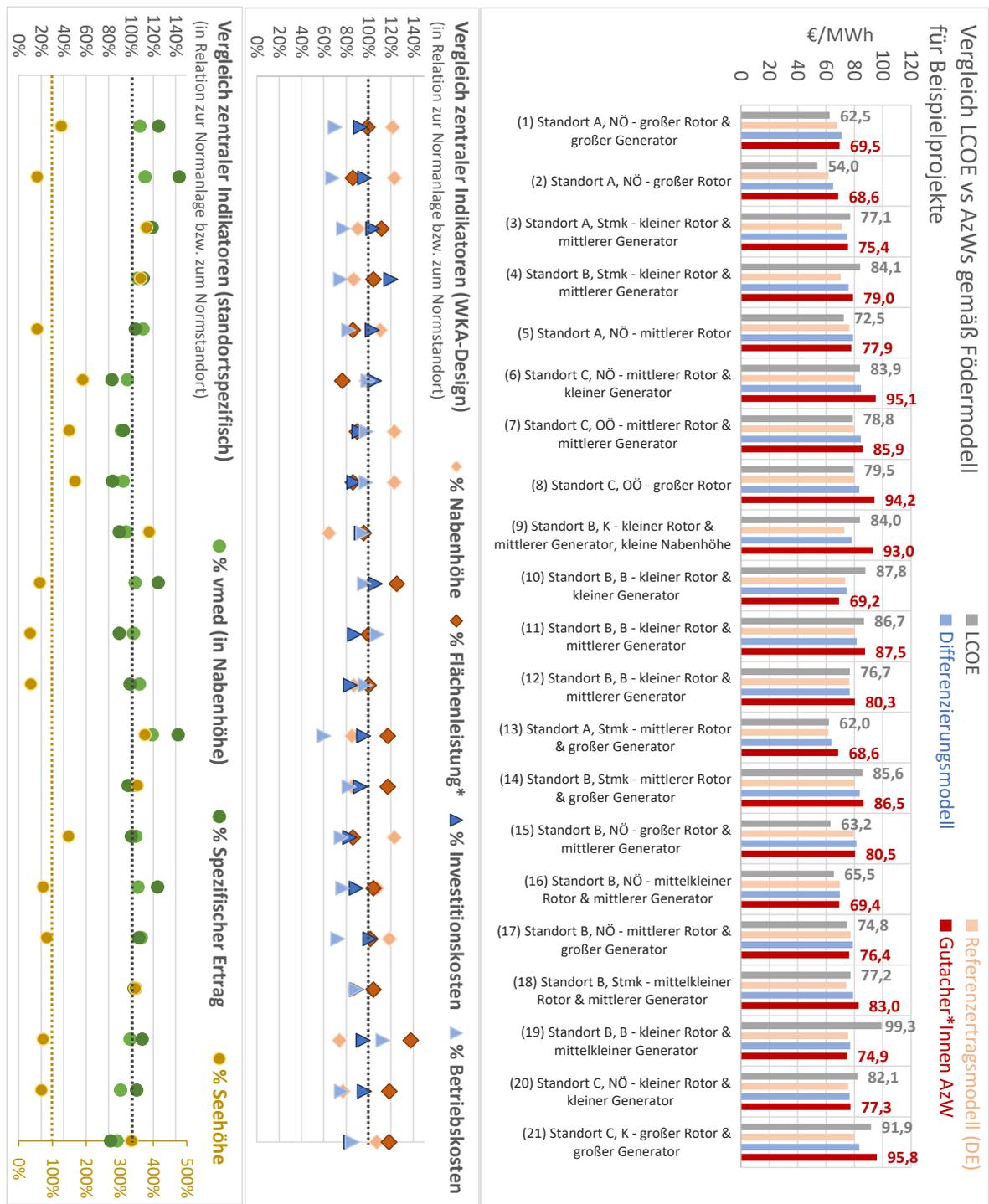


Abbildung 44: Vergleich zentraler Indikatoren zur WKA-Projektierung und zum Standort (in Relation zur Normanlage bzw. zum Normstandort) (links) sowie der Stromgestehungskosten (LCOE) mit resultierenden Vergütungsätzen (azW) gemäß unterschiedlicher Fördermodelle (Gutachter*innen azW vs. Referenzertragsmodell (DE) vs. Differenzierungsmodell) (rechts) anhand der repräsentativen Beispielprojekte für Windenergie in Österreich (Anmerkung: *Die Flächenleistung beschreibt die Generatorleistung je m² Rotorkreisfläche)

4.4.6 Ausgestaltung von Investitionsförderungen für kleine und mittlere Windkraftanlagen

Gemäß § 57 Abs. 1 EAG kann die Neuerrichtung einer Windkraftanlage mit einer EPL von 20 kW bis 1 MW durch Investitionszuschuss gefördert werden. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde demgemäß eine entsprechende Förderempfehlung erarbeitet. Diese Empfehlung sowie deren Erarbeitung wird nachfolgend vorgestellt.

Hinsichtlich eines Vorschlags für die Förderhöhe der Investitionsförderungen galt es, analog zur Vorgehensweise bei der PV, mehrere Kostenbeschränkungen zu beachten. Einerseits darf die Förderung nur maximal 30% der Investitionskosten der WKA laut § 57 Abs. 6 des EAG ausmachen, wobei hier insbesondere darauf zu achten ist, dass nur unmittelbar für die Errichtung oder Erweiterung erforderliche Investitionen zu berücksichtigen sind – explizit ausgenommen sind hiervon beispielsweise Grundstückskosten. Andererseits dürfen laut Art. 41, Abs. 6 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 (Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung AGVO) nur maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einer weniger umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger gefördert werden. Die Deckelung der Förderung auf maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten gilt für Großunternehmen, während mittlere Unternehmen mit maximal 55% und kleine Unternehmen/Private mit maximal 65% gefördert werden dürfen (Art. 41 Abs. 8 AGVO).

Tabelle 42 zeigt eine Aufstellung der beiden oben genannten Förderschranken für das gemäß EAG relevante Anlagenleistungssegment (d.h. 20 kW bis 1 MW). Hierbei ist zu beachten, dass im vordefinierten Leistungsbereich der Markt sehr begrenzt erscheint. So findet man eine Vielzahl an Hersteller*innen und Anlagentypen kleinerer Generatorleistung (bis 20 kW) und ebenso entsprechende Marktdaten, während im Leistungsbereich ab 20 kW bis zu 1 MW das Marktangebot vergleichsweise begrenzt ist. Für die Abschätzung des Förderbedarfs wurde folglich hinsichtlich der Investitionskosten unterstellt, dass diese in den entsprechenden Leistungsbereichen pauschal höher zu liegen kommen als eine marktübliche WKA größerer Leistung. Der angenommene pauschale Aufschlag zur Standardannahme (d.h. 1.520 €/kW zuzüglich 10% aufgrund der aktuellen Marktverwerfungen, vergleiche Abschnitt 2.5) beträgt hierbei 75% im Leistungssegment 20 bis 100 kW sowie 30% im Leistungsbereich größer 100 kW bis 1 MW. Dies deckt sich mit Angaben aus der Branche (vgl. (Winkelmeier, 2021)) und der Literatur (vgl. etwa (Wallasch A. et al., 2019)).

Tabelle 42: Berechnete Schranken der Investitionsförderung kleiner bis mittlerer WKA: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen.

			Kategorie klein 20-100kW _p	Kategorie mittel >100-1000kW _p
Windkraftanlagen	Investitionskosten SUMME	€/kW _p	2.926,00	2.173,60
	30% der Investkosten	€/kW _p	877,80	652,08
weniger umweltfreundliche Vergleichs- technologie	Investitionskosten		433,50	305,50
	umweltrelevante Mehrkosten		2.492,50	1.868,10
	45% der umweltrelevanten Mehrkosten			
	Mehrkosten	€/kW	1.005,98	785,03
	55% der umweltrelevanten Mehrkosten			
Mehrkosten	€/kW	1.229,53	959,48	
65% der umweltrelevanten Mehrkosten				
Mehrkosten	€/kW	1.453,08	1.133,93	

Um eine Empfehlung für die Höhe des Investitionszuschusses in €/kW herzuleiten, der bei Förderentscheidungen als weitere Höchstgrenze heranzuziehen ist, bedarf es zusätzlich zu den beihilferechtlichen Beschränkungen weiterer Orientierungshilfen. Neben der Betrachtung der Erfahrungen mit den historischen Fördersätzen wurde auch eine näherungsweise Vollkostenbetrachtung (LCOE-Berechnung) durchgeführt, bei der der Investitionszuschuss mit den angesetzten Investitionskosten der Windkraftanlage gegengerechnet wird. Auf diese Weise kann die Anreizwirkung möglicher Investitionszuschüsse abgeschätzt und – neben den oben genannten Kriterien – bei der Empfehlung hinsichtlich der Höhe des Investitionszuschusses in €/kW berücksichtigt werden. Der Investitionskostenzuschuss sollte jedenfalls dazu beitragen, das Stromgestehungskostenniveau deutlich zu senken (im Vergleich zur Anlagenerrichtung ohne Förderung).

Die Kostenstruktur basiert auf derselben Herangehensweise wie bei WKA größerer Leistung, wobei Erlöse aus dem Verkauf von HKN nicht berücksichtigt wurden, da der Strom nicht notwendigerweise direktvermarktet werden muss. Weiters wurde für WKA im Leistungsbereich ab 20 bis 100 kW von einem geringeren WACC von 1,2% ausgegangen, um Renditeerwartungen von Anlagenbetreiber*innen kleinerer WKA adäquat abzubilden. Bei WKA im Leistungssegment größer 100 kW bis 1 MW wurde hingegen statt dem WACC_{Standard} der WACC_{Risiko} in Höhe von 5,58% angewandt, um dem höheren Strompreisrisiko bei der Investitionsförderung im Vergleich zur Betriebsförderung Rechnung zu tragen. Zudem wurde ein Eigenverbrauchsanteil von 20% für WKA bis 100 kW angesetzt. Für die Größenkategorie größer 100 kW bis 1 MW wurde von einem

Eigenverbrauch von 10% ausgegangen. Als vermiedener Netzstrombezugspreis wurden zur Berechnung der Eigenverbrauchserlöse die variablen Bestandteile des Strompreises für Gewerbe (129 €/MWh) für WKA bis 100 kW angesetzt, jene für Industrie (102 €/MWh) kamen bei WKA über 100 kW zur Anwendung, in Analogie zu den Ausführungen und Angaben in Abschnitt 3.4.1 bzw. Abbildung 22.

Im Rahmen der 2. EAG-Novelle (BGBl. I Nr. 7/2022) wurde in § 57 Abs. 3 die Möglichkeit verankert, die Höhe des Investitionszuschusses auch nach Engpassleistung zu differenzieren. Seitens der Gutachter*innen wird auf Basis der durchgeführten Marktanalyse und dem damit einher gehenden Berechnungen klar empfohlen hiervon Gebrauch zu machen.

Konkret wird die Einführung von zwei Größenklassen mit folgenden Fördersätzen empfohlen:

- Kategorie 20 kW bis 100 kW: 850 €/kW
- Kategorie größer 100 kW bis 1 MW: 675 €/kW

Aufgrund der großen Heterogenität der Kosten mittlerer WKA (im Leistungsbereich von 100 kW bis 1 MW), den weiteren Förderschranken, welche jedenfalls vorher greifen können, sowie den über dem Strompreisniveau (von im Mittel rund 85 €/MWh in den ersten zehn Betriebsjahren gemäß Hochpreisszenario, vgl. Abschnitt 2.1.4) zu liegen kommenden LCOE (vgl. Tabelle 43) wurde für jene WKA ein Fördersatz empfohlen, welcher geringfügig über der berechneten 30% Schranke zu liegen kommt (vgl. Tabelle 42).

In diese Empfehlung sind u.a. auch die Ergebnisse der nachfolgend näher beschriebenen, näherungsweise Vollkostenbetrachtung (für die Berechnung der LCOE wurde der vorgeschlagene Investitionszuschuss von den gesamten Investitionskosten abgezogen) berücksichtigt worden. Tabelle 43 zeigt die Ergebnisse der Berechnung, wobei in Orange die Stromgestehungskosten samt berücksichtigtem Eigenversorgungsanteil dargestellt sind. Die so berechneten LCOE unter Berücksichtigung des vorgeschlagenen Investitionszuschusses mit (ohne) Eigenverbrauch liegen zwischen 93,6 (94,4) €/MWh und 104,4 (109,4) €/MWh bei den unterstellten Standortqualitäten (d.h. mittlere Windgeschwindigkeit im Bereich 6,6 bis 6,7 m/s, entspricht einer durchschnittlichen Standortklasse B). Die Wirtschaftlichkeit wird generell in hohem Maße von der Standortqualität sowie – mit Blick auf die Eigenversorgungserlösen – vom Netzbezugspreis der Anlagenbetreiber*innen beeinflusst.

Aufgrund der jüngsten Marktverwerfungen in Rohstoff- und Energiemärkten wurden im Rahmen dieses Gutachtens die Auswirkungen dieser auf Inflation und Baukosten analysiert und die gutachterlichen Empfehlungen zu Betriebsförderungen entsprechend angepasst (vgl. Abschnitt 2.5). Auf der Erlösseite wurde als Anpassung das Hochpreisszenario (siehe Abbildung 2) zur künftigen Entwicklung der Strompreistrends herangezogen. Im Mittel der kommenden 20 Jahre liegen hierbei Großhandelsstrompreise rund 48% über dem mittleren Trendszenario. Dieser Anstieg im Vergleich zur Historie wurde folglich auch bei der Eigenversorgungserlösberechnung berücksichtigt (auf die entsprechenden Annahmen zum Netzstrombezugspreis in Tabelle 43 bzw. Abbildung 22 wird verwiesen).

Tabelle 43: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung kleiner bis mittlerer WKA

Technologiefeld:		Wind	Wind
		Standort B, kleine WKA	Standort B, mittlere WKA
<i>Windenergie</i>	<i>Beispielfall:</i>		
Anlagenspezifikation:			
Leistung Windpark	MW	0,02	0,75
Stromerzeugung Windpark	MWh	30	1.388
Volllaststunden	h/a	1.475	1.850
Anzahl WKA	1	1	1
Leistung je WKA	MW	0,02	0,75
Standortspezifikation:			
Standort-Güteklasse		B	B
Nabenhöhe	m	33	65
Rotordurchmesser	m	16	49
Vmed auf 100m	m/s	6,6	6,7
Vmed in Nabenhöhe	m/s	5,0	6,0
Parkwirkungsgrad (inkl. Verluste, EV)	%	82%	82%
Kostenparameter:			
Investitionskosten GESAMT (abzgl. Förderung)	€/kW	2.076	1.499
Investitionskostenzuschuss	€/kW	850	675
Betriebskosten GESAMT			
	€/MWh	23,5	21,2
Finanzierungsbedingungen			
WACC	%	1,20%	5,58%
Inflation (mittel- bis langfristig)	%	2,00%	2,00%
Levelised Cost of Electricity			
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	109,4	94,4
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil			
		alle Werte in €/MWh	
Angenommener Netzstrombezugspreis		129	102
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	107,2	93,6
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	104,4	92,6
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	100,9	91,2
LCOE bei Eigenverbrauch von 50 %	50%	89,6	87,0

Abschließend sei ausdrücklich betont, dass die näherungsweise Vollkostenrechnung hier nur als Hilfsmittel zur Prüfung der effektiven Anreizwirkung eines Investitionszuschusses dient. Beihilfenrechtlich ist diese Betrachtung insofern unbeachtlich, als der Investitionszuschuss ausschließlich auf die Betrachtung der Investitionskosten beschränkt ist, und daher gerade nicht unter dem Aspekt der Betriebskostenanrechnung konzipiert wird. Ausschlaggebend für die beihilfenrechtliche Zulässigkeit sind somit die förderbaren Investitionskosten und der von dieser Basis als Prozentsatz anzusetzende Fördersatz. Sowohl die Festlegung und Anerkennung der förderbaren Investitionskosten als auch der maximale Fördersatz sind beihilfenrechtlich plafoniert – wie bereits im Vorfeld unter Verweis auf die entsprechenden Bestimmungen im EAG und im EU-Beihilfenrecht diskutiert.

*Die Gutachter*innen empfehlen hinsichtlich der Investitionsförderung kleiner bis mittlerer WKA eine Differenzierung der Förderung nach Anlagengröße, konkret die Einführung von zwei Größenklassen und empfehlen hierfür folgende*

Investitionsfördersätze:

- Kategorie 20 kW bis 100 kW: 850 €/kW*
- Kategorie >100 kW bis 1 MW: 675 €/kW*

5 Wasserkraft

5.1 Historische Marktentwicklung

Die Wasserkraft wurde in der Vergangenheit sowohl durch Investitionsförderungen (EPL bis 20 MW) als auch über einen Einspeisetarif (EPL bis 2 MW) gefördert. Der Einspeisetarif folgte einer Produktionsstufenlogik, die bei zunehmender Erzeugung einen degressiven Einspeisetarif vorsah. Abbildung 45 zeigt die resultierenden durchschnittlichen Einspeisetarife der Ökostrom Einspeisetarifverordnung 2018 in Abhängigkeit der Leistung pro MWh vergütetem Strom (verordnete Einspeisetarife, repräsentativ dargestellt in Abhängigkeit der Nennleistung unter Annahme von 4.700 VLH).

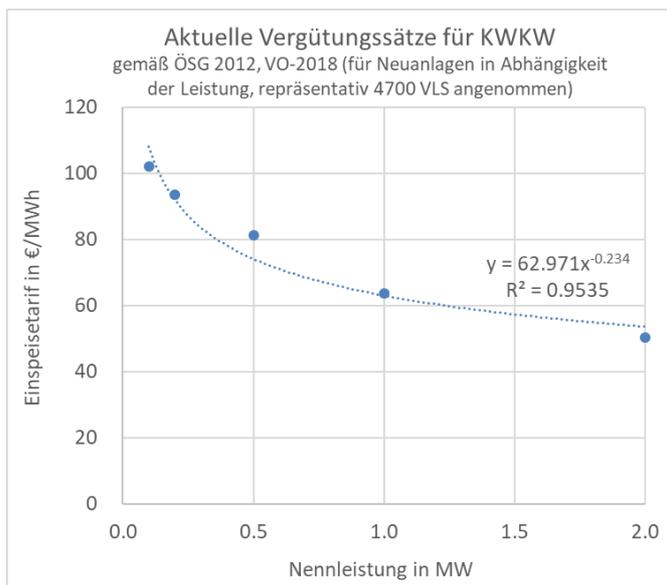


Abbildung 45: Aktuelle Vergütungssätze für neu errichtete Kleinwasserkraftwerke unter Annahme von 4.700 VLH (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ÖSG 2012, VO-2018)

Während im Jahr 2003 noch 858 MW unter der OeMAG kontrahiert war, fielen die installierten Leistungen unter OeMAG Vertrag nach 2005 deutlich niedriger aus und lagen im Jahr 2020 bei 368 MW (siehe Abbildung 46). Die in Abbildung 46 dargestellten Einspeisetarife sind die durchschnittliche Vergütung für alle Kleinwasserkraftanlagen unter OeMAG-Vertrag im entsprechenden Jahr (Vergütungsvolumen geteilt durch die unterstützte Menge).



Abbildung 46: Gegenüberstellung installierte Leistung der Anlagen unter OeMAG-Kontrahierung und durchschnittliche Einspeisevergütung der Kleinwasserkraft (2003-2020) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021f) und (E-Control, 2021k))

Historisch gesehen war die Kleinwasserkraft die Technologie mit den geringsten durchschnittlichen Einspeisetarifen, welche sogar teilweise unter dem Marktpreis lagen. Dies war z.B. der Fall im Jahr 2008, was teilweise die geringe kontrahierte Leistung in diesem Jahr erklären kann. Eine zweite Förderschiene neben der Tarifförderung bot allerdings die Investitionsförderung und war damit wichtiger Baustein des Wasserkraftausbaus. Die Investitionszuschüsse ergaben von 2008 bis 2019 im Bereich der Kleinwasserkraft einen durchschnittlichen jährlichen Zuwachs von 20 MW und im Bereich der mittleren Wasserkraft von 11 MW (Tabelle 44).

Tabelle 44: Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021k))

EPL (MW) – Zuwachs kumuliert	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kleinwasserkraft	3	24	44	79	101	133	163	199	207	213	229	245
Mittlere Wasserkraft	0	16	16	35	55	67	81	96	96	96	96	132
Kleine und mittlere Wasserkraft	3	40	60	114	156	200	244	295	304	310	325	377

Die mengenmäßige Begrenzung des Wasserkraftzubaues lag oftmals eher an den begrenzten Fördermitteln als an der mangelnden Attraktivität. Geplante sowie zusätzliche Unterstützungsvolumina der letzten Jahre waren oft ausgeschöpft, so dass sich darüber hinaus Wartelisten bildeten (Proidl & Sorger, 2017). Im Frühjahr 2021 (Stand 19. April

2021) waren dagegen sowohl in der Tarifförderung für die Kleinwasserkraft als auch in der Investitionsförderung für kleine und mittlere Wasserkraft noch Fördermittel vorhanden (OeMAG, 2021d). Die einzige Technologie, für die die Fördermittel ebenfalls noch nicht ausgeschöpft war, war Biogas, was darauf hindeuten kann, dass bei der Wasserkraft neben begrenzten Mitteln zu diesem Zeitpunkt entweder die Förderhöhe oder weitere Barrieren den Ausbau im Vergleich zu anderen Technologien erschwerten.

5.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele

Die Ausbauziele laut § 4 Abs. 4 des EAG sehen ausgehend von der Stromproduktion des Jahres 2020 5 TWh zusätzliche jährliche Erzeugung aus Wasserkraft bis zum Jahr 2030 vor. Dieses Ziel ist im Vergleich zu den Technologien Wind (10 TWh) und Photovoltaik (11 TWh) zwar geringer, angesichts des hohen Ausbaugrades der Wasserkraft in Österreich und der ökologischen Kriterien, die das EAG für deren Ausbau vorsieht, aber dennoch ambitioniert. Unter Annahme von 4.700 Volllaststunden entspricht dieser Zubau gut 1 GW an zusätzlicher installierter Leistung im Jahr 2030. § 49 Abs. 2 des EAG sieht als Vergabevolumen für Wasserkraftanlagen jährlich mindestens 90.000 kW vor (vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 46 Abs. 3). Dieses Minimalziel ist mehr als doppelt so hoch wie der bisherige jährliche Zuwachs an kleiner und mittlerer Wasserkraft durch Investitionszuschüsse (ca. 30 MW) (siehe Tabelle 44).

5.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten

Die Wasserkraft soll laut EAG § 49 mittels Marktprämie gefördert werden. Des Weiteren wurde als Alternative zur Marktprämienförderung für kleine Wasserkraftanlagen (bis zu einer Engpassleistung von 2 MW) ein Investitionsförderschema etabliert, vgl. EAG § 56a. Anlagengrößen über 2 MW können ebenfalls durch Investitionszuschuss gefördert werden, sofern nicht ausgeschöpfte Mittel nach § 27 ÖSG 2012 vorhanden sind. Der für die Berechnung der Marktprämie notwendige azW ist administrativ festzulegen. Grundsätzlich ist bei der Berechnung der azWs der Betriebsförderung für die Wasserkraft die Differenzierung nach Neuerrichtung, Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes, Erweiterung und Revitalisierung sowie nach Jahresstromproduktion und dem Grad der Revitalisierung der geförderten Anlage möglich (vgl. EAG § 47 Abs. 2 Z 5). Im Rahmen der Investitionsförderung ist eine Unterscheidung nach Neuerrichtung und Revitalisierung (vgl. EAG § 56a Abs. 2) sowie Engpassleistung (vgl. EAG § 56a Abs. 3)

zulässig. Im Grundsatz erscheint eine Differenzierung der Förderhöhen nach Leistung und weiteren Kriterien auf dem Gebiet der Wasserkraft in hohem Maße sinnvoll, da hier Kostenunterschiede zwischen Kleinst-, Klein- und mittleren bis hin zu großen Wasserkraftwerken bestehen, welche es im Sinne einer effizienten Fördergeldnutzung zu berücksichtigen gilt. Die genaue Analyse der vorliegenden Marktdaten bietet hierüber Aufschluss.

Im Rahmen dieses Gutachtens wurden aktuelle Investitions- und Betriebskosten von Wasserkraftanlagen analysiert, um darauf aufbauend eine Vollkostenbetrachtung für die Prämienberechnung durchzuführen. Die Gutachter*innen unterscheiden im Folgenden nach Neuerrichtung, Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes und Revitalisierung, von der im Gesetzestext möglichen weiteren Differenzierung für Erweiterungen⁷⁴ wurde nicht Gebrauch gemacht. Der Grund hierfür liegt in der mangelnden Evidenz von bisherigen Erweiterungsprojekten. Eine fundierte Unterscheidung dieser im Vergleich zur Revitalisierung erschien daher nicht möglich und auch nicht zielführend.

Grundlage der Analyse bildeten verschiedene Datenquellen, die Hauptquellen waren:

- Betreiberdatenerhebung 2019 der E-Control (E-Control, 2019a)
- Statistische Daten zu bisherigen Investitionszuschüssen der Wasserkraft (OeMAG, 2021i)
- Daten, die von (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021) zu technischen und ökonomischen Details der Wasserkraft bereitgestellt wurden

5.3.1 Neuerrichtung

Investitionskosten

Zur Bestimmung der Stromgestehungskosten und damit der azWs für neu errichtete Anlagen lagen Daten zu Investitionskosten von (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i)

⁷⁴ Begriffsbestimmung laut EAG § 5 Abs. 1 Z 18: Die Erhöhung der Engpassleistung durch eine Änderung des ursprünglichen Anlagenbestandes, sofern es sich um keine Revitalisierung handelt.

(Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021) vor (siehe Abbildung 47). Auch bei der Wasserkraft wurde die Methode des gestutzten Mittels angewandt (analog zu den anderen Technologien, wie erklärt in Kapitel 3.3.1 und Abbildung 15). Bei der Wasserkraft gab es die Besonderheit, dass ein Großteil der Quellen Projektkosten aus weiter zurückliegenden Jahren berichtete: Die Kosten der Projekte von (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) stammen aus den Jahren 2013 bis 2018, die der (OeMAG, 2021i) aus den Jahren 2008 bis 2020. Die Investitionskosten aus diesen beiden Quellen wurden daher mit dem Baupreisindex für den Hoch- und Tiefbau gesamt valorisiert. Falls das Inbetriebnahmedatum bekannt war, was für den Großteil der Kleinwasserkraftprojekte in den Daten der (OeMAG, 2021i) zutraf, wurde das spezifische Jahr herangezogen. Andernfalls wurden die Kostenangaben ausgehend vom Basisjahr 2015 auf €₂₀₂₀ valorisiert⁷⁵ (Statistik Austria, 2022b). Letzteres betraf die mittleren Wasserkraftprojekte sowie einzelne Kleinwasserkraftprojekte ohne Inbetriebnahmedatum der (OeMAG, 2021i), sowie alle Projektdaten der (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a). Nach Bereinigung der Quellen um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte standen bei den Investitionskosten 411 Werte zur Auswertung zur Verfügung. Es zeigt sich einheitlich über alle Quellen ein degressiver Kostentrend der spezifischen Investitionskosten mit zunehmender Leistung, welcher sich bei den größeren Anlagensegmenten abschwächt.

Die Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft wurden um die von den Betreiber*innen angegebenen Netzkosten reduziert. Die durchschnittlich (nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10%) angegebenen Netzkosten der Betreiber*innen der neu errichteten Wasserkraft betragen 157 €/kW (E-Control, 2019a). Dieser Kostenteil wurde von den ermittelten Investitionskosten abgezogen. Zu den verbleibenden Investitionskosten wurden anschließend die Netzkosten wie in Kapitel 2.3 beschrieben konsistent über alle Technologien und unter Berücksichtigung der neuesten Kostenentwicklungen und Netztarifizierung hinzugefügt, um die azWs zu ermitteln.

In den bereitgestellten Daten der (E-Control, 2019a), der (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und von (Oesterreichs Energie, 2021) sind alle Kostenparameter der Investitionskosten enthalten. Da den Daten der (OeMAG, 2021i) die statistische Auswertung der Investitionszuschüsse für Wasserkraft zugrunde liegt, können hier fallweise Kosten, die im Zuge der Investitionsförderung bis jetzt nicht förderbar waren

⁷⁵ Der Index für das Jahr 2020 für das Basisjahr 2015 beträgt 112,5.

(z.B. Teile der Planungskosten und bestimmte ökologische Kosten) nicht enthalten sein. Abbildung 47 zeigt allerdings, dass die Daten der OeMAG keine auffallend negative Tendenz im Vergleich zu (E-Control, 2019a) aufweisen.

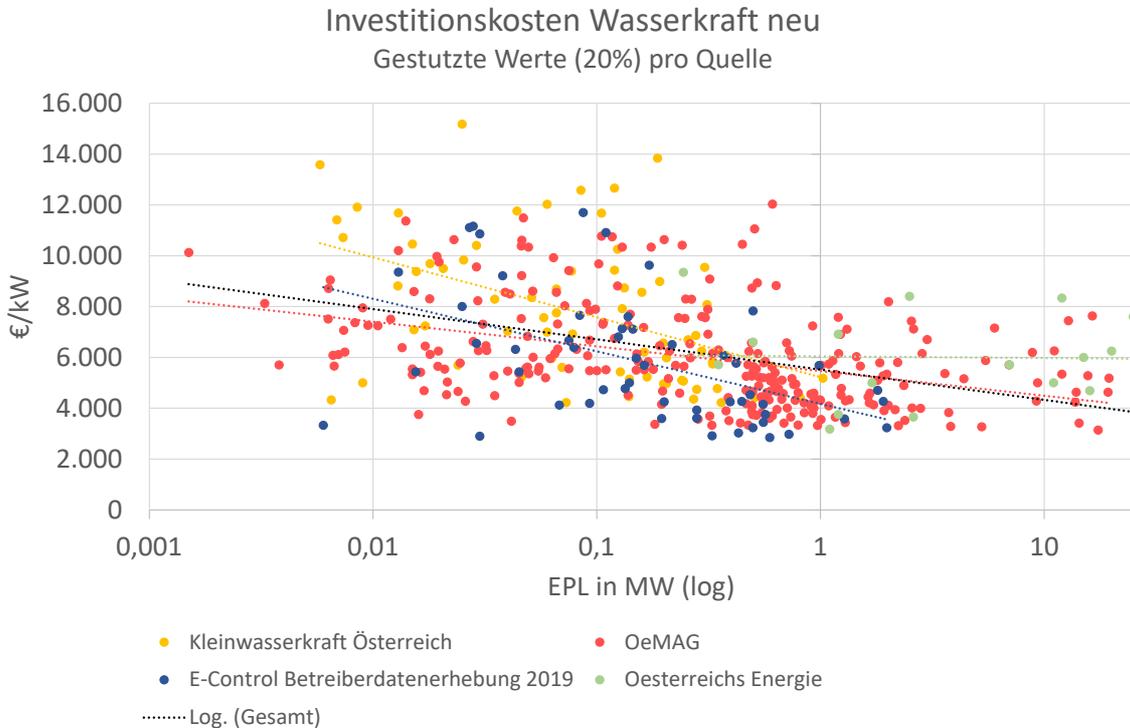


Abbildung 47: Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft, Darstellung der gestutzten Werte pro Quelle (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Aus den Daten lässt sich erkennen, dass ab einer bestimmten Anlagengröße der degressive Kostentrend abgeschwächt bzw. sogar leicht umgekehrt wird. Daher wurde die Herangehensweise so gewählt, dass für die Anlagen bis 1 MW der lineare Kostentrend zur Investitionskostenbestimmung für die LCOE Berechnung herangezogen wird und darüber der arithmetische Mittelwert aller Anlagen über 1 MW (5.181 €/kW, siehe Abbildung 48).

Der lineare Trend hat zur Folge, dass Anlagen am größeren Ende des Trends knapp unter der 1 MW Grenze mit sehr geringen Kosten in die Berechnung mit eingehen würden, welche unter dem Mittelwert der größeren Anlagen zu liegen käme (5.181 €/kW). Um diesen durch die Kombination verschiedener Trendberechnungsmethoden erzeugten Effekt abzuschwächen, wird in der Berechnung der azWs dieser Knick geglättet (siehe Kapitel 5.4.2). Diese Herangehensweise ermöglicht, den Investitionskosten der verschiedenen Größenklassen über eine große Spanne an Leistungsgrößen gerecht werden zu können. Die alternative Vorgehensweise wäre ein gemeinsamer Trend über alle

Größenklassen, welcher dann aber je nach Wahl des Trends große oder kleine Anlagen unzulänglich abgebildet hätte, also z.B. die Kosten der großen Anlagen unterschätzt hätte.

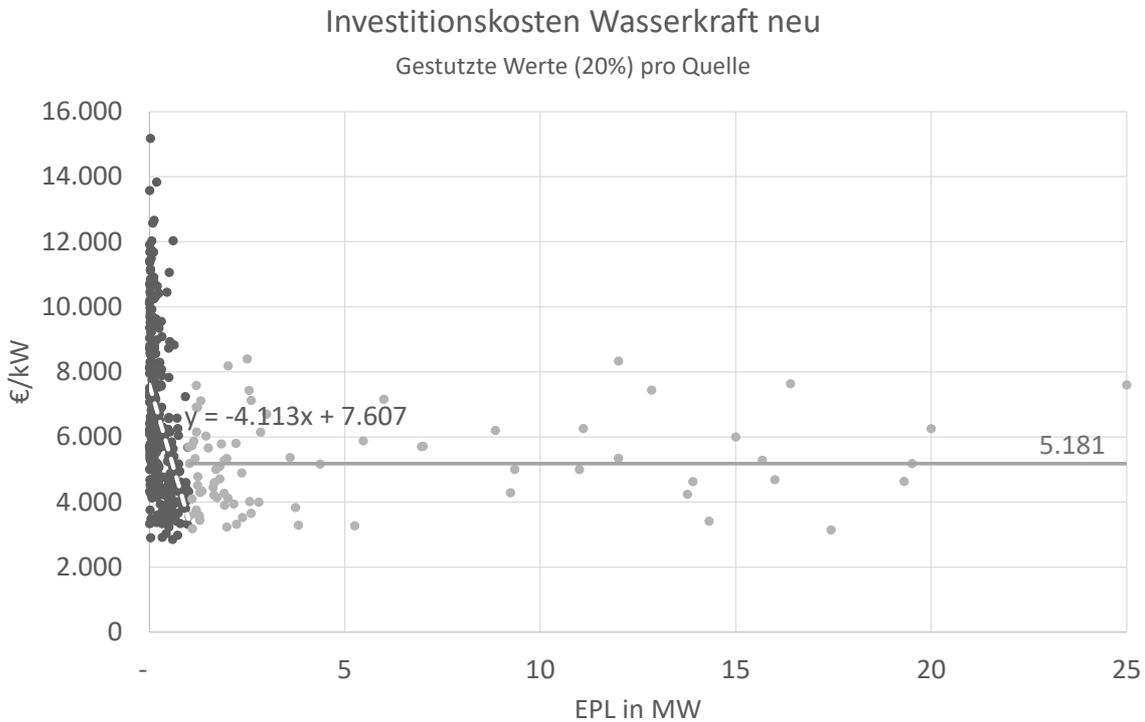


Abbildung 48: Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft in gemeinsamer Darstellung (bereinigt um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte jeder Quelle). Für Anlagen bis 1 MW ist ein linearer Trend dargestellt, für Anlagen über 1 MW der arithmetische Mittelwert. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Des Weiteren wird keine Unterscheidung zwischen einer 25 MW Anlage und den ersten 25 MW einer größeren Anlage gemacht, welche ebenso förderfähig sind (analog dazu die ersten 25 MW einer Revitalisierung) (vgl. EAG § 10 Abs. 1 Z 1). Dies hat zum einen die dafür nicht ausreichende Datenlage zum Grund und zum anderen die degressive Vergütung durch das Produktionsstufenmodell bei der Wasserkraft (siehe Kapitel 5.4.2).

Betriebskosten

Sowohl für neue als auch für revitalisierte Wasserkraftanlagen standen Daten für die Betriebskosten von (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021) zur Verfügung (siehe Abbildung 49). Da bei der Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) die Erzeugungsmengen z.T. nur wenige Monate abdecken bzw. aufgrund der Auswahl einzelner Jahre keinen Rückschluss auf repräsentative Volllaststunden zulassen, wurden die angegebenen Betriebskosten (€/a) mit den durchschnittlichen Volllaststunden der

Anlagen gleicher Größe (siehe Tabelle 45) aus den Daten der (OeMAG, 2021i) in spezifische Betriebskosten umgerechnet. Diese Volllaststunden decken mehr Jahre und Anlagen (n=425) ab und bieten damit ein deutlich repräsentativeres Bild. Betriebskosten direkt von der (OeMAG, 2021i) standen nicht zur Verfügung.

Tabelle 45: Mittelwerte der Volllaststunden nach Größenklassen, welche zur Berechnung der Betriebskosten herangezogen wurden (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

Größenklassen Wasserkraft (neu und revitalisiert)	0-100 kW	101-200 kW	201-500 kW	500 - 1.000 kW	Über 1.000 kW
Mittelwert von Volllaststunden	5.393	5.012	4.736	4.066	4.188

Daraus ergeben sich folgende Betriebskosten für die neu errichtete Wasserkraft:

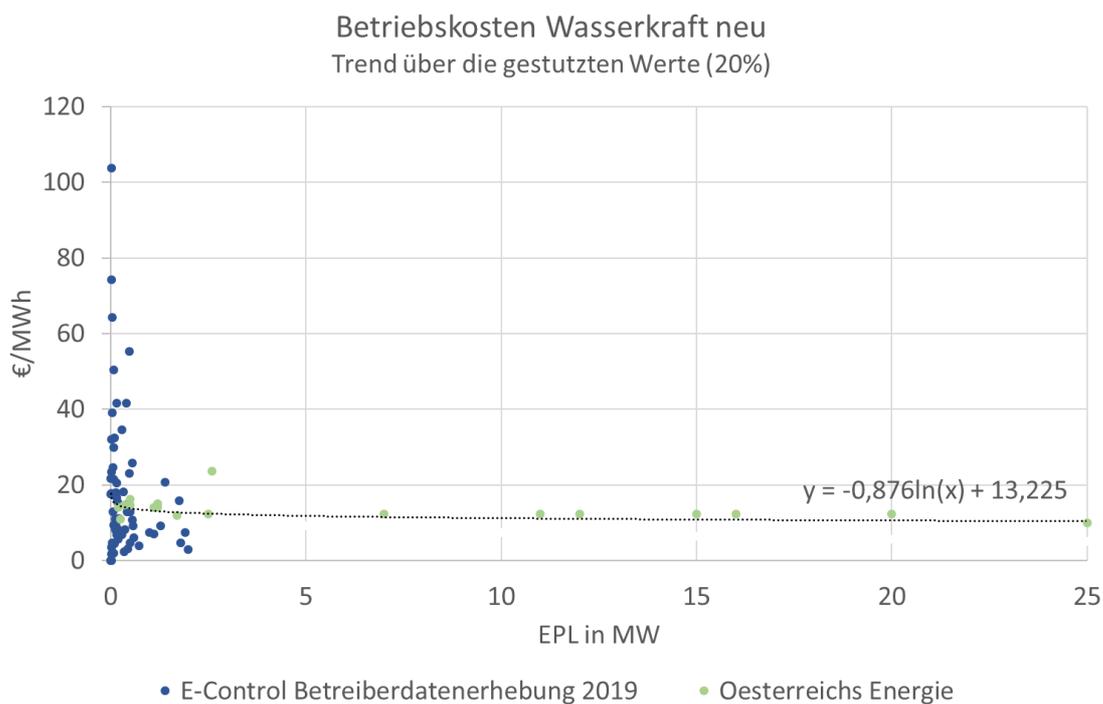


Abbildung 49: Betriebskosten der neu errichteten Wasserkraft. Der logarithmische Trend basiert auf den um die oberen und unteren 10% bereinigten Werten beider Quellen gemeinsam. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Bei den Betriebskosten wurden aufgrund von geringerer Datenverfügbarkeit beide Quellen gemeinsam bereinigt. Außerdem wurden im Gegensatz zu den Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft keine separaten Trends für Anlagen bis 1 MW und darüber gebildet, sondern ein gemeinsamer logarithmischer Trend, da sich zeigte, dass dieser das gesamte Anlagengrößenspektrum angemessen abbilden kann (siehe Abbildung

49). Es wurde bei den Betriebskosten der neuen sowie auch der revitalisierten Anlagen davon ausgegangen, dass die laufenden Kosten für Drehstromzählung sowie Systemdienstleistungsentgelt und Netzverlustentgelt (für die Anlagengrößen >5 MW) in den ausgewerteten Betriebskosten bereits enthalten sind. Für Erlöse aus dem Verkauf von HKN wurden bei der Neuerrichtung, wie auch bei der Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes und der Revitalisierung, einheitlich 0,98 €/MWh angenommen (siehe Herleitung Kapitel 2.3.6).

5.3.2 Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes

Laut EAG § 47 Abs. 5 ist bei der Förderung der Wasserkraft die Differenzierung nach Neuerrichtung und Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes zulässig. Aus der aktuellen Fassung des EAG lässt sich keine exakte Definition des Begriffes „Querbauwerk“ ablesen. Den Recherchen der Gutachter*innen nach handelt es sich um nicht fischpassierbare Barrieren, die das Fließkontinuum des Gewässers unterbrechen. Somit können Querbauwerke verschiedenste Formen aufweisen, z.B. Granitfelsen, Treppen, Sohlstufen, Wehre, etc. (siehe Beispiele in Abbildung 50).



Abbildung 50: Verschiedene mögliche Querbauwerke (Quelle: (Kleinwasserkraft Österreich, 2021b))

Daher lässt sich aus dem reinen Vorhandensein eines Querbauwerkes noch keine Aussage zu Kosteneinsparungen gegenüber einer Neuerrichtung ohne vorhandenem Querbauwerk treffen. Die Kosten können sowohl geringer als auch höher sein, wenn z.B. bestehende Bauwerke erst noch entfernt werden müssen, bevor der Neubau möglich wird. Diese Auffassung wurde den Gutachter*innen auch von der (KPC, 2021)⁷⁶ bestätigt, die aus ihren bisherigen Erfahrungswerten keine generelle Kostenersparnis aus dem Vorhandensein eines Querbauwerkes schließen kann. Nichtsdestotrotz kann es zu einer Ersparnis kommen, wenn vorhandene Wehre gut genutzt werden können. Aufgrund der mangelnden Evidenz der Einsparungen empfehlen die Gutachter*innen folglich, hier keine Unterscheidung bzgl. der Gesamtinvestitionskosten zu treffen.

Ein wichtiger Unterschied ist dennoch bei der Berechnung der azWs zu beachten, da die Kosten für ökologische Maßnahmen wie Fischaufstiegshilfen bei neu errichteten Anlagen über die Förderungen im Rahmen des EAG gedeckt werden, bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes und Revitalisierungen dagegen nicht. Dies hat zum Hintergrund, dass Maßnahmen zur Verbesserung des ökologischen Zustandes von Fließgewässern Förderungen im Rahmen des Umweltförderungsgesetzes (UFG)⁷⁷ erhalten können. Die Maßnahmen zur Reduktion der hydromorphologischen Belastung der Gewässer umfassen die Verbesserung der Durchgängigkeit (z.B. Fischaufstiegshilfen), welche bei ökologischen Maßnahmen bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes und Revitalisierung der Fall ist. Bei den Berechnungen der azWs für diese beiden Wasserkraftwerksklassen wird folglich im Rahmen dieses Gutachtens davon ausgegangen, dass entsprechende UFG Fördermittel zur Anwendung kommen. Bei einer Neuerrichtung wird dagegen keine Verbesserung des hydromorphologischen Zustandes erreicht und es kann keine Förderung im Rahmen des UFG in Anspruch genommen werden, daher werden hier die Kosten für die ökologischen Maßnahmen bei der Berechnung der azWs berücksichtigt.

Eine detaillierte Betrachtung der Daten von (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) zeigt einen Anteil der ökologischen Kosten an den Gesamtinvestitionskosten von 7,2%, wenn nur Neubauten berücksichtigt werden. Berücksichtigt man alle Anlagen inklusive Revitalisierungen, so zeigt sich eine Schwankungsbreite dieses Kostenbestandteils an den

⁷⁶ Die Kommunalkredit Public Consulting begutachtete im bisherigen Förderregime die durch die OeMAG per Investitionsförderung geförderten Wasserkraftprojekte.

⁷⁷ Bundesgesetz über die Förderung von Maßnahmen in den Bereichen der Wasserwirtschaft, der Umwelt, der Altlastensanierung, zum Schutz der Umwelt im Ausland und über das österreichische JI/CDM-Programm für den Klimaschutz

Investitionskosten von 2,3-15,5%. Von (Österreichs Energie, 2021) wurde eine Kostenspanne von 7-10% angegeben. Die Gutachter*innen empfehlen daher einen Abschlag für die Investitionskosten bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes von 8%.

Gemäß aktueller (Stand Februar 2022) UFG Richtlinien kann eine Förderung unabhängig von der Größe der Anlage beantragt werden, wobei erwartet wird, dass diese Richtlinien bis Ende des Jahres unverändert bleiben. Im Entwurf für die neuen Richtlinien ist dagegen keine Förderung für Fischaufstiegshilfen bei Anlagen > 10 MW vorgesehen (sehr wohl für allfällige andere ökologische Maßnahmen), da von (BMLFUW, 2017) festgestellt wurde, dass die Errichtung einer Fischaufstiegshilfe bei Anlagen > 2 MW auch ohne Förderung verhältnismäßig sei. Dieser Argumentation folgend wurde der Abschlag für die Investitionskosten bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes von 8% im Rahmen des vorliegenden Gutachtens daher für alle Größenklassen angewandt. Das bedeutet, dass bei einem eventuellen späteren Wegfall der UFG-Förderung für Fischaufstiegshilfen für revitalisierte Anlagen über 10 MW diese Kosten auch nicht von der im vorliegenden Gutachten vorgeschlagenen EAG Betriebsförderung abgedeckt sind.

5.3.3 Revitalisierung

Laut EAG § 10 Abs. 1 Z 1 lit. b sind revitalisierte Wasserkraftanlagen mit einer EPL bis 1 MW (nach Revitalisierung) sowie revitalisierte Wasserkraftanlagen mit einer EPL über 1 MW (nach Revitalisierung) für maximal die ersten zusätzlichen 25 MW (gemäß der mit 28. Juli 2021 in Kraft getretenen Fassung des EAG) durch Marktprämie förderfähig. Erhöht sich bei einer Revitalisierung nur das Regelarbeitsvermögen (RAV), ist für die Bemessung der maximalen Förderung die aliquote Engpassleistungssteigerung maßgeblich. Die hier berechneten LCOE für die revitalisierten Wasserkraftanlagen bis 1 MW wurden somit auf die gesamte Erzeugung (nach Revitalisierung) umgelegt. Dies hat zur Folge, dass diese geringer sind, als wenn sie nur auf die zusätzliche Erzeugung umgelegt würden (wie bei >1 MW der Fall). Dafür wird für diese Anlagen die gesamte und nicht nur die zusätzliche Erzeugung nach Revitalisierung über die Marktprämie abgesichert.

Unterscheidung nach Grad der Revitalisierung

Aufgrund der Förderung der gesamten Erzeugung revitalisierter Wasserkraftanlagen bis 1 MW ist der Grad der Revitalisierung ein wichtiger Faktor, um die azWs zu bestimmen. Als Grad der Revitalisierung wird im Folgenden die zusätzliche EPL/das zusätzliche RAV in

Bezug auf die Ausgangs-EPL/das Ausgangs-RAV vor der Revitalisierung verstanden. Abbildung 51 zeigt, dass die Investitionskosten (bezogen auf die EPL nach Revitalisierung) mit dem Grad der Revitalisierung zunehmen. Je größer die Revitalisierung im Vergleich zur Gesamtanlagengröße ist, desto höher sind die Investitionskosten für die Revitalisierung umgelegt auf die Gesamtanlagengröße (nach Revitalisierung). Aufgrund dieses Effekts ist daher zu empfehlen, für die azWs der revitalisierten Wasserkraftanlagen bis 1 MW eine Unterscheidung nach Grad der Revitalisierung vorzunehmen (bezogen auf das Maximum aus EPL und RAV). Es wird außerdem darauf hingewiesen, dass die verschiedene Behandlung von revitalisierten Wasserkraftanlagen bis und größer 1 MW zu unerwünschten Markteffekten führen könnte, wenn Revitalisierungsgrößen künstlich so gewählt werden, dass die 1 MW nicht überschritten werden (z.B. 200 kW EPL-Erhöhung anstatt 300 kW bei einer 800 kW Anlage). Diese Problematik basiert nicht auf der konkreten Leistungsgröße von 1 MW, sondern auf der Tatsache, dass man innerhalb einer Technologie zwei unterschiedliche Berechnungsmethoden für die azWs anwendet, welche sich durch die unterschiedliche Berücksichtigung der bestehenden Erzeugung aufgrund eines festgelegten Grenzwertes ergeben.

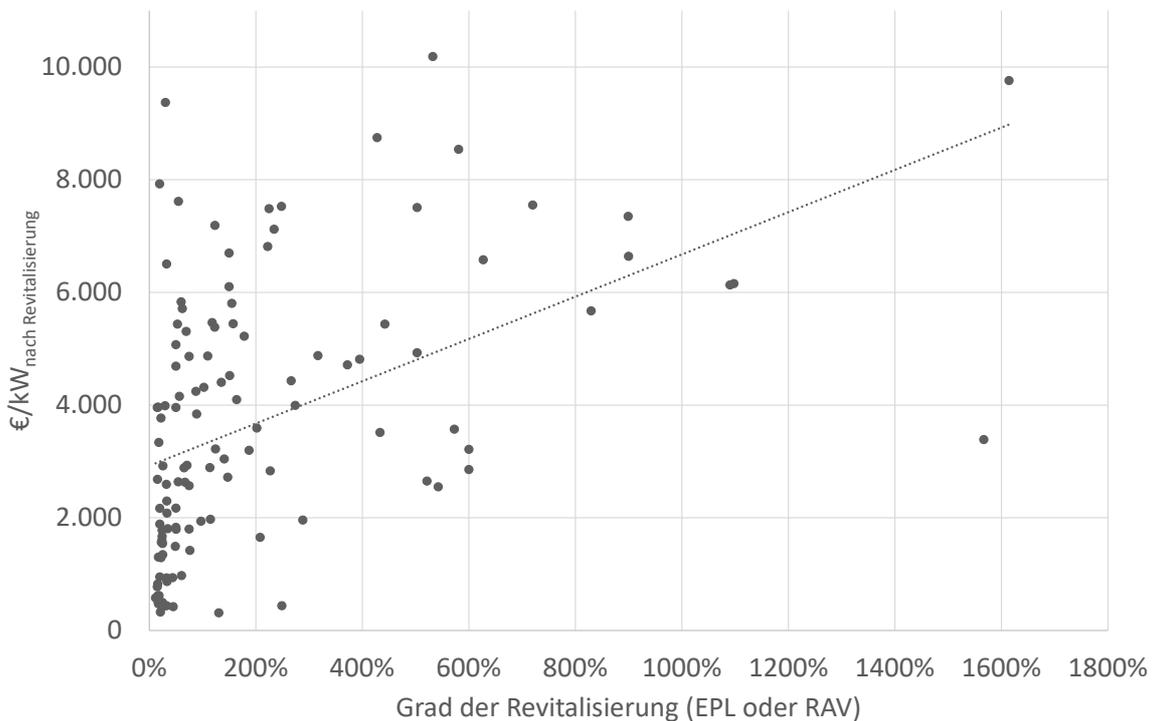


Abbildung 51: Investitionskosten in €/kW (EPL nach Revitalisierung) in Abhängigkeit des Grads der Revitalisierung (bezogen auf EPL oder RAV⁷⁸) für Anlagen bis 1 MW. Aus Darstellungsgründen sind

⁷⁸ Das Maximum aus EPL- und RAV-Zuwachs wurde herangezogen.

Datenpunkte mit einem Revitalisierungsgrad von >1.800% nicht dargestellt, aber in der Berechnung berücksichtigt (betrifft n=4 Datenpunkte). (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (Oesterreichs Energie, 2021))

Basierend auf den zur Verfügung stehenden Daten der (OeMAG, 2021i) und (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) empfehlen die Gutachter*innen eine Unterteilung in folgende Grade der Revitalisierung: Bis 60%, 61-200%, und größer als 200%.

Investitionskosten

Investitionskosten für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Zusätzlich zum Grad der Revitalisierung sind die Investitionskosten selbst ein starker Einflussfaktor auf die Höhe der LCOE und damit der azWs. Abbildung 52 zeigt die Investitionskosten bezogen auf die EPL nach Revitalisierung für die revitalisierten Wasserkraftwerke bis 1 MW. Analog zur Vorgehensweise bei der neu errichteten Wasserkraft wurden die Daten von (OeMAG, 2021i) und (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) mit dem Baupreisindex für den Hoch- und Tiefbau gesamt valorisiert (Statistik Austria, 2022b) (vgl. Abschnitt 5.3.1). Es zeigt sich einheitlich über alle Quellen ein degressiver Trend. Für die Auswertung der Investitionskosten der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW standen 124 Datenpunkte (nach Bereinigung) zur Verfügung.

Aus den Daten der Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) geht der Grad der Revitalisierung nicht hervor. Daher können diese nicht zur Ermittlung der Investitionskosten für revitalisierte Wasserkraftanlagen bis 1 MW herangezogen werden. Wie aber in Abbildung 52 ersichtlich, bestätigen die Investitionskosten aus den Daten der (E-Control, 2019a) gut die Angaben der verfügbaren anderen Quellen, die aufgrund der zusätzlichen Information des Revitalisierungsgrades verwendet werden können. Die Investitionskosten (bezogen auf $EPL_{nach\ Revitalisierung}$) unterscheiden sich demnach für die revitalisierten Wasserkraftanlagen bis 1 MW nach Revitalisierungsgrad und $EPL_{nach\ Revitalisierung}$.

Investitionskosten Wasserkraft bis 1 MW (nach Revitalisierung)

Gestutzte Werte (20%) pro Quelle

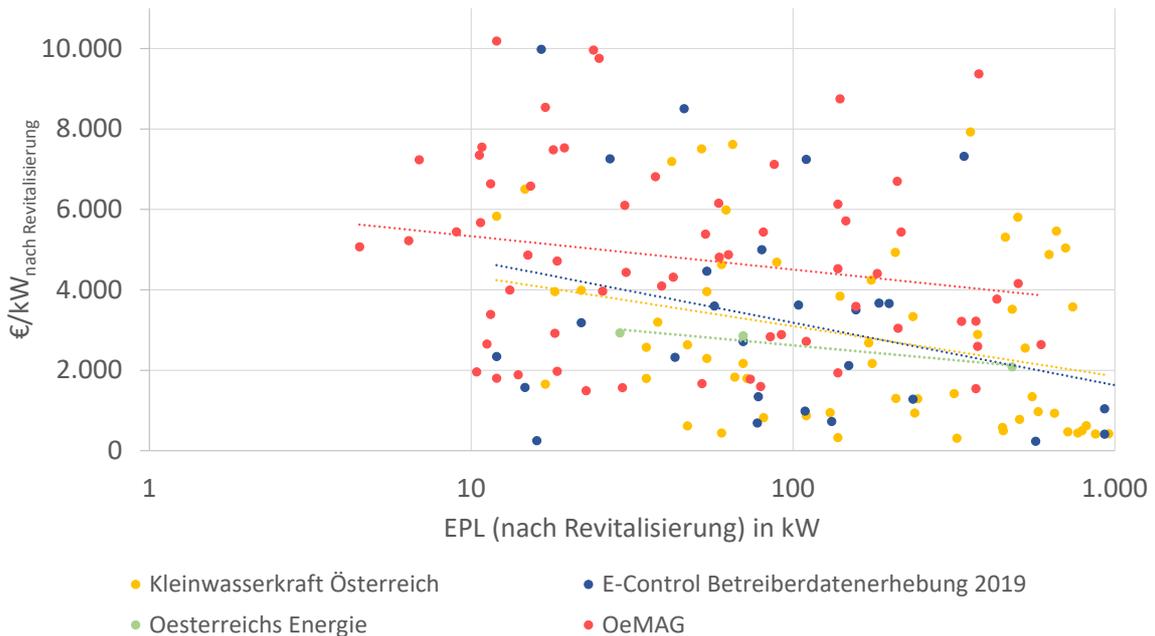


Abbildung 52: Investitionskosten Wasserkraft bis 1 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf die EPL nach Revitalisierung. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Für die Berechnung der azWs werden folglich für die drei unterschiedenen Revitalisierungsgrade unterschiedliche Trends abgeleitet (basierend auf den Gesamtdaten aus Abbildung 52) wie in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt (siehe Abbildung 53 bis Abbildung 55). Bei der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW (nach Revitalisierung) wurde ein linearer Trend zugrunde gelegt, da die Spanne der Größenklassen deutlich geringer ist als bei der revitalisierten Wasserkraft >1 MW.

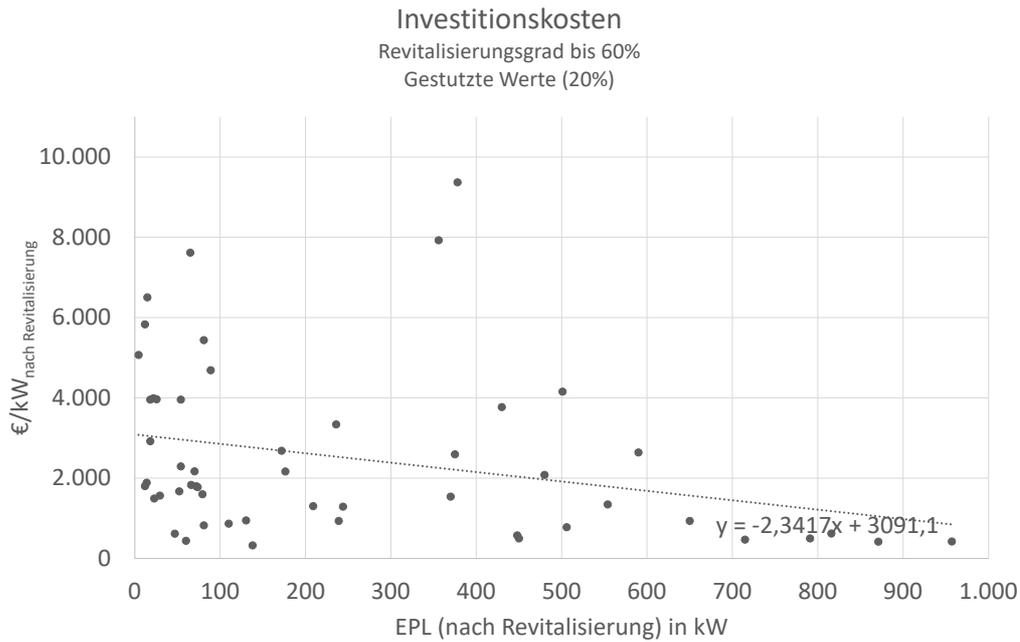


Abbildung 53: Investitionskosten in €/kW_{nach Revitalisierung} für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad bis 60%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))

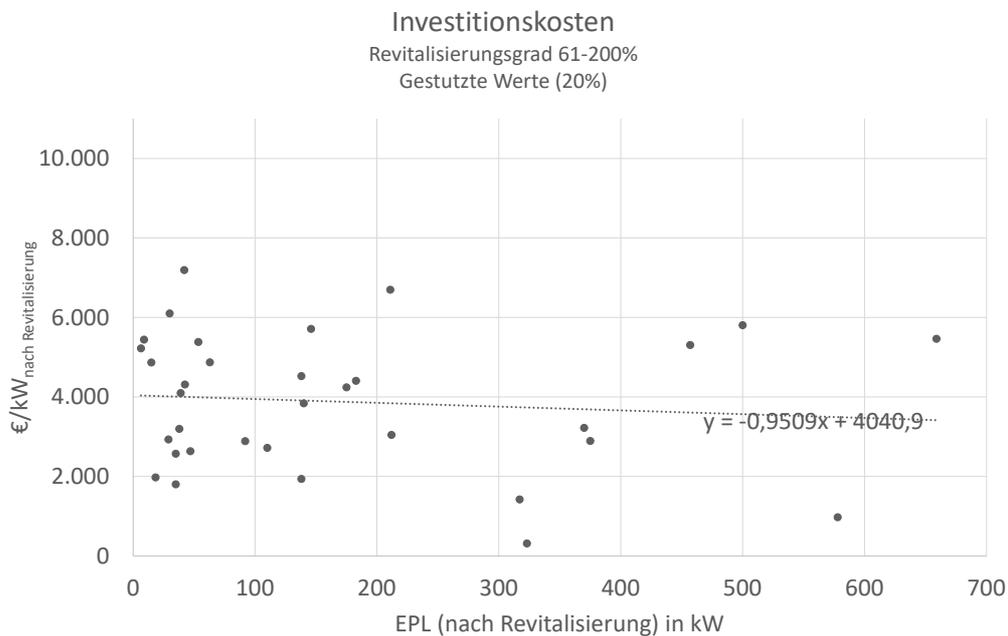


Abbildung 54: Investitionskosten in €/kW_{nach Revitalisierung} für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))

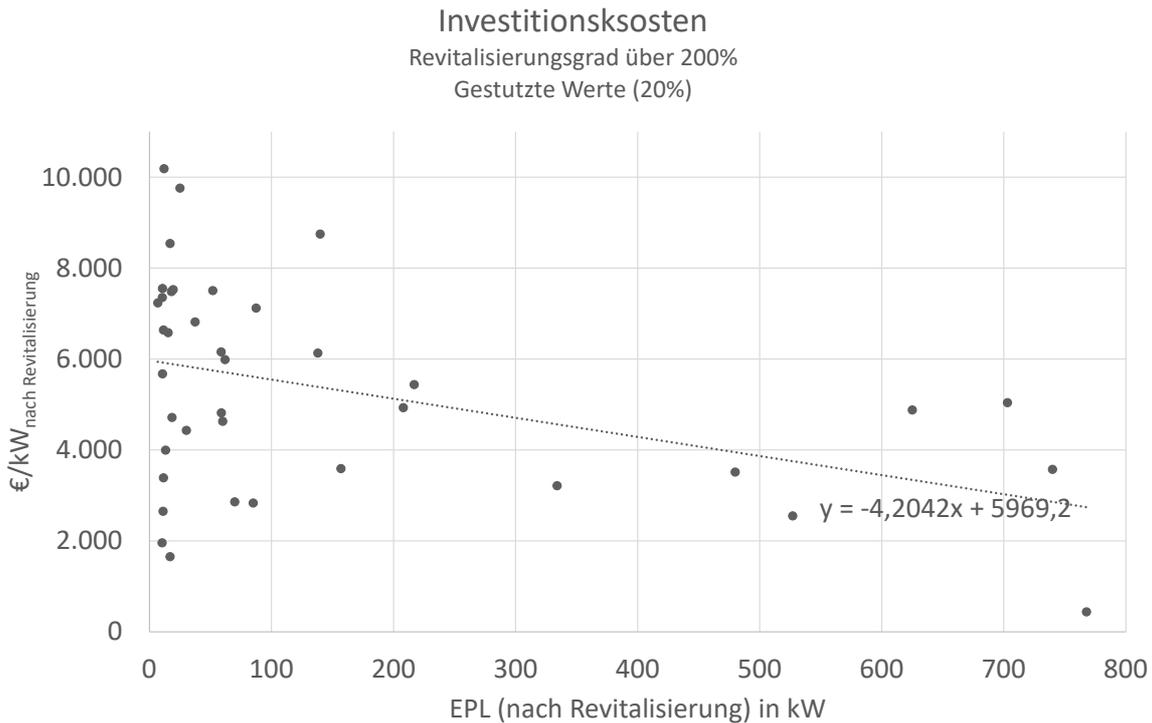


Abbildung 55: Investitionskosten in €/kW_{nach Revitalisierung} für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Investitionskosten für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Für revitalisierte Wasserkraft >1 MW war die Datenlage deutlich dünner (siehe Abbildung 56). Ein Datenpunkt mit einer EPL 45 MW von (Oesterreichs Energie, 2021) ist aus Darstellungsgründen nicht in der Abbildung enthalten, fiel aber bei der Bereinigung der Daten (gestutztes Mittel 20%) weg. Für die Auswertung der Investitionskosten der revitalisierten Wasserkraft >1 MW standen 23 Datenpunkte zur Verfügung (nach Bereinigung). Die Bereinigung wurde bei den Investitionskosten der revitalisierten Wasserkraft >1 MW aufgrund der wenigen Datenpunkte über alle Quellen gemeinsam durchgeführt.

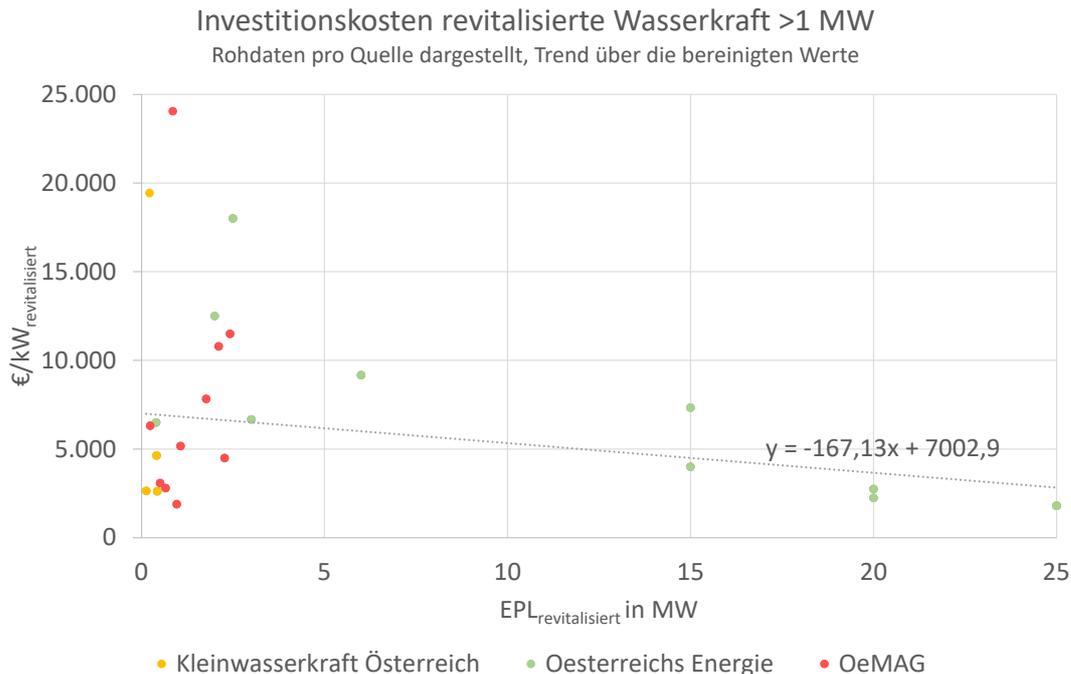


Abbildung 56: Investitionskosten Wasserkraft revitalisiert >1 MW. Sämtliche Daten der Quellen sind dargestellt, der Trend basiert auf den um die jeweils oberen und unteren 10% bereinigten Werten. Ein Datenpunkt >25 MW ist aus Darstellungsgründen nicht enthalten. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a), (Oesterreichs Energie, 2021) und (OeMAG, 2021i))

Die revitalisierte Wasserkraft zeigt generell eine deutlich größere Spreizung bei den Kosten, da die Projekte und deren spezifischer (Investitions-)Aufwand sehr heterogen sind. Da hier generell wenige Datenpunkte vorliegen, einzelne Datenpunkte daher eine hohe Spreizung der Investitionskosten nach oben bewirken und die Daten der (OeMAG, 2021i) im unteren Bereich liegen, wird empfohlen, im Sinne der Kosteneffizienz einen 25%-Abschlag auf den Investitionkostentrend für die azW-Berechnung der revitalisierten Wasserkraft >1 MW zu berücksichtigen. Im Bereich der größeren Anlagen liegen nur Investitionskosten von (Oesterreichs Energie, 2021) vor, welche ab 20 MW unter dem berechneten Trend liegen. Durch den 25%-igen Abschlag auf den Trend werden die Werte der Anlage im Leistungsbereich 20 bis 25 MW gut widerspiegelt.

Die Investitionskosten der revitalisierten Wasserkraft wurden um die von den Betreiber*innen angegebenen Netzkosten reduziert. Die durchschnittlich (nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10%) angegebenen Netzkosten der Betreiber*innen der revitalisierten Wasserkraft betragen 61 €/kW (E-Control, 2019a). Diese wurden von den Investitionskosten abgezogen. Für die Berechnung der azWs wurden dann die Netzkosten wie in Kapitel 2.3 beschrieben konsistent über alle Technologien und unter Berücksichtigung der neuesten Kostenentwicklungen und

Netztarifierung hinzugefügt. Allerdings wird in Kapitel 2.3 nicht zwischen neuen und revitalisierten Wasserkraftanlagen unterschieden. Aus den Daten der (E-Control, 2019a) lässt sich aber erkennen, dass die angegebenen Netzkosten bei revitalisierten Anlagen nur 39% derer der neuen Anlagen betragen. Daher wurden die Netzkosten, die den Investitionskosten zuzurechnen sind, bei den revitalisierten Anlagen nur im Ausmaß von 39% berücksichtigt.

Betriebskosten

Wie für die neu errichtete Wasserkraft standen auch für revitalisierte Wasserkraftanlagen Daten für die Betriebskosten von (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021) zur Verfügung (siehe Abbildung 57). Da bei der Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) die Erzeugungsmengen z.T. nur wenige Monate abdecken bzw. aufgrund der Auswahl einzelner Jahre keinen Rückschluss auf repräsentative Volllaststunden zulassen, wurden die angegebenen Betriebskosten (€/a) wie auch die der neu errichteten Anlagen mit den durchschnittlichen Volllaststunden der Anlagen gleicher Größe aus den Daten der (OeMAG, 2021i) in spezifische Betriebskosten umgerechnet (siehe Tabelle 45).

Daraus ergeben sich folgende Betriebskosten für die revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW:

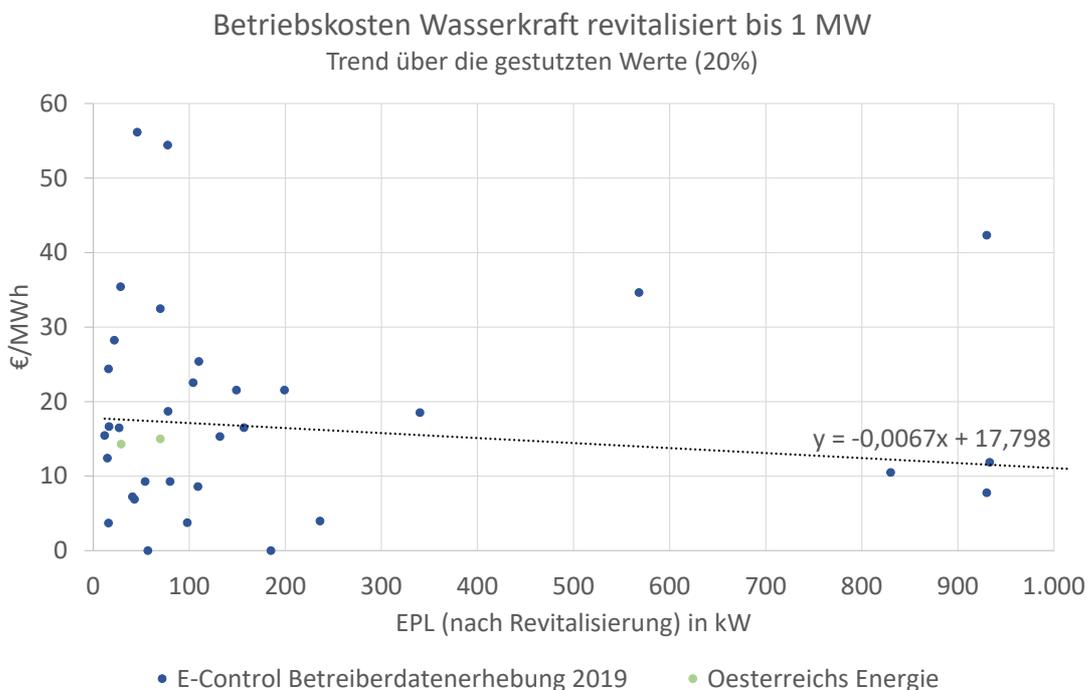


Abbildung 57: Jährliche Betriebskosten der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW. Der lineare Trend basiert auf den um die oberen und unteren 10% bereinigten Werten beider Quellen. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Bei den Betriebskosten wurden aufgrund von geringerer Datenverfügbarkeit beide Quellen gemeinsam bereinigt. Für die Betriebskosten revitalisierter Anlagen >1 MW gab es sehr wenige Datenpunkte, da die Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) nur kleinere Anlagen beinhaltet. Daher wurden für dieses Anlagensegment die Betriebskosten neu errichteter Wasserkraftanlagen herangezogen (siehe Abbildung 49).

5.4 Empfehlungen zur Förderung

5.4.1 Ausgestaltung der Betriebsförderung für Wasserkraft

Aufgrund der Beschaffung der verschiedenen Behandlung von revitalisierten Wasserkraftanlagen bis und über 1 MW, sowie der bisherigen Förderpraxis der Wasserkraft und deren Wechsel im Zuge des EAG-Förderregimes von Investitionsförderungen hin zu dem Einspeiseprämienmodell für alle Anlagen, ergeben sich einige Besonderheiten in der Ausgestaltung des Fördermechanismus.

Eigenverbrauch

Im Gegensatz zur Photovoltaik wird bei der Wasserkraft für die Berechnung der Prämienhöhe kein Eigenverbrauch angenommen. Aus den Daten der Betreiberdatenerhebung 2019 (E-Control, 2019a) geht der "Eigenstromverbrauch" der Anlagen hervor. Dieser ist bei den Neuanlagen im Mittel 6% im Jahr 2019, 23 von 65 Neuanlagen geben einen Eigenstrombedarf größer 1% an. Das bedeutet, es gibt eine relativ große Anzahl an Anlagen ohne Eigenstromverbrauch und wenige Anlagen mit relativ hohem Eigenverbrauch, welche den Mittelwert dann bei 6% zu liegen bringen. Bei den revitalisierten Anlagen ist der Mittelwert 14%, hier geben 17 von 34 revitalisierten Anlagen einen Eigenstrombedarf größer 1% an. Die Vernachlässigung des Eigenverbrauchs bei der Berechnung der Marktprämie führt dazu, dass Anlagen mit Eigenverbrauch durch diesen eine Kostenersparnis generieren, welche bei der Berechnung der Marktprämie nicht berücksichtigt wurde, sie generieren also einen Vorteil. Die Alternative wäre die Annahme eines pauschalen Eigenverbrauchs, welcher alle Anlagen ohne Eigenverbrauch benachteiligen würde, wovon die Gutachter*innen abraten. Reine Eigenverbrauchsanlagen können natürlich im Gegensatz zur bisherigen Investitionsförderung nicht von einem Prämiensystem profitieren. Hier lässt sich anmerken, dass die vermiedenen Strombezugpreise von ca. 10-20 ct/kWh trotzdem

einen gewissen Anreiz geben, in diese Anlagen zu investieren. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit der Förderung durch Investitionszuschuss für Wasserkraftanlagen (EAG § 56a, vgl. Kapitel 5.4.3).

Produktionsstufenmodell

Bei den bisherigen Einspeisetarifförderungen für neue und revitalisierte Wasserkraft wurde ein Produktionsstufenmodell verwendet, das für zunehmende Stromerzeugungsmengen einen degressiven Trend der Tarife vorsah (vgl. § 13 der Ökostrom-Einspeisetarifverordnung 2018 – ÖSET-VO 2018). Die Erzeugung pro Kalenderjahr wurde hier in Zonen mit unterschiedlichen Tarifhöhen unterteilt. Für angebrochene Jahre war die Tarifabgeltung zeitaliquot zu berechnen. Dieser Ansatz wird analog für die Prämienförderung der Wasserkraft unter dem EAG Regime empfohlen und daher in den Berechnungen der azWs der Wasserkraft berücksichtigt. Die Staffelung ermöglicht eine indirekte Berücksichtigung der Anlagengröße. Für die Ausgestaltung der Prämienzahlungen gibt es in der Praxis verschiedene Möglichkeiten. Der durchschnittliche azW über alle Stufen kann pro Anlage und Kalenderjahr rückwirkend berechnet werden und bestimmt nach Berücksichtigung des Marktwertes des erzeugten Stroms die Höhe der Prämienzahlungen. Diese rückwirkende Berechnung hat zwar einen leicht erhöhten administrativen Aufwand zur Folge, da eine Vorauszahlung unterjährig und eine Abrechnung am Ende des Jahres nötig sind, wenn die gesamte Erzeugungsmenge bekannt ist, was auch Liquidationsverschiebungen zur Folge haben kann. Andererseits können durch die Berechnung des gewichteten Durchschnitts-azWs im Nachhinein (im Gegensatz zu dem einfachen Abwickeln der einzelnen Stufen hintereinander) Artefakte vermieden werden, die sich ergäben, wenn die ersten hohen Erzeugungsstufen mit Monaten von extrem hohen oder niedrigen Marktwerten zusammenfallen. Im Sinne der Logik der Vollkostenrechnung ist daher die Abrechnung am Ende des Jahres zu empfehlen. Die Staffelung wurde für revitalisierte und neu errichtete Anlagen unterschiedlich gestaltet, da unterschiedliche Größenklassen abgedeckt werden müssen. Die jeweilige höchste Stufe ist hier durch „über [...] MWh“ bezeichnet, in der Praxis aber durch die größte förderfähige EPL (25 MW bei neu errichteten Anlagen, 1 MW bei revitalisierten Anlagen bis 1 MW und 25 MW bei revitalisierten Anlagen über 1 MW, vgl. § 10 Abs. 1 Z 1 EAG) und deren VLH begrenzt.

Für neu errichtete Wasserkraftanlagen bis 25 MW wird die Prämienzahlung gestaffelt berechnet

- 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.

Für revitalisierte Wasserkraftanlagen bis 1 MW (nach Revitalisierung) wird die Prämienzahlung gestaffelt berechnet

- für die ersten 500 MWh
- für die nächsten 500 MWh
- für die nächsten 1.500 MWh
- über 2.500 MWh hinaus.

Für revitalisierte Wasserkraftanlagen größer 1 MW (nach Revitalisierung) wird die Prämienzahlung gestaffelt berechnet

- für die ersten 5.000 MWh
- für die nächsten 20.000 MWh
- über 25.000 MWh hinaus.

Um die Größe der entsprechenden Referenzanlagen für die jeweilige Stufe bestimmen zu können, wurden die durchschnittlichen Volllaststunden der neuen bzw. revitalisierten Wasserkraftanlagen laut (OeMAG, 2021i) herangezogen (siehe Abbildung 58 und Abbildung 59).

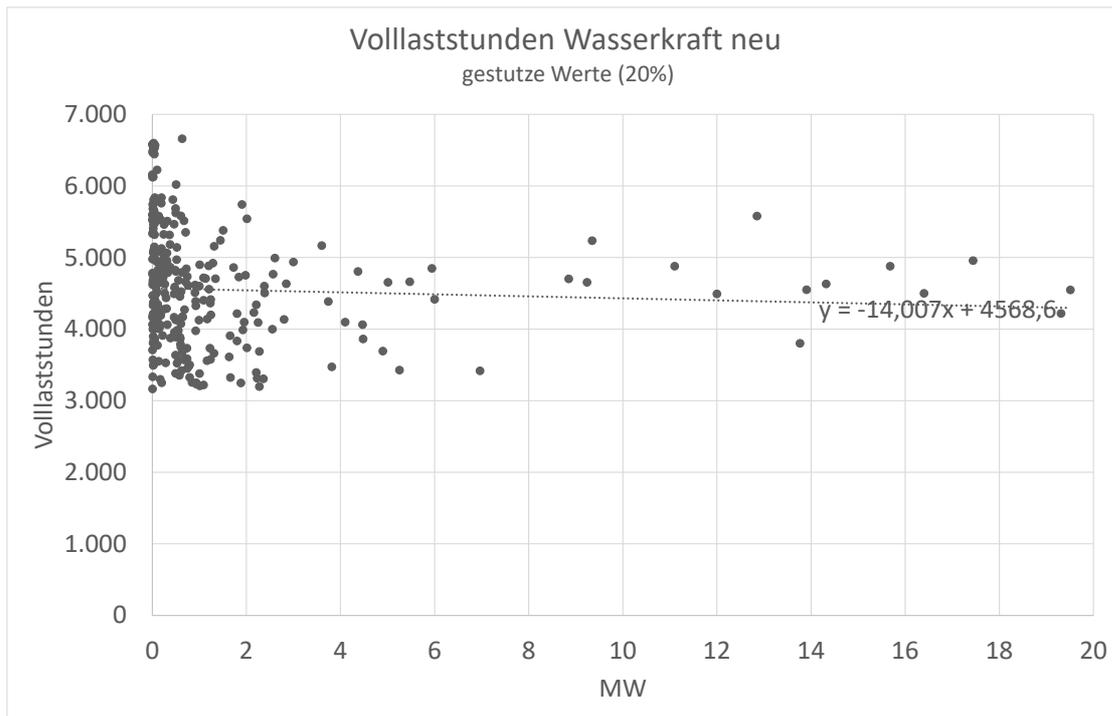


Abbildung 58: Linearer Trend über die Volllaststunden der neu errichteten Wasserkraftwerke nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

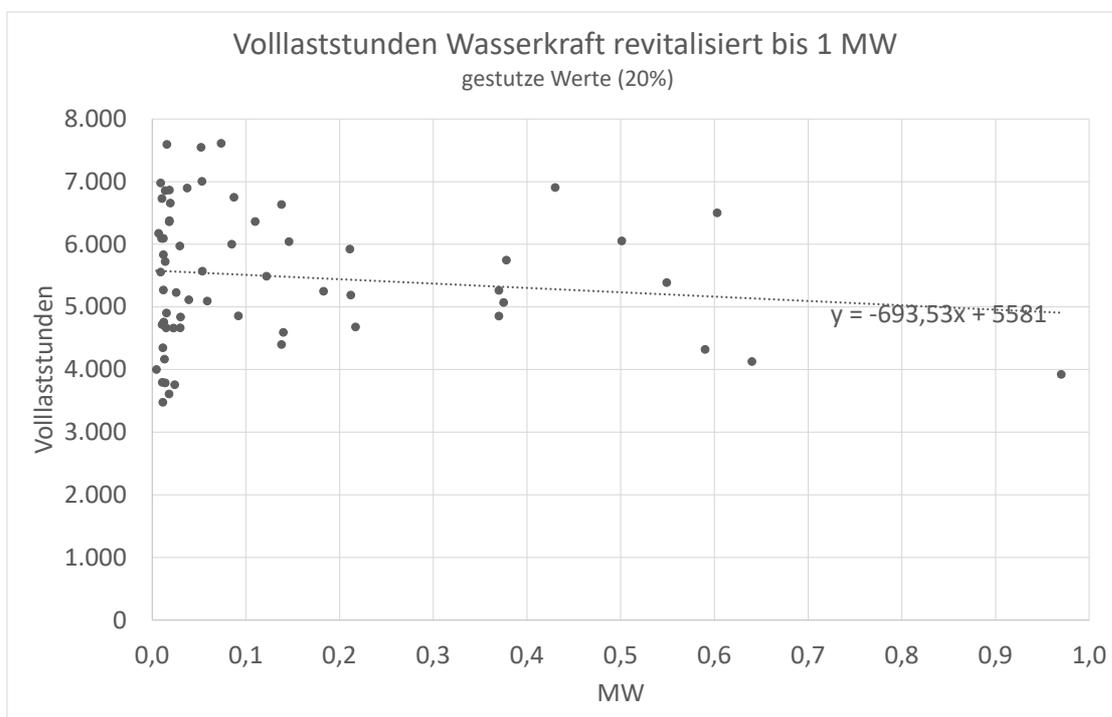


Abbildung 59: Linearer Trend über die Volllaststunden der revitalisierten Wasserkraftwerke nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

Bei der Berechnung der azWs für die revitalisierten Anlagen >1 MW wurde kein linearer Trend über die Volllaststunden gebildet, da es sich um n<10 Datenwerte handelte (OeMAG, 2021i), sondern der um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte bereinigte Mittelwert für alle revitalisierten Anlagen >1 MW herangezogen.

Tabelle 46: Angenommene Volllaststunden für revitalisierte Wasserkraft >1 MW

Größenklasse Wasserkraft revitalisiert	Über 1 MW
Gestutzter Mittelwert (20%) der Volllaststunden	4.595 h

Um die Stromgestehungskosten und damit die azWs der jeweiligen Stufe zu berechnen, wurden Referenzanlagen in der Mitte der jeweiligen Stufe herangezogen. Für die erste Stufe bei den neu errichteten Anlagen wurden z.B. 4.568 VLH herangezogen, d.h. die Grenzkapazität, welche exakt 500 MWh/a erzeugt, hat eine Kapazität von 109 kW. Die repräsentative neu errichtete Anlage, welche die durchschnittlichen Kosten dieser Stufe darstellt, hat also eine EPL von 55 kW. In diesem Gutachten wurde die Anlage in der Mitte und nicht die Grenzanlage am Ende der Stufe für die azW-Berechnung herangezogen, da sie von den Gutachter*innen als repräsentativer erachtet wurde und sie auch weniger anfällig für Veränderungen der Stufengröße ist als die Grenzkapazität. Die einzige Ausnahme hiervon bildet die kleinste Größenklasse bei der revitalisierten Wasserkraft >1 MW, da hier per Definition die Anlage größer als 1 MW sein muss, daher wurde diese Kapazität als unterste Referenzgröße herangezogen. Aus den erzeugten Strommengen pro Stufe ergeben sich laut dieser Logik als Referenzanlagen folgende Kapazitäten in der jeweiligen Mitte der Stufe:

Neu errichtete Wasserkraft

Tabelle 47: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für neu errichtete Wasserkraft

EPL in kW	Erzeugungstufen in MWh
55	die ersten 500
164	die nächsten 500
383	die nächsten 1.500
822	die nächsten 2.500
13.048	über 5.000

Revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Tabelle 48: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

EPL in kW	Erzeugungstufen in MWh
45	die ersten 500
136	die nächsten 500
325	die nächsten 1.500
727	über 2.500

Revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Tabelle 49: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW (Ausnahme: unterste Stufe, da Anlage per Definition >1 MW)

EPL in kW	Erzeugungstufen in MWh
1.000	die ersten 5.000
3.264	die nächsten 20.000
7.617	über 25.000

Die den azWs der Stufen zugrunde gelegten Investitions-, Betriebs- und sonstigen Kosten entsprechen Anlagen mit einer repräsentativen Größe in der Mitte der Stufe (vgl. Tabelle 47 bis Tabelle 49). Diese Kapazitäten wurden in die Trendfunktionen zur Kostenbestimmung eingesetzt. In den Tabellen der LCOE-Berechnung in Kapitel 5.4.2 ist zu beachten, dass dort die Grenzkapazitäten aufscheinen, um in der Berechnung auf die jeweilige Stromerzeugungsmenge der Stufe zu kommen. Diese sind allerdings nur zur Strommengenberechnung der Stufen benutzt worden und für die Kosten irrelevant, da die der LCOE-Berechnung zugrunde liegenden Kosten anhand der repräsentativen Leistungsgröße in der Mitte der Stufe ermittelt wurden.

Erlöse aus der Vermarktung von HKN wurden analog zu den anderen Technologien mit 0,98 €/MWh angenommen (siehe Methode in Kapitel 2.3.6). Die mittlere Abschreibedauer der Wasserkraftanlagen wurde mit 53,7 a angenommen. Diese spielt für die Berechnung allerdings nur bei der neu errichteten Wasserkraft eine Rolle, da hier der Anlagenrestwert berücksichtigt wird (Herleitung siehe Kapitel 2.1.2).

5.4.2 Förderhöhe der Betriebsförderung für Wasserkraft

Im Folgenden werden die empfohlenen azWs für die Wasserkraft dargestellt. Dabei wurden, wie in Abschnitt 2.5 beschrieben, die aktuellen Marktdynamiken in Rohstoff- und Energiemärkten und deren Auswirkung auf die heimische Inflation sowie auf Baukosten bzw. Baupreise berücksichtigt. Konkret bedeutet dies, dass auf die in Abschnitt 5.3 ermittelten historischen Investitionskosten ein Aufschlag von 10% angewandt wurde⁷⁹.

Neuerrichtung

Bei der Neuerrichtung empfehlen die Gutachter*innen das Heranziehen des LCOE mit Berücksichtigung eines Anlagenrestwertes, da davon ausgegangen werden kann, dass die Lebensdauer einer neu errichteten Wasserkraftanlage die 20 Jahre Förderdauer deutlich übersteigt (vgl. methodische Herangehensweise in Kapitel 2.1.2). Für die Diskontierung des Restwerts am Ende der Förderdauer wurde der $WACC_{\text{Risiko}}$ herangezogen, um dem erhöhten Strompreisrisiko nach Förderende Rechnung zu tragen. Der Restwert geht also mit geringerem Wert in die Berechnung des azW ein als wenn er mit $WACC_{\text{Standard}}$ berücksichtigt würde. Wie in Kapitel 5.3.1 beschrieben, ergibt sich aus der methodischen Herangehensweise bei der Investitionskostenbestimmung der neu errichteten Wasserkraft ein Knick in den Kosten bei der Anlagengröße von 1 MW. Dieser schlägt sich in dem niedrigsten errechneten LCOE auf der vierten Stufe nieder (79,83 €/MWh, siehe Tabelle 50). Um diesen Knick zu glätten wird empfohlen, für die vierte Stufe denselben LCOE zur Berechnung der azWs pro Stufe heranzuziehen wie bei der fünften und letzten Stufe (94,90 €/MWh, siehe Abbildung 60).

⁷⁹ In den entsprechenden Berechnungstabellen sind die einzelnen Komponenten der Investitionskosten aus Nachvollziehbarkeitsgründen ohne Aufschlag dargestellt. Die Gesamtinvestitionskosten, die für die Ermittlung der Stromgestehungskosten ausschlaggebend sind, enthalten dagegen den 10%-Aufschlag.

Tabelle 50: Berechnung der LCOE für neu errichtete Wasserkraft

Technologiefeld:		Neuerrichtung	Wasserkraft				
Wasserkraft	Beispielfall:		Stufe bis 500 MWh	Stufe bis 1.000 MWh	Stufe bis 2.500 MWh	Stufe bis 5.000 MWh	Stufe über 5.000 MWh
Anlagenspezifikation:							
Engpassleistung	MW		0,109	0,219	0,548	1,097	25,000
Stromerzeugung (netto)	MWh		500	1.000	2.500	5.000	109.665
Volllaststunden	h/a		4.568	4.567	4.564	4.558	4.387
Kostenparameter:							
Investitionskosten (inkl. 10% Aufschlag)	€/kW		8.052	7.557	6.587	4.601	5.669
hiervon (exkl. Aufschlag):							
Netzanschluss	€/kW		95	95	115	115	130
Sonstiges	€/kW		7.225	6.775	5.873	4.068	5.024
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		14,8	13,8	13,1	12,4	10,0
hiervon:							
Sonstiges	€/MWh		15,8	14,8	14,1	13,4	11,0
Herkunftsnachweise	€/MWh		-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98
Finanzierungsbedingungen							
WACC Standard	%		4,71%	4,71%	4,71%	4,71%	4,71%
WACC Risiko	%		5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%
Inflation (in der mittleren und langen Frist)	%		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Mittlere Abschreibedauer (mAd)	a		53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
Levelised Cost of Electricity							
LCOE ₂₀	€/MWh		130,86	122,78	108,36	79,83	94,90

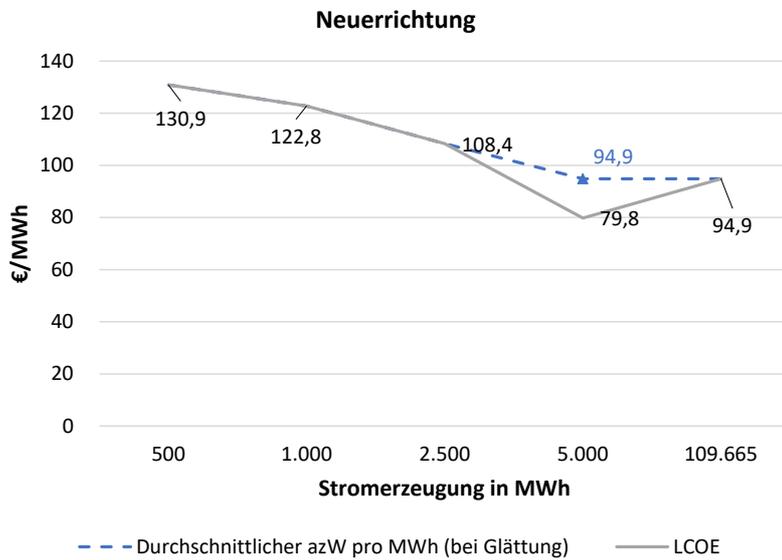


Abbildung 60: Berechneter LCOE und empfohlener durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für neu errichtete Wasserkraft.

Der pro Stufe zu vergütende azW entspricht dem LCOE der Stufe verringert um die Mehrvergütung der vorgelagerten Stufen. Der azW der ersten Stufe entspricht also exakt dem berechneten LCOE, der azW der zweiten Stufe ist der um die Mehrvergütung der

ersten Stufe verringerte LCOE (114,69 statt 122,78 €/MWh) (siehe Tabelle 51). Eine Ausnahme davon bildet bei der neu errichteten Wasserkraft die letzte Stufe, wo der azW identisch zum berechneten LCOE ist (94,90 €/MWh), da durch die Glättung der vierten Stufe der durchschnittliche azW der vorgelagerten vier Stufen bereits genau dem LCOE der letzten Stufe entspricht (siehe Abbildung 60).

Daraus ergeben sich folgende azWs pro MWh vergütetem Strom pro Stufe:

Tabelle 51: Anzuliegende Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung

Jährliche Stromproduktion in MWh, Wasserkraft neu errichtet	azW in €/MWh
die ersten 500	130,86
die nächsten 500	114,69
die nächsten 1.500	98,74
die nächsten 2.500	81,44
Über 5.000	94,90

Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes

Bei der Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes erfolgte die Berechnung analog zur Neuerrichtung mit dem Unterschied, dass 8% für nicht förderbare ökologische Maßnahmen von den Investitionskosten abgezogen wurden, da diese bei Verwendung eines bestehenden Querbauwerkes über das UFG gefördert werden können (siehe Kapitel 5.3.2). Hier wird analog zur Vorgehensweise bei der neu errichteten Wasserkraft der Knick auf der vierten Stufe geglättet (88,5 statt 74,8 €/MWh, siehe Abbildung 61).

Tabelle 52: Berechnung der LCOE für neu errichtete Wasserkraft unter Verwendung eines Querbauwerkes. Die Kosten für ökologische Maßnahmen im Ausmaß von 8% sind hier im Vergleich zur Neuerrichtung nicht berücksichtigt.

Technologiefeld:		Wasserkraft					
		Neuerrichtung	Stufe bis 500 MWh	Stufe bis 1.000 MWh	Stufe bis 2.500 MWh	Stufe bis 5.000 MWh	Stufe über 5.000 MWh
Wasserkraft		<u>Beispielfall:</u>					
Anlagenspezifikation:							
Engpassleistung	MW		0,109	0,219	0,548	1,097	25,000
Stromerzeugung (netto)	MWh		500	1.000	2.500	5.000	109.665
Volllaststunden	h/a		4.568	4.567	4.564	4.558	4.387
Kostenparameter:							
Investitionskosten (inkl. 10% Aufschlag)	€/kW		7.416	6.960	6.070	4.243	5.227
hiervon (exkl. Aufschlag):							
Netzanschluss	€/kW		95	95	115	115	130
Sonstiges	€/kW		6.647	6.233	5.403	3.742	4.622
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		14,8	13,8	13,1	12,4	10,0
hiervon:							
Sonstiges	€/MWh		15,8	14,8	14,1	13,4	11,0
Herkunftsnachweise	€/MWh		-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98
Finanzierungsbedingungen							
WACC Standard	%		4,71%	4,71%	4,71%	4,71%	4,71%
WACC Risiko	%		5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%
Inflation (in der mittleren und langen Frist)	%		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Mittlere Abschreibedauer (mAd)	a		53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
Levelised Cost of Electricity							
LCOE ₂₀	€/MWh		121,97	114,44	101,13	74,82	88,46

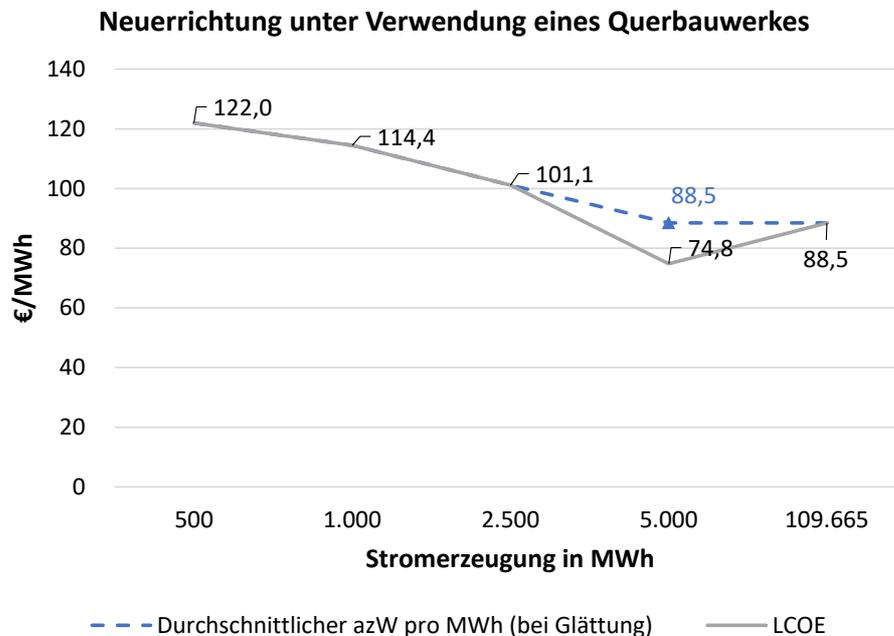


Abbildung 61: Berechneter LCOE und empfohlener durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für neu errichtete Wasserkraft unter Verwendung eines Querbauwerkes

Tabelle 53: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes

Jährliche Stromproduktion in MWh, Wasserkraft neu errichtet unter Verwendung eines Querbauwerkes	azW in €/MWh
die ersten 500	121,97
die nächsten 500	106,91
die nächsten 1.500	92,25
die nächsten 2.500	75,80
Über 5.000	88,46

Revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Da bei revitalisierten Anlagen nur Teile der Anlage erneuert werden, empfehlen die Gutachter*innen, den LCOE ohne Anlagenrestwert heranzuziehen, da von einem verringerten Anlagenrestwert im Vergleich zu Neuanlagen ausgegangen wird. Eine Alternative wäre, von einem verringerten Restwert auszugehen, was den Förderanreiz allerdings abschwächen würde. Da aus dem EAG ja durchaus der politische Wille hervorgeht, bestehende Wasserkraftstandorte möglichst effizient zu nutzen, wird bei der Förderung der revitalisierten Anlagen empfohlen, keinen Anlagenrestwert zu berücksichtigen. Die LCOE Berechnung der revitalisierten Wasserkraftanlagen bis 1 MW für die Revitalisierungsgrade bis 60%, 61-200% und über 200% sind im Folgenden dargestellt.

Revitalisierungsgrad bis 60%

Tabelle 54: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad bis 60%

Technologiefeld:		revitalisiert bis 1 MW ≤60%	Wasserkraft			
		Beispielfall:	Stufe bis 500 MWh	Stufe bis 1.000 MWh	Stufe bis 2.500 MWh	Stufe über 2.500 MWh
Anlagenspezifikation:						
Engpassleistung	MW		0,090	0,182	0,468	0,986
Stromerzeugung (netto)	MWh		500	1.000	2.500	5.000
Volllaststunden	h/a		5.550	5.480	5.343	5.071
Kostenparameter:						
Investitionskosten (inkl. 10% Aufschlag)	€/kW		3.258	3.022	2.544	1.510
hiervon (exkl. Aufschlag):						
Netzanschluss	€/kW		37	37	45	45
Sonstiges	€/kW		2.924	2.711	2.268	1.327
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		16,5	15,9	14,6	11,9
hiervon:						
Sonstiges	€/MWh		17,5	16,9	15,6	12,9
Herkunftsnachweise	€/MWh		-0,98	-0,98	-0,98	-0,98
Finanzierungsbedingungen						
WACC Standard	%		4,71%	4,71%	4,71%	4,71%
Inflation (in der mittleren und langen Frist)	%		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Levelised Cost of Electricity						
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh		66,89	63,34	55,81	38,36

Unter Berücksichtigung der Strompreistrends (siehe Kapitel 2.1.3) wird empfohlen, eine Untergrenze des azWs pro Stufe zu belassen, welche im Bereich von 40-50 €/MWh liegt (entspricht dem EAG Szenario Mittel). Bei der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW (Revitalisierungsgrad bis 60%) würde eine Untergrenze von 40 oder 50 €/MWh bei der vierten Stufe statt 20,90 €/MWh schlagend (Stufe bis 2.500 MWh) (siehe Tabelle 55). Eine Untergrenze zwischen 40 und 50 €/MWh hätte eine dementsprechend anteilige Wirkung auf den durchschnittlich vergüteten azW pro MWh.

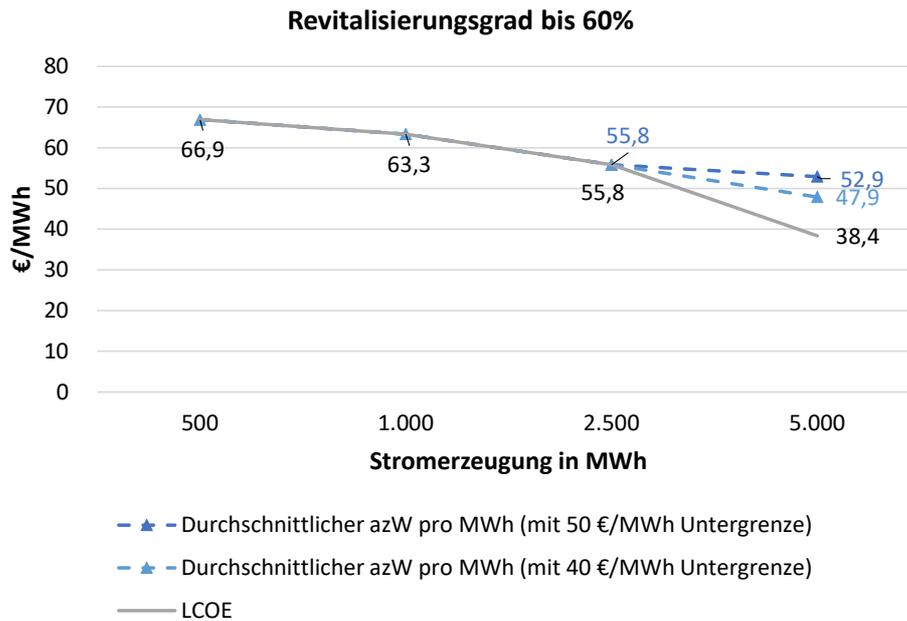


Abbildung 62: LCOE und durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom bei einem Revitalisierungsgrad bis 60% mit einer Untergrenze pro azW pro Stufe von 40 bzw. 50 €/MWh

Der Grund für eine Untergrenze bei den azWs liegt darin, dass so bei den höheren Produktionsstufen noch Effizienzgewinne größerer Anlagen mitgenommen werden können, die durch mangelnde Förderanreize ansonsten ungenutzt blieben. Durch die sich aus dem EAG ergebende Fördersystematik der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW, bei der die Kosten auf die gesamte Stromerzeugung nach Revitalisierung umgelegt werden, ergeben sich geringere spezifische azWs, als wenn nur die zusätzliche Erzeugung gefördert würde. Ohne diese Untergrenze würde erwartet, dass der azW oft unter dem Marktwert liegen würde, wofür das EAG unterschiedliche Vorgehensweisen vorsieht. Falls der Referenzmarktwert über dem azW liegt, wird die Marktprämie mit null festgesetzt (für Wasserkraftanlagen mit einer EPL unter 20 MW) bzw. muss 66% des übersteigenden Teils der EAG-Förderabwicklungsstelle rückvergütet werden, wenn der Referenzmarktwert den azW um mehr als 40% übersteigt (Wasserkraftanlagen mit einer EPL ab 20 MW) (vgl. EAG § 11 Abs. 5 und 6). Ein durchschnittlicher azW von 52,9 €/MWh für die letzte Stufe, der sich bei dem beispielhaften Einziehen der 50 €/MWh Grenze ergibt (siehe Abbildung 62), fungiert bei Betrachtung der Strompreisszenarien für die nächsten Jahren somit eher als Absicherung und damit indirekte Förderung (durch erleichterte Finanzierungsbedingungen für Fördernehmer*innen) als direkte Förderung, da der Marktwert meistens erwartungsgemäß darüber liegen wird. Die Entscheidung für oder gegen das Einziehen einer Untergrenze ist hier auch Gegenstand des politischen Abwägens zwischen der Gefahr eventueller Überförderung und dem Risiko ungenutzter Potentiale (gerade im Bereich der ökologisch sinnvollen Revitalisierung) aufgrund mangelnder Anreizwirkung.

Für die Empfehlungen der Verordnungen in diesem Gutachten (siehe Anhang A, Kapitel 10) wurde eine Untergrenze des azWs pro Stufe von 45 €/MWh herangezogen. Weitere mögliche Maßnahmen wären die Bewertung von revitalisierten Anlagen ab einem bestimmten Revitalisierungsgrad als Neuanlagen (laut ÖSG 2012, Einspeisetarifverordnung 2018, galten z.B. Anlagen mit einem Revitalisierungsgrad von über 50% als neu errichtete Anlagen), wobei hier die Herausforderung in der Festlegung des Grenzwertes besteht. Eine weitere Möglichkeit bei einer politischen Priorisierung von Anreizwirkung über Kosteneffizienz wäre z.B., die drei Klassen zusammenzufassen und mit den azWs der Klasse 61-200% oder >200% zu vergüten.

Tabelle 55: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad bis 60% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft <1 MW

Jährliche Stromproduktion in MWh, bis 60% Revitalisierungsgrad, EPL bis 1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 500	66,89
die nächsten 500	59,79
die nächsten 1.500	50,79
über 2.500	20,90 (bzw. Untergrenze von 40,00-50,00)

Revitalisierungsgrad 61-200%

Beim Revitalisierungsgrad 61-200% ergeben sich aufgrund des höheren Revitalisierungsgrades höhere LCOE von 82,76 bis 71,99 €/MWh (siehe Tabelle 56).

Tabelle 56: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200%

Technologiefeld:		revitalisiert bis 1 MW 61-200%			
		Wasserkraft			
Wasserkraft		Stufe bis 500 MWh	Stufe bis 1.000 MWh	Stufe bis 2.500 MWh	Stufe über 2.500 MWh
Anlagenspezifikation:					
Engpassleistung	MW	0,090	0,182	0,468	0,986
Stromerzeugung (netto)	MWh	500	1.000	2.500	5.000
Volllaststunden	h/a	5.550	5.480	5.343	5.071
Kostenparameter:					
Investitionskosten (inkl. 10% Aufschlag)	€/kW	4.371	4.276	4.087	3.667
hiervon (exkl. Aufschlag):					
Netzanschluss	€/kW	37	37	45	45
Sonstiges	€/kW	3.937	3.850	3.670	3.288
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	16,5	15,9	14,6	11,9
hiervon:					
Sonstiges	€/MWh	17,5	16,9	15,6	12,9
Herkunftsnachweise	€/MWh	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98
Finanzierungsbedingungen					
WACC Standard	%	4,71%	4,71%	4,71%	4,71%
Inflation (in der mittleren und langen Frist)	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Levelised Cost of Electricity					
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	82,76	81,43	78,63	71,99

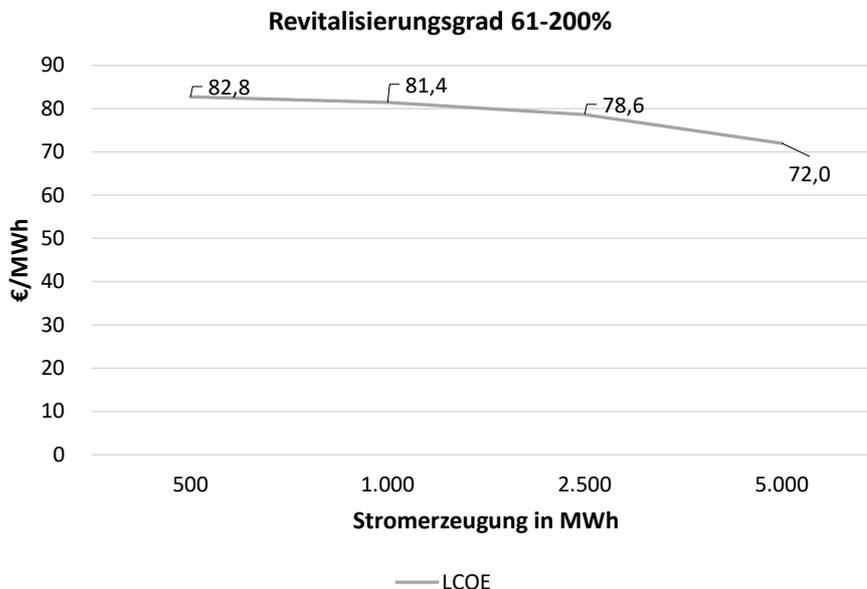


Abbildung 63: Durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom (= LCOE) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200%

Tabelle 57: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von 61-200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Jährliche Stromproduktion in MWh, 61-200% Revitalisierungsgrad, EPL bis 1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 500	82,76
die nächsten 500	80,09
die nächsten 1.500	76,77
über 2.500	65,35

Revitalisierungsgrad über 200%

Beim Revitalisierungsgrad von über 200% ergeben sich die höchsten LCOE der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW, nämlich 110,69 bis 64,50 €/MWh (siehe Tabelle 58).

Tabelle 58: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200%.

Technologiefeld:		revitalisiert bis 1 MW >200%	Wasserkraft			
			Stufe bis 500 MWh	Stufe bis 1.000 MWh	Stufe bis 2.500 MWh	Stufe über 2.500 MWh
<i>Wasserkraft</i>	<i>Beispielfall:</i>					
Anlagenspezifikation:						
Engpassleistung	MW		0,090	0,182	0,468	0,986
Stromerzeugung (netto)	MWh		500	1.000	2.500	5.000
Volllaststunden	h/a		5.550	5.480	5.343	5.071
Kostenparameter:						
Investitionskosten (inkl. 10% Aufschlag)	€/kW		6.331	5.909	5.044	3.186
hiervon (exkl. Aufschlag):						
Netzanschluss	€/kW		37	37	45	45
Sonstiges	€/kW		5.719	5.335	4.541	2.852
Betriebskosten GESAMT	€/MWh		16,5	15,9	14,6	11,9
hiervon:						
Sonstiges	€/MWh		17,5	16,9	15,6	12,9
Herkunftsnachweise	€/MWh		-0,98	-0,98	-0,98	-0,98
Finanzierungsbedingungen						
WACC Standard	%		4,71%	4,71%	4,71%	4,71%
Inflation (in der mittleren und langen Frist)	%		2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Levelised Cost of Electricity						
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh		110,69	105,00	92,80	64,50

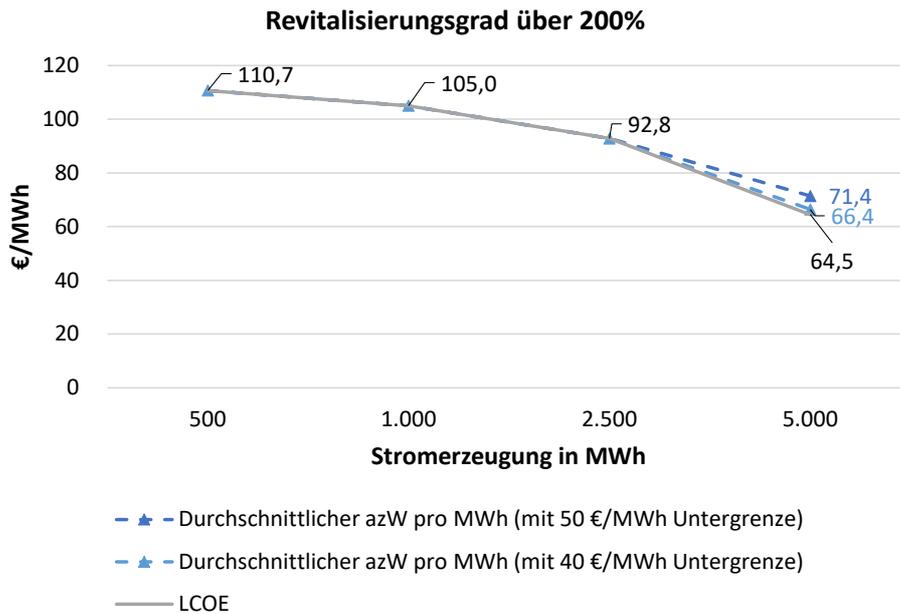


Abbildung 64: LCOE und durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200% mit einer Untergrenze pro azW pro Stufe von 40 bzw. 50 €/MWh

Eine Untergrenze von über 40 €/MWh würde hier bei der letzten Stufe schlagend (40,00-50,00 statt 36,20 €/MWh).

Tabelle 59: Anzuliegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von über 200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW

Jährliche Stromproduktion in MWh, >200% Revitalisierungsgrad, EPL bis 1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 500	110,69
die nächsten 500	99,31
die nächsten 1.500	84,67
über 2.500	36,20 (bzw. Untergrenze von 40,00-50,00)

Revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Aufgrund der Tatsache, dass bei revitalisierten Wasserkraftanlagen über 1 MW nur die zusätzliche Erzeugung aus der revitalisierten EPL (oder dem RAV-Äquivalent) gefördert wird, spielt der Revitalisierungsgrad bei der Berechnung der azWs hier keine Rolle. Die Kosten wurden hier nur auf die zusätzliche Erzeugungskapazität umgelegt und die

Produktionsstufen größer gefasst. Die resultierenden LCOE kommen im Bereich zwischen 112,22 und 94,42 €/MWh zu Liegen (siehe Tabelle 60).

Tabelle 60: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Technologiefeld:		revitalisiert >1 MW		
		Wasserkraft		
		Stufe bis 5.000 MWh	Stufe bis 25.000 MWh	Stufe über 25.000 MWh
<i>Wasserkraft</i>				
<u>Beispielfall:</u>				
Anlagenspezifikation:				
Engpassleistung	MW	1,088	5,441	9,793
Stromerzeugung (netto)	MWh	5.000	25.000	45.000
Volllaststunden	h/a	4.595	4.595	4.595
Kostenparameter:				
Investitionskosten (inkl. 10% Aufschlag)	€/kW	5.639	5.333	4.733
hiervon (exkl. Aufschlag):				
Netzanschluss	€/kW	45	51	51
Sonstiges	€/kW	5.081	4.797	4.252
Betriebskosten GESAMT	€/MWh	12,2	11,2	10,5
hiervon:				
Sonstiges	€/MWh	13,2	12,2	11,4
Herkunftsnachweise	€/MWh	-0,98	-0,98	-0,98
Finanzierungsbedingungen				
WACC Standard	%	4,71%	4,71%	4,71%
Inflation (in der mittleren und langen Frist)	%	2,00%	2,00%	2,00%
Levelised Cost of Electricity				
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	112,22	105,67	94,42

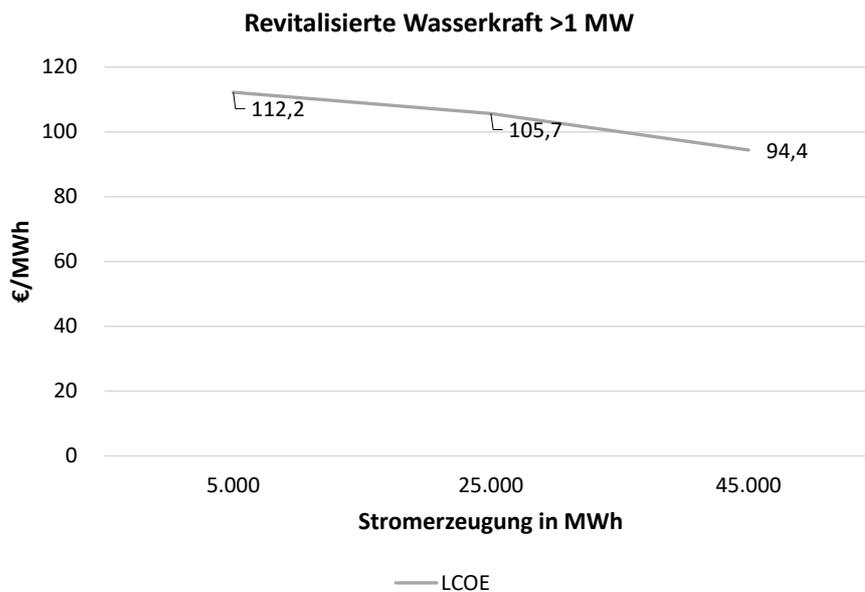


Abbildung 65: Durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom (= LCOE) für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Tabelle 61: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW

Stromproduktion in MWh, EPL>1 MW nach Revitalisierung	azW in €/MWh
die ersten 5.000	112,22
die nächsten 20.000	104,03
über 25.000	80,36

5.4.3 Ausgestaltung der Investitionsförderung für Wasserkraft und Förderhöhe

Bei der Wasserkraft ist neben der Betriebsförderung eine Investitionsförderungsschiene für Anlagen bis 2 MW (nach Revitalisierung) vorgesehen (vgl. EAG § 56a). Dabei werden die jährlichen Fördermittel getrennt nach den folgenden zwei Kategorien vergeben (vgl. EAG § 56a Abs. 2):

- Kategorie A: Neuerrichtung,
- Kategorie B: Revitalisierung.

Darüber hinaus sind neu errichtete und revitalisierte Wasserkraftanlagen mit einer EPL von über 2 MW (nach Revitalisierung) bis einschließlich 25 MW (nach Revitalisierung) durch Investitionszuschuss förderbar, sofern nicht ausgeschöpfte Mittel nach § 27 ÖSG 2012 vorhanden sind (vgl. EAG § 56a Abs. 1a). Die Höhe des Investitionszuschusses ist durch Verordnung gemäß EAG § 58 in Fördersätzen pro kW je Kategorie festzulegen, wobei eine Differenzierung nach EPL zulässig ist. Anträge, die innerhalb der Einreichfrist eines Fördercalls bei der EAG-Förderabwicklungsstelle einlangen, werden nach dem Zeitpunkt ihres Einlangens bei der EAG-Förderabwicklungsstelle gereiht (vgl. EAG § 56a Abs. 5), es handelt sich also um einen absoluten⁸⁰ und keinen Höchstfördersatz.

Bisher wurden Investitionszuschüsse sowohl für kleine Wasserkraft (EPL bis einschließlich 10 MW) als auch für mittlere Wasserkraftanlagen (EPL von über 10 MW bis einschließlich 20 MW) gewährt. Bisherige Fördersätze wurden nach Größenklassen, aber nicht nach Neuerrichtung und Revitalisierung unterschieden (vgl. Förderrichtlinien 2020 gemäß Ökostromgesetz 2012 und KWK-Gesetz - KWKW MKW KWK). Für alle Größenklassen galt die Einhaltung der EU-Beihilfeobergrenze. Außerdem musste bei Anlagen über 500 kW der

⁸⁰ Vorbehaltlich der weiteren beihilferechtlichen Förderschranken

Förderbedarf mittels einer dynamischen Investitionsrechnung nachgewiesen werden, welcher ebenfalls ein schlagendes Kriterium werden konnte, falls er unter den anderen Förderhöchstgrenzen lag. Die Höchstfördersätze laut Förderrichtlinien 2020 lagen zwischen 35 und 25% bzw. 1.750 und 1.250 €/kW für die Kleinwasserkraft bis 2 MW sowie bei 15% und 650 €/kW für die Mittlere Wasserkraft ab 10 MW, und lineare Interpolation dazwischen (siehe Tabelle 62).

Tabelle 62: Bisherige Förderhöchstsätze für Kleinwasserkraft und mittlere Wasserkraft laut Förderrichtlinien 2020 gemäß Ökostromgesetz 2012 und KWK-Gesetz (lineare Interpolation zwischen 500 kW und 2 MW sowie zwischen 2 MW und 10 MW)

Anlagengröße	Förderhöchstsätze gemäß ÖSG 2012	
500 kW	35%	1.750 €/kW
2.000 kW	25%	1.250 €/kW
10.000 kW	15%	650 €/kW

Investitionskostenzuschüsse sind auch laut EAG von mindestens drei Höchstgrenzen beschränkt, von denen die niedrigste schlagend wird:

- 30% des unmittelbar für die Neuerrichtung oder Revitalisierung der Anlage erforderlichen Investitionsvolumens (exklusive Grundstück) (vgl. EAG § 56a Abs. 3),
- 45% der umweltrelevanten Mehrkosten (davon unberührt bleiben allfällige Zuschläge gemäß der Verordnung (EU) Nr. 651/2014) (vgl. EAG § 56a Abs. 3 sowie AGVO Art. 41 Abs. 6 lit. b) und
- Investitionszuschuss in Fördersätzen pro kW (nach Revitalisierung) je Kategorie, der durch Verordnung gemäß EAG § 58 festzulegen ist.

Die Zuschläge gemäß der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 bei der Schranke der 45% der umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einer weniger umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger sind abhängig von der Unternehmensgröße. Mittlere Unternehmen können mit maximal 55% und kleine Unternehmen/Private mit maximal 65% der umweltrelevanten Mehrkosten gefördert werden (Art. 41 Abs. 8 AGVO). Die 30% bzw. 45% Obergrenze wird auf die förderbaren Kosten angewandt, welche diverse Kostenkomponenten ausschließen, z.B. Grundstückskosten, Steuern, Anschluss- und Verbindungsentgelte, wenn diese 500 m überschreiten, Finanzierungskosten und Eigenleistungen (vgl. Förderrichtlinien 2020 gemäß Ökostromgesetz 2012 und KWK-Gesetz - KWKW MKW KWK).

Für die Berechnung der 45% der umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einer weniger umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger ist es erforderlich, die fossile Referenztechnologie zu definieren. Zur Berechnung der Kosten dieser Referenztechnologie wurde das aktuellste (Stand Dezember 2021) Gutachten zur Bestimmung der Referenzkosten (AIT, 2021c) herangezogen.

Neu errichtete Wasserkraft bis 2 MW

Die Daten der (OeMAG, 2021i) beinhalten sowohl Gesamtinvestitionskosten als auch förderbare Kosten von Kleinwasserkraftwerken in der bisherigen Investitionsförderung. Zum beispielhaften Aufzeigen der sich ergebenden 30 bzw. 45%-Schranken für die neu errichtete Wasserkraft wurden diese förderbaren Kosten herangezogen (siehe Abbildung 66). Die förderbaren Kosten der (OeMAG, 2021i) wurden analog zur Vorgehensweise bei der Berechnung der Investitionskosten (vgl. Kapitel 5.3.1) abhängig vom spezifischen Inbetriebnahmedatum mit dem Baupreisindex für den Hoch- und Tiefbau auf €₂₀₂₀ valorisiert (Statistik Austria, 2022b). Diese Vorgehensweise gilt analog im Folgenden für die revitalisierte Wasserkraft und die Größenkategorien über 2 MW bis 25 MW.

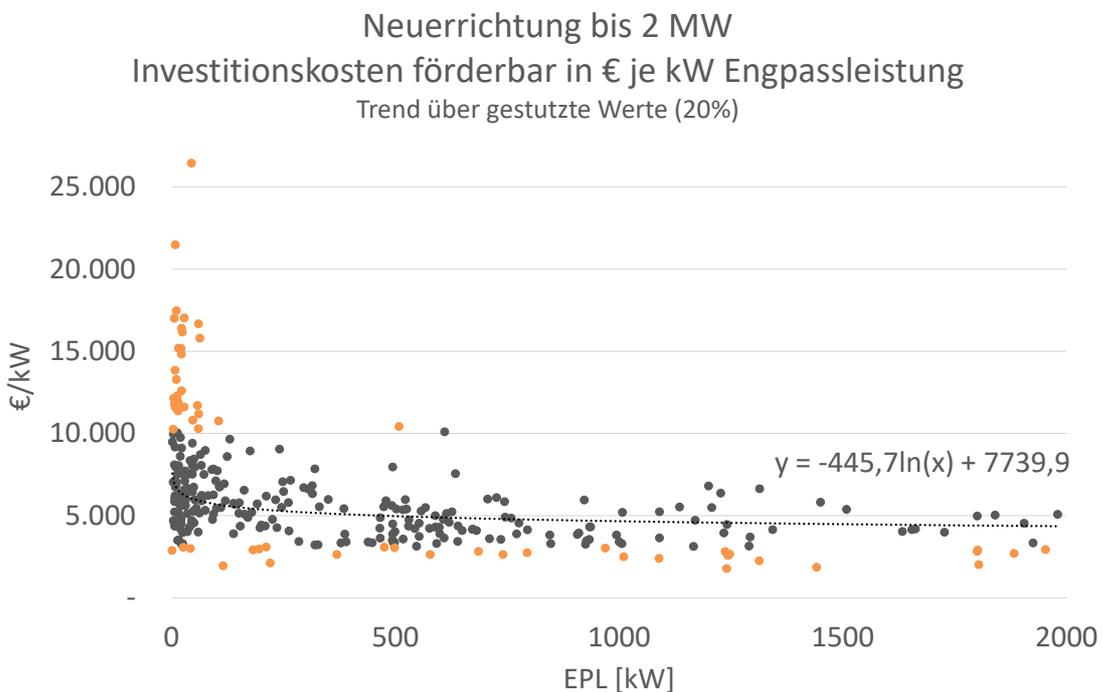


Abbildung 66: Förderbare Investitionskosten je kW Engpassleistung der neu errichteten Anlagen bis 2 MW in der bisherigen Investitionsförderung. Gestutzte Werte sind in orange dargestellt. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

Die beiden beihilferechtlich relevanten Förderschranken werden bei der Gewährung der Investitionszuschüsse für jedes eingereichte Projekt separat berechnet. Die in diesem Gutachten angestellten Berechnungen der 30- bzw. 45%-Schranken dienen somit nur als Veranschaulichung möglicher repräsentativer Werte und zur Orientierung. Tabelle 63 zeigt die Aufstellung der beiden oben genannten Förderschranken für vier beispielhafte Größenkategorien der Investitionsförderung für neu errichtete Anlagen. Die Größenkategorien entsprechen bis 1 MW jenen in der Mitte der Produktionsstufen der Betriebsförderung (vgl. Tabelle 47) bis 2 MW.

Tabelle 63: Aufzeigen der Förderschranken 30% der förderbaren Investitionskosten und 45% der umweltrelevanten förderbaren Mehrkosten für mehrere Beispielanlagen der Kategorie A (Neuerrichtung) bis 2 MW. Die Anlagengrößen entsprechen bis 1 MW den Referenzanlagengrößen der Betriebsförderung.

		Kategorie A Neuerrichtung						
		Beispielanlage [kW]	55	164	383	822	1.000	2.000
Wasserkraft	Investitionskosten förderbar (Beispielanlage)	€/kW	5.954	5.467	5.089	4.748	4.661	4.352
	30% der förderbaren Investitionskosten	€/kW	1.786	1.640	1.527	1.425	1.398	1.306
Gasmotor	Kosten Diesel-/Benzingenerator	€/kW	450	349	229	198	198	198
	umweltrelevante Mehrkosten	€/kW	5.504	5.118	4.860	4.550	4.463	4.154
	45% der förderbaren umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	2.477	2.303	2.187	2.048	2.008	1.869

Um eine Empfehlung für die Höhe des Investitionszuschusses in €/kW herzuleiten, der bei Förderentscheidungen als weitere Höchstgrenze heranzuziehen ist, bedarf es zusätzlich zu den beihilferechtlichen Beschränkungen weiterer Orientierungshilfen. Neben der Betrachtung der Erfahrungen mit den historischen Fördersätzen wurde auch eine näherungsweise Vollkostenbetrachtung durchgeführt, bei der der Investitionszuschuss mit den angesetzten Investitionskosten der Wasserkraftanlage gegengerechnet wird. Auf diese Weise kann die Anreizwirkung möglicher Investitionszuschüsse abgeschätzt und – neben den oben genannten Kriterien – bei der Empfehlung hinsichtlich der Höhe des Investitionszuschusses in €/kW berücksichtigt werden. Es sei allerdings ausdrücklich betont, dass die näherungsweise Vollkostenrechnung hier nur als Hilfsmittel zur Prüfung der effektiven Anreizwirkung eines Investitionszuschusses dient. Beihilfenrechtlich ist diese Betrachtung insofern unbeachtlich, als der Investitionszuschuss ausschließlich auf die Betrachtung der Investitionskosten beschränkt ist, und daher gerade nicht unter dem Aspekt der Betriebskostenanrechnung konzipiert wird. Ausschlaggebend für die beihilfenrechtliche Zulässigkeit sind somit die förderbaren Investitionskosten und der von dieser Basis als Prozentsatz anzusetzende Fördersatz. Sowohl die Festlegung und Anerkennung der förderbaren Investitionskosten als auch der maximale Fördersatz sind

beihilfenrechtlich plafoniert - auf die entsprechenden Bestimmungen im EAG und im EU-Beihilfenrecht sei verwiesen.

Abweichend von der Vollkostenbetrachtung bei der Ermittlung der Prämienhöhe bzw. des azW werden bei dieser Vollkostenbetrachtung keine Erlöse aus HKN berücksichtigt, da der Strom aus den investitionsgeförderten Anlagen nicht notwendigerweise direktvermarktet werden muss. Darüber hinaus wurde statt dem $WACC_{\text{Standard}}$ der $WACC_{\text{Risiko}}$ angewandt⁸¹, um dem höheren Strompreisrisiko, das Förderwerber*innen bei der Investitionsförderung im Vergleich zur Betriebsförderung ausgesetzt sind, Rechnung zu tragen. Analog zur Vollkostenbetrachtung der Betriebsförderung wurde bei den neu errichteten Anlagen der Anlagenrestwert mitberücksichtigt, bei revitalisierten Anlagen dagegen nicht (vgl. Kapitel 5.4.1). Eine weitere Abweichung von der Berechnung der Betriebsförderung ist die Berücksichtigung des Eigenbedarfs. Während bei der Prämienberechnung kein Eigenbedarf der Anlagenbetreiber*innen berücksichtigt wurde, geht dieser nun als Sensitivität in die Betrachtung mit ein, in der die Auswirkungen von 10-30% Eigenverbrauch auf die Rentabilität der Investition aufgezeigt wird. Wie bei der Vollkostenberechnung der Wasserkraft bereits beschrieben, wurde im Rahmen der Betreiberdatenerhebung der (E-Control, 2019a) der Eigenstromverbrauch der Anlagen erhoben. 23 von 65 neu errichtete und 17 von 34 revitalisierte Anlagen gaben für 2019 einen Eigenverbrauch von mehr als 1% an. Der mittlere Eigenverbrauch lag bei Betrachtung aller untersuchten Anlagen bei 6% (Neuerrichtung) bzw. 14% (Revitalisierung), bzw. 11% (Neuerrichtung) und 22% (Revitalisierung), wenn man nur die Anlagen mit Eigenverbrauch betrachtet. Zu beachten ist hier allerdings, dass bei der Betreiberdatenerhebung nur Anlagen in der Betriebsförderung erfasst wurden. Anlagen mit hohem Eigenverbrauch haben allerdings naturgemäß einen größeren Anreiz, die Investitionsförderung zu beantragen, was dafür spricht, dass Anlagen in der Investitionsförderung einen höheren Eigenverbrauchanteil haben. Dies kann allerdings nicht mit Daten überprüft werden, da diese Information bei der Investitionsförderung bisher nicht erfasst wurde.

Aufgrund der jüngsten Kostenentwicklungen an den Rohstoff- und Energiemärkten wurden im Rahmen dieses Gutachtens auch die Auswirkungen dieser auf Finanzierungsbedingungen, Inflation und Baukosten analysiert und die gutachterlichen Empfehlungen daran angepasst (vgl. Abschnitt 2.5). Analog wurden im Rahmen dieser

⁸¹ Sowohl für die Förderlaufzeit als auch für die etwaige Restwertbetrachtung (bei Neuerrichtung)

näherungsweise Vollkostenbetrachtung der Anreizwirkung von Investitionszuschüssen eine entsprechende Anpassung durchgeführt. Dabei wurde eine erhöhte Inflation in der kurzen Frist berücksichtigt, sowie die Investitionskosten und die förderbaren Kosten pauschal um 10% erhöht. Das erhöhte Marktrisiko wurde mit einem $WACC_{\text{Risiko}}$ von 5,78% bewertet.

Im Rahmen der Abschätzung der Förderwirkung von Investitionszuschüssen ist dabei zu beachten, dass analog zu diesen Kostenentwicklungen auf der Erlösseite in einem solchen Szenario zumindest zeitweise auch von einem höheren Strompreisniveau auszugehen ist, also das hohe (ca. 80-90 €/MWh) im Vergleich zu dem sonst herangezogenen mittleren Strompreisniveau (ca. 55-65 €/MWh) (vgl. Abschnitt 2.1.4). Im Mittel der kommenden 20 Jahre liegen hierbei Großhandelsstrompreise rund 48% über dem im Standardfall verwendeten mittleren Trendszenario (vgl. Kapitel 2.1.4). Dieser Anstieg wurde folglich auch bei der Eigenverbrauchsrechnung berücksichtigt. Als vermiedener Netzstrombezugspreis wurden demnach bei den neu errichteten Anlagen die variablen Bestandteile des Strompreises für Gewerbe (12,9 ct/kWh) für Anlagen bis 500 kW und Industrie (10,2 ct/kWh) für Anlagen über 500 kW angesetzt (vgl. Abschnitt 3.4.1, Tabelle 18).

Die Höhe des Investitionszuschusses kann nach EPL differenziert werden (vgl. EAG § 56a Abs 3). Im bisherigen Investitionszuschussregime für Kleinwasserkraft galt bis 500 kW der gleiche spezifische Fördersatz, bei Anlagengrößen darüber kam eine lineare Interpolation zur Anwendung. Aus der Kostenerhebung im Rahmen dieses Gutachtens wurde allerdings deutlich, dass auch bei Anlagengrößen bis 500 kW bereits Investitionskostenunterschiede sichtbar werden, welche sich auch in den Produktionsstufen der Prämienförderung wiederfinden. Daher wird eine frühere Staffelung empfohlen. Die lineare Interpolation ist aus Sicht der Gutachter*innen sinnvoll, da somit künstliche Umbrüche vermieden werden. Dies entspricht auch der Produktionsstufenlogik der Prämienförderung.

Tabelle 64 zeigt die Ergebnisse der Vollkostenbetrachtung, wobei neben dem LCOE-Wert ohne Eigenverbrauch auch die LCOE-Werte unter Berücksichtigung von 10-30% Eigenverbrauch dargestellt sind. Dabei ist zu bedenken, dass neben der Schranke des spezifischen Investitionszuschusses in €/kW auch die beiden anderen Schranken (30% der Investitionskosten und 45/55/65% der umweltrelevanten Mehrkosten) schlagend werden können, wenn sie niedriger liegen. Es wird deutlich, dass die mittleren Investitionskosten, die hier in die Vollkostenbetrachtung eingehen, höher sind als die mittleren förderbaren Investitionskosten, die aus den Daten der (OeMAG, 2021i) hervorgehen und für die

beihilferechtlichen Schranken relevant sind (z.B. 5.139 €/kW in der Vollkostenbetrachtung s. Tabelle 64 vs. 4.661 €/kW förderbare Investitionskosten s. Tabelle 63 bei der 1.000 kW Anlage)⁸².

Tabelle 64 zeigt die Vollkostenrechnung mit dem vorgeschlagenen Investitionszuschuss in der jeweils linken Spalte sowie ergänzend zum Vergleich auch mit einem Investitionszuschuss in Höhe von 30% der förderbaren Investitionskosten (vgl. Tabelle 63) in der rechten Spalte, welche ebenfalls um die pauschale Investitionskostensteigerung von 10% erhöht wurden (resultierend in dem roten Wert). Mit einem Investitionszuschuss von 1.950 €/kW bis 100 kW, 1.450 €/kW für 2.000 kW und einer linearen Interpolation dazwischen ergibt sich ein LCOE zwischen 108,58 €/MWh und 73,88 €/MWh (bei 20% Eigenverbrauch für die beiden kleineren beispielhaften Anlagengrößen und 10% Eigenverbrauch für die vier größeren Leistungsklassen). Die relativ niedrigen Investitionskosten der Anlage mit 822 kW (und die daraus resultierenden niedrigen LCOE von 55,35 €/MWh) rühren von der methodischen Herleitung der Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft bis und über 1 MW (vgl. Abbildung 48). Der entstehende Knick wird aber analog zur Prämienberechnung durch die lineare Interpolation des Investitionszuschusses geglättet, sodass es zu keinem Artefakt bei der Zuschussberechnung kommt, d.h. bei einer Anlage knapp unter 1 MW EPL nicht von niedrigeren Investitionskosten als bei einer Anlage von 1 MW EPL ausgegangen wird.

⁸² Vergleich der beiden Werte noch ohne 10% Kostensteigerung

Tabelle 64: Stromgestehungskosten für neu errichtete Wasserkraft für beispielhafte Anlagengrößen mit Investitionszuschuss in Höhe von 1.950 €/kW bis 100 kW, 1.450 €/kW für 2.000 kW und lineare Interpolation dazwischen. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der förderbaren Investitionskosten laut Tabelle 63 (ebenfalls erhöht um eine Kostensteigerung von 10% in rot) dargestellt. Die 10%-Kostensteigerung wurde aus Nachvollziehbarkeitsgründen auf die Gesamtinvestitionskosten angewandt, nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten.

Technologiefeld:		Neuerrichtung		Wasserkraft											
Wasserkraft		Beispielfall:		55		164		383		822		1000		2000	
		emp- fohlener Zuschuss	30% d. förderb. Kosten												
		€/kW		€/kW		€/kW		€/kW		€/kW		€/kW		€/kW	
Anlagenspezifikation:															
Engpassleistung	MW	0,055	0,055	0,164	0,164	0,383	0,383	0,822	0,822	1,000	1,000	2,000	2,000	2,000	2,000
Stromerzeugung (netto)	MWh	250	250	750	750	1.750	1.750	3.748	3.748	4.555	4.555	9.081	9.081	9.081	9.081
Volllaststunden	h/a	4.568	4.568	4.567	4.567	4.564	4.564	4.558	4.558	4.555	4.555	4.541	4.541	4.541	4.541
	Investitionszuschuss (€/kW)	1.950	1.965	1.933	1.804	1.876	1.679	1.760	1.567	1.713	1.538	1.450	1.436	1.450	1.436
Kostenparameter:															
Investitionskosten mit Zuschuss	€/kW	6.102	6.087	5.624	5.752	4.711	4.908	2.841	3.034	3.940	4.115	4.219	4.233	4.219	4.233
Investitionskosten ohne Zuschuss	€/kW	6.102	6.087	5.624	5.752	4.711	4.908	2.841	3.034	3.940	4.115	4.219	4.233	4.219	4.233
Netzananschluss	€/kW	95	95	95	95	115	115	115	115	115	115	130	130	130	130
Sonstiges	€/kW	7.225	7.225	6.775	6.775	5.873	5.873	4.068	4.068	5.024	5.024	5.024	5.024	5.024	5.024
Betriebskosten GESAMT															
hiervon:	€/MWh	15,8	15,8	14,8	14,8	14,1	14,1	13,4	13,4	13,2	13,2	12,6	12,6	12,6	12,6
Sonstiges	€/MWh	15,8	15,8	14,8	14,8	14,1	14,1	13,4	13,4	13,2	13,2	12,6	12,6	12,6	12,6
Herkunftsnachweise	€/MWh	15,8	15,8	14,8	14,8	14,1	14,1	13,4	13,4	13,2	13,2	12,6	12,6	12,6	12,6
Finanzierungsbedingungen															
WACC Risiko	%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%
Inflation (in der mittleren und langen Frist)	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Mittlere Abschreibedauer (mAd)	a	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
Levelised Cost of Electricity															
LCOE ₂₀	€/MWh	112,71	112,48	104,24	106,21	89,41	92,42	60,03	62,98	76,70	79,38	80,44	80,65	80,44	80,65
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil															
angenommener Netzstrombezugspreis	alle Werte in €/MWh	129	129	129	129	129	129	102	102	102	102	102	102	102	102
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	110,87	110,62	101,46	103,65	84,98	88,33	55,35	58,63	73,88	76,85	78,03	78,26	78,03	78,26
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	108,58	108,29	97,99	100,45	79,45	83,22	49,50	53,20	70,35	73,70	75,02	75,28	75,02	75,28
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	105,63	105,30	93,52	96,34	72,34	76,64	41,99	46,21	65,81	69,64	71,14	71,45	71,14	71,45

Revitalisierte Wasserkraft bis 2 MW

Beim Investitionszuschuss für revitalisierte Anlagen ist grundsätzlich zwischen Kostenangaben bezogen auf die zusätzliche EPL in kW_{revitalisiert} und auf die gesamte EPL in kW (nach Revitalisierung) zu unterscheiden. Der Investitionszuschuss soll die Kosten des unmittelbar für die Revitalisierung der Anlage erforderlichen Investitionsvolumens (exklusive Grundstück) verringern (vgl. § 56a Abs. 3). Laut der bisherigen Förderrichtlinien 2020 war unbeschadet der anderen Fördergrenzen bei der Revitalisierung das Ausmaß für den höchstmöglichen Investitionszuschuss aus dem Leistungszuwachs als Maximum der folgenden beiden Berechnungsschritte begrenzt:

1. Multiplikation der zusätzlich geschaffener Engpassleistung (=EPL_{revitalisiert}) mit dem spezifischem Fördervolumen in €/kW der gesamten Engpassleistung nach Revitalisierung
2. Multiplikation der Engpassleistung nach Revitalisierung mit der Erhöhung des Regelarbeitsvermögens dividiert durch das gesamte Regelarbeitsvermögen nach der

Revitalisierung multipliziert mit dem spezifischen Fördervolumen in €/kW der gesamten Engpassleistung nach Revitalisierung

Dieser Ansatz ist auch dem Entwurf der EAG-Investitionszuschüsseverordnung Strom 2022 zu entnehmen. Daraus folgt, dass das spezifische Fördervolumen die Kosten bezogen auf die $EPL_{\text{revitalisiert}}$ widerspiegeln sollen. Aus diesem Grund gab es in der bisherigen Förderpraxis auch keinen Unterschied zwischen den Fördersätzen von neu errichteter und revitalisierter Wasserkraft. Die spezifischen Höchsthörsätze für revitalisierte Anlagen bemessen sich dagegen anhand der EPL nach Revitalisierung (vgl. Förderrichtlinien 2020 bzw. Entwurf der EAG-Investitionszuschüsseverordnung Strom 2022).

Dies bedeutet, dass die Datengrundlage, die für die Berechnung der Betriebsförderung herangezogen wurde, im Gegensatz zu den neu errichteten Anlagen nicht direkt zur Ableitung der Investitionszuschüsse verwendet werden konnte. Bei der Berechnung der Betriebsförderung der Anlagen bis 1 MW (nach Revitalisierung) wurden die Kosten auf die EPL nach Revitalisierung umgelegt, da auch die gesamte Stromerzeugung nach Revitalisierung per Marktprämie vergütet wird (vgl. EAG § 10 Abs. 1 Z 1). Der Vollkostenrechnung für revitalisierte Anlagen bis 1 MW lagen somit die Kosten bezogen auf die Gesamtanlagengröße nach Revitalisierung zugrunde. Bei der Wasserkraft über 1 MW wurde bei der Betriebsförderung die Kosten für die $EPL_{\text{revitalisiert}}$ betrachtet, allerdings bezogen auf die $EPL_{\text{revitalisiert}}$, da nur die zusätzliche Erzeugung förderfähig ist. Für den Investitionszuschuss dagegen bilden die Kostendaten in €/kW_{revitalisiert} bezogen auf die EPL nach Revitalisierung die Basis für Empfehlungen. Diese Kosten standen von (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021) zur Verfügung. Der Trend über die pro Quelle um die oberen und unteren 10% der Werte gestutzten Daten ist in Abbildung 67 dargestellt.

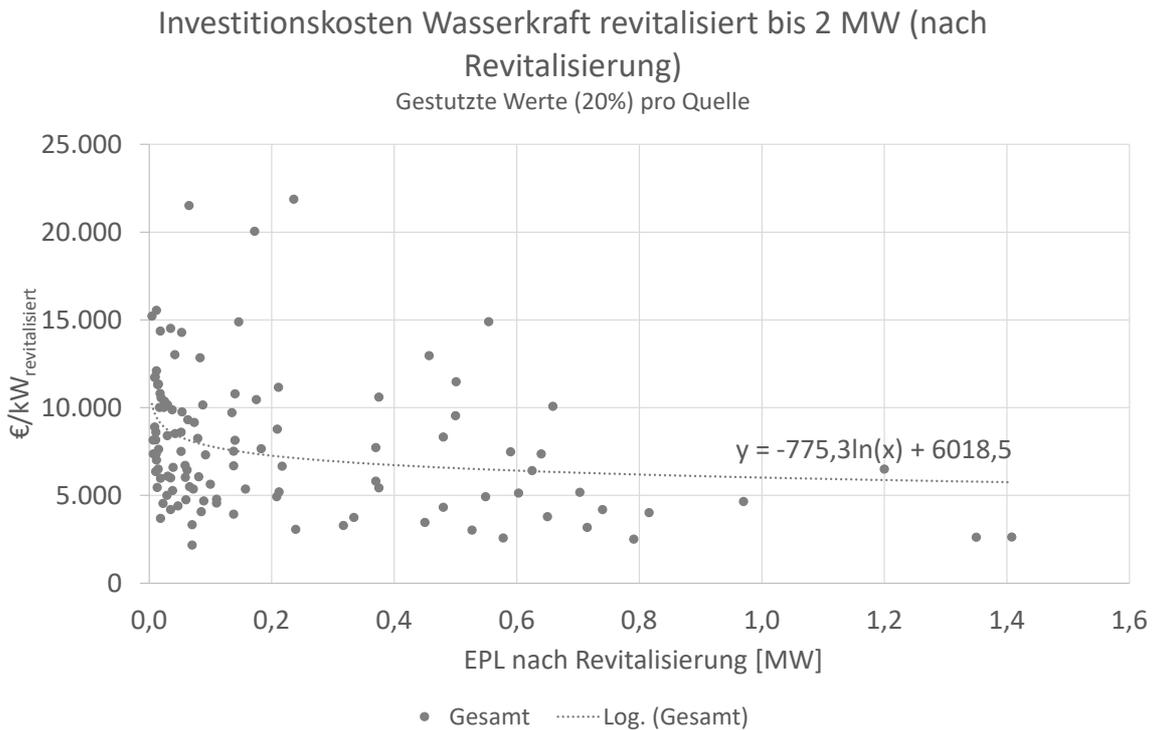


Abbildung 67: Investitionskosten in €/kW_{revitalisiert} für revitalisierte Wasserkraft bis 2 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf EPL nach Revitalisierung (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (Oesterreichs Energie, 2021) (OeMAG, 2021i))

Die Berechnung der beihilferechtlichen Schranken bezieht sich auf die $EPL_{\text{revitalisiert}}$, da die Kosten der weniger umweltfreundliche Vergleichstechnologie anhand der zusätzlichen Leistung in kW_{revitalisiert} bestimmt werden und der spezifische Fördersatz für revitalisierte Anlagen die Kosten bezogen auf die $EPL_{\text{revitalisiert}}$ widerspiegelt. Abbildung 68 zeigt die förderbaren Kosten der revitalisierten Anlagen bis 2 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf die zusätzliche $EPL_{\text{revitalisiert}}$.

Als repräsentative Anlagen wurden wiederum die Anlagen auf der Mitte der Stufe des Produktionsstufenmodells der Betriebsförderung herangezogen (vgl. Tabelle 48) und bis 2 MW erweitert. Mit zunehmender EPL (nach Revitalisierung) sinkt der mittlere Revitalisierungsgrad (vgl. Abbildung 69).

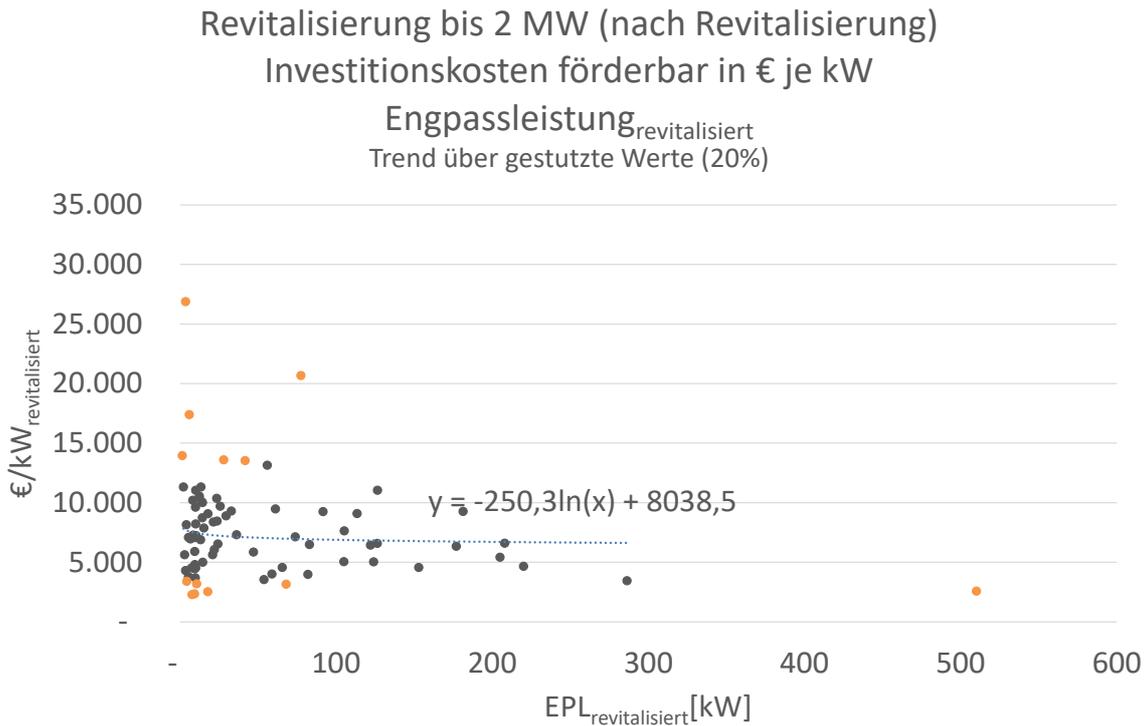


Abbildung 68: Förderbare Investitionskosten je zusätzlicher kW_{revitalisiert} (bzw. RAV-Steigerungs-Äquivalent) bei revitalisierten Anlagen bis 2 MW (nach Revitalisierung) in der bisherigen Investitionsförderung. Gestutzte Werte sind in orange dargestellt. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

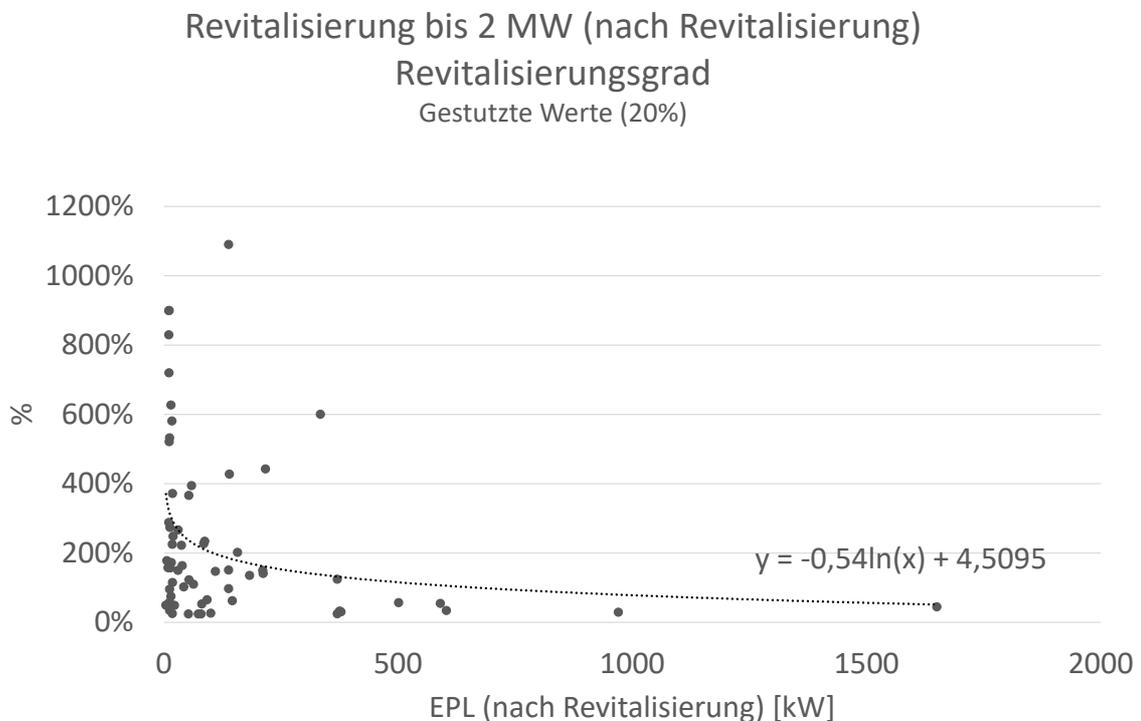


Abbildung 69: Revitalisierungsgrad (Maximum aus EPL- oder RAV-Steigerung) bezogen auf die EPL (nach Revitalisierung). Die Werte wurden um die jeweils oberen und unteren 10% bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

Da beim Investitionszuschuss nicht nach Revitalisierungsgrad unterschieden wird, wird der mittlere Revitalisierungsgrad bezogen auf die EPL nach Revitalisierung herangezogen (vgl. Abbildung 69). Dies dient nur der beispielhaften Betrachtung der beihilferechtlichen Schranken beim Berechnen der spezifischen Investitionszuschüsse im Rahmen dieses Gutachtens. Im Rahmen des Förderungsprozesses durch die Abwicklungsstelle werden diese Schranken dann jeweils projektspezifisch bestimmt. Den repräsentativen Anlagengrößen 45 kW, 136 kW, 325 kW, 727, 1000, 1500 und 2000 kW (nach Revitalisierung) entsprechen demnach zusätzliche EPL von 32 kW_{revitalisiert}, 88 kW_{revitalisiert}, 189 kW_{revitalisiert}, 354 kW_{revitalisiert}, 438 kW_{revitalisiert}, 539 kW_{revitalisiert} und 577 kW_{revitalisiert}.

Tabelle 65 zeigt die Förderschranken für diese repräsentativen Anlagengrößen.

Tabelle 65: Aufzeigen der Förderschranken 30% der förderbaren Investitionskosten und 45% der umweltrelevanten förderbaren Mehrkosten für mehrere Beispielanlagen der Kategorie B (Revitalisierung) bis 2 MW (nach Revitalisierung). Die Anlagengrößen entsprechen den Referenzanlagengrößen der Prämienförderung unter Annahme des mittleren, größenspezifischen Revitalisierungsgrads der (OeMAG, 2021i).

		Kategorie B							
		Beispielanlage	Revitalisierung						
		kW nach Revit.	45	136	325	727	1.000	1.500	2.000
		kW _{revitalisiert}	32	88	189	354	438	539	577
Wasserkraft	Investitionskosten förderbar (Beispielanlage)	€/kW _{revitalisiert}	7.171	6.917	6.727	6.569	6.516	6.464	6.447
	30% der förderbaren Investitionskosten	€/kW _{revitalisiert}	2.151	2.075	2.018	1.971	1.955	1.939	1.934
Gasmotor	Kosten Diesel-/Benzingenerator	€/kW _{revitalisiert}	454	423	324	237	214	198	198
	umweltrelevante Mehrkosten	€/kW _{revitalisiert}	6.717	6.494	6.403	6.333	6.302	6.266	6.249
	45% der förderbaren umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW _{revitalisiert}	3.023	2.922	2.881	2.850	2.836	2.820	2.812

Die spezifischen Investitionskosten pro kW nach Revitalisierung (vgl. Abbildung 67) wurden für die Stromgestehungskostenrechnung herangezogen. Wie bei den neu errichteten Anlagen hat die ergänzenden LCOE-Berechnungen ausschließlich zum Ziel, die empfohlenen spezifischen Fördersätze auf Plausibilität zu prüfen. Aufgrund der geringen Datenverfügbarkeit bei revitalisierter Wasserkraft über 1 MW wurde in dieser Vollkostenbetrachtung auf die Betriebskosten der neu errichteten Anlagen zurückgegriffen. Die sich daraus ergebenden LCOE-Werte sind in Tabelle 66 aufgeführt. Es gibt wie auch bei der neu errichteten Wasserkraft einen Unterschied zwischen den in der Vollkostenbetrachtung angesetzten Investitionskosten und den förderbaren Investitionskosten laut (OeMAG, 2021i). So betragen die förderbaren Investitionskosten laut (OeMAG, 2021i) für eine Anlage mit der zusätzlichen EPL von 88 kW_{revitalisiert} 6.917 €/kW_{revitalisiert} (vgl. Tabelle 65), die gesamten Investitionskosten über alle Quellen

hinweg dagegen 7.565 €/kW_{revitalisiert} (vgl. Tabelle 66)⁸³. Die berechneten LCOE-Werte mit einem empfohlenen Investitionszuschuss von 2.400 €/kW_{revitalisiert} bis 100 kW nach Revitalisierung, 1.950 €/kW_{revitalisiert} für 2.000 kW nach Revitalisierung und linearer Interpolation dazwischen liegen unter Berücksichtigung von Eigenverbrauch zwischen 125,99 €/MWh und 91,25 €/MWh. Zu berücksichtigen ist, dass bei der Revitalisierung im Gegensatz zur neu errichteten Wasserkraft bei der Vollkostenbetrachtung kein Restwert angenommen wurde (in Konsistenz zu den Berechnungen der Betriebsförderung) und somit die Stromgestehungskosten höher liegen als wenn ein Restwert berücksichtigt würde. Für Revitalisierungen gab es im bisherigen ÖSG-Regime keine spezifisch bestimmten Investitionsfördersätze. Der Anteil der Anträge auf Investitionszuschuss für Revitalisierungen war auch deutlich geringer als der für neu errichtete Anlagen (159 im Vergleich zu 433 Anträgen für die Kleinwasserkraft) (E-Control, 2021j). Dennoch war zumindest für einige Revitalisierungsprojekte ein ausreichender Investitionsanreiz gegeben. Die nun vorgeschlagenen, deutlich höheren Investitionsfördersätze für revitalisierte Anlagen sollten somit einen deutlich höheren Förderanreiz als die bisherigen Investitionsförderungen bieten.

Tabelle 66: Stromgestehungskosten für revitalisierte Wasserkraft für verschiedene beispielhafte Anlagengrößen mit Investitionszuschuss in Höhe von 2.400 €/kW_{revitalisiert} bis 100 kW nach Revitalisierung, 1.950 €/kW_{revitalisiert} für 2.000 kW nach Revitalisierung und linearer Interpolation dazwischen. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der förderbaren Investitionskosten laut Tabelle 65 (ebenfalls erhöht um eine Kostensteigerung von 10% in rot) dargestellt. Die 10%-Kostensteigerung wurde aus Nachvollziehbarkeitsgründen auf die Gesamtinvestitionskosten angewandt, nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten.

⁸³ Vergleich der beiden Werte noch ohne 10% Kostensteigerung

Technologiefeld:		Revitalisierung		Wasserkraft													
Wasserkraft		Beispielfall: kW (nach Revitalisierung)		45	45	136	136	325	325	727	727	1.000	1.000	1.500	1.500	2.000	2.000
		kW_revitalisiert		32	32	88	88	189	189	354	354	438	438	539	539	577	577
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		2.351													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		2.078													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.971													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.955													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.938													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.834													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.828													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.720													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.688													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.595													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.500													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.450													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.398													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.328													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.280													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.220													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.171													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.137													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.088													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.049													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		1.018													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		987													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		955													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		923													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		891													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		859													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		827													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		795													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		763													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		731													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		699													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		667													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		635													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		603													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		571													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		539													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		507													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		475													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		443													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		411													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		379													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		347													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		315													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		283													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		251													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		219													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		187													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		155													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		123													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		91													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		59													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten		27													
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förderb. Kosten															
		emp-fohlener Zuschuss															
		30% d. förder															

Investitionszuschüsse für Wasserkraft über 2 MW bis 25 MW

Die Neuerrichtung und Revitalisierung einer Wasserkraftanlage mit einer Engpassleistung von über 2 MW (nach Revitalisierung) bis einschließlich 25 MW (nach Revitalisierung) kann durch Investitionszuschuss gefördert werden, sofern nicht ausgeschöpfte Mittel nach § 27 ÖSG 2012 vorhanden sind (vgl. EAG § 56a Abs. 1a). Das nicht ausgeschöpfte Förderbudget für den Investitionszuschuss der mittleren Wasserkraft lässt den Schluss zu, dass die Anreizwirkung mit dem bisherigen Fördersatz laut Förderrichtlinien 2020 gemäß Ökostromgesetz 2012 und KWK-Gesetz (650 €/kW) zu gering ausfiel.

Neu errichtete Wasserkraft über 2 MW bis 25 MW

Analog zur Vorgehensweise bei den Anlagen bis 2 MW zeigt Abbildung 70 die förderbaren Investitionskosten der neu errichteten Anlagen aus den Daten der bisherigen Investitionsförderung der (OeMAG, 2021i). Es wird daraus ersichtlich, dass die spezifischen förderbaren Kosten bei den Anlagen über 2 MW keinen degressiven Trend, sondern sogar einen leicht ansteigenden Trend aufweisen.

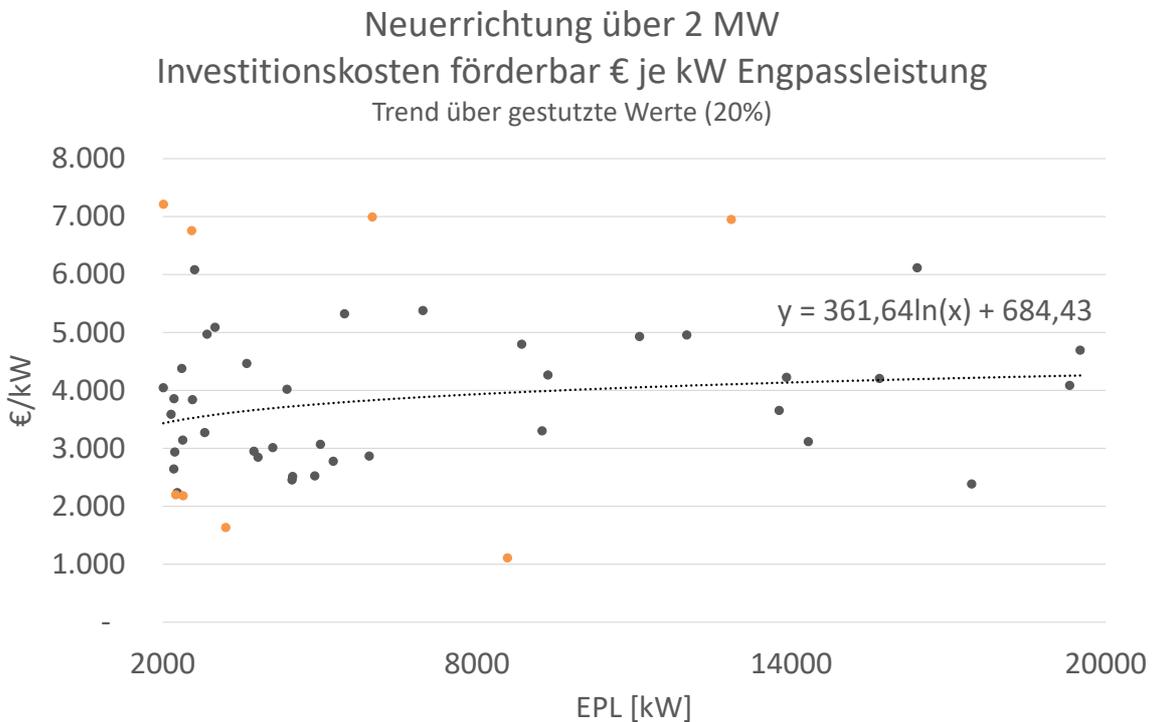


Abbildung 70: Förderbare Investitionskosten je kW Engpassleistung bei neu errichteten Anlagen über 2 MW bis 20 MW in der bisherigen Investitionsförderung. Gestutzte Werte sind in orange dargestellt. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

Dies bestätigt das Ergebnis der allgemeinen Investitionskostenanalyse der neu errichteten Wasserkraft in diesem Gutachten, welche ebenfalls bei Anlagen über 1 MW ein gleichbleibendes Niveau ergab (erneut dargestellt in Abbildung 71).

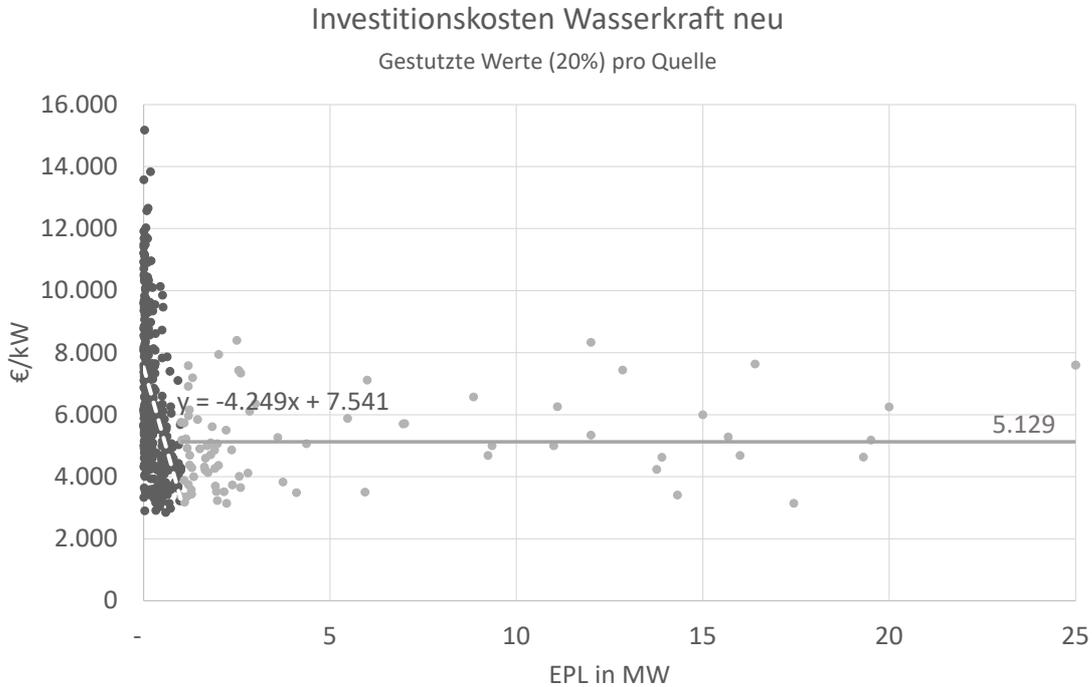


Abbildung 71: Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft in gemeinsamer Darstellung (bereinigt um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte jeder Quelle). Für die Anlagen bis 1 MW ist ein linearer Trend dargestellt, für die Anlagen über 1 MW der Mittelwert. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021))

Die Betrachtung der Schranke der 30% der förderbaren Kosten sowie der 45% der umweltrelevanten Mehrkosten ergibt folgende Werte:

Tabelle 67: Aufzeigen der Förderschranken 30% der förderbaren Investitionskosten und 45% der umweltrelevanten förderbaren Mehrkosten für drei Beispielanlagen der Kategorie A (Neuerrichtung) über 2 MW bis 25 MW. Die EPL von 13.048 kW entspricht der repräsentativen Anlagengröße in der Mitte der letzten Produktionsstufe der Betriebsförderung.

		Kategorie A			
		Neuerrichtung			
		Beispielanlage [kW]	5.000	13.048	20.000
Wasserkraft	Investitionskosten förderbar (Beispielanlage)	€/kW	3.765	4.111	4.266
	30% der förderbaren Investitionskosten	€/kW	1.129	1.233	1.280
Gasmotor	Kosten Diesel-/Benzingenerator	€/kW	198	198	198
	umweltrelevante Mehrkosten	€/kW	3.567	3.913	4.068
	45% der förderbaren umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	1.605	1.761	1.831

Es wird deutlich, dass eine weitere Differenzierung des spezifischen Fördersatzes nach EPL für die neu errichtete Wasserkraft über 2 MW nicht aus der Datenlage ableitbar ist. Die Betrachtung der Referenzanlagengröße der letzten Stufe der Prämienförderung (13.048 kW) ergibt die in Tabelle 68 dargestellte LCOE-Berechnung. Andere Anlagengrößen unterscheiden sich in der Berechnung kaum, da es nur minimale Unterschiede aufgrund leicht unterschiedlicher Betriebskosten gibt.

Tabelle 68: Stromgestehungskosten für neu errichtete Wasserkraft für die beispielhafte Anlagengrößen von 13.048 kW (Referenzanlage der letzten Betriebsförderstufe) mit und ohne Investitionszuschuss in Höhe von 1.400€/kW. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der förderbaren Investitionskosten laut Tabelle 67 (ebenfalls erhöht um eine Kostensteigerung von 10% in rot) dargestellt. Die 10%-Kostensteigerung wurde aus Nachvollziehbarkeitsgründen auf die Gesamtinvestitionskosten angewandt, nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten.

Technologiefeld:		Neuerrichtung	Wasserkraft
Wasserkraft	Beispielfall:	kW	13048
		empfohlener Zuschuss	13048
		€/kW	30% d. förderb. Kosten 1.233
Anlagenspezifikation:			
Engpassleistung	MW	13,048	13,048
Stromerzeugung (netto)	MWh	57.236	57.236
Volllaststunden	h/a	4.387	4.387
		Investzuschuss [€/kW]	1400
			1.357
Kostenparameter:			
Investitionskosten mit Zuschuss	€/kW	4.269	4.313
hiervon (ohne Zuschuss):			
Netzanschluss	€/kW	130	130
Sonstiges	€/kW	5.024	5.024
Betriebskosten GESAMT			
hiervon:			
Sonstiges	€/MWh	10,6	10,6
Herkunftsnachweise	€/MWh	10,6	10,6
Finanzierungsbedingungen			
WACC Risiko	%	5,78%	5,78%
Inflation (in der mittleren und langen Frist)	%	2,00%	2,00%
Mittlere Abschreibedauer (mAd)	a	53,7	53,7
Levelised Cost of Electricity			
LCOE ₂₀	€/MWh	80,99	81,68
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil			
angenommener Netzstrombezugspreis		alle Werte in €/MWh	
		102	102
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	78,65	79,41
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	75,71	76,57
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	71,94	72,92

Der LCOE unter Einberechnung eines Investitionszuschusses von 1.400 €/kW ergibt einen LCOE von 78,65 €/MWh unter Berücksichtigung von 10% Eigenbedarf und liegt damit in einer vergleichbaren Spanne wie die Anlagen bis 2 MW sowie unter der berechneten 30%-Schranke.

Revitalisierte Wasserkraft über 2 MW bis 25 MW

Abbildung 72 zeigt die förderbaren Investitionskosten der revitalisierten Anlagen über 2 MW aus den Daten der bisherigen Investitionsförderung der (OeMAG, 2021i), welche einen leicht degressiven Trend aufweisen. Aufgrund der geringen Anzahl an Datenpunkten der (OeMAG, 2021i) bei den revitalisierten Anlagen über 2 MW (nach Revitalisierung) wurden hier alle Werte zur Ableitung der förderbaren Kosten herangezogen.

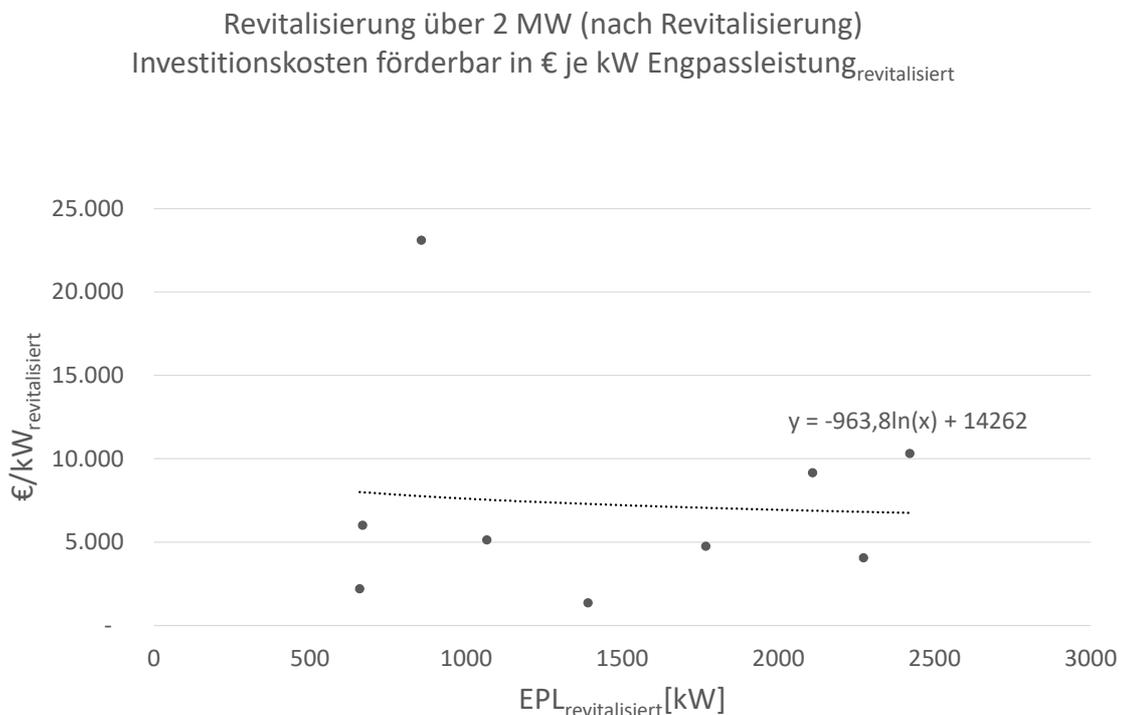


Abbildung 72: Förderbare Investitionskosten je zusätzlicher kW_{revitalisiert} (bzw. RAV-Steigerungs-Äquivalent) bei revitalisierten Anlagen über 2 MW (nach Revitalisierung) in der bisherigen Investitionsförderung. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

Um einen repräsentativen Revitalisierungsgrad abzuleiten, wurde die Analyse des Revitalisierungsgrads aus den bisherigen investitionsgeförderten Anlagen bis 20 MW nach Revitalisierung erweitert. Durch die standardmäßige Datenbereinigung in der Methodik dieses Gutachtens fallen gerade die relevanten Datenpunkte der wenigen großen Anlagen

weg. Nichtsdestotrotz wird aus Abbildung 73 ersichtlich, dass der Trend auch diese Datenpunkte ausreichend adäquat abbildet.

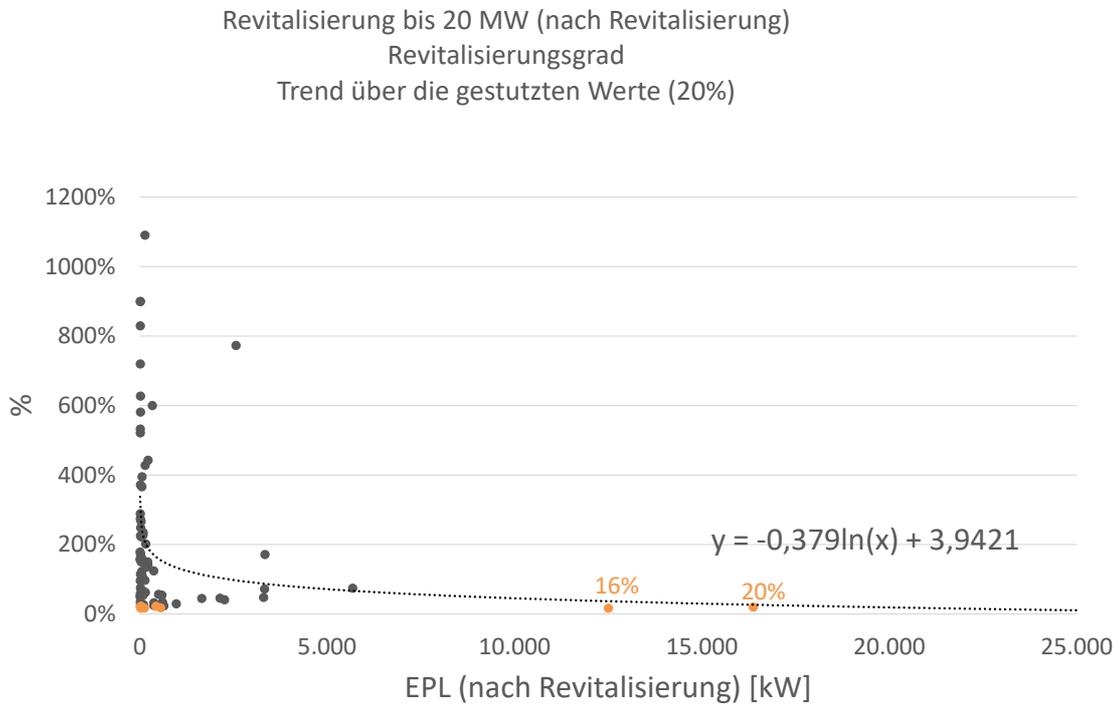


Abbildung 73: Revitalisierungsgrad (Maximum aus EPL- oder RAV-Steigerung) bezogen auf die EPL (nach Revitalisierung). Die Werte wurden um die jeweils oberen und unteren 10% bereinigt, der Trend basiert auf den gestutzten Werten. Die gestutzten unteren 10% der Werte sind in orange dargestellt, die gestutzten oberen 10% der Werte sind aus Darstellungsgründen nicht enthalten. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))

Als repräsentative Anlagengrößen über 2 MW bis 25 MW (nach Revitalisierung) werden 5 MW, 15 MW und 25 MW herangezogen. Unter Berücksichtigung des Revitalisierungsgrades, der aus Abbildung 72 ableitbar ist, ergeben sich somit zusätzliche EPL von 2.028 kW_{revitalisiert}, 3.441 kW_{revitalisiert} und 2.357 kW_{revitalisiert}.

Tabelle 69: Aufzeigen der Förderschranken 30% der förderbaren Investitionskosten und 45% der umweltrelevanten förderbaren Mehrkosten für drei Beispielanlagen der Kategorie B (Revitalisierung) über 2 MW bis 25 MW (nach Revitalisierung).

		Kategorie B			
		Beispielanlage	Revitalisierung		
		kW nach Revit.	5.000	15.000	25.000
		kW_revitalisiert	2.083	3.441	2.357
Wasserkraft	Investitionskosten förderbar (Beispielanlage)	€/kW_revitalisiert	6.897	6.413	6.778
	30% der förderbaren Investitionskosten	€/kW_revitalisiert	2.069	1.924	2.033
Gasmotor	Kosten Diesel-/Benzingenerator	€/kW_revitalisiert	198	198	198
	umweltrelevante Mehrkosten	€/kW_revitalisiert	6.699	6.215	6.580
	45% der förderbaren umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW_revitalisiert	3.015	2.797	2.961

Aus der Kombination der EPL (nach Revitalisierung) mit den anlagengrößenspezifischen Revitalisierungsraten lässt sich weder ein degressiver noch ein progressiver Kostentrend der förderbaren Investitionskosten in €/kW_{revitalisiert} ableiten.

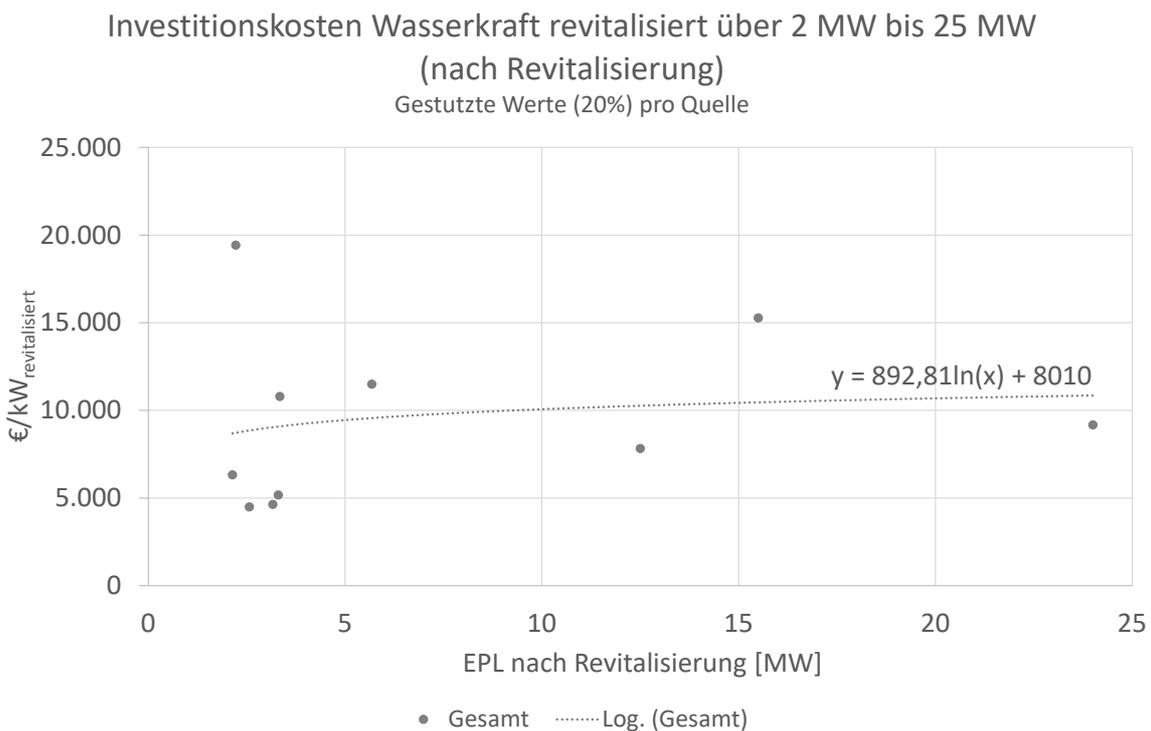


Abbildung 74: Investitionskosten in €/kW_{revitalisiert} für revitalisierte Wasserkraft über 2 MW bis 25 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf EPL (nach Revitalisierung) (bereinigt um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte jeder Quelle) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (Oesterreichs Energie, 2021) (OeMAG, 2021i))

Blickt man auf die gesamten Investitionskosten über alle zur Verfügung stehenden Quellen bezogen auf die EPL nach Revitalisierung, so wird ebenfalls kein degressiver Kostentrend

erkennbar (vgl. Abbildung 74). Analog zur Kostenableitung für die Vollkostenbetrachtung der revitalisierten Anlagen über 1 MW, wird hier ein 25%-Abschlag auf den Investitionskostentrend für die LCOE-Berechnung berücksichtigt, da hier generell wenige Datenpunkte vorliegen, einzelne Datenpunkte daher eine hohe Spreizung der Investitionskosten nach oben bewirken und die Daten der (OeMAG, 2021i) im unteren Bereich liegen (vgl. Abschnitt 5.3.3).

Vor allem aufgrund dieses progressiven Kostentrends ergibt die Vollkostenbetrachtung steigende LCOE mit steigender EPL (nach Revitalisierung) (vgl. Tabelle 70).

Tabelle 70: Stromgestehungskosten für revitalisierte Wasserkraft für beispielhafte Anlagengrößen von 5.000 - 25.000 kW_{revitalisiert} mit einem Investitionszuschuss in Höhe von 1.950 €/ kW_{revitalisiert}. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der förderbaren Investitionskosten laut Tabelle 69 (ebenfalls erhöht um eine Kostensteigerung von 10% in rot) dargestellt. Die 10%-Kostensteigerung wurde aus Nachvollziehbarkeitsgründen auf die Gesamtinvestitionskosten angewandt, nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten.

Technologiefeld:		Revitalisierung		Wasserkraft				
Wasserkraft	Beispielfall:	kW (nach Revitalisierung)	5.000	5.000	15.000	15.000	25.000	25.000
		kW _{revitalisiert}	2083	2083	3.441	3.441	2.357	2.357
		empfohlener Zuschuss		30% d. förderb. Kosten 2.069	empfohlener Zuschuss	30% d. förderb. Kosten 1.924	empfohlener Zuschuss	30% d. förderb. Kosten 2.033
		€/kW _{revitalisiert}						
Anlagenspezifikation:								
Engpassleistung	MW	1,000	1,000	1,500	1,500	2,000	2,000	
Stromerzeugung (netto)	MWh	4.595	4.595	6.893	6.893	9.190	9.190	
Volllaststunden	h/a	4.595	4.595	4.595	4.595	4.595	4.595	
		Investzuschuss [€/kW]	1.950	2.276	1.950	2.116	1.950	2.237
Kostenparameter:								
Investitionskosten mit Zuschuss	€/kW	5.844	5.518	6.653	6.487	7.029	6.742	
hiervon:								
Investitionskosten ohne Zuschuss	€/kW	7.085	7.085	7.821	7.821	8.163	8.163	
Betriebskosten GESAMT								
hiervon:								
Sonstiges	€/MWh	11,8	11,8	10,9	10,9	10,4	10,4	
Herkunftsnachweise	€/MWh							
Finanzierungsbedingungen								
WACC Risiko	%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	5,78%	
Inflation (in der mittleren und langen Frist)	%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	
Levelised Cost of Electricity								
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	124,57	118,43	138,62	135,48	145,15	139,75	
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil								
angenommener Netzstrombezugspreis	alle Werte in €/MWh	102	102	102	102	102	102	
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	127,06	120,24	142,67	139,19	149,93	143,93	
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	130,18	122,51	147,74	143,83	155,91	149,16	
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	134,19	125,42	154,26	149,78	163,59	155,88	

Die resultierenden LCOE liegen mit 124,57 €/MWh bis 145,15 €/MWh mit Berücksichtigung eines Investitionszuschusses in Höhe von 1.950 €/kW_{revitalisiert} ohne

Berücksichtigung von Eigenverbrauch deutlich höher als das Strompreisniveau im für den im Vergleich relevanten hohen Strompreisszenario (vgl. Abschnitt 2.1.4) und höher als bei den anderen Kategorien der Wasserkraft. Hier sei angemerkt, dass sich die Nichtberücksichtigung des Anlagenrestwerts bei der revitalisierten Wasserkraft generell stark LCOE-erhöhend auswirkt. Die Gutachter*innen empfehlen daher einen Investitionszuschuss von 1.950 €/kW_{revitalisiert}, der damit dem niedrigsten Zuschuss der revitalisierten Wasserkraft mit einer EPL bis 2 MW entspricht. Dieser Satz liegt deutlich höher als der bisherige Investitionsfördersatz von 1.250 €/kW für eine EPL von 2 MW und 650 €/kW für eine EPL von 10 MW laut Förderrichtlinien 2020 gemäß Ökostromgesetz 2012 und KWK-Gesetz. Darüber hinaus steht als weiteres Förderinstrument auch die Betriebsförderung für EPL bis 25 MW zur Verfügung.

*Die Gutachter*innen empfehlen folgende Investitionszuschüsse für die Wasserkraft für Anlagen über 2 MW bis 25 MW (nach Revitalisierung):*

Kategorie A (Neuerrichtung): 1.400 €/kW

Kategorie B (Revitalisierung): 1.950 €/kW_{revitalisiert}

6 Feste Biomasse

6.1 Historische Marktentwicklung

Im ÖSG und den entsprechenden Ökostrom-Einspeisetarifverordnungen waren seit 2003 Einspeisetarife für Strom aus Anlagen auf Basis von fester Biomasse vorgesehen. In Abbildung 75 ist der Verlauf der Einspeisetarife für die Tarifklassen bis 500 kW_{el} und für größere Anlagen dargestellt. Zu erkennen ist, dass Tarife für die größeren Anlagen deutlich unter den Tarifen für kleinere Anlagen liegen. Der Tarifunterschied in diesem Fall beträgt zwischen 20% und 45%. Die dargestellten Tarifklassen erlauben eine Darstellung von längeren, durchgehenden Zeitreihen und ermöglicht eine Referenz für die zu berechnenden azWs für feste Biomasse.

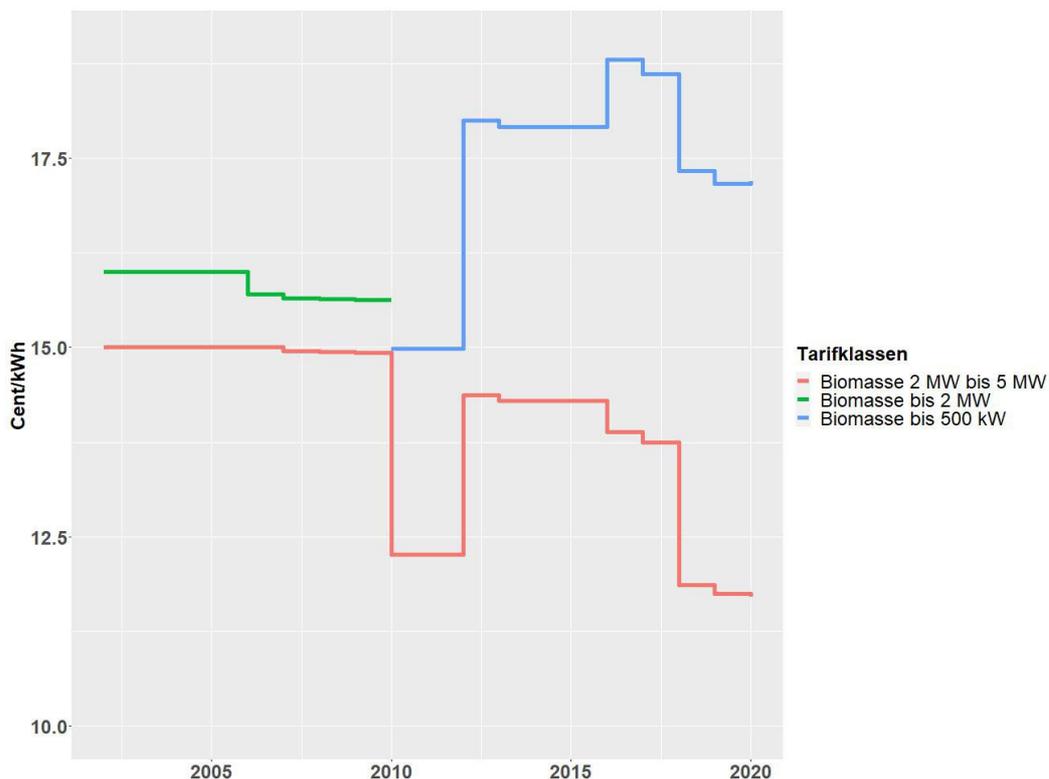


Abbildung 75: Historische Einspeisetarife für ausgewählte Tarifklassen für Strom aus Anlagen auf Basis fester Biomasse. Vor 2010 war die kleinste Tarifstufe bis 2 MW (hier in grün). Erst ab 2010 sind Tarifklassen bis 500 kW vorgesehen (in blau). Nicht dargestellt sind hocheffiziente Neuanlagen die mit 21,6 Cent/kWh in vergütet wurden. (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis OESVO 2002-2012, OESET-VO 2012-2018)

Der Leistungszubau im Technologiebereich feste Biomasse und in der Ökobilanzgruppe belief sich auf bis zu 320 MW_{el} im Jahr 2012 und nahm seither stetig ab, während die Anlagenanzahl fast kontinuierlich zunahm und in 2020 auf 151 Anlagen stieg (siehe Abbildung 76). Auf Basis dieser Datenlage kann davon ausgegangen werden, dass die steigende Anlagenanzahl in den letzten Jahren vor allem auf kleinere Anlagen zurückzuführen ist, während größere Anlagen eher vor 2010 errichtet wurden. Der besonders starke Anstieg in der kumulierten Leistung vor 2008 basiert teilweise auch auf Anlagen, die noch auf Basis der Einspeisetarif-VO vom 20.12.2002 mit Fokus auf Stromerzeugung errichtet worden sind. Erst seit der Ökostromnovelle 2006 ist ein BNG von mindestens 60% für die Errichtung von Biomasseanlagen und daher eine wärmegeführte Produktion in KWK-Anlagen Voraussetzung. Vor allem diese Einschränkung verringert die Anzahl möglicher Anlagenstandorte für größere Biomasseanlagen (über 500 kW_{el}) entscheidend.

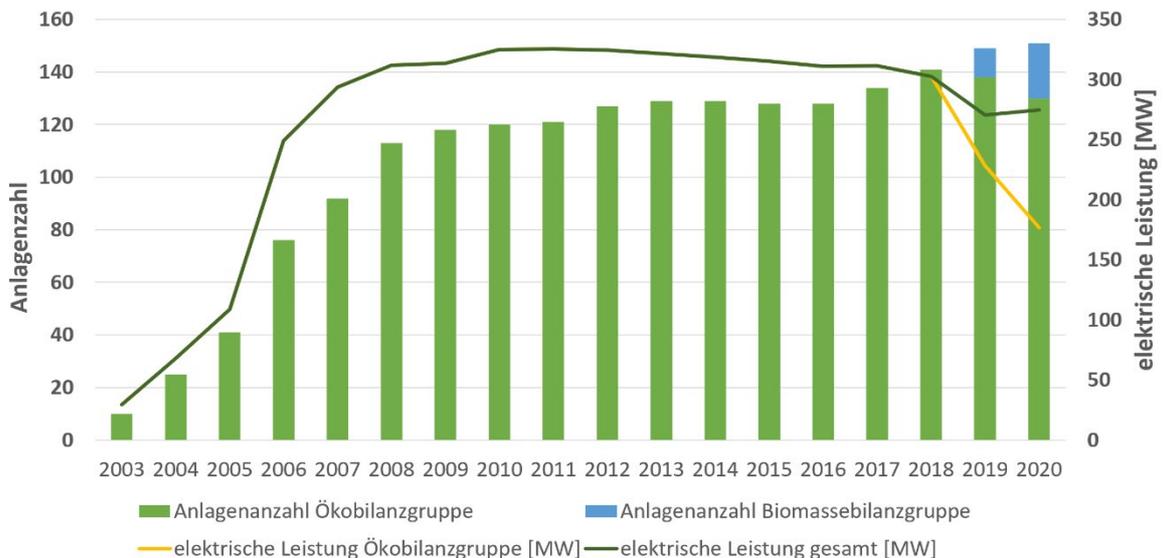


Abbildung 76: Anlagenzubau Biomasse seit 2003 (Quelle: (IG Holzkraft, 2021))

6.2 Zukunftsperspektive – EAG Ziele

Im EAG ist ein Mindestzubau von 1 TWh_{el} Stromerzeugung aus Biomasse bis 2030 vorgesehen. Der Zubau soll durch die Vergabe von administrativen (bis 0,5 MW_{el}) und wettbewerblichen (0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el} und über 5 MW_{el} für die ersten 5 MW_{el}) Marktprämienverträgen von mindestens jeweils 7,5 MW_{el} jährlich für Biomasse gefördert werden.

6.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten

6.3.1 Investitionskosten Biomasse

Anlagengrößen sind nicht nur für die Brennstoff- und Wärmeabnahmemenge entscheidend, sondern bei den meisten Technologien vor allem auch für die Annahmen bezüglich der Investitionskosten. In Abbildung 77 ist die Größenverteilung der Bestandsanlagen auf Basis der IG Holzkraft Anlagenstatistik dargestellt. Hiernach ist der Großteil der Bestandsanlagen in der Größenklasse unter 0,5 MW_{el} anzutreffen und weist eine durchschnittliche Größe von 175 kW_{el} auf. Der Bestand der Anlagen in der Größenklasse von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el} ist in Abbildung 77 in drei weitere Stufen unterteilt. Der Mittelwert dieser Stufen, von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el}, ergibt für die Ökobilanzgruppe durchschnittlich 2.381 kW_{el} und in der seit 2019 geführten Biomassebilanzgruppe durchschnittlich 2.573 kW_{el}.

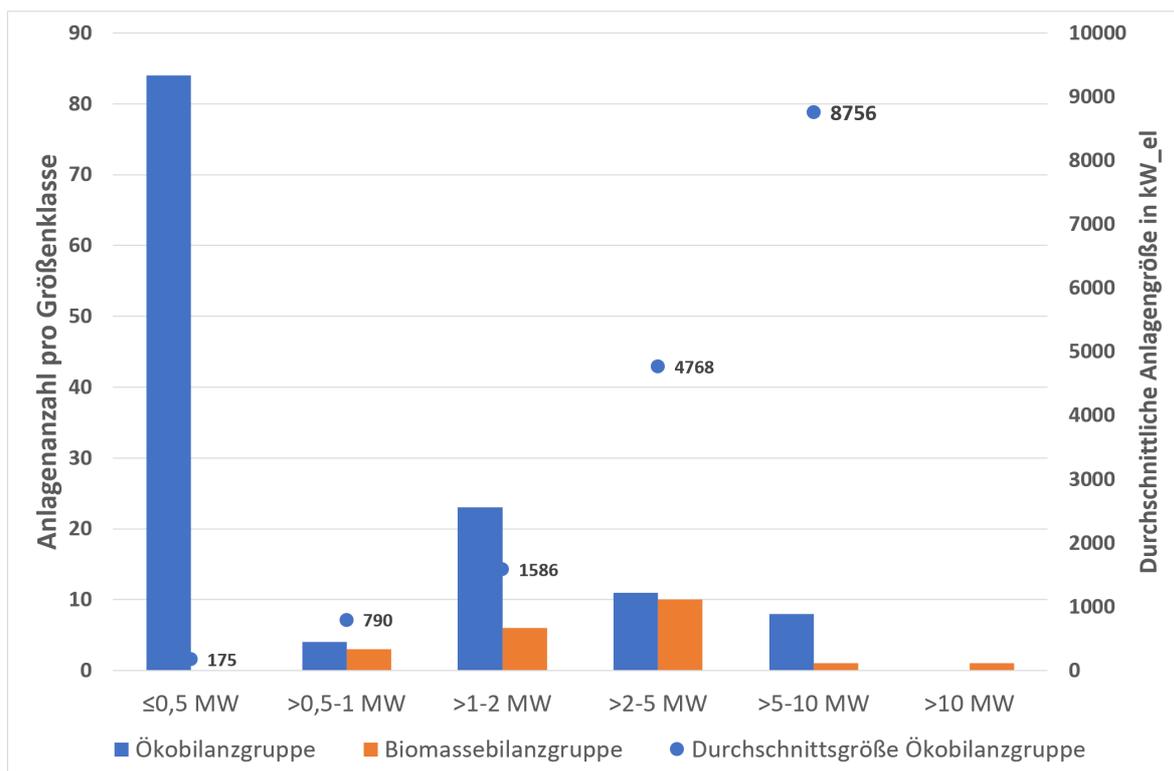


Abbildung 77: Größenverteilung bei Bestandsanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Holzkraft, 2021))

Aus der Betreiberdatenerhebung 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a) können spezifische Investitionskosten vor allem für kleinere Größenklassen

abgeleitet werden (Abbildung 78). Hieraus ergibt sich anhand des gestutzten Mittels (32 Anlagen) ein Investitionsbedarf von 6.630 €/kW_{el}.

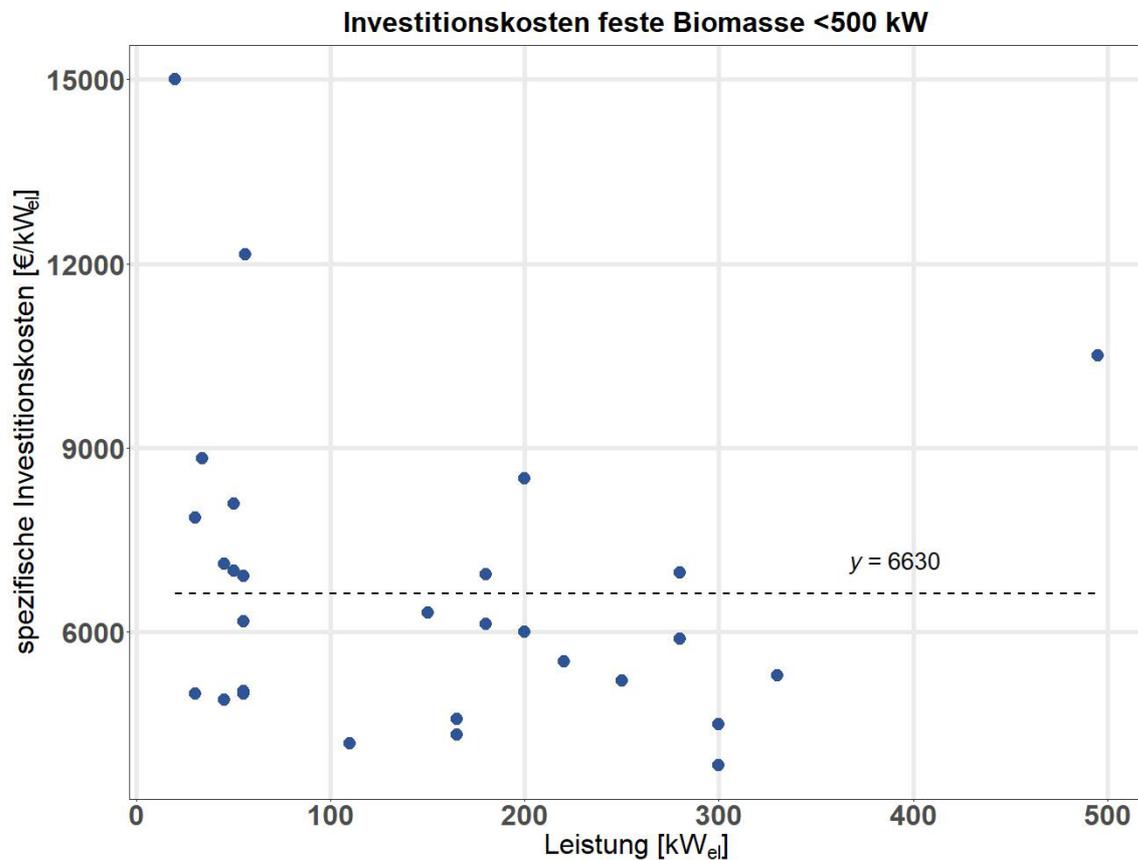


Abbildung 78: Investitionskosten der Betreiberdatenerhebung für feste Biomasse unter 500 kW_{el}. Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a))

Für die größeren Anlagengrößenklassen sind keine robusten Statistiken aus dem Anlagenbestand vorhanden. Spezifische Investitionskosten von 4.673 €/kW_{el} wurden für eine 4,8 MW_{el} Anlage im deutschen EEG Begleitvorhaben (Hoffstede, et al., 2019) genannt und für die Berechnung der azWs für die Höchstwerte übernommen.

6.3.2 Betriebskosten Biomasse

Bei Biomasseanlagen unter 0,5 MW_{el} wurden analog wie bei der Bestimmung der Investitionskosten durchschnittliche Betriebskosten auf Basis der Betreiberdatenerhebung ermittelt. Hieraus ergeben sich für eine durchschnittliche Größe (von 32 Anlagen) von 150 kW_{el} durchschnittliche Betriebskosten von 78,6 €/MWh_{el}. Als Berechnungsgrundlage wurden 6.822,5 Volllaststunden, als Mittelwert zwischen bestes und mittleres Drittel basierend auf (E-Control, 2021k) angenommen. Dieser Wert wurde für die Berechnung der

azWs für die administrative Vergabe von Marktprämien für Neuanlagen angesetzt. Für Nachfolgeprämien wurden um +20% erhöhte Betriebskosten von 94,3 €/MWh_{el} bei Anlagen kleiner 0,5 MW_{el} angenommen um den Mehraufwand beim Betrieb von Altanlagen miteinzupreisen.

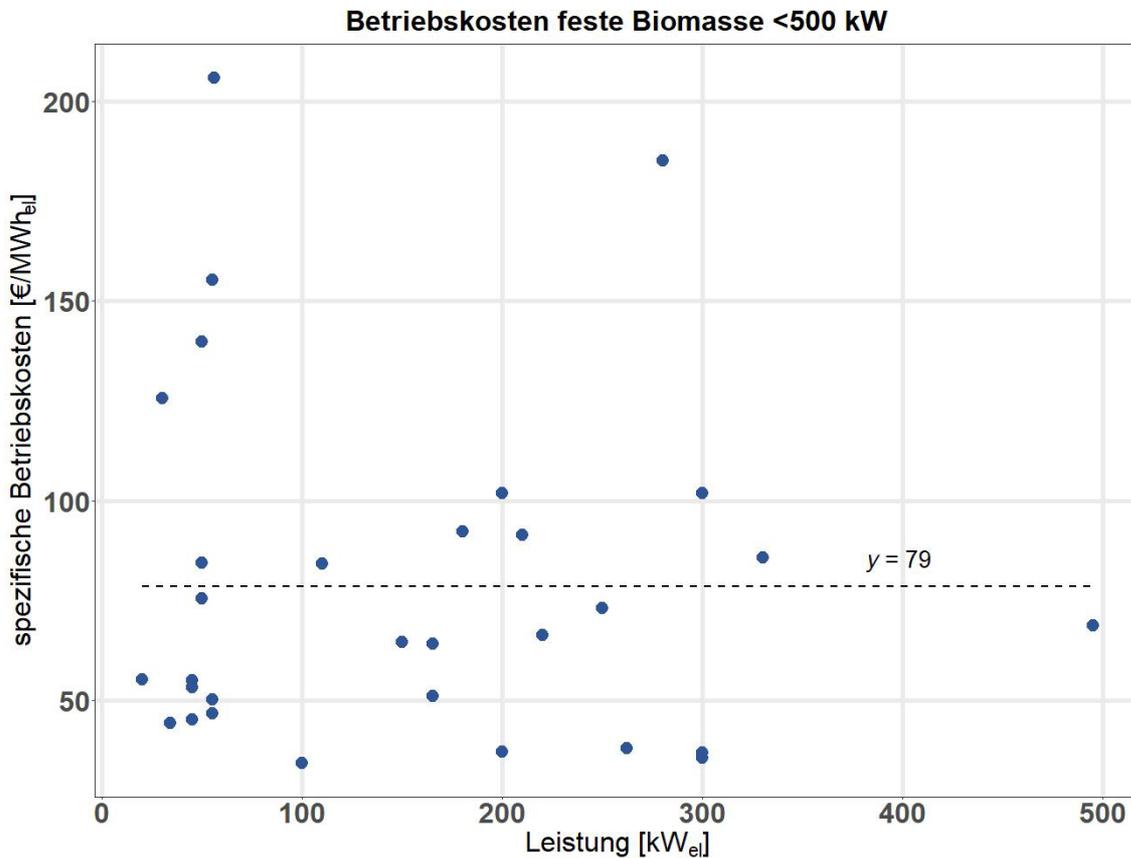


Abbildung 79: Spezifische Betriebskosten der Biomasseanlagen unter 500 kW. Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a))

Für die größeren Anlagengrößenklassen sind keine robusten Statistiken aus dem Anlagenbestand vorhanden. Spezifische Betriebskosten von 44 €/MWh_{el} wurden für eine 4,8 MW_{el} Anlage im deutschen EEG Begleitvorhaben genannt (Hoffstede, et al., 2019) und für die Berechnung der azWs für die Höchstwerte übernommen. Für Nachfolgeprämien wurden um +20% erhöhte Betriebskosten von 53 €/MWh_{el} bei Anlagen größer gleich 0,5 MW_{el} angenommen. Der Aufschlag soll einerseits zusätzliche Kosten für Wartung, Reinigung und Personal bei älteren Anlagen abdecken und andererseits auch den höheren Betriebskosten für die, durchschnittlich kleineren Größenklassen der Bestandsanlagen (siehe Abbildung 77) gerecht werde.

Von den Betriebskosten werden, wie auch bei Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft Erlöse für HKN in der Höhe von 0,98 €/MWh_{el} abgezogen (siehe Kapitel 2.3.6).

6.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter

6.4.1 Brennstoffpreisentwicklungen

Der Großteil der zu betrachtenden Anlagen setzt als Brennstoff Hackschnitzel ein. Hackschnitzelpreise unterliegen einer ständigen Veränderung, sind regionspezifisch und hängen vom Handelsvolumen ab. Die Landwirtschaftskammer Österreich (LK OE) veröffentlicht monatlich Holzmarktberichte und Preisspannen für unterschiedliche Holzsortimenten in deren handelsüblichen Formaten. In Abbildung 80 sind die Preiszeitreihen für die Bundesländer dargestellt, für die Preise für Energieholz gehackt in €/AMM (Euro pro Atro-Tonne, mit Rinde geliefert, Volumen inkl. Rinde), die in den Holzmarktberichten veröffentlicht werden.

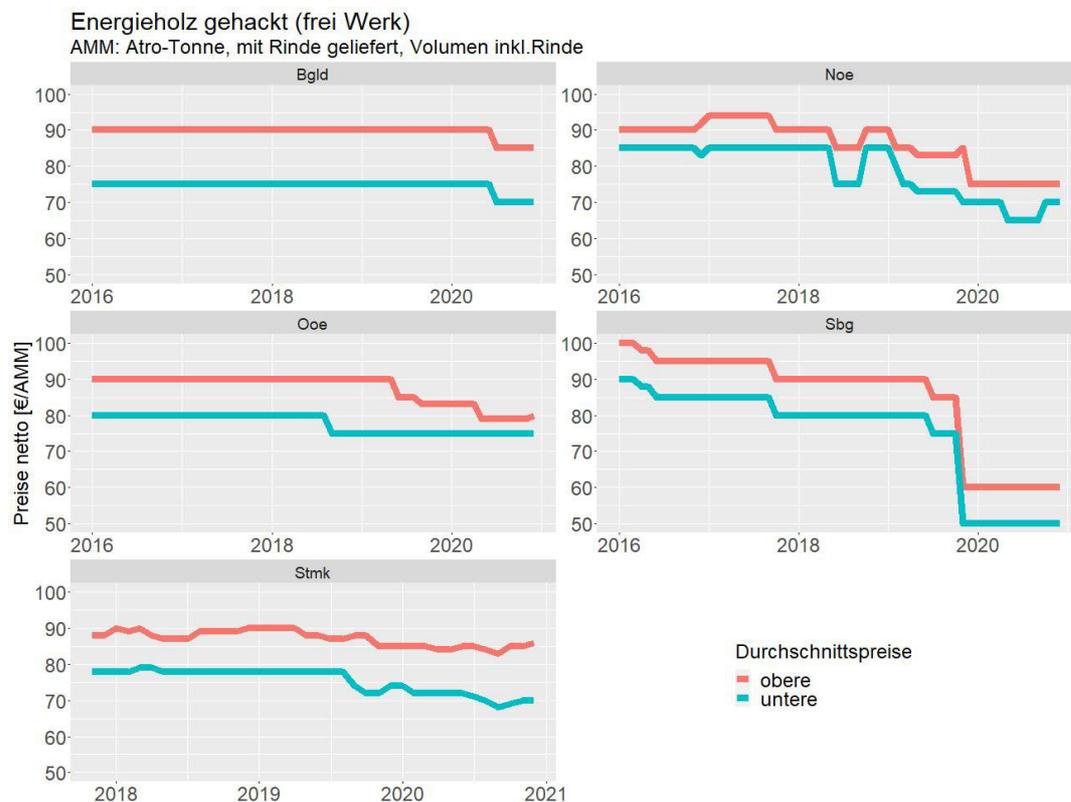


Abbildung 80: Preisentwicklungen in den Bundesländern Burgenland (Bgl), Niederösterreich (Noe), Oberösterreich (Ooe), Salzburg (Sbg) und Steiermark (Stmk) Energieholz gehackt (frei Werk) in €/AMM (Atro-Tonne, mit Rinde geliefert, Volumen inkl. Rinde) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (LK OE, 2021))

Für die Berechnung der azWs legen die Gutachter*innen einen Startwert für das Jahr 2020 zugrunde. Dafür wurden die oberen und unteren Werte und die Bundesländerwerte nach den installierten Leistungen gewichtet gemittelt. Daraus ergibt sich ein gewichtetes Mittel

für 2020 von 72,65 €/AMM. Zum Vergleich, das einfache, ungewichtete Mittel beläuft sich auf 72,40 €/AMM. Für die Umrechnung wurde eine Umrechnungstabelle (Tabelle 3) von klima:aktiv herangezogen (Österreichische Energieagentur klima:aktiv energieholz, 2009). Pro Atro-Tonne Industriehackgut (Nadel- und Laubholz, mit und ohne Rinde, gemischt) können 5,24 MWh Heizwert angenommen werden. Daraus ergibt sich ein Startwert für Hackschnitzel für 2020 von 13,88 €/MWh_{Brennstoff}. Um jedoch auch den unterschiedlichen Preisen für größere und kleinere Abnehmer*innen dieser Kommodität und auch um mögliche höhere Brennstoffqualitätsansprüchen kleiner Biomasseanlagen Rechnung zu tragen, wurde für Biomasseanlagen unter 500 kW_{el} ein Aufschlag von 20% für die Brennstoffkosten angenommen.

Transportkosten für Waldhackschnitzel wurden aus dem FNR Leitfaden Bioenergie übernommen (FNR, 2012) und mit dem Erzeugerpreisindex für unternehmensnahe Dienstleistungen, Güterbeförderung im Straßenverkehr (Statistik Austria, 2022a) angepasst. Für Anlagen von 0,5 – 5 MW_{el} und eine Transportdistanz von 20 – 50 km ergeben sich so 3,12 €/MWh_{Brennstoff} für Transporte im LKW-Zug (Volumen 80 m³, Nutzlast 23 t). Für Anlagen unter 0,5 MW_{el} ergeben sich 3,00 €/MWh_{Brennstoff} unter den Annahmen einer Transportdistanz von 10 – 20 km und dem Transport mit einem Solo-LKW (Volumen 40 m³, Nutzlast 13 t). Im E-Control Gutachten 2018/19 wurden basierend auf Erfahrungswerten Brennstoffpreise von 20,00 €/MWh_{Brennstoff} angenommen (Proidl & Sorger, 2017). Die niedrigeren Startwerte der Gutachter*innen – 17,00 €/MWh_{Brennstoff} für größere Anlagen und 19,66 €/MWh_{Brennstoff} für Anlagen unter 0,5 MW_{el} – lassen sich einerseits durch den Preistiefstand im Jahr 2020 erklären, andererseits wurden die ausführlichen LK OE Daten in diesem Gutachten zum ersten Mal zusammengeführt und ihr gewichteter Mittelwert als Berechnungsgrundlage herangezogen.

In einem nächsten Schritt wurden Annahmen für eine mögliche Preisentwicklung über den Lebenszyklus der Anlagen getätigt. Kosten für die Bereitstellung von Hackschnitzeln sind abhängig von Lohnkosten sowie von den Kosten eingesetzter Energieträger für die Produktion, den Transport, die Manipulation und etwaiger Vorbehandlungsschritte. Außerdem spielen Strom- und Wärmegestehungskosten anderer Technologien und daher wieder Preise anderer Energieträger eine Rolle. Erdgaspreisentwicklungen bieten sich in Österreich als Proxi für Bioenergiepreisentwicklungen besonders gut an, da hierfür in statistischen Auswertungen historischer Preise signifikante Korrelationen festgestellt werden konnten (Hruby, 2015).

Für eine Preisprognose bis 2050 wurde daher anstelle der bisher üblichen bloßen Inflationsanpassung die Erdgaspreisentwicklung gemäß dem aktuellen Referenzenergieszenario der Europäischen Kommission (Europäische Kommission, 2020) herangezogen (vgl. Abbildung 81).⁸⁴ Die Energie- und CO₂-Preisentwicklungen sowie daraus resultierende Ausbaupfade aus den Referenzenergieszenarien der Europäischen Kommission werden oft als Ausgangsbasis in Folgeabschätzungen für die unterschiedlichen Europäischen Generaldirektionen (z.B.: DG TREN, ENER, ENV, CLIMA, etc.), aber auch als Grundlage vieler anderer internationaler und nationaler Modellierungsaktivitäten verwendet. Nachdem akkurate Prognosen von Preisentwicklungen über den hier notwendigen Zeithorizont im Rahmen dieses Gutachtens nicht möglich sind, ist es sinnvoll, Preisentwicklungen heranzuziehen, die auf einem breiten wissenschaftlichen Konsensus beruhen. Der Konsensus in diesem Fall bedeutet nicht, dass sich die hier dargestellten Preise bis 2050 exakt so entwickeln werden, sondern, dass exakt diese Entwicklungen in unterschiedlichen Modellierungsaktivitäten und des Weiteren für die Implementierung von politischen Maßnahmen auf EU-Ebene bzw. Ebene der EU-Mitgliedsstaaten angenommen werden, um Vergleichbarkeit und Konsistenz der Berechnungen zu erhöhen.

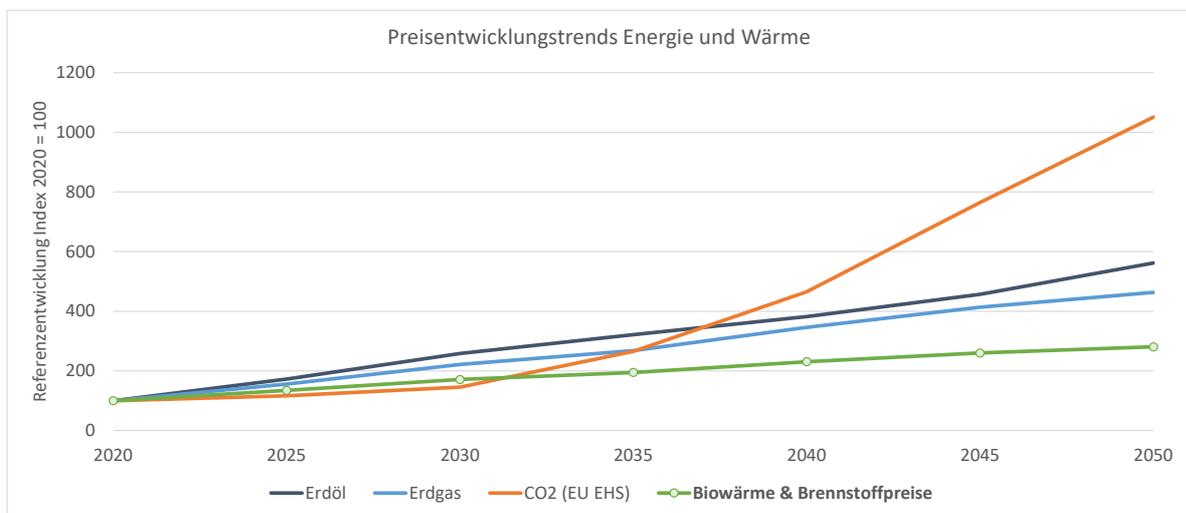


Abbildung 81: Preisentwicklungen für Erdöl, Erdgas und CO₂ (über das Emission Trading Scheme) im PRIMES Referenzszenario für Österreich (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Primes Referenzszenario (E3M - Lab, 2021))

⁸⁴ Konkret wurde hier ein 2/3 Kopplung der Bioenergiepreise (sowie auch in späterer Folge der Wärmeerlöse) zur künftigen Erdgaspreisentwicklung gemäß aktuellem (2021) PRIMES Referenzszenario unterstellt. Wie obig erwähnt, spiegelt eine derartige Kopplung gut die beobachtete Realität wider, vgl. (Hruby, 2015).

6.4.2 Historische Wärmeerlöse und Wärmeerlösentwicklungen

Für Wärmeerlöse wurde in bisherigen Gutachten basierend auf Erfahrungswerten 20 €/MWh_{Wärme} angenommen. Im Gutachten 2018/19 sind für größere Anlagen aufgrund der größeren Wärmeabnahmemengen die Erlöse auf 17 €/MWh_{Wärme} reduziert worden (Proidl & Sorger, 2017). Zusätzlich konnten für das vorliegende Gutachten Wärmeerlöse aus der Betreiberdatenerhebung der E-Control für die Jahre 2015-2017 ausgewertet werden (E-Control, 2017a). Die große Schwankungsbreite der statistischen Werte ermöglicht einerseits keine Festlegung, andererseits kann aus den dargestellten Mittelwerten und Verteilungen geschlossen werden, dass es sich bei den bisher angenommenen 20 €/MWh_{Wärme} um eine untere Erlösgrenze handelt. Die Gutachter*innen empfehlen daher, die Wärmeerlöse auf 25 €/MWh_{Wärme} zu setzen und einen Abschlag von 15% für größere Anlagen und größere Wärmeabnahmemengen wie in (Proidl & Sorger, 2017) anzunehmen. Für größere Wärmeabnahmemengen empfehlen die Gutachter*innen daher 21 €/MWh_{Wärme}.

Tabelle 71: Statistik der Wärmeerlöse für Biomasseanlagen in 2015-2017 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2017a))

Statistik	N	Mittel	St. Abw.	Min	Pztl(25)	Pztl(75)	Max
2015	6	28,9	15,1	14,4	17,8	34,0	54,9
2016	8	37,5	20,5	15,4	20,8	52,5	68,0
2017	17	28,9	20,6	0,0	17,8	35,0	68,0

Wärmeerlöse für Biomasseanlagen sind vor allem auch von den Wärmegestehungskosten anderer Referenztechnologien abhängig. Für Fernwärme aber auch in Etagen- und Zentralheizungen kommt in Österreich größtenteils Erdgas zum Einsatz. Für die Entwicklung der Wärmeerlöse schreiben die Gutachter*innen daher die Wärmeerlösstartwerte mit der Entwicklung der PRIMES Referenzszenario Gaspreise fort. Damit sind die Annahmen für die Wärmepreisprognosen mit den Annahmen der Brennstoffpreisprognosen konsistent. Bei einer Änderung des Referenzszenarios sowie einer Änderung der Kopplungsfaktoren für die Berechnung der azWs empfehlen die Gutachter*innen eine konsistente Anpassung der Brennstoffpreis- mit den Wärmeerlösprognosen. Dabei sei angemerkt, dass zum Beispiel eine Verringerung der Kopplungsfaktoren, sich durch konservativere Brennstoffpreisentwicklungen preishemmend und durch konservativere Wärmeerlösentwicklungen preisstärkernd auf die azWs auswirken.

6.4.3 Technische Parameter für Biomasse

Aus dem Ökostrombericht 2020 (E-Control, 2021k) wurden die Volllaststunden von Biomasseanlagen des besten Drittels mit dem mittleren Drittel gemittelt. Dadurch ergeben sich 6.822,5 Volllaststunden für neue Biomasseanlagen. Der gleiche Wert wurde ebenfalls für die Berechnung der Nachfolgeprämien-azWs übernommen, wobei festzuhalten ist, dass die azWs der Nachfolgeprämie keine Sensitivitäten bezüglich Volllaststunden aufweisen. Werte für den BNG wurden aus dem E-Control Gutachten 2018/2019 übernommen, für Biomasse <500 kW_{el} mit 75% und für größere Anlagen mit 70% (Proidl & Sorger, 2017). Für Nachfolgetarife sind Abschläge auf 70% für Anlagen <500 kW_{el} und 65% für Anlagen ≥500 kW_{el} gerechtfertigt, da auch diese Werte noch über dem Mindest-BNG von 60% liegt.

Für den elektrischen Wirkungsgrad wurden 30% für Anlagen bis 500 kW_{el} basierend auf Holzvergasung und einer aktuellen Veröffentlichung zu Bioenergietechnologien in Österreich (Anca-Couce, Hochenauer, & Scharler, 2021) angenommen. Für Anlagen bis 5 MW_{el} wurden 25% aus dem Gutachten 2018/2019 übernommen (Proidl & Sorger, 2017). Für die Nachfolgeprämien wurden für Anlagen unter 0,5 MW_{el} die elektrischen Wirkungsgrade auf 25% reduziert. Für den thermischen Wirkungsgrad wurden 50% für kleinere Anlagen und 45% für die größeren Größenklassen angenommen. An dieser Stelle sei noch einmal angemerkt, dass der Gesamtwirkungsgrad (thermischer und elektrischer Wirkungsgrad) nicht gleich dem BNG (siehe Kapitel 2.4) sein muss. Sie unterscheiden sich in der Berechnung des azWs durch die ungenutzte Wärmemenge, d.h. der Differenz zwischen produzierter Wärmemenge und genutzter Wärmemenge. Aufgrund der gewählten Parameter beträgt diese Differenz 10% bei den Nachfolgeprämien und bei der administrativen Vergabe von Marktprämien. Allein für die Ausschreibungshöchstwerte wurden keine Wärmeverluste angenommen.

6.5 Empfehlungen zur Förderung

6.5.1 Differenzierung nach Rohstoffeinsatz

Das EAG sieht gemäß § 47 für die administrative Festlegung des azWs für feste Biomasse die Möglichkeit einer Differenzierung nach dem Rohstoffeinsatz vor. Seit 2006 wurden Abschläge für Anlagen aller Größenklassen für den Rohstoffeinsatz nach Schlüsselnummern (SN) verordnet. Dafür wurden unter Anlage 1 des ÖSG Klassifizierungen für organische Abfälle des Abfallwirtschaftsgesetzes und speziell der

Abfallverzeichnisverordnung übernommen. Tabelle 1 der Anlage 1 des ÖSG klassifiziert unter der Schlüsselnummern SN17 direkte oder indirekte Abfälle aus der Holzverarbeitung (inkl. Holzschleifstäube und -schlämme aus behandeltem Holz, Spanplattenabfälle und Staub und Schlamm hieraus). Für diese Brennstoffe wurden die Einspeisetarife in den verschiedenen Größenklassen um jeweils 40% reduziert. Tabelle 2 der Anlage 1 des ÖSG klassifiziert unter der Schlüsselnummern SN17 Abfälle aus der Be- und Verarbeitung von Holz (inkl. Rinde, Spreißel, Sägemehl, Sägespäne). Für diese Brennstoffe wurden die Einspeisetarife in den verschiedenen Größenklassen um jeweils 25% reduziert. Außerdem werden in beiden Tabellen Abfälle genannt, die nicht mit der Schlüsselnummer SN17 klassifiziert werden. Diese Abfälle inkludieren Fett, Zellulose-, Papier- und Pappe, tierische Abfälle, Abfälle aus Abwasser, aus Nahrungs- & Genussmittel, Pharmazie und Grünabfälle. Für diese organischen Brennstoffe wurden Einspeisetarife von rund 5 ct/kWh festgelegt, was im Schnitt eine Reduktion der regulären Einspeisetarife von 55% bedeutet.

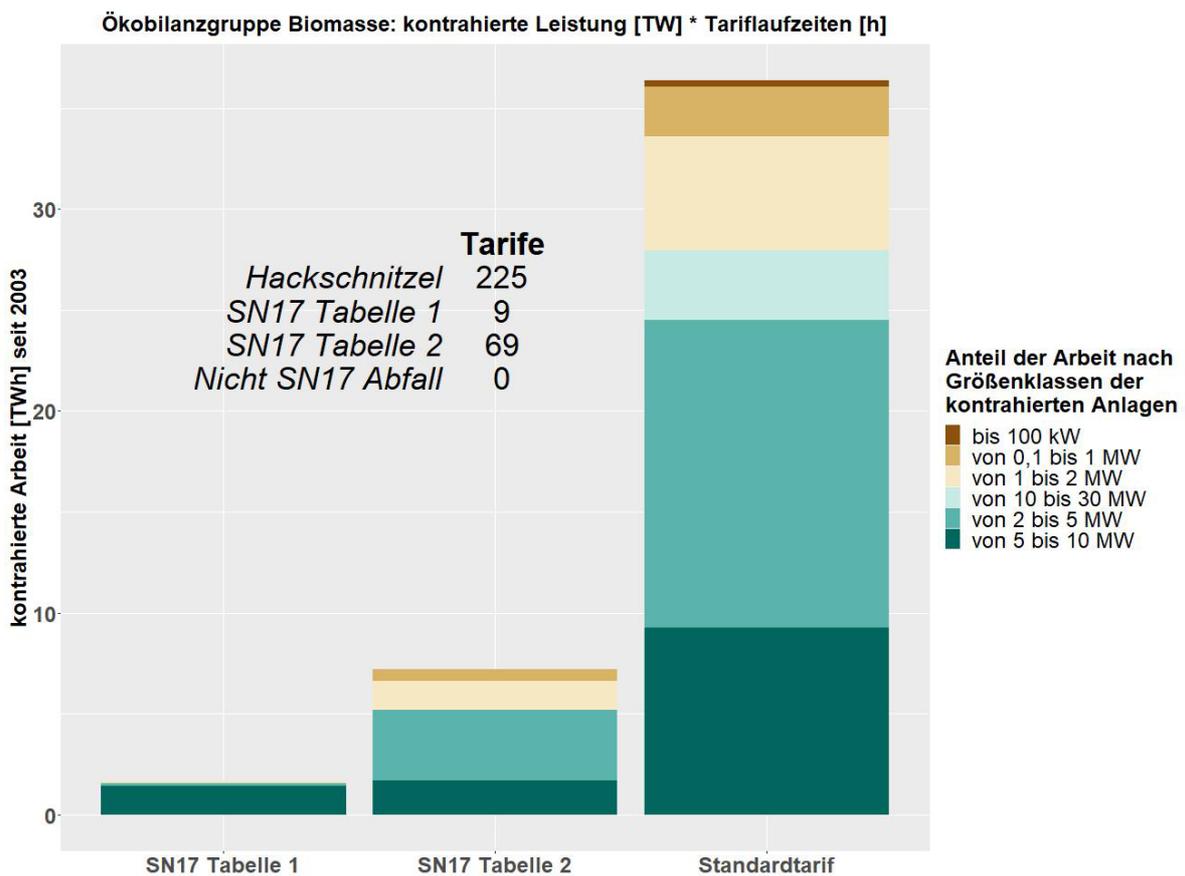


Abbildung 82: Kontrahierte Arbeit nach Größenklassen und vergebenen Tarifen für Standardtarife (Hackschnitzel) und Reduktionen für Brennstoffe nach Klasse SN17 Tabelle 1, SN17 Tabelle 2 und nicht SN17 Abfälle seit 2003 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021h))

Die brennstoffdifferenzierte Behandlung in der Einspeisetarifvergabe hat v.a. dazu geführt, dass keine Ökostromtarife für Anlagen auf Basis von nicht-SN17-Abfällen vergeben wurden. Für die SN17-Abfälle sind einige Einspeisetarife für größere Anlagen in der OeMAG Datenbank gelistet, während die meisten Tarife als nicht reduzierte Standardtarife für den reinen Einsatz von Hackschnitzeln vergeben wurden (siehe Abbildung 82). Außerdem ist aus der OeMAG Datenbank ersichtlich, dass es sich bei fast allen SN17-Tarifen um Mischtarife handelt. Das heißt, Anlagenbetreiber*innen haben je nach Rohstoffeinsatz einen gewichteten Tarif zwischen Standardtarif und den SN17-Tarifen genehmigt bekommen.

Die Gutachter*innen empfehlen eine geringere Reduktion für die Brennstoffe, die bisher unter SN17 Tabelle 2 Brennstoffe geführt wurden. Außerdem empfehlen die Gutachter*innen eine gemeinsame Klasse aller Reststoffe, d.h. der Brennstoffe der SN17 Tabelle 2 zusammen mit den Brennstoffen nach SN17 Tabelle 1 der Anlage 1 des ÖSG. Eine Reduktion des azWs für die administrative Vergabe um rund 15% könnte demnach für diese Reststoffe oder Abfallstoffe zum Einsatz kommen. Dieser Wert resultiert unter der Annahme verringerter Brennstoffkosten in Höhe von 25%. Damit soll einerseits einer Überförderung bei der administrativen Vergabe von Marktprämien (Anlagen unter 500 kW_e) und vor allem auch für die administrative Vergabe von Nachfolgeprämien (in allen Größenklassen) entgegengewirkt werden, zugleich aber auch innovativen Ansätzen zur Verwertung von Rest- oder Abfallstoffen in Kleinanlagen einen Anreiz gegeben werden.

Die Gutachter*innen möchten außerdem auf die Problematik der eindeutigen Begriffsbestimmung von „Abfällen mit hohen biogenen Anteilen“ nach dem ÖSG sowie von „Reststoffen aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“ gemäß EAG hinweisen. Um juristische Folgekosten für den Fördergeber zu verringern, empfehlen die Gutachter*innen eine eigenständige juristische Prüfung, wie eine robuste Unterscheidung zwischen primären Rohstoffen und Reststoffen vorgenommen werden kann. Zusätzlich sei angemerkt, dass dabei auf Konsistenz mit dem Abfallwirtschaftsgesetz und dessen verwandten Verordnungen zu achten ist. In dem Zusammenhang sollten auch gefährliche Abfälle, Siedlungsabfälle und daraus hergestellte Fraktionen, Klärschlamm, Tiermehl aber auch Ablauge beleuchtet werden.

6.5.2 Berechnete azWs für Biomasse

Diesjährige Entwicklungen in Wirtschaft und Politik zeigen aktuell (mit Stand März 2022) Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten weltweit. Dies hat auch Auswirkung auf die heimische Inflation und aktuelle Baukosten bzw. Baupreise. Zur Berücksichtigung der Einflüsse und Konsequenzen auf die Förderempfehlungen hat das Gutachter*innen-Team im Zuge der aktuell durchgeführten Überarbeitung des vorliegenden Gutachtens die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf das heimische Marktgeschehen untersucht. Im Einklang mit den erhobenen Daten und den darauf fußenden Annahmen – siehe Abschnitt 2.5 hinsichtlich Details hierzu – erfolgte die Anhebung der Investitionskosten erneuerbarer Energietechnologien, im Fall von Biomasse um 10% im Vergleich zu den in Abschnitt 6.3.1 genannten Werten. Diese flossen in die LCOE Berechnung und azW Ermittlung gemäß Tabelle 72 ein. Ebenso erfolgte im Zuge der Überarbeitung eine Anpassung der Inflationsannahmen (vgl. Abschnitt 2.5) sowie der Finanzierungsbedingungen (vgl. Abschnitt 2.2).

Um einen kosteneffizienten Zubau zu ermöglichen, empfehlen die Gutachter*innen, die in Tabelle 72 gelisteten azWs für die administrative Vergabe für Anlagen unter 0,5 MW_{el}, für Höchstwerte für Anlagen größer gleich 0,5 MW_{el} sowie für die Nachfolgeprämien.

Im Falle von Ausschreibungen resultiert als Empfehlung hinsichtlich des Höchstwerts ein azW von 182,2 €/MWh_{el}. Dies betrifft größere Biomasseanlagen mit einer elektrischen Leistung größer gleich 0,5 MW_{el}. Für die Annahme des Höchstwerts wurde eine moderne und kosteneffiziente Anlage als Referenz angenommen und der berechnete azW mit einem Aufschlag von +10% für eine Gebotsobergrenze versehen. Im Unterschied zum Höchstwertaufschlag bei Photovoltaik (+5%) sei angemerkt, dass der azW für den Ausschreibungswert bei Biomasse besonders kosteneffizient berechnet wurde, es wurde eine Referenzanlage mit rund 5 MW_{el} der Berechnung zugrunde gelegt, und daher ein höherer Aufschlag für die Gebotsobergrenze bei Biomasse gerechtfertigt ist.

Im Fall von kleinen Biomasseanlagen (unter 0,5 MW_{el}) wird hingegen für die administrative Vergabe der Marktprämie ein azW von 229,1 €/MWh_{el} empfohlen. Nachfolgeprämien für Anlagen größer gleich 0,5 MW_{el} wurden mit 107,1 €/MWh_{el} und für Anlagen unter 0,5 MW_{el} mit 153,7 €/MWh_{el} berechnet. Ein Sonderfall bei den Nachfolgeprämienregelungen betrifft Bestandsanlagen größerer Leistung (d.h. größer gleich 0,5 MW_{el}), welche auf Basis von Entnahmekondensation betrieben werden, da bei diesen Anlagen aufgrund technischer Restriktionen ein Brennstoffnutzungsgrad von maximal rund 42% erreichbar erscheint. Die errechnete Nachfolgeprämie liegt für Anlagen

dieser Type bei 142,6 €/MWh. Für den Einsatz von Rest- oder Abfallstoffen werden wie empfohlen Abschläge bei den Brennstoffkosten in Höhe von 25% für die administrative Vergabe von Prämien vorgesehen, was bei Neuanlagen einer Verminderung des azW um rund 14% entspricht.

Weiters ist darauf zu achten, dass die Berechnung der azW in Tabelle 72 für die nächsten 20 Jahre Brennstoffpreissteigerungen bis zu 45,0 €/MWh_{Brennstoff} und Wärmeerlössteigerungen bis zu 57,2 €/MWh_{Wärme} antizipieren (siehe Kapitel 6.4.1 und Kapitel 6.4.2). Die weiteren Annahmen für die Berechnung der azWs leiten wir teilweise aus bisherigen Gutachten, aus Auswertungen der Betreiberdatenerhebungen bestehender Anlagen und aus zusätzlichen Literatur- und Datenquellen ab (siehe detaillierte Argumentation in den vorhergehenden Unterkapiteln).

Tabelle 72: Berechnete azWs für das Technologiefeld feste Biomasse

Technologiefeld:		Biomasse fest	Biomasse fest	Biomasse fest	Biomasse fest	Biomasse fest
	Beispielfall:	administrativ (<0,5MW)	Ausschreibung (>0,5MW)	Nachfolgeprämie (<0,5MW)	Nachfolgeprämie (>0,5MW)	Nachfolgeprämie (>0,5MW) bei EK-Anlagen*
Anlagenspezifikation:						
Engpassleistung Strom	MW _e	0,15	5,00	0,15	5,00	5,00
Stromerzeugung	MWh _e	1.023	34.113	1.023	34.113	34.113
Wärmenutzung	MWh _h	1.772	85.554	1.801	79.823	37.694
Wärmeerzeugung	MWh _h	2.160	112.571	2.251	110.866	110.866
Brennstoffeinsatz	MWh _f	3.790	170.563	4.094	170.563	170.563
Volllaststunden	h/a	6.823	6.823	6.823	6.823	6.823
Brennstoffnutzungsgrad	%	74%	70%	69%	67%	42%
el. Wirkungsgrad	%	27%	20%	25%	20%	20%
th. Wirkungsgrad	%	57%	66%	55%	65%	65%
Kostenparameter:						
Investitionskosten GESAMT	€/kW _e	7.293	5.140	0	0	0
Betriebskosten GESAMT	€/MWh _e	77,6	43,0	93,9	52,4	52,4
Brennstoffkosten	€/MWh _f	19,7-45,0	17,0-38,9	19,7-34,4	17,0-29,7	17,0-29,7
Wärmeerlöse	€/MWh _h	25,0-57,2	21,3-48,7	25,0-43,7	21,3-37,2	21,3-37,2
WACC	%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Inflation	%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
Berechnete azW:						
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	229,1	165,7	153,7	107,1	142,6
Höchstwertaufschlag (+10%)			182,2			
Reststoffabschlag (-15%)		197,5		127,1	78,5	113,9

*Nachfolgetarif bei Anlagen gemäß §10 Abs.1 lit.6a (Entnahmekondensationsturbinen)

Generell wird seitens der Gutachter*innen die Empfehlung ausgesprochen, dass beim Ausbau der Stromproduktion aus fester Biomasse auch auf die Anforderungen und Ziele im Raumwärmebereich zu achten ist. Um Klimaneutralität im Wärmebereich bis 2040 zu sichern, werden zurzeit umfassende Maßnahmen zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme und zur effizienten Wärmenutzung z.B. durch Gebäudesanierung, sowie der schrittweise Ausstieg aus fossilen Brennstoffen in der Wärmeversorgung, diskutiert. Durch die Festlegung des Mindestbrennstoffnutzungsgrades (siehe Kapitel 2.4) ist bei fester

Biomasse die Stromproduktion unweigerlich mit einer Wärmenutzung verschränkt, die im Allgemeinen über Fernwärmenetze oder entsprechende Prozesswärmenutzungen erfolgt. In beiden Fällen ist zu beachten, dass die Wärmeauskopplung räumlich an das Fernwärmenetz bzw. das Vorhandensein des Prozesswärmebedarfs gebunden ist. Daraus ergibt sich die Sinnhaftigkeit einer Verschränkung mit der Energieraumplanung und der Sicherstellung eines wirtschaftlichen Betriebs von Wärmenetzen, insbesondere durch hohe Anschlussgrade im durch Fernwärme versorgten Gebiet.

6.5.3 Alternative: Indexanpassung für Brennstoffkosten- und Wärmeerlösentwicklungen

Die azWs wurden auch für eine konservative Brennstoffkosten- und Wärmeerlösentwicklung berechnet. Dafür wurden diese Entwicklungen, im Unterschied zu den in Tabelle 72 dargestellten Berechnungen, nicht an den Gaspreis gekoppelt. Die daraus resultierenden azW sind in Tabelle 73 dargestellt. Wie bereits erwähnt, nimmt die Berechnung der azWs in Tabelle 72 für die nächsten 20 Jahre Brennstoffkostensteigerungen bis zu 45,0 €/MWh_{Brennstoff} und Wärmeerlössteigerungen bis zu 57,2 €/MWh_{Wärme} vorweg. Im Gegensatz dazu können die Werte aus Tabelle 73 als azWs für die administrative Vergabe und für die Ausschreibungen herangezogen werden, falls im EAG eine jährliche Indexanpassung für die Brennstoffpreis- und Wärmeerlösanteile vorgesehen wird.

Tabelle 73: Berechnete azWs für das Technologiefeld feste Biomasse ohne Kopplung der Brennstoffpreise und Wärmeerlöse an die Gaspreisentwicklung

Technologiefeld:		Biomasse fest	Biomasse fest	Biomasse fest	Biomasse fest	Biomasse fest
		administrativ (<0,5MW)	Ausschreibung (>0,5MW)	Nachfolgeprämie (<0,5MW)	Nachfolgeprämie (>0,5MW)	Nachfolgeprämie (>0,5MW) bei EK-Anlagen*
<i>Biomasse KWK</i>	<i>Beispielfall:</i>					
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert						
ohne Gaspreisentwicklung	€/MWh	207,4	142,4	141,4	94,7	120,8
Höchstwertaufschlag (+10%)			156,7			
Reststoffabschlag (-15%)		189,2		121,8	107,1	99,6

*Nachfolgetarif bei Anlagen gemäß §10 Abs.1 lit.6a (Entnahmekondensationsturbinen)

6.5.4 Vergleich der berechneten azWs für Marktprämien mit den derzeitigen Einspeisetarifen

Die vorgeschlagenen azWs für administrative Marktprämien und Ausschreibungen für Anlagen auf Basis fester Biomasse werden hier noch mit den aktuellen Einspeisetarifen verglichen: Tarife für Anlagen bis 0,5 MW_{el} waren in 2019 mit 171,6 €/MWh_{el} für Neuanlagen und 215,6 €/MWh_{el} für hocheffiziente Neuanlagen festgelegt, für Neuanlagen

zwischen 2 MW_{el} und 5 MW_{el} wurden 117,4 €/MWh_{el} vergeben. Der in Tabelle 72 vorgeschlagenen azW liegt für die administrative Vergabe von Marktprämien für Neuanlagen leicht über dem Einspeisetarif für hocheffiziente Anlagen und deutlich über dem historischen Standardtarif für Neuanlagen gleicher Größenklasse. Der Gebotshöchstwert für Neuanlagen größer gleich 0,5 MW_{el} wird ebenfalls deutlich über dem historischen Tarif für Neuanlagen vergleichbarer Größenklassen angesetzt. Nachfolger tarife für feste Biomasse unter 2 MW_{el} waren mit 112,1 €/MWh_{el} deutlich niedriger und für größere Anlagen (≤10 MW_{el}) mit 96,5 €/MWh_{el} leicht niedriger als die, von den Gutachter*innen vorgeschlagenen Werte.

Die obig dargestellten Unterschiede im Vergleich zu bisherigen Förderregelungen gemäß ÖSG sind jedoch im Lichte der aktuellen Preisturbulenzen in Energie- und Rohstoffmärkten keineswegs verwunderlich.

6.5.5 Förderregelungen bei Biomasse-Repowering

Dieser Abschnitt zum Themenkomplex Repowering / Anlagenerweiterung bei Biomasseanlagen steht im Einklang mit der am 28. Juli 2021 in Kraft getretenen Fassung des EAG. Hierin werden die im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG sich ergebenden Abänderungen (im Vergleich zur EAG RV) hinsichtlich Förderregelungen berücksichtigt und ebenso gutachterliche Empfehlungen im Lichte der Neuregelung getroffen.

Gemeinsame Ausschreibungen und Höchstpreise für Repowering-Anlagen mit einer EPL von 0,5 bis 5 MW_{el}

Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG erfolgte eine Abänderung der Förderregelungen für das Repowering bei Biomasseanlagen. Konkret wurden hier im Vergleich zur EAG Regierungsvorlage für Repowering-Anlagen mit einer EPL von 0,5 bis 5 MW_{el} (nach Repowering) bzw. bei Anlagen größerer Leistung hinsichtlich Förderung begrenzt auf die ersten 5 MW_{el} (nach Repowering) die Regelungen für Ausschreibungen neu definiert. Demgemäß wurde § 38 des EAG, in dem das entsprechende Regelwerk verankert war und ist, wie folgt abgeändert:

- Mittels Verordnung muss für Repowering-Anlagen im Einklang mit § 18 des EAG ein Höchstpreis festgelegt werden. Dieser muss mindestens 1% unter dem Höchstpreis für neu errichtete Biomasseanlagen zu liegen kommen.

- Die zuvor (gemäß EAG RV) für Repowering angedachte Abschlagsregelung in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrads wurde gänzlich gestrichen. Die hiermit im Einklang stehenden Optionen zur fördertechnischen Umsetzung sowie deren Bewertung findet sich im Anhang C dieses Berichts.
- Zumindest einmal pro Jahr ist eine gemeinsame Ausschreibung für neu errichtete und Repowering-Anlagen durchzuführen. Das Ausschreibungsvolumen hierfür wurde halbiert (d.h. 7,5 MW_{el} anstelle von 15 MW_{el})

Im Lichte dieser Neuregelung, die in ihren Grundzügen der Option 3 gemäß vorherigem Abschnitt entspricht, wird nachfolgend eine gutachterliche Empfehlung für die Höhe des Höchstpreises bzw. des entsprechenden Abschlags im Vergleich zum empfohlenen Höchstpreis neu errichteter Anlagen. Für neu errichtete Biomasseanlagen wurde diesbezüglich ein azW von 182,2 €/MWh_{el} empfohlen (vgl. Abschnitt 6.5.2). Im vorherigen Abschnitt wurden hinsichtlich einer gemeinsamen Ausschreibung bereits einige Überlegungen dargelegt:

- Demgemäß kann davon ausgegangen werden, dass Repowering-Anlagen in der Regel mit niedrigeren Werten bieten als Neuanlagen und dadurch eher die Zuschläge erhalten. Das ist einerseits im Sinne der Ressourceneffizienz. Andererseits hemmt diese Reihung auch den Wettbewerb zwischen den Repowering-Anlagenbetreiber*innen.
- Des Weiteren wäre bei hohen Ausschreibungsvolumina ein strategisches Bieterverhalten der Repowering-Anlagenbetreiber*innen denkbar und es bestünde die Gefahr einer Überförderung von Repowering-Anlagen speziell mit geringen Reinvestitionsgraden.

Angesichts der nun vorgesehenen geringen Ausschreibungsvolumina (d.h. 7,5 MW_{el} pro Jahr als Mindestvorgabe) ist hingegen von sehr hoher Konkurrenz auszugehen. Um hier folglich keine im Sinne der Ressourceneffizienz sinnvolle Repowering-Option vorweg auszuschließen wird seitens der Gutachter*innen zur Festlegung des Höchstpreises bei Repowering-Anlagen ein geringer Abschlag im Vergleich zu Neuanlagen empfohlen. Als Höchstpreis für Repowering-Anlagen wird konkret ein azW von 174,7 €/MWh_{el} empfohlen. Wie aus Tabelle 74⁸⁵ ersichtlich impliziert dies einen Abschlag in Höhe von 4,1% gemessen

⁸⁵ Diese Tabelle erläutert den Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering großer Biomasseanlagen (EPL größer 0,5 MW_{el}). Auf Basis der gutachterlichen Empfehlungen für

an der Höchstpreisempfehlung für Neuanlagen. Hinsichtlich Repowering entspricht dies einem Reinvestitionsgrad von näherungsweise 90% (gemessen an einer vergleichbaren Neuinvestition).

Tabelle 74: Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering großer Biomasseanlagen (EPL größer gleich 0,5 MW_{el}).

Bei wettbewerblicher Bestimmung der Marktprämie (Anlagen größer 0,5 MW_e)

Eckdaten

<u>Reinvestitionsgrad</u>	<u>azW / Gebotshöchstwert</u>	<u>Anmerkung</u>
100%	182,2 €/MWh	Entspricht Gebotshöchstwert einer Neuanlage
0%	107,1 €/MWh	Entspricht azW gemäß Nachfolgeprämie für Bestandsanlagen
Investitionskostenanteil:	75,1 €/MWh	

Resultierende Abschläge zum Gebotshöchstwert einer Neuanlage in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrades

<u>Reinvestitionsgrad</u>	<u>Gebotshöchstwert</u>	<u>Abschlag zu Höchstwert einer Neuanlage</u>
20%	122,2 €/MWh	-33%
40%	137,2 €/MWh	-25%
60%	152,2 €/MWh	-16%
80%	167,2 €/MWh	-8%
90%	174,7 €/MWh	-4,1%

Marktprämien für Repowering-Anlagen kleiner 0,5 MW_{el}

Gemäß EAG § 50 wurde die administrative Vergabe von Marktprämien für Biomasseanlagen kleiner 0,5 MW_{el} auf Repowering-Anlagen ausgedehnt. Dies war gemäß EAG Regierungsvorlage zuvor nicht angedacht. Gemäß EAG § 46 Abs. 2 Z 7 ist bei der Festlegung der azW seitens des Gesetzgebers zwischen neu errichteten und repowerten Anlagen zu differenzieren; ebenso ist für Anlagen auf Basis von Biomasse eine Differenzierung nach dem Rohstoffeinsatz zulässig.

Aufbauend auf obigen Ausführungen hinsichtlich Förderempfehlungen für Gebotshöchstpreise bei großen Biomasseanlagen wird nachfolgend eine gutachterliche

Höchstpreise von Neuanlagen und für die Nachfolgeprämien wird im obigen Teil der Tabelle der Investitionskostenanteil abgeschätzt. Auf Basis dessen wird im unteren Teil der Tabelle der Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad, Gebotshöchstwert und Abschlagshöhe erläutert. Die grün hinterlegte Variante hinsichtlich Reinvestitionsgrad (90%) entspricht der Förderempfehlung.

Empfehlung für die Höhe des azW von kleinen Repowering-Anlagen (mit einer EPL von 0,5 bis 5 MW_{el}) getätigt. Für neu errichtete Biomasseanlagen wurde diesbezüglich im Standardfall, also bei Einsatz herkömmlicher Biomasse als Brennstoff, ein azW von 229,1 €/MWh_{el} empfohlen (vgl. Abschnitt 6.5.2) sowie ein ca. 15%iger Abschlag hiervon bei Einsatz von Rest- oder Abfallstoffen.

Tabelle 75: Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering kleiner Biomasseanlagen (EPL größer 0,5 MW_{el}).

Bei administrativer Festlegung der Marktprämie (Anlagen kleiner 0,5 MW_e)		
Eckdaten		
Reinvestitionsgrad	azW	Anmerkung
100%	229,1 €/MWh	Entspricht azW einer Neuanlage
0%	153,7 €/MWh	Entspricht azW gemäß Nachfolgeprämie für Bestandsanlagen
Investitionskostenanteil:	75,4 €/MWh	
Resultierende Abschläge zum azW einer Neuanlage in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrades		
Reinvestitionsgrad	azW	Abschlag zu azW_{NEU}
20%	168,7 €/MWh	-26%
40%	183,8 €/MWh	-20%
60%	198,9 €/MWh	-13%
80%	214,0 €/MWh	-6,6%
90%	221,5 €/MWh	-3%

Analog zu den Ausführungen für Repowering-Anlagen im größeren Leistungssegment zeigt Tabelle 75⁸⁶ den Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad, azW und Abschlagshöhe (im Vergleich zu Neuanlagen) beispielhaft auf. Im Zuge der administrativen Vergabe ist die Festlegung eines repräsentativen Standardfalls hinsichtlich des Reinvestitionsgrads entscheidend. Wird dieser zu hoch angesetzt, besteht die Gefahr der Überförderung (bei Anlagen, die nur geringe Reinvestitionen benötigen). Wird dieser hingegen zu niedrig angesetzt, werden aus Gründen der Ressourceneffizienz ggf. als sinnvoll zu erachtende Repowering-Optionen vorab ausgeschlossen.

Aufbauend auf den bisherigen Überlegungen im Zuge der Entwicklung der prinzipiellen Förderoptionen hinsichtlich Biomasse-Repowering (vgl. Ausführung in Anhang C) wird

⁸⁶ Diese Tabelle erläutert den Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering kleiner Biomasseanlagen (EPL kleiner 0,5 MW_{el}). Auf Basis der gutachterlichen Empfehlungen für Marktprämien (azW) von Neuanlagen und für die Nachfolgeprämien wird im obigen Teil der Tabelle der Investitionskostenanteil abgeschätzt. Auf Basis dessen wird im unteren Teil der Tabelle der Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad, azW und Abschlagshöhe (im Vergleich zur Neuanlage) erläutert. Die grün hinterlegte Variante hinsichtlich Reinvestitionsgrad (80%) entspricht der Förderempfehlung.

folglich von einem Reinvestitionsgrad von 80% ausgegangen. Dies erscheint nach Experteneinschätzung als typischer Repowering-Fall passend. Für die administrative Vergabe der Marktprämien für kleine Repowering-Anlagen wird demgemäß ein azW von 214,0 €/MWh_{el} empfohlen. Obige Ausführungen beziehen sich auf die Verwendung von herkömmlicher Biomasse als Brennstoff.

Für den Einsatz von Rest- oder Abfallstoffen wird im Einklang mit den zuvor getätigten Förderempfehlungen für Neuanlagen ein Abschlag in Höhe von 25% bei den in Rechnung gestellten Brennstoffpreisen. Dies hat hinsichtlich des azW einen Abschlag in Höhe von rund 14% gemessen am Standardfall zur Folge. Überträgt man dies Schema auf die Repowering-Problematik so impliziert dies einen azW in Höhe von 184,0 €/MWh_{el}.

*Die Gutachter*innen empfehlen für Repowering-Anlagen im Leistungsbereich größer gleich 0,5 MW_{el} als zulässigen Höchstpreis für Gebote bei Ausschreibungen einen azW in Höhe von 174,7 €/MWh_{el}. Dies entspricht einem Abschlag in Höhe von 4,1% gemessen am Höchstpreis von entsprechenden Neuanlagen.*

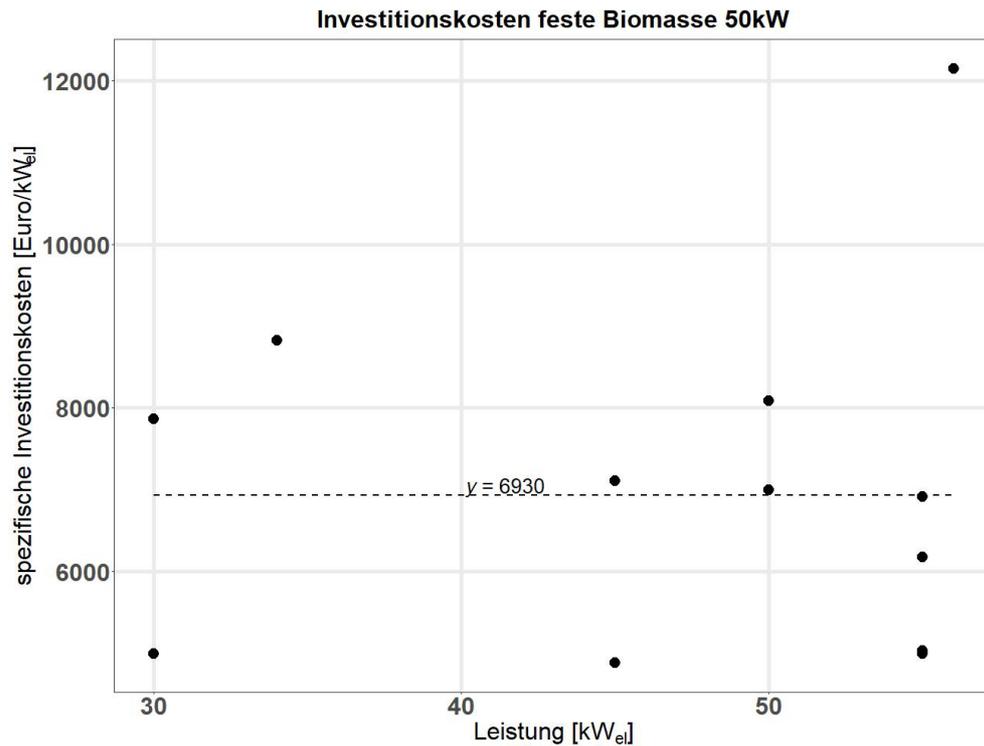
Für die administrative Vergabe der Marktprämien für Repowering-Anlagen im Leistungsbereich kleiner 0,5 MW_{el} wird ein azW von 214,0 €/MWh_{el} empfohlen. Dies entspricht einem Abschlag in Höhe von 6,6% gemessen am azW einer vergleichbaren Neuanlage. Für den Einsatz von Rest- oder Abfallstoffen wird ein Abschlag in Höhe von 15% gemessen am Standardfall empfohlen, ergo ein azW in Höhe von 168,2 €/MWh_{el}.

6.5.6 Ausgestaltung von Investitionsförderungen für kleine Biomasse-BHKW

Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG wurde für Biomasse-Kleinanlagen eine neue Investitionsförderschiene etabliert. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde demgemäß eine entsprechende Förderempfehlung erarbeitet. Diese Empfehlung sowie deren Erarbeitung wird nachfolgend vorgestellt.

Gemäß § 57a Abs. 1 des EAG kann die Neuerrichtung einer Anlage auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung bis 50 kW_{el} durch Investitionszuschuss gefördert werden, unter Beachtung bestimmter Auflagen zu Brennstoffnutzungsgrad (mind. 60%), Feinstaubvermeidung, Wärmezähler sowie hinsichtlich der Rohstoffversorgung. Es sei angemerkt, dass die Investitionsförderung exklusiv erfolgt, also eine Kombination mit Marktprämienförderungen folglich nicht möglich ist.

Hinsichtlich eines Vorschlags für die Förderhöhe der Investitionsförderungen galt es, analog zur Vorgehensweise bei der PV und bei der Windenergie, mehrere Kostenbeschränkungen zu beachten. Einerseits darf die Förderung nur maximal 30% der Investitionskosten des Biomasse-BHKW laut EAG § 57a Abs. 6 ausmachen, wobei hier insbesondere darauf zu achten ist, dass nur unmittelbar für die Errichtung oder Erweiterung erforderliche Investitionen zu berücksichtigen sind – explizit ausgenommen sind hiervon beispielsweise Grundstückskosten. Andererseits dürfen laut Art. 41, Abs. 6 lit. b der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 (Allgemeine Gruppenfreistellungsverordnung AGVO) nur maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten im Vergleich zu einer weniger umweltfreundlichen Energieerzeugungstechnologie auf Basis fossiler Energieträger gefördert werden. Aufgrund der Spezifika der kleinen Biomasse-BHKW wurde hier der Netzstrombezug als Referenzoption herangezogen, da ohne Biomasse-BHKW aufgrund der vergleichsweise geringen Größe der lokale Strombedarf üblicherweise aus dem öffentlichen Netz gedeckt wird. Die Deckelung der Förderung auf maximal 45% der umweltrelevanten Mehrkosten gilt für Großunternehmen, während mittlere Unternehmen mit maximal 55% und kleine Unternehmen/Private mit maximal 65% gefördert werden dürfen (Art. 41 Abs. 8 AGVO).



Statistic	N	Mean	St. Dev.	Min	Pctl(25)	Pctl(75)	Max
Investkosten	14	6,931	2,044	4,889	5,009	8,034	12,143

Abbildung 83: Investitionskosten der Betreiberdatenerhebung für feste Biomasse unter 50 kW_{el}. Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a))

Tabelle 76 zeigt eine Aufstellung der beiden oben genannten Förderschranken für das gemäß EAG BNR relevante Anlagenleistungssegment (d.h. bis max. 50 kW_{el}). Hierbei ist zu beachten, dass im vordefinierten Leistungsbereich der heimische Markt sehr begrenzt erscheint. Wie aus Abbildung 83 ersichtlich wird, finden sich nur wenige Angaben zu realisierten Anlagen in den Daten der Betreiberdatenerhebung 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a), die in etwa dem vordefinierten Leistungssegment entsprechen. Hieraus ergibt sich anhand des gestutzten Mittels (11 Anlagen) ein Investitionsbedarf von 6.931 €/kW_{el}. Dieser wurde aufgrund der aktuellen Marktverwerfungen, vgl. Abschnitt 2.5, um 10% erhöht. Unter Beachtung der Förderschranken resultiert ein erstes Indiz zur Ableitung einer Förderobergrenze. Diese käme bei 2.287 €/kW_{el} zu liegen, vgl. Tabelle 76.

Tabelle 76: Berechnete Schranken der Investitionsförderung kleiner Biomasse-BHKW: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen.

		Kategorie Standard	
		50kW _p	
Biomasse- Blockheizkraftwerke	Investitionskosten SUMME	€/kW _p	7.625,20
	30% der Investkosten	€/kW _p	2.287,56
weniger umweltfreundliche Vergleichs- technologie	Investitionskosten*		
	umweltrelevante Mehrkosten		7.625,20
	45% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	3.431,34
	55% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	4.193,86
	65% der umweltrelevanten Mehrkosten	€/kW	4.956,38

* Anmerkung: Als Vergleichstechnologie/-option wurde hier der Netzstrombezug herangezogen.

Um eine Empfehlung für die Höhe des Investitionszuschusses in €/kW herzuleiten, der bei Förderentscheidungen als weitere Höchstgrenze heranzuziehen ist, bedarf es zusätzlich zu den beihilferechtlichen Beschränkungen weiterer Orientierungshilfen. Neben der Betrachtung der Erfahrungen mit den historischen Fördersätzen wurde auch eine näherungsweise Vollkostenbetrachtung (LCOE-Berechnung) durchgeführt, bei der der Investitionszuschuss mit den angesetzten Investitionskosten der Biomasse-BHKW gegengerechnet wird. Auf diese Weise kann die Anreizwirkung möglicher Investitionszuschüsse abgeschätzt und – neben den oben genannten Kriterien – bei der Empfehlung hinsichtlich der Höhe des Investitionszuschusses in €/kW berücksichtigt werden. Der Investitionskostenzuschuss sollte jedenfalls dazu beitragen, das Stromgestehungskostenniveau deutlich zu senken (im Vergleich zur Anlagenerrichtung ohne Förderung). Die Kostenstruktur basiert auf derselben Herangehensweise wie bei Biomasseanlagen größerer Leistung, wobei Erlöse aus dem Verkauf von HKN nicht berücksichtigt wurden, da der Strom nicht notwendigerweise direktvermarktet werden muss. Des Weiteren wurde von einem geringeren WACC von 1,2% ausgegangen, um Renditeerwartungen von Anlagenbetreiber*innen der kleinen Biomasse-BHKW adäquat abzubilden.

Tabelle 77 zeigt die Ergebnisse der Berechnung. Wie im unteren Teil der Tabelle ersichtlich wird, trägt hier ein hoher Eigenversorgungsanteil im Allgemeinen nicht zur Absenkung der erforderlichen Strommarkterlöse bei, sondern würde im Gegenzug den Bedarf erhöhen.

Tabelle 77: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung kleiner Biomasse-BHKW

Technologiefeld:		Biomasse	Biomasse	Biomasse
		Mittel (Brennstoff+Wärme) & Niedriger WACC	Niedrig (Brennstoff+Wärme) & Niedriger WACC	Niedrig (Brennstoff+Wärme) & Niedriger WACC & niedrige VLS
<i>Biomasse KWK</i>		Beispielfall:		
Anlagenspezifikation:				
Engpassleistung Strom	MW _e	0,05	0,05	0,05
Stromerzeugung (netto)	MWh _e	341	341	200
Stromerzeugung (brutto)	MWh _e	341	341	200
Waermenutzung	MWh _h	601	601	352
Waermeerzeugung	MWh _h	733	733	430
Brennstoffeinsatz	MWh _f	1.263	1.263	741
Volllaststunden	h/a	6.823	6.823	4.000
Brennstoffnutzungsgrad	%	75%	75%	75%
el. Wirkungsgrad	%	27%	27%	27%
Wärmewirkungsgrad	%	58%	58%	58%
Kostenparameter:		Ohne Förderung:	7.624	7.624
Investitionskosten GESAMT (abzgl. Förderung)	€/kW	5.224	5.224	5.224
Investitionskostenzuschuss	€/kW	2.400	2.400	2.400
Betriebskosten GESAMT	€/MWh _e	78,2	78,2	78,2
Brennstoffkosten	Kategorie	Mittel	Niedrig	Niedrig
Erlösbestandteile				
Strommarkterlöse	Kategorie	Mittel	Mittel	Mittel
Wärmeerlöse	Kategorie	Mittel	Hoch	Hoch
Finanzierungsbedingungen				
WACC Standard	%	1,20%	1,20%	1,20%
Inflation (in der mittleren bis langen Frist)	%	2,00%	2,00%	2,00%
Levelised Cost of Electricity				
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	187,1	156,4	186,9
Levelised Cost of Electricity mit Eigenverbrauchsanteil				
alle Werte in €/MWh				
Angenommener Netzstrombezugspreis		178,1	178,1	178,1
LCOE bei Eigenverbrauch von 10 %	10%	188,1	154,0	187,9
LCOE bei Eigenverbrauch von 20 %	20%	189,3	151,0	189,2
LCOE bei Eigenverbrauch von 30 %	30%	190,9	147,1	190,7
LCOE bei Eigenverbrauch von 50 %	50%	196,0	134,7	195,8

Anders als bei Eigenverbrauch könnte die Wirtschaftlichkeit eines Biomasse-BHKW aber verbessert werden, wenn die Anlage im Rahmen einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft betrieben würde. Besonderes Augenmerk ist hier wohl auf lokale Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu legen, also der Umstand, dass die Teilnehmer*innen der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft denselben Bereich innerhalb der Netzebenen 6 und 7 (Niederspannungsnetz) verwenden. Hier käme ein Entfall des Erneuerbaren-Förderbeitrags, ein Entfall der Elektrizitäts-Abgabe für Strom aus Photovoltaik sowie eine Reduktion der Netzentgelte für alle Teilnehmer*innen zur Anwendung. Dieser Einsparaspekt kombiniert mit der Annahme einer höheren Zahlungsbereitschaft der

Teilnehmer*innen für den Arbeitspreis innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft könnte die Wirtschaftlichkeit einer Biomassekleinanlage deutlich verbessern.

Des Weiteren steht hier wohl der immaterielle Nutzen der Anlagenbetreiber*innen im Vordergrund, einen aktiven Beitrag zur Dekarbonisierung der Strom- und Wärmeversorgung zu tätigen oder die Beachtung anderer Überlegungen, wie etwa Aspekte der Versorgungssicherheit, agieren als Triebfeder.

Abschließend sei ausdrücklich betont, dass die näherungsweise Vollkostenrechnung hier nur als Hilfsmittel zur Prüfung der effektiven Anreizwirkung eines Investitionszuschusses dient. Beihilfenrechtlich ist diese Betrachtung insofern unbeachtlich, als der Investitionszuschuss ausschließlich auf die Betrachtung der Investitionskosten beschränkt ist, und daher gerade nicht unter dem Aspekt der Betriebskostenanrechnung konzipiert wird. Ausschlaggebend für die beihilfenrechtliche Zulässigkeit sind somit die förderbaren Investitionskosten und der von dieser Basis als Prozentsatz anzusetzende Fördersatz. Sowohl die Festlegung und Anerkennung der förderbaren Investitionskosten als auch der maximale Fördersatz sind beihilfenrechtlich plafoniert – wie bereits im Vorfeld unter Verweis auf die entsprechenden Bestimmungen im EAG und im EU-Beihilfenrecht diskutiert.

Auf Basis der durchgeführten Analyse wird hinsichtlich der Förderung die Festlegung einer oberen Förderschranke in Höhe von 2.400 €/kW_{el} empfohlen. Der empfohlene Fördersatz deckt sich näherungsweise mit den Förderobergrenzen, wie der Blick auf Tabelle 76 offenbart. Konkret wurde aber aufgrund des identifizierten Förderbedarfs der empfohlene Fördersatz nicht knapp unter, sondern knapp über der identifizierten Beihilfegrenze angesetzt, um auch für kleinere Anlagen, die gegebenenfalls teurer als in der beispielhaften Vollkostenbetrachtung angenommen, künftig entsprechende Anreize gewähren zu können.

*Die Gutachter*innen empfehlen hinsichtlich der Investitionsförderung kleiner Biomasse-BHKW einen Investitionszuschuss von maximal 2.400 €/kW_{el} zu gewähren.*

7 Biogas

7.1 Historische Marktentwicklung

Im ÖSG und den entsprechenden Ökostrom-Einspeisetarifverordnungen waren seit 2003 Einspeisetarife für Strom aus Anlagen auf Basis von Biogas vorgesehen. In Abbildung 84 ist der Verlauf der Einspeisetarife für die in Frage kommenden Tarifklassen dargestellt. Mit der Novelle 2017 wurden nur mehr neue Biogasanlagen bis 150 kW_{el} gefördert. Tarife für Biogasanlagen betragen seit der OESET-VO 2018 ungefähr 19 ct/MWh_{el}. Nicht dargestellt sind Zuschläge von bis zu 4 ct/kWh_{el} auf Basis der Rohstoffzuschlagsverordnung (2008-2012) sowie Nachfolgergetarife (siehe Kapitel 7.5).

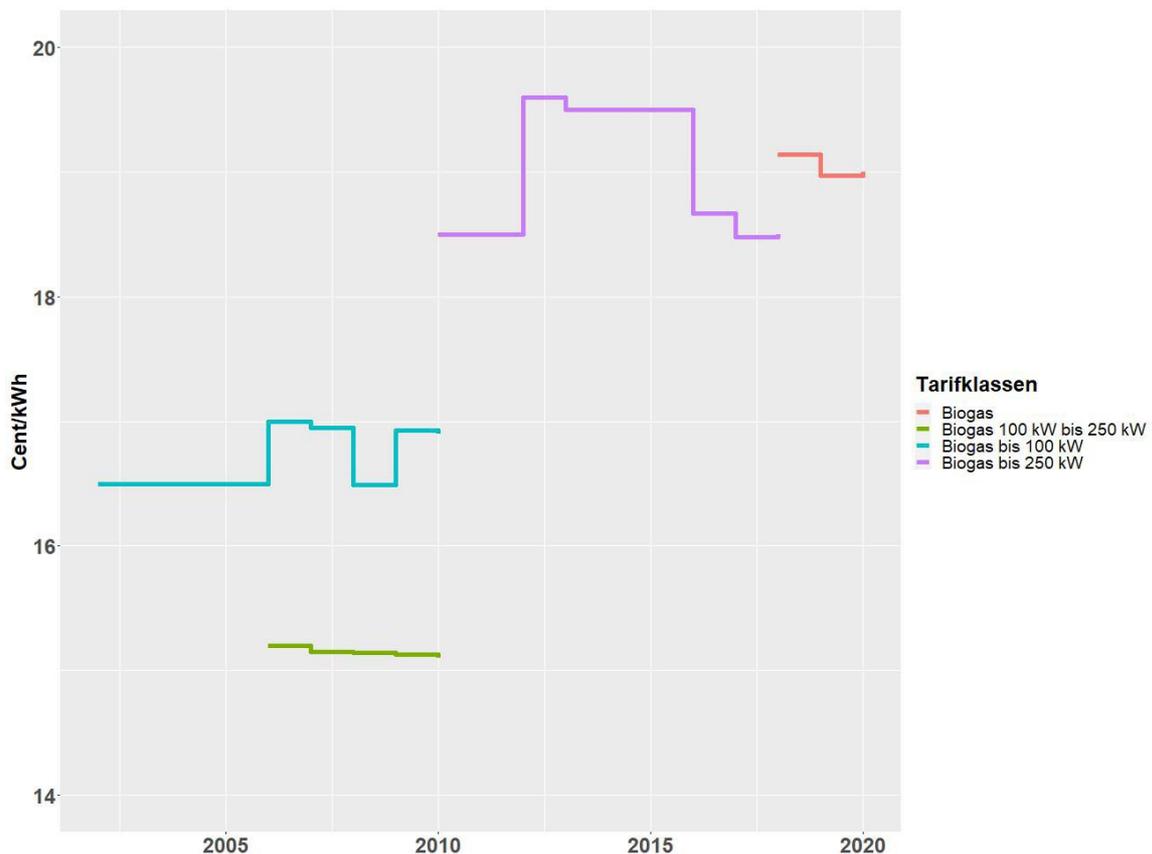


Abbildung 84: Historische Einspeisetarife für ausgewählte Tarifklassen für Strom aus Biogasanlagen. Zuschläge auf Basis der Rohstoffzuschlagsverordnung (2-4 ct/kWh) in den Jahren 2008-2012 wurden nicht berücksichtigt. Mit der Novelle 2017 wurden nur mehr neue Biogasanlagen bis 150 kW_{el} gefördert (rote Linie). (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf OESVO 2002-2012, OESET-VO 2012-2018)

Der Leistungszubau seit 2003 im Technologiebereich Biogas und in der Ökobilanzgruppe belief sich auf nicht ganz 90 MW_{el}. Die Durchschnittsleistung erreichte 2008 nach der

stärksten Zubauwelle 280 kW_{el} (OEBV, 2019). In den letzten Jahren konnte vor allem durch Anlagenerweiterungen dem Kapazitätsschwund entgegengewirkt werden (Abbildung 85). Ähnlich wie bei den Anlagen für feste Biomasse ist seit der Ökostromnovelle 2006 ein Mindest-BNG vorgesehen. Für Biogasanlagen muss seitdem ein BNG von über 60% erreicht und nachgewiesen werden und setzt daher ebenfalls eine wärmegeführte Stromproduktion in Biogas-KWK-Anlagen voraus.

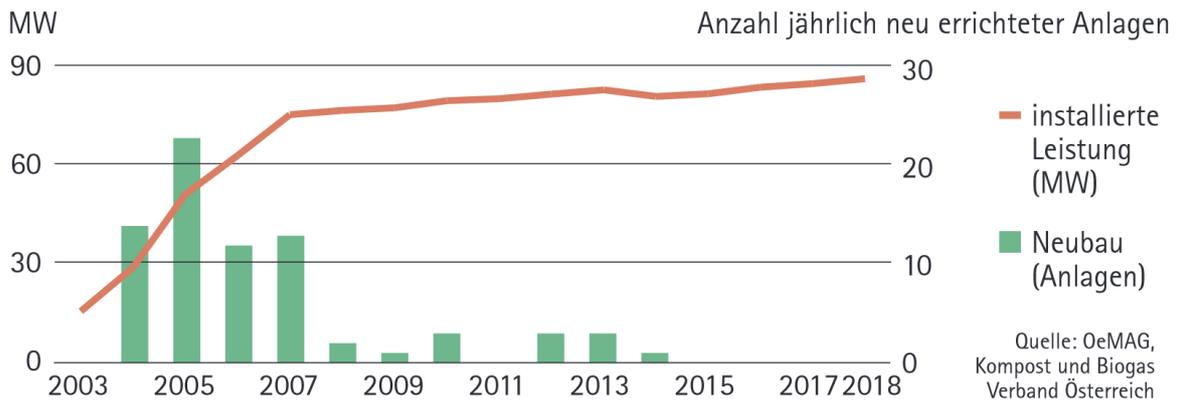


Abbildung 85: Anlagenzubau Biogas seit 2003 (Quelle: OeMAG, Kompost und Biogas Verband Österreich in (OEBV, 2019))

7.2 Zukunftsperspektive – EAG-Ziele

In der EAG ist ein Mindestzubau von 1,0 TWh_{el} aus Biomasse bis 2030 vorgesehen. Auch wenn sich der Zubau wohl vor allem auf Anlagen auf Basis fester Biomasse konzentriert, sind auch jährliche Mindestzubaumengen für Biogas vorgesehen. Konkret sollen jährlich neue Biogasanlagen im Umfang von mindestens 1,5 MW_{el} mittels Marktprämienverträgen gefördert werden.

7.3 Daten zu Investitions- und Betriebskosten

Eine Abschätzung der Investitions- und Betriebskosten für Biogas auf Basis der aktuellen Betreiberdatenerhebung (E-Control, 2019a) war aufgrund der spärlichen Datenlage nicht zielführend. Die ausführlichen Berechnungen, die dankenswerterweise vom Kompost- & Biogasverband an die Gutachter*innen übermittelt wurden, enthalten Investitionskosten, die um ein Vielfaches die Investitionskosten früherer Gutachten und identifizierter Literaturwerte übersteigen. Die Investitionskosten des Kompost- & Biogasverbandes wurden daher nicht für das vorliegende Gutachten herangezogen. Als Alternative konnte

hier jedoch die umfangreiche Auswertung der aktuellen deutschen Betreiberbefragung herangezogen werden. Im Biogas Messprogramm (FNR, 2021) wurden 61 Biogasanlagen in Deutschland detailliert untersucht. Gesamtinvestitionsvolumen inklusive Bau, Technik, Blockheizkraftwerk und zusätzliche Kosten (für Grundstücke, Vermessungs-, Gerichts-, Notariats- und Genehmigungsgebühren, etc.) in Abhängigkeit von der Leistung der Anlagen sind in Abbildung 86 dargestellt. Mit einer repräsentativen Größe von 250 kW_{el} für die administrative Marktprämienvergabe für die Leistungsklasse <250 kW_{el} ergeben sich aus der dargestellten Verteilung Investitionskosten von 5.696 €/kW_{el}.

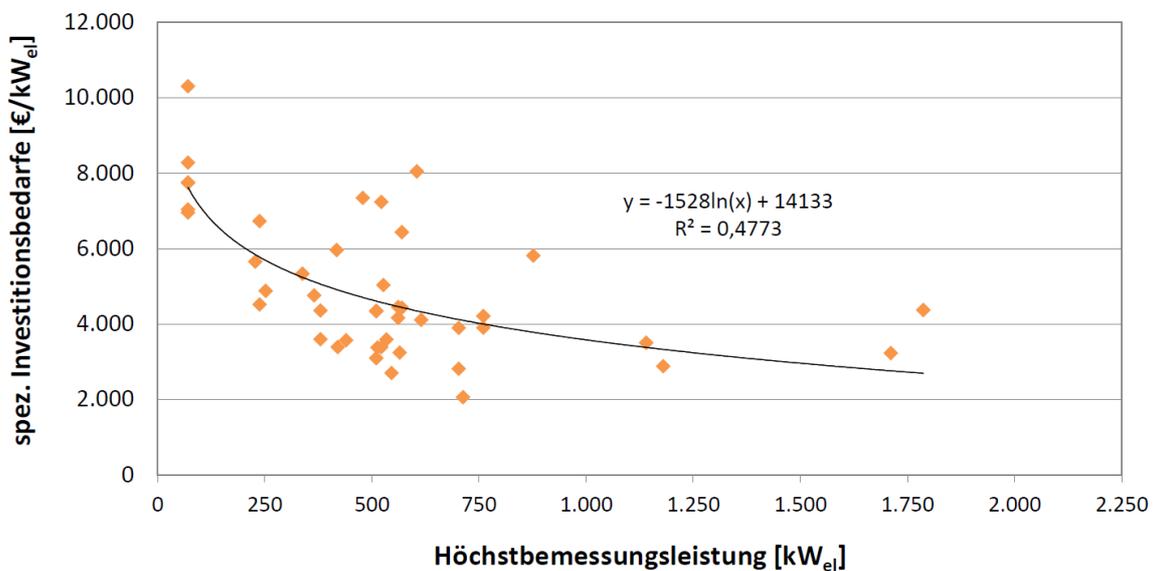


Abbildung 86: Spezifische Investitionsbedarfe für Biogasanlagen in Deutschland (Quelle: (FNR, 2021))

Die Betriebskosten, die zur Berechnung der azWs für die administrative Vergabe von Marktprämien herangezogen wurden, wurden ebenfalls aus dem umfangreichen und detaillierten Biogas Messprogramm abgeleitet. In Tabellen 6-9 in (FNR, 2021) ist der Mittelwert der Anteile der Personalkosten (6,0%), Instandhaltungskosten (12,2%) und sonstigen Betriebskosten (21,9%) an den mittleren Stromgestehungskosten von 18,9 ct/kWh_{el} gelistet. Hieraus ergeben sich gesamte Betriebskosten von 8,0 ct/kWh_{el}. Diese Kosten weichen kaum von den Betriebskosten der Berechnungen des Kompost- & Biogasverbandes ab, die den Gutachter*innen übermittelt wurden. Dieser Wert ist außerdem auch vergleichbar mit den Medianbetriebskosten aus der aktuellen Dokumentation zum Betriebskostenzuschlag (E-Control, 2021i). Für die Nachfolgeprämie und ältere Anlagen wurde ein Aufschlag von +15% angenommen. Dieser Wert ist aus einer

deutschen Anlagenbetreiberumfrage entnommen: In (Scheftelowitz, Lauer, Trommler, Barchmann, & Thrän, 2016) sind in Tabelle 6-3 die Entwicklung der Betriebskosten für Biogasbestandsanlagen mit einer zusätzlichen Laufzeit von 10 Jahren dargestellt. Durchschnittliche Zusatzkosten für Wartung und Reinigung belaufen sich hier auf 14% und für Personal auf 15%.

Von den Betriebskosten wurden, wie auch bei Photovoltaik, Wind- und Wasserkraft Erlöse für HKN in der Höhe von 0,98 €/MWh_{el} abgezogen (siehe Kapitel 2.3.6).

7.4 Sonstige Kosten- und Erlösparameter

7.4.1 Substratkosten- und Wärmeerlösentwicklungen

In den österreichischen Biogasanlagen kommen unterschiedliche Substrate und Substratmischungen zum Einsatz. Für die eingesetzten Substrate gibt es keine relevanten offiziellen Märkte, Marktpreise oder Preisstatistiken. Laut EAG § 10 Abs. 1 sind neue Biogasanlagen förderfähig, wenn sie ausschließlich Biomasse in Form von biologisch abbaubaren Abfällen und Reststoffen als Brennstoff einsetzen, davon mindestens 30% Wirtschaftsdünger und maximal 30% Zwischenfrüchte und Restgrünland. Für bestehende Biogasanlagen gilt, dass maximal 60% aus den Kulturarten Getreide und Mais eingesetzt werden dürfen. Für die Berechnung der azWs für Strom aus Biogas muss daher zuerst ein Startwert für die Kosten eines repräsentativen Substratmixes angenommen werden.

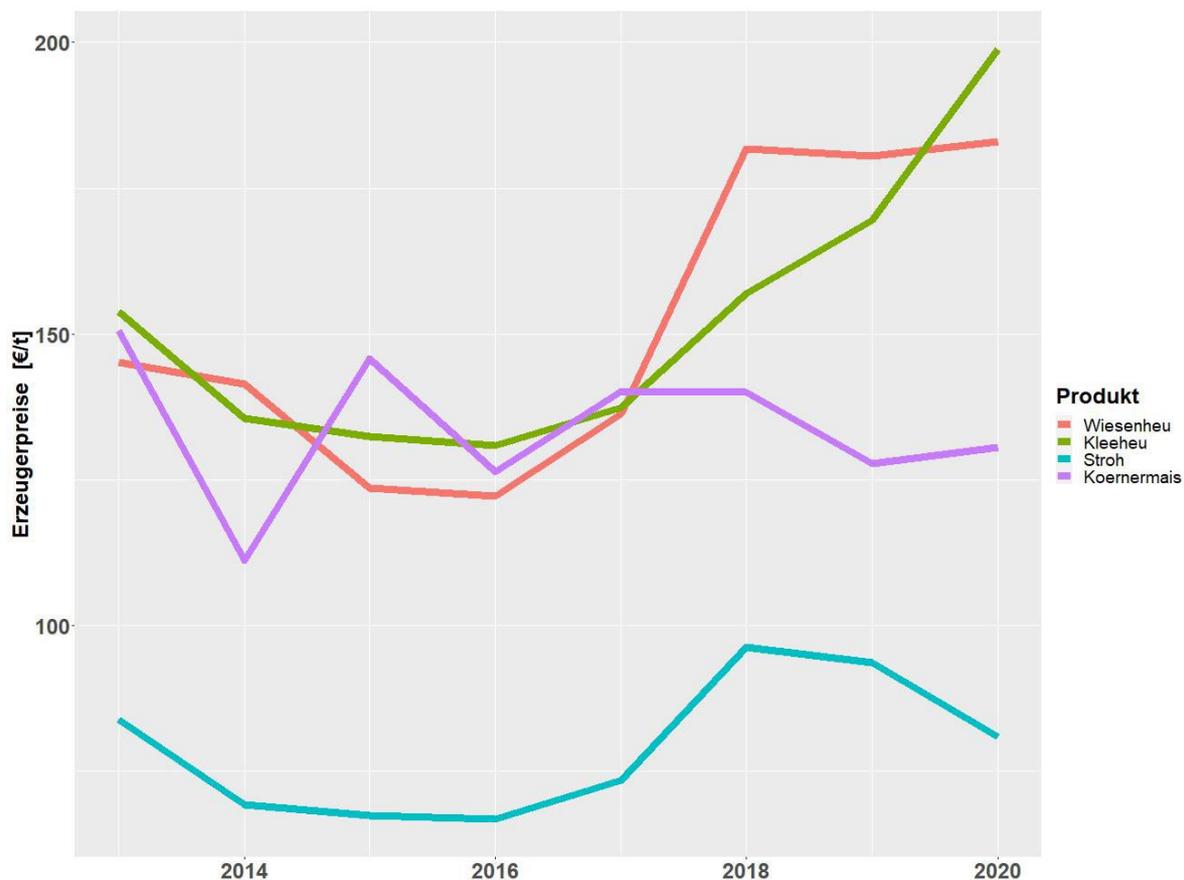


Abbildung 87: Erzeugerpreise für biogassubstratmixrelevante landwirtschaftliche Produkte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Statistik Austria, 2021a))

Statistik Austria veröffentlicht Erzeugerpreise für landwirtschaftliche Produkte (ab Hof, ohne MwSt. und ohne Transportkosten). Die Entwicklung der Erzeugerpreise (Abbildung 87) wurde herangezogen, um die Kosten der rohstoffspezifischen Methanerträge auf Basis des AEA Ökostromgutachtens 2017 (Kalt, 2017) zu aktualisieren. Das nicht veröffentlichte Gutachten der AEA enthält eine detaillierte Berechnung der Silomais (SM)-Kosten bezogen auf den Körnermaispreisen.

Körnermaispreise wurden auf Basis der Kosten für Maisdrusch, Abtransport, Strohschlegeln, Trocknung und dem Wert des zusätzlichen Nährstoffentzugs berechnet. Außerdem wurden SM-Ernte, SM-Transport, SM-Einlagerung, Siloabdeckung und Gülletransport zum Feld in die Berechnung miteinbezogen. Für das Jahr 2017 wurden Methankosten aus Silomais mit 2,7 ct/kWh_{Hu} berechnet. In den letzten Jahren kam es zu einer geringen Abnahme der Körnermaispreise, die auch zu einer Abnahme der Methankosten aus Silomais und damit zu einem Startwert für 2020 mit 2,5 ct/kWh_{Hu} führen.

Andererseits wurden für die Kosten für Zwischenfrüchte und Restgrünland (AEA Berichtsjahr 2017 von 4,0 ct/kWh_{Hu} basierend auf Modellrechnungen von exemplarischen Fruchtfolgen Getreide-Gras bzw. Sorghum) auf Basis der Klee- und Wiesenheuentwicklungen eine Steigerung und ein 2020 Startwert von 5,5 ct/kWh_{Hu} berechnet. Für Stroh wurde ebenfalls eine Preissteigerung von 4,1 ct/kWh_{Hu} im Jahr 2017 (basierend auf typischen Kosten für Arbeitserledigung und Maschinen, Nährstoff, Transport- und Logistikkosten für eine mittlere Transportentfernung von 20 km) auf 4,5 ct/kWh_{Hu} im Jahr 2020 aus dem AEA Gutachten und den Erzeugerpreisentwicklungen abgeleitet (Kalt, 2017).

Für die repräsentativen Substratmischungen nahmen die Gutachter*innen an, dass für Neuanlagen sowie für Bestandsanlagen 30% Wirtschaftsdünger und 10% Zwischenfrüchte eingesetzt werden. Aus dem Wirtschaftsdüngeranteil werden in der Annahme 15% ohne zusätzliche Kosten über hofeigenen Rindermist gedeckt. Für eine Biogasanlage mit 250 kW_{el} wären das Rindermistsubstratmengen von konkret 250 Großvieheinheiten nach (Kalt, 2017). Die Maissilageeinbringung beträgt 40% für Neuanlagen und 50% für Bestandsanlagen. Die Stroheinbringung wurde mit 20% für Neuanlagen und 10% für Bestandsanlagen angenommen. In beiden Fällen, also für Neuanlagen aber auch für Bestandsanlagen, wurde trotz unterschiedlicher Substratmischungen jeweils ein gewichteter Startwert für 2020 von gerundet 3,1 ct/kWh_{Hu} errechnet. Die errechneten Substratkosten weichen kaum von den Substratkosten der Berechnungen des Kompost- & Biogasverbandes ab, die den Gutachter*innen übermittelt wurden.

Für die Projektionen der Substratkosten sowie auch der Wärmeerlöse wurden die Startwerte, gleich wie für feste Biomasse (Kapitel 6.4.2), an die Gaspreisentwicklung des aktuellen Referenzenergieszenarios der Europäischen Kommission gekoppelt. Für die Wärmeerlöse wurden hier die gleichen Annahmen wie bei fester Biomasse unterstellt. Einflussparameter für Biogassubstrate sind neben der Nachfrage auch die wetterabhängigen Ernteergebnisse, Entwicklungen in der Nutztierhaltung sowie für Produktion und Transport die Energiepreise. Nachdem akkurate Prognosen der relevanten Entwicklungen über den hier notwendigen Zeithorizont nicht möglich sind, erschien es sinnvoll, zumindest einheitliche Annahmen für die Entwicklung der Substratkosten, Biomassepreise und Wärmeerlöse anzunehmen.

7.4.2 Technische Parameter für Biogas

Aus dem Ökostrombericht 2020 (E-Control, 2021k) wurden die Volllaststunden von Biogasanlagen des besten Drittels mit dem mittleren Drittel gemittelt. Dadurch ergeben sich 8.097,5 Volllaststunden für neue Biogasanlagen. Der gleiche Wert wurde ebenfalls für die Nachfolgeprämie übernommen, wobei festzuhalten ist, dass die azWs der Nachfolgeprämie keine Sensitivitäten bezüglich Volllaststunden aufweisen.

Werte für BNG wurden aus dem Gutachten 2018/2019 übernommen. Für repräsentative Biogasneuanlagen kamen 73% und für die Nachfolgeprämie 65% zum Einsatz (Proidl & Sorger, 2017). Damit liegen die angenommenen BNGs über den Mindest-BNG. In § 10 des EAG ist für die Förderung von neu errichteten Anlagen auf Basis von Biogas ein BNG von über 65% und für bestehende Anlagen auf Basis von Biogas von mehr als 60% verpflichtend.

Das detaillierte deutsche Biogasmessprogramm berichtet in Abbildung 6-9 von mittleren elektrischen Wirkungsgraden von 40,2%. Dabei haben 40 von 111 Anlagen einen elektrischen Wirkungsgrad zwischen 41,0% und 43,0% und 57 Anlagen zwischen 37,0% und 40,0% (FNR, 2021). Die Gutachter*innen empfehlen für Neuanlagen einen elektrischen Wirkungsgrad von 42% und für Bestandsanlagen von 38% zu übernehmen. Als thermische Wirkungsgrade wurden 47% für neu errichtete Anlagen und 46% für Nachfolgeprämien angenommen. An dieser Stelle sei noch einmal angemerkt, dass der Gesamtwirkungsgrad (thermische und elektrischer Wirkungsgrad) nicht gleich dem BNG (siehe Kapitel 2.4) ist. Diese Werte unterscheiden sich durch die ungenutzte Wärmemenge, d.h. der Differenz zwischen produzierter Wärmemenge und genutzter Wärmemenge. Aufgrund der gewählten Parameter beträgt diese Differenz 34% bei den Neuanlagen und 41% bei den Bestandsanlagen.

7.5 Empfehlungen zur Förderung

7.5.1 Berechnete azWs für Biogas

Aktuelle Entwicklungen (mit Stand März 2022) in Wirtschaft und Politik zeigen Preisanstiege bzw. Preisturbulenzen in Rohstoff- und Energiemärkten weltweit. Dies hat auch Auswirkung auf die heimische Inflation und aktuelle Baukosten bzw. Baupreise. Zur Berücksichtigung der Einflüsse und Konsequenzen auf die Förderempfehlungen hat das Gutachter*innen-Team im Zuge der aktuell durchgeführten Überarbeitung des

vorliegenden Gutachtens die Auswirkungen der aktuellen Marktdynamiken auf das heimische Marktgeschehen untersucht. Im Einklang mit den erhobenen Daten und den darauf fußenden Annahmen – siehe Abschnitt 2.5 hinsichtlich Details hierzu – erfolgte die Anhebung der Investitionskosten erneuerbarer Energietechnologien, im Fall von Biogas um 10% im Vergleich zu den in Abschnitt 7.3 genannten Werten. Diese flossen in die LCOE Berechnung und azW Ermittlung gemäß Tabelle 78 ein. Ebenso erfolgte im Zuge der Überarbeitung eine Anpassung der Inflationsannahmen (vgl. Abschnitt 2.5) sowie der Finanzierungsbedingungen (vgl. Abschnitt 2.2).

Tabelle 78: Berechnete azWs für das Technologiefeld Biogas

Technologiefeld:		Biogas	Biogas
<i>Biogas KWK</i>	<u>Beispielfall:</u>	administrativ (<0,25 MW)	Nachfolgeprämie
Anlagenspezifikation:			
Engpassleistung Strom	MW _e	0,25	0,25
Stromerzeugung (netto)	MWh _e	1.822	1.822
Stromerzeugung (brutto)	MWh _e	2.024	2.024
Wärmenutzung	MWh _h	1.808	1.850
Wärmeerzeugung	MWh _h	2.379	2.643
Biogaseinsatz	MWh _f	5.061	5.623
Volllaststunden	h/a	8.098	8.098
Brennstoffnutzungsgrad	%	72%	65%
el. Wirkungsgrad	%	40%	36%
th. Wirkungsgrad	%	47%	47%
Kostenparameter:			
Investitionskosten GESAMT	€/kW _e	6.266	0
Betriebskosten GESAMT	€/MWh _e	79,0	91,0
Substratkosten	€/MWh _f	31,0-71,0	31,0-54,2
Wärmeerlöse	€/MWh _h	25,0-57,2	25,0-43,7
WACC Standard	%	4,39%	4,39%
Inflation	%	2,0%	2,0%
Berechnete azW:			
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert	€/MWh	270,0	198,5

Um einen kosteneffizienten Zubau zu ermöglichen, empfehlen die Gutachter*innen, die in Tabelle 78 gelisteten azWs für die administrative Vergabe von Marktprämien für Neuanlagen (270,0 €/MWh) sowie für Nachfolgeprämien (198,5 €/MWh). Die Annahmen für die Berechnung der azWs leiten die Gutachter*innen teilweise aus bisherigen Gutachten, aus Auswertungen von Betreiberbefragungen bestehender Anlagen und aus zusätzlichen Literatur- und Datenquellen ab (siehe detaillierte Argumentation in den vorhergehenden Unterkapiteln). Weiters ist darauf zu achten, dass die Berechnung der azWs in Tabelle 78 für die nächsten 20 Jahre Substratkostensteigerungen bis zu

71,0 €/MWh_{Brennstoff} und Wärmeerlössteigerungen bis zu 57,2 €/MWh_{Wärme} antizipiert (siehe Kapitel 7.4.1).

Abschließend empfehlen die Gutachter*innen, beim Ausbau der Stromproduktion aus Biogas vor allem auch auf die Anforderungen und Ziele im Raumwärmebereich zu achten. Um Klimaneutralität im Wärmebereich bis 2040 zu sichern, werden zurzeit umfassende Maßnahmen zur Bereitstellung erneuerbarer Wärme sowie für eine effiziente Wärmenutzung z.B.: durch Gebäudesanierung sowie der schrittweise Ausstieg aus fossilen Brennstoffen in der Wärmeversorgung diskutiert. Durch die Festlegung des Mindestbrennstoffnutzungsgrades (siehe Kapitel 2.4) ist bei Biogas die Stromproduktion unweigerlich mit einer Wärmenutzung verschränkt, die im Allgemeinen über Fernwärmenetze oder entsprechende Prozesswärmenutzungen erfolgt. In beiden Fällen ist zu beachten, dass die Wärmeauskopplung räumlich an das Fernwärmenetz bzw. das Vorhandensein des Prozesswärmebedarfs gebunden ist. Daraus ergibt sich die Sinnhaftigkeit einer Verschränkung mit der Energieraumplanung und der Sicherstellung eines wirtschaftlichen Betriebs von Wärmenetzen, insbesondere durch hohe Anschlussgrade im durch Fernwärme versorgten Gebiet.

7.5.2 Alternative: Indexanpassung für Brennstoffkosten- und Wärmeerlösentwicklungen

Die azWs wurden auch für eine konservative Substratkosten- und Wärmeerlösentwicklung berechnet. Dafür wurden diese Entwicklungen, im Unterschied zu den in Tabelle 78 dargestellten Berechnungen, nicht an den Gaspreis gekoppelt. Die daraus resultierenden azWs sind in Tabelle 79 dargestellt. Wie bereits erwähnt, nimmt die Berechnung der azWs in Tabelle 78 für die nächsten 20 Jahren Substratkostensteigerungen bis zu 71,0 €/MWh_{Brennstoff} und Wärmeerlössteigerungen bis zu 57,2 €/MWh_{Wärme} vorweg. Im Gegensatz dazu können die Werte aus Tabelle 79 als azW für die administrative Vergabe herangezogen werden, falls im Zuge einer Abänderung des EAG künftig eine jährliche Indexanpassung für die Substratkosten- und Wärmeerlösanteile vorgesehen wird.

Tabelle 79: Berechnete azW für das Technologiefeld Biogas ohne Kopplung der Brennstoffpreise und Wärmeerlöse an die Gaspreisentwicklung

Technologiefeld:		Biogas	Biogas_FP
Biogas KWK	Beispielfall:	administrativ (<0,25 MW)	Nachfolgeprämie
LCOE ₂₀ ohne Anlagenrestwert			
ohne Gaspreisentwicklung	€/MWh	225,0	173,6

7.5.3 Vergleich der berechneten azWs für Marktprämien mit den derzeitigen Einspeisetarifen und der deutschen Förderpraxis

Einspeisetarife für neue Biogasanlagen im Jahr 2019 (unter 150 kW_{el}) beliefen sich auf 189,7 €/MWh_{el}. Nachfolgetarife wurden auf Basis des jeweiligen BNG vergeben und variierten zwischen 155,7 €/MWh_{el} (für 60,0-62,5% BNG) und 185,7 €/MWh_{el} (für 67,5% BNG). Die von den Gutachter*innen vorgeschlagenen azWs für Neuanlagen liegen deutlich über den derzeitigen Tarifen, sowohl für die Berechnung auf Basis Gaspreisszenarienkopplung (Tabelle 78) als auch für die alternative Berechnung ohne der Szenarienkopplung (Tabelle 79), obwohl alle Eingangsparameter auf den besten verfügbaren Daten beruhen und für die Prämien-azW Berechnung längere Förderdauern angenommen wurden als bei den historischen Tarifen. Ein Grund für die identifizierten Unterschiede ist die aktuelle Preisdynamik bei Energie- und Rohstoffmärkten – dies allein erklärt jedoch nicht die beobachtbaren Differenzen.

Abschließend erfolgt ein Vergleich des empfohlenen azWs für Neuanlagen mit jenen im aktuellen deutschen Referenzertragsmodell (EEG 2021). Für Biogasanlagen zur Vergärung von Gülle beträgt der azW aktuell, also gemäß EEG 2021, 222,3 €/MWh. Dies liegt zwar noch unter der obig hergeleiteten Förderempfehlung für Österreich (270,0 €/MWh), im Vergleich zu bisherigen ÖSG Regelungen fallen die Unterschiede zum EEG jedoch deutlich geringer aus. In Deutschland erfolgt, analog zum EAG, eine administrative Vergabe bzw. Festsetzung des azW. Der obig erwähnte Fördersatz ist hierbei für Anlagen kleiner als 150 kW_{el} gültig.

8 Empfehlungen zur gemeinsamen Ausschreibung bei Windenergie und Wasserkraft

Die diesjährige (2022) Novelle des EAG sieht gemäß § 44 die Etablierung einer gemeinsamen Ausschreibung für Windkraft- und Wasserkraftanlagen vor. Das gemeinsame Ausschreibungsvolumen beträgt hierbei jährlich mindestens 20 MW. Gemäß § 14 Abs. 3a des EAG ist vorgesehen, dass Referenzmarktpreise anstelle von Referenzmarktwerten zur Ermittlung der Marktprämien zur Anwendung gelangen sollen. Erlaubt wäre des Weiteren im Falle der Windenergie die Anwendung von Korrekturfaktoren, also eine Standortdifferenzierung der Förderhöhen in Analogie zur technologiespezifischen Förderpraxis.

Angesichts des vergleichsweise geringen Ausschreibungsvolumens ist hierbei hoher Wettbewerb zu erwarten. Folgende gutachterliche Empfehlungen werden hinsichtlich der Ausgestaltung der gemeinsamen Ausschreibungen getroffen:

- Es wird ein **einfaches Auktionsdesign empfohlen**, um technologieübergreifenden Wettbewerb zu erlauben. Demgemäß wird das einfache **Pay-as-bid Prinzip** hinsichtlich des Auktionsdesigns empfohlen.
- **Um technologieübergreifend vollen Wettbewerb zu gewährleisten**, wird des Weiteren empfohlen, **auf jegliche technologiespezifische Sonderregelung zu verzichten** – mit Ausnahme der gesetzlich vorgesehenen Unterschiede beispielsweise hinsichtlich der technologiespezifisch geregelten Errichtungsdauern. Dies impliziert beispielsweise bei der Windenergie den Verzicht auf eine Standortdifferenzierung, analoges gilt für die bei der Wasserkraft vorgesehene Stufenregelung der Förderung.
- Des Weiteren wird ein Höchstpreis in analoger Höhe wie bei technologiespezifischer Förderpraxis empfohlen, aber unter Berücksichtigung der obig erwähnten Veränderungen (aufgrund der Referenzwertberechnung anstelle der Referenzmarktberchnung). Blickt man hier auf die technologiespezifischen Förderanreize im Zuge der Betriebsförderregelungen, so empfiehlt sich ein für Windenergie und Wasserkraft gemeinsamer **Höchstpreis in Höhe von 85 €/MWh**.

Dieser kommt bei der Windenergie rund 5% über der Höchstpreisempfehlung hinsichtlich des Basis-azW, welcher einen durchschnittlichen Standort in Österreich repräsentiert zu liegen und beinhaltet somit einen Aufschlag in besagter Höhe (5%) um etwaige Mehrkosten aufgrund der Referenzpreisbildung (d.h. Referenzmarktpreise anstelle von Referenzmarktwerten) zu berücksichtigen. Die Teilnahme an der gemeinsamen Ausschreibung erscheint somit bei der Windenergie auf sehr gute bis durchschnittliche Standorte begrenzt. Seitens der Wasserkraft ist zu erwarten, dass durch diese Höchstpreisempfehlung speziell Anreize im Bereich der Revitalisierung gesetzt werden, da hier administrativ zu vergebende Marktprämien in manchen Segmenten weniger lukrativ erscheinen.

Des Weiteren ist zu beachten, dass wie einleitend erwähnt die ausgeschriebene Menge (d.h. mindestens 20 MW) sehr begrenzt erscheint und in Folge mit hohem (technologieübergreifendem) Wettbewerb zu rechnen ist.

9 Ermittlung der Marktprämienhöhe bei Systemwechsel

Das EAG sieht auch für bestehende Photovoltaik-, Windkraft-, Wasserkraft- und Biomasseanlagen, die auf Grundlage des ÖSG noch mittels Einspeisetarifen gefördert werden, die Möglichkeit vor, in das neue Marktprämiensystem mit 20-jähriger Gesamtlaufzeit zu wechseln. Die Höhe der Marktprämie soll hierbei anhand der Restlaufzeit gemäß ÖSG, der maximalen Förderdauer gemäß § 16 des EAG sowie der durch die Marktprämie abzudeckenden Investitions- und Betriebskosten und allfälliger Erlöse aus der Vermarktung von Wärme bemessen werden. Ebenso gilt zu beachten, dass die Umrechnung von Einspeisetarifen mit 13- bzw. 15-jähriger Gesamtlaufzeit sowie gegebenenfalls unter Berücksichtigung von Nachfolgetarifen auf Marktprämien mit 20-jähriger Laufzeit beihilfenrechtskonform erfolgen sollte.

Nachfolgend wird das hierfür neu entwickelte Schema zur Ermittlung der Marktprämienhöhe bei einem Systemwechsel vom ÖSG ins EAG vorgestellt.

9.1 Grundsatzempfehlungen

Aus Sicht des Gutachter*innen-Teams werden hierfür folgende **Grundsatzempfehlungen** ausgesprochen:

- Für bestehende Anlagenbetreiber*innen erscheint ein Wechsel in das neue Marktprämiensystem nur im Falle einer bestehenden Betriebsförderung (im Rahmen des ÖSG) zulässig. Anlagenbetreiber*innen, die in der Vergangenheit lediglich eine Investitionsbeihilfe, aber keine Betriebsförderung erhalten haben, sollte hingegen keine Wechselmöglichkeit eingeräumt werden, da dies einer Überförderung gleichzusetzen wäre und in Folge die Beihilferechtskonformität nicht gewährleistet werden könnte.
- Bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit von einer Tarifförderung in das neue Marktprämiensystem gilt es, eine angemessene Höhe der Marktprämie zu bestimmen: Hierfür wird **die Etablierung eines einfachen und transparenten Schemas empfohlen**, das sich primär **an den im Rahmen des ÖSG vorgesehenen**

Nettoförderbeträgen orientiert, also den seitens der Stromkonsument*innen zu erbringenden Unterstützungsvolumina für erneuerbarem Strom im Vergleich zum Referenzmarktpreis.

9.2 Berechnungsschema zur Bestimmung der Marktprämienhöhe

Zur **Bestimmung der Marktprämienhöhe** bei fester Biomasse, Biogas, Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft wird folgendes **Berechnungsschema** empfohlen:

Schritt 1: Barwert der Nettoförderung gemäß ÖSG

Konkret wird zur Bestimmung der Marktprämienhöhe in einem *ersten Schritt* analysiert, welche Nettoförderung in den künftigen Jahren, also gemäß Restlaufzeit im ÖSG, für die wechselwillige Bestandsanlage vorgesehen wäre.

- Die Nettoförderung, ausgedrückt durch eine Nettoförderprämie, bestimmt sich hierbei aus dem ÖSG Einspeisetarif abzüglich eines (allgemein angesetzten) Referenzstrompreises, der – aus historischer Sicht zum Zeitpunkt der Förderentscheidung – den Marktwert des künftig ins Netz gespeisten und somit geförderten Stroms kennzeichnet. Vereinfachend, da von vergleichsweise geringem Einfluss, wird hierbei empfohlen, die Rechengröße Referenzstrompreis technologieübergreifend und vom exakten Errichtungszeitraum der Bestandsanlage unabhängig anzusetzen.
- Über die gesamte Restlaufzeit gemäß ÖSG wird schließlich die Nettoförderung diskontiert und aufsummiert, also der Barwert gebildet.

Der formale Zusammenhang beschreibt sich wie folgt:

$$BW_{NFP} = \sum_{i=1}^{FD_{\text{ÖSG}}-VD} \frac{(ET_i - p_{Ele,Ref})}{(1 + WACC_{Standard})^i}$$

BW_{NFP}	Barwert der Nettoförderprämie (in Cent/kWh)
ET_i	Einspeisetarif (bzw. ggf. Nachfolgetarif bei Biomasse und Biogas) gemäß ÖSG (in Cent/kWh)
$p_{Ele,Ref}$	(Zukünftiger) Referenzstrompreis – aus historischer Sicht (zum Zeitpunkt der Förderentscheidung) (in Cent/kWh)
$WACC_{Standard}$	Kalkulatorischer Zinssatz / WACC im Standardfall (vgl. Abschnitt 2.2.2) (in %)

FD _{ÖSG}	Förderdauer gemäß ÖSG (in Jahren)
VD	(Bisherige) Verweildauer ÖSG (in Jahren)

Schritt 2: Bestimmung des Annuitätenfaktors gemäß EAG Restlaufzeit

Als Zwischenschritt wird nun der Annuitätenfaktor gemäß EAG Restlaufzeit bestimmt. Dieser errechnet sich aus dem kalkulatorischen Zinssatz / WACC_{Standard}, der Förderdauer gemäß EAG und der bisherigen Verweildauer im ÖSG gemäß folgender Formel:

$$AF_{EAG} = \frac{[(1 + WACC_{Standard})^{FD_{EAG} - VD} * WACC_{Standard}]}{[(1 + WACC_{Standard})^{FD_{EAG} - VD} - 1]}$$

AF _{EAG}	Annuitätenfaktor gemäß Restlaufzeit im EAG
WACC _{Standard}	Kalkulatorischer Zinssatz / WACC im Standardfall (vgl. Abschnitt 2.2.2) (in %)
FD _{ÖSG}	Förderdauer gemäß ÖSG (in Jahren)
VD	(Bisherige) Verweildauer ÖSG (in Jahren)

Schritt 3: Bestimmung des azW_{Bestand}

- Abschließend werden die in Schritt 1 ermittelten Fördervolumina auf die Restlaufzeit gemäß EAG umgelegt. Hierzu werden die Fördervolumina unter Zuhilfenahme des in Schritt 2 bestimmten Annuitätenfaktors als Annuität ausgedrückt und zur Bestimmung des anzulegenden Werts (azW_{Bestand}) wiederum um den Referenzstrompreis erhöht.
- Die folglich ermittelte Marktprämienhöhe (azW_{BESTAND}) bleibt, analog zu den Regelungen für Neuanlagen, über die gesamte Restförderdauer im EAG nominal konstant.

Der formale Zusammenhang beschreibt sich wie folgt:

$$azW_{BESTAND} = BW_{NFP} * AF_{EAG} + p_{Ele,Ref}$$

azW _{BESTAND}	Anzulegender Wert der Bestandsanlage bei Wechsel ins EAG (in Cent/kWh)
BW _{NFP}	Barwert der Nettoförderprämie (in Cent/kWh) – gemäß obiger Berechnungsformel (Schritt 1)
AF _{EAG}	Annuitätenfaktor gemäß Restlaufzeit im EAG
P _{Ele,Ref}	(Zukünftiger) Referenzstrompreis – aus historischer Sicht (zum Zeitpunkt der Förderentscheidung) (in Cent/kWh)

Nachfolgend wird das entwickelte Schema am Beispiel der Windenergie und der festen Biomasse vorgestellt. Konkret illustriert Tabelle 80 anhand eines fiktiven Beispiels im Bereich der Windenergie die Berechnungslogik sowie wesentliche Einflussgrößen.

Hierfür wird beispielhaft angenommen, dass eine Bestandsanlage gemäß ÖSG einen Einspeisetarif in Höhe von 8,00 Cent/kWh erhält und bereits seit 5 Jahren die entsprechenden Förderzahlungen bekommt (d.h. Verweildauer (im ÖSG): 5 Jahre). Der Referenzstrompreis wird mit 5,66 Cent/kWh angesetzt. Dieser Wert kennzeichnet – aus historischer Sicht zum Zeitpunkt der Förderentscheidung – somit den Marktwert des künftig ins Netz gespeisten und somit geförderten Stroms. Der hier angesetzte Wert (5,66 Cent/kWh) deckt sich mit der gutachterlichen Empfehlung hierfür und entspricht damit in nominaler Form der künftigen Strompreiserwartung im Mittel der kommenden zehn Jahre gemäß mittlerem Strompreistrendszenario (vgl. Abschnitt 2.1.4). Als weitere Eingangsgröße der Berechnung dient der kalkulatorische Zinssatz, welcher zur Diskontierung im Rahmen der Barwertbetrachtung angesetzt wird. Hierfür kommt der in Abschnitt 2.2.2 abgeleitete $WACC_{\text{Standard}}$ in Höhe von 4,39% zur Anwendung.

Gemäß Berechnungsschema wird in Folge die Förderprämie gemäß ÖSG bestimmt und der Barwert der in der ÖSG Restförderdauer vorgesehenen Nettofördervolumina errechnet. Überträgt man dies nun aufs EAG so resultiert aufgrund der längeren Restförderdauer (d.h. 15 Jahre anstelle von 8 Jahren) eine geringere Gesamtvergütung im Vergleich zum ÖSG, also ein azW in Höhe von 7,09 Cent/kWh anstelle des Einspeisetarifs in Höhe von 8,00 Cent/kWh.

Eine Sensitivitätsbetrachtung zum Einfluss der Verweildauer im ÖSG zeigt den großen Einfluss auf die azW Bestimmung. Würde die Bestandsanlage (mit ÖSG Förderzusage) erst eben in Betrieb gehen, so hätte dies einen um 4,3% höheren azW im Vergleich zum Basisfall zur Folge. Würde die Bestandsanlage hingegen schon 10 Jahre im ÖSG Förderschema verweilen, so reduziert sich der azW gemäß EAG um 8,8% (im Vergleich zum Basisfall).

Bei der Windenergie zeigt sich des Weiteren der Einfluss des unterstellten Referenzstrompreises: Wird dieser höher angesetzt, so erhöht dies den azW und vice versa. Eine grafische Darstellung der jährlichen Folgeprämien gemäß ÖSG und EAG, jeweils nominal als auch diskontiert, zeigt am Beispiel des Basisfalls Abbildung 88.

Tabelle 80: Fiktive Beispielrechnungen am Technologiefeld Windenergie zum entwickelten Wechselschema vom ÖSG ins EAG: Basisfall plus Sensitivitätsbetrachtung zum Einfluss der Verweildauer und des Referenzstrompreises

Wechselmöglichkeit ÖSG - EAG		Beispielfall: Basisfall Wind		Einfluss Verweildauer				Einfluss Referenzstrompreis			
Sensitivität:		ÖSG	EAG	0 Jahre		10 Jahre (doppelt)		-10% zu Basisfall		+10% zu Basisfall	
Technologiefeld:	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind	Wind
Förderspezifikation:											
Einspeisetarif / azW	Cent/kWh	8,00	7,09	8,00	7,40	8,00	6,47	8,00	6,87	8,00	7,31
Förderdauer	a	13	20	13	20	13	20	13	20	13	20
Verweildauer ÖSG	a	5		0		10		5		5	
Restförderdauer	a	8	15	13	20	3	10	8	15	8	15
Nachfolgetarif? (J./JA, N./NEIN)		N	N	N	N	N	N	N	N	N	N
Nachfolgetarif biogene	Cent/kWh	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nachfolgeförderdauer biogene	a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Referenzstrompreis	Cent/kWh	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66	5,09	5,09	6,23	6,23
Finanzierungsbedingungen											
WACC Standard	%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Fördersatz											
Förderprämie (im Mittel*)	Cent/kWh	2,34	1,43	2,34	1,74	2,34	0,81	2,91	1,78	1,77	1,09
Barwert Fördervolumina	Cent kum., spez.	15,5	15,5	22,8	22,8	6,4	6,4	19,3	19,3	11,8	11,8
azW (im Mittel*)	Cent/kWh	8,00	7,09	8,00	7,40	8,00	6,47	8,00	6,87	8,00	7,31
Sensitivitätsbetrachtung:											
Veränderung zu Basisfall				4,3%		-8,8%		-3,1%		3,1%	

Anmerkung: *im Mittel der jeweiligen Förderdauer

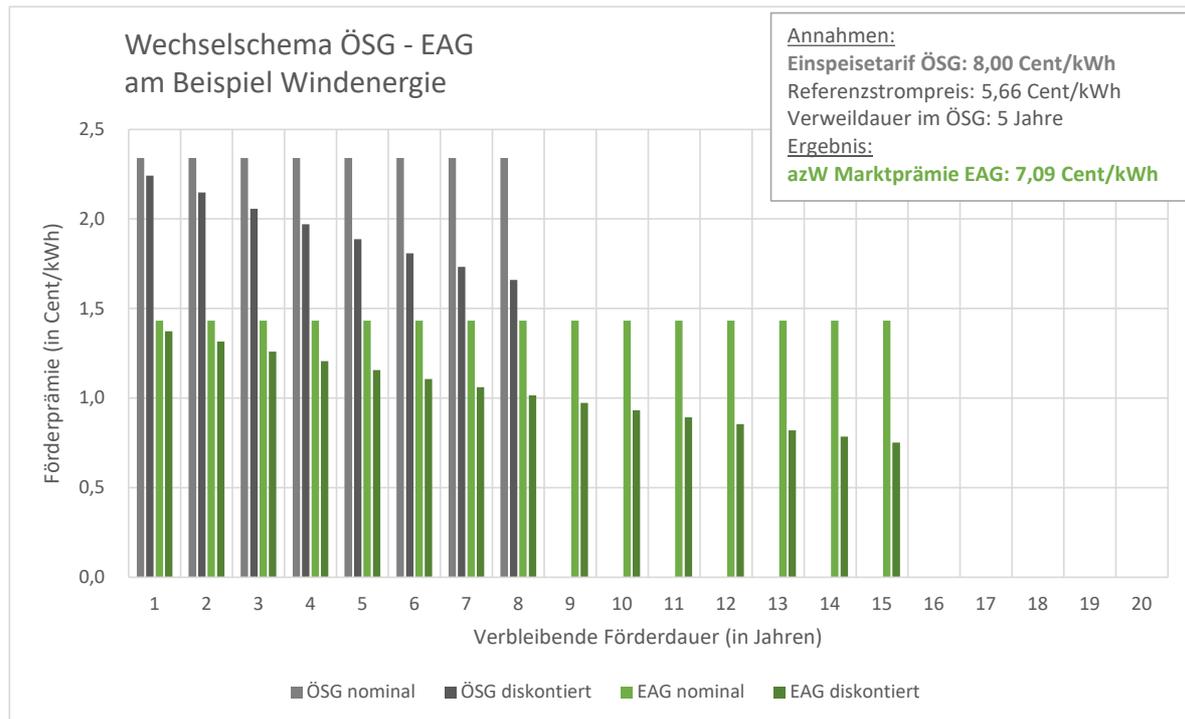


Abbildung 88: Fiktive Beispielrechnungen am Technologiefeld Windenergie zum entwickelten Wechselschema vom ÖSG ins EAG gemäß Basisfall: Vergleich der jährlichen Folgeprämien gemäß ÖSG und EAG, jeweils nominal als auch diskontiert (Barwert)

Tabelle 81: Fiktive Beispielrechnungen am Technologiefeld feste Biomasse zum entwickelten Wechselschema vom ÖSG ins EAG: Basisfall plus Sensitivitätsbetrachtung zum Einfluss der Verweildauer und des Referenzstrompreises

Wechselmöglichkeit ÖSG - EAG		Basisfall Biomasse		Einfluss Verweildauer				Einfluss Referenzstrompreis			
		Sensitivität:		0 Jahre		10 Jahre (doppelt)		-10% zu Basisfall		+10% zu Basisfall	
		ÖSG	EAG	ÖSG	EAG	ÖSG	EAG	ÖSG	EAG	ÖSG	EAG
Technologiefeld:		Biomasse		Biomasse		Biomasse		Biomasse		Biomasse	
Förderspezifikation:											
Einspeisetarif / azW	Cent/kWh	15,00	13,68	15,00	14,12	15,00	12,77	15,00	13,68	15,00	13,68
Förderdauer	a	15	20	15	20	15	20	15	20	15	20
Verweildauer ÖSG	a	5		0		10		5		5	
Restförderdauer	a	10	15	15	20	5	10	10	15	10	15
Nachfolgetarif? (J./JA, N./NEIN)		J	N	J	N	J	N	J	N	J	N
Nachfolgetarif biogene	Cent/kWh	10,00	0	10,00	0	10,00	0	10,00	0	10,00	0
Nachfolgeförderdauer biogene	a	5	0	5	0	5	0	5	0	5	0
Referenzstrompreis	Cent/kWh	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66	5,66	5,09	5,09	6,23	6,23
Finanzierungsbedingungen											
WACC Standard	%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%	4,39%
Fördersatz											
Förderprämie (im Mittel*)	Cent/kWh	8,02	8,02	8,46	8,46	7,11	7,11	8,58	8,58	7,45	7,45
Barwert Fördervolumina	Cent kum., spez.	86,7	86,7	111,1	111,1	56,5	56,5	92,8	92,8	80,6	80,6
azW (im Mittel*)	Cent/kWh	13,68	13,68	14,12	14,12	12,77	12,77	13,68	13,68	13,68	13,68
Sensitivitätsbetrachtung:											
Veränderung zu Basisfall											
				3,2%		-6,6%		0,0%		0,0%	

Anmerkung: *im Mittel der jeweiligen Förderdauer

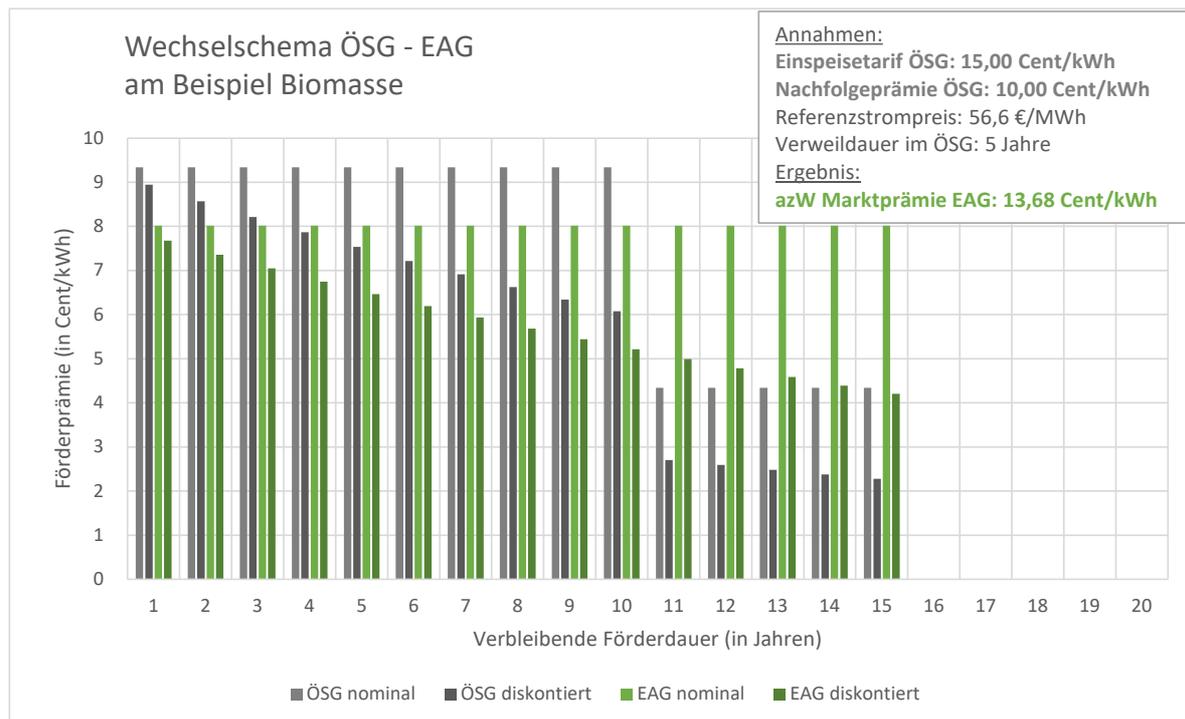


Abbildung 89: Fiktive Beispielrechnungen am Technologiefeld feste Biomasse zum entwickelten Wechselschema vom ÖSG ins EAG gemäß Basisfall: Vergleich der jährlichen Folgeprämien gemäß ÖSG und EAG, jeweils nominal als auch diskontiert (Barwert)

Analoge Darstellungen zur Windenergie bieten Tabelle 81 und Abbildung 89 für eine fiktive, beispielhafte Betrachtung der festen Biomasse. Hier wurde neben der Einspeisetarifförderung in den ersten 15 Betriebsjahren auch eine Förderung mittels

Nachfolgerarif in den fünf Folgejahren unterstellt, was die Gesamtlaufzeit der ÖSG Förderung auf 20 Jahre anhebt. Es zeigt sich analog zur Windenergie der große Einfluss der bisherigen Verweildauer im ÖSG auf die azW Bestimmung. Bemerkenswert ist hingegen, dass der Referenzstrompreis keinen Einfluss auf die künftigen azW im EAG bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit haben würde. Dies ist eine Folge der identen Gesamtförderdauer gemäß ÖSG (15+5 Jahre) und EAG (20 Jahre).

Abschließend sei angemerkt, dass bei der obigen Betrachtung Kosten für Ausgleichsenergie und Vermarktung, welche im Einklang mit Abschnitt 2.3.5 bei der Windenergie und Photovoltaik von Relevanz erscheinen, noch unberücksichtigt blieben. Dies wären als additive Aufschläge zu den resultierenden azW einpreisbar.

Bei Inanspruchnahme der Wechselmöglichkeit von einer Tarifförderung (gemäß ÖSG) in das neue Marktprämiensystem des EAG gilt es, eine angemessene Höhe der Marktprämie für Bestandsanlagen zu bestimmen.

*Hierfür wird die Etablierung eines einfachen und transparenten Schemas empfohlen, das sich bei fester Biomasse, Biogas, Photovoltaik, Wasserkraft und Windenergie primär an den im Rahmen des ÖSG vorgesehenen Nettoförderbeträgen orientiert, also den seitens der Stromkonsument*innen zu erbringenden Unterstützungsvolumina für erneuerbarem Strom im Vergleich zum Referenzmarktpreis. Damit wäre eine Überförderung vermieden und die Beihilferechtskonformität gewahrt.*

Ein entsprechendes Schema wurde im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit entwickelt und die Berechnungslogik im Rahmen dieses Abschnitts vorgestellt. Wesentliche Eingangsgrößen der Berechnung sind hierbei:

- *der Einspeisetarif (bzw. ggf. Nachfolgerarif bei Biomasse und Biogas) gemäß ÖSG,*
- *die bisherige Verweildauer im ÖSG und*
- *der Referenzstrompreis.*

Der Referenzstrompreis kennzeichnet hierbei – aus historischer Sicht zum Zeitpunkt der Förderentscheidung – den Marktwert des künftig ins Netz gespeisten und somit geförderten Stroms. Im Rahmen der Beispielrechnung wird hierfür ein Wert von 5,66 Cent/kWh angesetzt. Dies deckt sich mit der gutachterlichen Empfehlung hierfür und entspricht damit in nominaler Form der künftigen Strompreiserwartung im Mittel der kommenden zehn Jahre gemäß mittlerem Strompreistrendszenario.

10 Anhang A: Empfehlungen für die Verordnungen

10.1 VO zur Festlegung der Höchstpreise für Biomasse, PV & Wind Gesetzliche Kriterien (siehe v.a. EAG §§ 10-18)

VO zur Festlegung der Höchstpreise für PV, Biomasse & Windenergie

Technologiefeld:	Photovoltaik	Feste Biomasse	Feste Biomasse- Repowering	Windenergie
Höchstpreis in Cent/kWh	9,33	18,22	17,47	8,06

(entspricht einem Abschlag von 4,1% i.V. zur Neuanlage)

10.2 VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Marktprämie für Wind, Wasserkraft, Biomasse & Biogas (siehe v.a. EAG §§ 10 sowie 46-50)

Windenergie:

VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Marktprämie für Wind

Technologiefeld:	Windenergie		
Unterkategorie:	Basiswert (Normstandort)	Charakteristika der Standortdifferenzierung	Bandbreite Zu- bzw. Abschläge
Spezifikation AzW in Cent/kWh etc.	7,98	Die Standortdifferenzierung erfolgt auf Basis des rotorflächenspezifischen Ertrags einer Normanlage am Normstandort. Als Bezugsbasis dient hierbei ein spezifischer Jahresstromertrag von <u>694,0 kWh/m²</u> (siehe Detailausführungen in Abschnitt 4 des Berichts)	+20% bis -14%

Die formeltechnische Beschreibung des erweiterten Standortdifferenzierungsmodells (d.h. Basisvariante plus Modellerweiterung Seehöhenzuschlag) sieht wie folgt aus:

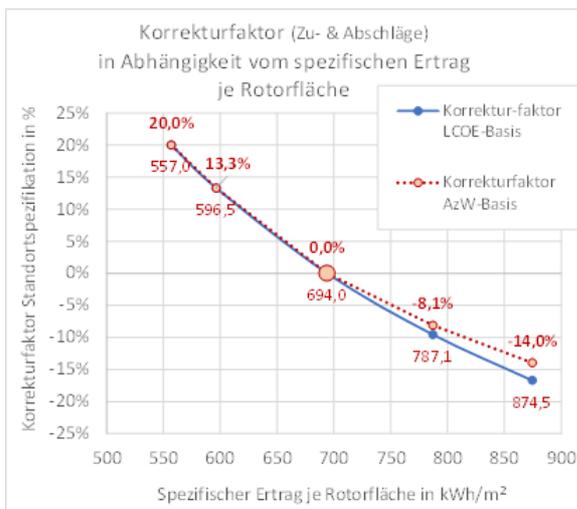
$$azW_i = Basis_azW * (1 + (KF_{Basismodell,i} + KF_{SHZ,i} * R_{SHZ}))$$

- azW_i Anzulgender Wert der WKA im Kalenderjahr i (in €/MWh)
- Basis-azW Basis-azW, kennzeichnet den azW einer Normanlage am Normstandort bei durchschnittlichen Windverhältnissen, also bei einem rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromertrag von 694 kWh/m² (in €/MWh)
- KF_{Basismodell,i} Korrekturfaktorkomponente zur standortspezifischen Ertragsdifferenzierung gemäß Basismodell, ermittelt auf Basis des realen Stromertrags der WKA im Kalenderjahr i (in %)
- KF_{SHZ,i} Korrekturfaktorkomponente zwecks Ausgleich der seehöhenabhängigen Ertragsminderung, ermittelt auf Basis des realen Stromertrags der WKA im Kalenderjahr i (in %)
- R_{SHZ} Standortspezifischer Faktor zur Kennzeichnung der Relevanz eines Seehöhenzuschlags (in %). Dieser liegt bei 0% im Fall von Standorten mit einer Seehöhe von max. 400m sowie bei 100% im Falle von Bergstandorten, gekennzeichnet durch eine Seehöhe von 1.400m (und darüber). Dazwischen empfiehlt sich die lineare Interpolation.

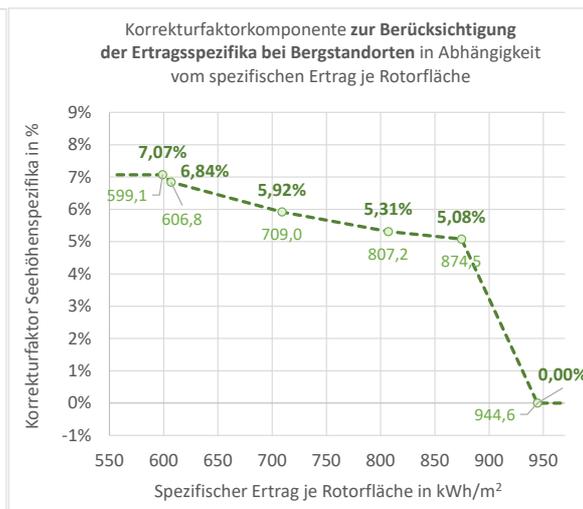
Die Summe aus den beiden Korrekturfaktorkomponenten ist insgesamt nach oben und unten zu deckeln, sodass die obig angegebene Förderbandbreite in Höhe von +20% bzw. -14% (zum Basis-azW) eingehalten wird.

Für das Basismodell sowie dessen Erweiterung empfiehlt sich für die gesetzestechische Implementierung der vorgeschlagenen Förderregelung sowie auch für die Fördermittelvergabe im Zuge der Abwicklung zwecks Korrekturfaktorkomponentenbestimmung der Bezug auf die in nachfolgenden Abbildungen angegebenen diskreten Eckpunkte, also die Angabe des spezifischen Jahresstromertrags je Rotorkreisfläche samt dazu passendem Korrekturfaktor. Für Zwischenpunkte erscheint die lineare Interpolation passend.

Basismodell:



Erweiterung Seehöhenspezifika:



Wasserkraft:

VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Marktprämie für Wasserkraft

Technologiefeld:	Wasserkraft Neubau	
Unterkategorie:	Wasserkraft neu	Wasserkraft neu (unter Verwendung eines Querbauwerkes)
AzW in Cent/kWh		
die ersten 500 MWh	13,1	12,2
die nächsten 500 MWh	11,5	10,7
die nächsten 1.500 MWh	9,9	9,2
die nächsten 2.500 MWh	8,1	7,6
über 5.000 MWh	9,5	8,8

Technologiefeld:	Wasserkraft revitalisiert bis 1 MW (nach Revitalisierung)		
Unterkategorie:	Revitalisierungsgrad bis 60%	Revitalisierungsgrad 61-200%	Revitalisierungsgrad >200%
AzW in Cent/kWh			
die ersten 500 MWh	6,7	8,3	11,1
die nächsten 500 MWh	6,0	8,0	9,9
die nächsten 1.500 MWh	5,1	7,7	8,5
über 2.500 MWh	4,5	6,5	4,5

Technologiefeld:	Wasserkraft revitalisiert über 1 MW (nach Revitalisierung)
AzW in Cent/kWh	
die ersten 5.000 MWh	11,2
die nächsten 20.000 MWh	10,4
über 25.000 MWh	8,0

Biomasse und Biogas:

VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Marktprämie für Biomasse & Biogas

Technologiefeld:	Feste Biomasse		Biogas
Unterkategorie:	Basiswert (<0,5 MW)	Rohstoffkategorie SN17 Reststoffe (-25% bei Brennstoffpreisen)	<0,5 MW
AzW in Cent/kWh	22,91	19,75	27,00
AzW in Cent/kWh bei Repowering	21,40	18,40	

10.3VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Nachfolgeprämie für Biomasse und Biogas (siehe v.a. EAG §§ 10 sowie 46-52)

VO zur Festlegung des anzulegenden Wertes für die Berechnung der Nachfolgeprämie für Biomasse und Biogas

Technologiefeld:	Feste Biomasse			Biogas
Unterkategorie:	<0,5 MW	>0,5 MW	>0,5 MW EK-Turbine	
Höchstpreis in Cent/kWh	15,37	10,71	14,26	19,85
Preis bei SN17 Reststoffen in Cent/kWh	12,71	7,85	11,39	

10.4VO zur Höhe der Marktprämie bei Inanspruchnahme der Wechsellmöglichkeit (siehe v.a. EAG §§ 10, 16 und 53)

Zur Bestimmung der Marktprämienhöhe bei fester Biomasse, Biogas, Photovoltaik, Wasserkraft und Windkraft wird folgendes **Berechnungsschema** empfohlen:

Schritt 1: Barwert der Nettoförderung gemäß ÖSG

Konkret wird zur Bestimmung der Marktprämienhöhe in einem *ersten Schritt* analysiert, welche Nettoförderung in den künftigen Jahren, also gemäß Restlaufzeit im ÖSG, für die wechselwillige Bestandsanlage vorgesehen wäre.

- Die Nettoförderung, ausgedrückt durch eine Nettoförderprämie, bestimmt sich hierbei aus dem ÖSG Einspeisetarif abzüglich eines (allgemein angesetzten) Referenzstrompreises, der – aus historischer Sicht zum Zeitpunkt der Förderentscheidung – den Marktwert des künftig ins Netz gespeisten und somit geförderten Stroms kennzeichnet. Vereinfachend, da von vergleichsweise geringem Einfluss, wird hierbei empfohlen, die Rechengröße Referenzstrompreis technologieübergreifend und vom exakten Errichtungszeitraum der Bestandsanlage unabhängig anzusetzen.
- Über die gesamte Restlaufzeit gemäß ÖSG wird schließlich die Nettoförderung diskontiert und aufsummiert, also der Barwert gebildet.

$$BW_{NFP} = \sum_{i=1}^{FD_{\text{ÖSG}}-VD} \frac{(ET_i - p_{Ele,Ref})}{(1 + WACC_{Standard})^i}$$

BW_{NFP} Barwert der Nettoförderprämie (in Cent/kWh)

ET_i Einspeisetarif (bzw. ggf. Nachfolgetarif bei Biomasse und Biogas) gemäß ÖSG (in Cent/kWh)

$p_{Ele,Ref}$ (Zukünftiger) Referenzstrompreis – aus historischer Sicht (zum Zeitpunkt der Förderentscheidung) (in Cent/kWh)

$WACC_{Standard}$ Kalkulatorischer Zinssatz / WACC im Standardfall (in %)

FD _{ÖSG}	Förderdauer gemäß ÖSG (in Jahren)
VD	(Bisherige) Verweildauer ÖSG (in Jahren)

Schritt 2: Bestimmung des Annuitätenfaktors gemäß EAG Restlaufzeit

Als Zwischenschritt wird nun der Annuitätenfaktor gemäß EAG Restlaufzeit bestimmt. Dieser errechnet sich aus dem kalkulatorischen Zinssatz / WACC_{Standard}, der Förderdauer gemäß EAG und der bisherigen Verweildauer im ÖSG gemäß folgender Formel:

$$AF_{EAG} = \frac{[(1 + WACC_{Standard})^{FD_{EAG}-VD} * WACC_{Standard}]}{[(1 + WACC_{Standard})^{FD_{EAG}-VD} - 1]}$$

AF _{EAG}	Annuitätenfaktor gemäß Restlaufzeit im EAG
WACC _{Standard}	Kalkulatorischer Zinssatz / WACC im Standardfall (in %)
FD _{ÖSG}	Förderdauer gemäß ÖSG (in Jahren)
VD	(Bisherige) Verweildauer ÖSG (in Jahren)

Schritt 3: Bestimmung des azW_{Bestand}

- Abschließend werden die in Schritt 1 ermittelten Fördervolumina auf die Restlaufzeit gemäß EAG umgelegt. Hierzu werden die Fördervolumina unter Zuhilfenahme des in Schritt 2 bestimmten Annuitätenfaktors als Annuität ausgedrückt und zur Bestimmung des anzulegenden Werts (azW_{Bestand}) wiederum um den Referenzstrompreis erhöht.
- Die folglich ermittelte Marktprämienhöhe (azW_{BESTAND}) bleibt, analog zu den Regelungen für Neuanlagen, über die gesamte Restförderdauer im EAG nominal konstant.

$$azW_{BESTAND} = BW_{NFP} * AF_{EAG} + p_{Ele,Ref}$$

azW _{BESTAND}	Anzulegender Wert der Bestandsanlage bei Wechsel ins EAG (in Cent/kWh)
BW _{NFP}	Barwert der Nettoförderprämie (in Cent/kWh) – gemäß obiger Berechnungsformel (Schritt 1)
AF _{EAG}	Annuitätenfaktor gemäß Restlaufzeit im EAG
P _{Ele,Ref}	(Zukünftiger) Referenzstrompreis, aus historischer Sicht (zum Zeitpunkt der Förderentscheidung) (in Cent/kWh)

Als Referenzstrompreis wird ein Wert von 5,66 Cent/kWh empfohlen, welcher aus historischer Sicht (zum Zeitpunkt der Förderentscheidung) die Strompreiserwartung im Mittel passend widerspiegelt.

10.5VO zur Änderung des Abschlags für PV-Freiflächenanlagen

VO zur Änderung des Abschlags für PV-Freiflächenanlagen

Technologiefeld:	Photovoltaik
Unterkategorie:	Freiflächenanlage
Abschlag in % (des Basis-AzWs)	auf Minimum begrenzen

10.6VO zur Festlegung eines Korrekturfaktors auf den anzulegenden Wert, der die Standortqualität einer Windkraftanlage widerspiegelt (siehe v.a. EAG §§ 39-42 und 46)

Siehe Ausführungen gemäß Abschnitt 10.2.

10.7VO für die Gewährung von Investitionszuschüssen (siehe v.a. EAG §§ 54-58)

VO für die Gewährung von Investitionszuschüssen

Technologiefeld:	Photovoltaik				PV-Stromspeicher	Windenergie		Biomasse BHKW bis 50 kW _e
	Kategorie A	Kategorie B	Kategorie C	Kategorie D		20-100 kW	0,1-1 MW	
Investitionszuschuss in €/kW	285	250	180	170	200*	850	675	2.400

*€/kWh im Fall von PV Stromspeicher

Technologiefeld:	Wasserkraft Neuerrichtung (lin. Interpolation zw. 100-2.000 kW)			Wasserkraft Revitalisierung (lin. Interpolation zw. 100-2.000 kW)		
	bis 100 kW	2 MW	>2 MW	bis 100 kW	2 MW	>2 MW
Investitionszuschuss in €/kW	1.950	1.450	1.400	2.400	1.950	1.950

11 Anhang B: Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windkraft - Überblick und Kurzbewertung verschiedener Optionen

Für die Umsetzung einer Standortdifferenzierung der Förderung von Windkraft kommen prinzipiell unterschiedliche Optionen in Frage, da relevante Passagen des zu Arbeitsbeginn gültigen EAG-Entwurfs (Stand: 12.1.2021) hier deutungs offen erschienen. Die im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit vorgesehene Ausarbeitung eines konkreten Modells zur Standortdifferenzierung für Windkraft erforderte folglich eine Präzisierung und Festlegung auf eine dieser Optionen. Als Unterstützung hierbei wurden im Rahmen eines Kurzpapiers drei konkrete Optionen erklärt und hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile analysiert. Ergänzend zur verknüpften vergleichenden Kurzbewertung im Hauptteil dieses Berichts bietet dieser Anhang nachfolgend eine umfassendere Vorstellung der betrachteten Optionen.

11.1 Das deutsche Referenzertragsmodell

11.1.1 Kurzbeschreibung

Mit der Einführung des Erneuerbaren-Einspeisegesetzes im Jahr 2000 wurde das deutsche Referenzstandortmodell erstmalig implementiert und seit an mehrmals angepasst. Mit dem EEG 2017 erfolgte ein Umstieg von einem zweistufigen auf ein einstufiges Referenzertragsmodell, vor allem um Missbrauchsmöglichkeiten zu reduzieren. In Deutschland werden seit an für Windenergie an Land Ab- und Aufschläge zu den im Rahmen der Ausschreibungen ermittelten azW verwendet, um die unterschiedliche Windhöflichkeit verschiedener Windstandorte auszugleichen. Die Ab- und Aufschläge werden im Vergleich zu einem Normstandort, dem Referenzstandort, berechnet. Mit dem EEG 2021 erfolgten weitere Anpassungen – hinsichtlich Referenzertrag ein Absenken der unteren Schranke hinsichtlich Standortgüte. Im Folgenden wird das aktuell geltende Referenzertragsmodell erläutert.

Das deutsche Referenzertragsmodell im Detail⁸⁷

Systematik:

- Es wird eine standardisierte Modellumgebung definiert (Referenzstandort). Dies umfasst gemäß EEG 2017 eine Referenzwindgeschwindigkeit von 6,45 m/s, eine Referenznabenhöhe von 100 m und einem Hellmann-Exponent von 0,25 zur späteren Umrechnung der mittleren Windgeschwindigkeit auf Anlagen-spezifische Nabenhöhe.
- Es wird der Ertrag berechnet, den die Windkraftanlage an diesem Referenzstandort innerhalb von fünf Jahren maximal erwirtschaften könnte (→ Referenzertrag (RE)).
- Der RE wird mit dem durch ein Gutachten ermittelten Standortertrag (SE) ins Verhältnis gesetzt, woraus sich die Standortgüte (SG) ergibt.
- Nach der ermittelten SG richtet sich die spätere Vergütungshöhe (siehe Abbildung 90).
- Anlagenhersteller reichen die von akkreditierten Gutachter*innen gemäß einer Technischen Richtlinie (TR) für jede Windkraftanlagentype bzw. Anlagenkonfiguration spezifisch berechneten Referenzerträge bei der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien (FGW e.V.) ein. Es sei hierbei erwähnt, dass FGW e.V. eine zentrale Rolle in der Administration des Referenzertragsmodells in Deutschland einnimmt – neben Akkreditierung von Windgutachten etwa auch in der Erstellung von entsprechenden Technischen Richtlinien.

Das einstufige Verfahren (gemäß EEG 2017):

- Seit EEG 2017 wurde auf ein einstufiges Verfahren umgestellt, welches die Vergütungshöhe mit Hilfe von Korrekturfaktoren (KF) an die Standortgüte (SG) anpasst.
- Hierfür ist die SG durch ein Ertragsgutachten beim Netzbetreiber zu belegen.
- Die Überprüfung der SG nach Inbetriebnahme erfolgt nach 5, 10 und 15 Betriebsjahren anhand real eingespeister Energiemengen – unter Berücksichtigung der sogenannten *fiktiven Strommengen*⁸⁸.
- Das Verfahren zur Bestimmung des SE vor Inbetriebnahme bzw. nach Inbetriebnahme wird in Technischen Richtlinien im Detail beschrieben.

⁸⁷ Basierend auf Informationen bereitgestellt seitens Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien FGW e.V., siehe www.wind-fgw.de.

⁸⁸ Laut Definition in Anlage 2 des EEG 2017 müssen zu den eingespeisten Strommengen die sogenannten fiktiven Strommengen hinzuaddiert werden. Diese beinhalten entgangene Erträge durch das Einspeisemanagement sowie nicht erzeugte Strommengen aufgrund technischer Nichtverfügbarkeit von mehr als 2 Prozent bzw. sonstige Abschaltung oder Drosselung.

Stützwerte bezüglich KF in Abhängigkeit der Standortgüte einer WEA in Deutschland veranschaulicht Abbildung 90. Es sei abschließend erwähnt, dass aufgrund der vorliegenden Definition des Referenzstandorts – hier wird für den Normstandort ein vergleichsweise hoher Windertrag unterstellt – die Standortgüte realisierter Windkraftanlagen im Regelfall kleiner 1 ist, was im Zuge der Förderabwicklung eine Anhebung der gemäß Ausschreibung ermittelten azWs zur Folge hat.

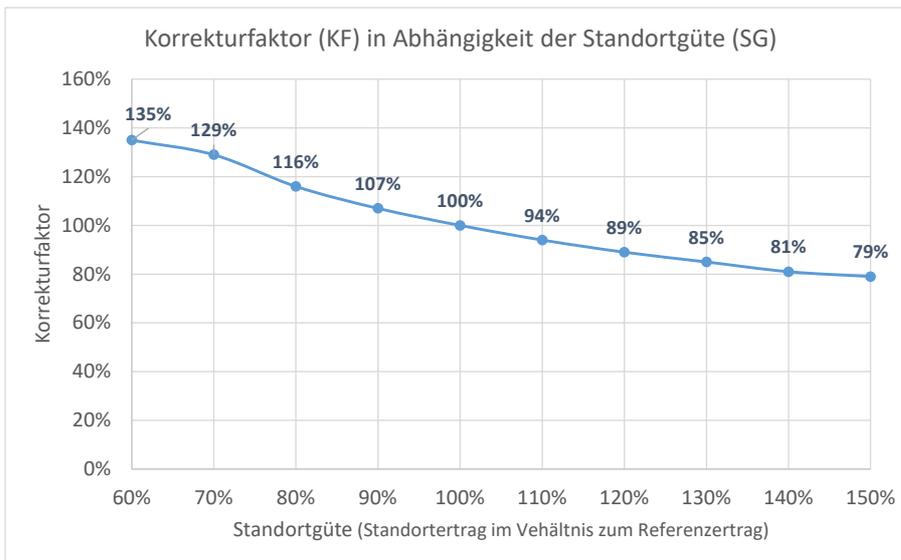


Abbildung 90: Stützwerte für Korrekturfaktoren in Abhängigkeit von der Standortgüte einer WEA in Deutschland gemäß EEG 2021

11.1.2 Bewertung

Nachfolgend bietet Tabelle 82 einen Überblick über die Vor- und Nachteile des deutschen Referenzertragsmodells gemäß der hier durchgeführten Expertenbewertung. Hierbei stehen die Erreichung des Regulierungsziels, also konkret die hieraus resultierende Standortdifferenzierung bei der Windenergie, sowie die Umsatzbarkeit bzw. Übertragbarkeit im österreichischen Kontext im Vordergrund.

Tabelle 82: Bewertung des deutschen Referenzertragsmodells

Erreichte Standortdifferenzierung / Treffsicherheit	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Eine Standortdifferenzierung der Windenergieförderung wurde erreicht und auf Basis durchgeführter Gesetzesänderungen erfolgte eine ständige 	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Komplexität des Systems, insbesondere auch die Anlagentypenspezifische Referenzertragsermittlung, erschwert ein Abschätzen der Folgewirkungen

<p>Anpassung an neue Gegebenheiten, was tendenziell Verbesserungen implizierte</p> <ul style="list-style-type: none"> • Das Abschöpfen von Überrenditen bei guten Standorten ist auf Basis des Modells möglich und wurde auch erreicht • Es besteht (dennoch) ein klarer Anreiz vorrangig in effiziente Standorte zu investieren, da Nachteile durch geringere Windhöflichkeit nicht vollständig ausgeglichen werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Intransparenz bzgl. tatsächlicher Förderhöhen (beispielsweise bei publizierten Ausschreibungsergebnissen, wo im Regelfall lediglich Informationen bzgl. gebotener azW, aber keine Angaben zur SG publiziert werden) • Der Einfluss auf die regionale Verteilung der Windenergie in Deutschland blieb bis dato eher gering
<p>Abschätzung der Umsetzbarkeit in Österreich</p>	
<p>Vorteile</p>	<p>Nachteile</p>
<ul style="list-style-type: none"> • Gutachter*innensystem und -regeln bei direkter Übernahme des deutschen Systems bereits implementiert und etabliert • Eine etablierte Institution zur administrativen Abwicklung einiger Elemente eines österreichischen Referenzertragsmodells nach deutschem Schema wäre (in Deutschland) vorhanden (FGW e.V.) • Das deutsche Förderschema fände in der österreichischen Windbranche erwartungsgemäß hohe Akzeptanz (aufgrund langjähriger intensiver Diskussionen diesbezüglich) 	<ul style="list-style-type: none"> • Komplexes Gutachterwesen und Verwaltungsaufwand auf Betreiber- und Behördenseite – insbes. die regelmäßige Überprüfung der tatsächlichen und fiktiven Stromerträge (und damit verbundene weiterführende Gutachten) • In Deutschland ist eine Akkreditierung der Gutachter*innen vorgeschrieben. Da es in Österreich derzeit nur ein Unternehmen gibt, das akkreditiert ist, würde eine Übernahme dieser Anforderung dazu führen, dass regional erfahrene österreichische Gutachter*innen in einer Anfangsphase ggf. noch nicht anerkannt wären. • Komplexe Administration impliziert auch eine hohe Kostenbelastung auf Anlagenbetreiber- und Behördenseite → dies sind vermeidbare Ausgaben die treffsicherer verwendet werden könnten • Bei direkter Übernahme Abhängigkeit vom Fortbestehen des Modells in Deutschland, wo das Modell ab und an zur Diskussion steht • EU-Kommission hinterfragt regelmäßig die Vereinbarkeit des Modells mit EU-Beihilferecht

Im Fazit kann festgehalten werden, dass das deutsche Referenzertragsmodell sicherlich tauglich erscheint, die gewünschte Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie zu erreichen.

Es erwies sich aber in der Administration und der Praxis als sehr komplex und in manchen Bereichen vergleichsweise intransparent. Ein Übertragen des deutschen Referenzertragsmodells auf Österreich impliziert ebenso eine aufgrund der institutionellen Ankopplung unvermeidbare Abhängigkeit vom Fortbestehen des Fördermodells in Deutschland, wo dieses ab und an zur Diskussion steht.

Im Falle der Präferenz für dieses System und gewünschter identer Implementierung zu Deutschland besteht ggf. Anpassungsbedarf beim EAG Gesetzesentwurf (Stand 12.1.2021) hinsichtlich der Definition des Norm- bzw. Referenzstandorts: Gemäß EAG Entwurf soll hiermit ein hinsichtlich Stromertrag durchschnittlicher österreichischer Windkraftanlagenstandort beschrieben werden, während im deutschen EEG der Referenzstandort eine willkürlich gesetzte Bezugsbasis darstellt, deren festgelegten Standorteigenschaften keineswegs den durchschnittlichen Windstromertrag für Deutschland (oder Österreich) beschreiben. Ebenso empfiehlt sich eine Anpassung der Bezugsgrößen-Definition des Normstandorts in §42 von „[Der Normstandort hat] ... anhand der Jahreswindgeschwindigkeit, des Höhenprofils und der Rauigkeitslänge widerzuspiegeln.“ in „... anhand der Jahreswindgeschwindigkeit und eines Höhenwindprofils laut EEG 2017 widerzuspiegeln“.

11.2 Das französische Produktionsstufenmodell zur Standortdifferenzierung

11.2.1 Kurzbeschreibung

Eine Standortdifferenzierung der Förderung für Strom aus Windkraftanlagen gemäß der spezifischen Winderträge hat auch in Frankreich Tradition. So wurde bereits im Jahr 2006 eine Kopplung der Förderhöhe bei Windenergie an die tatsächlich erreichten Stromerträge etabliert. Als Bemessungsgrundlage dienten hierfür die erreichten Volllaststunden – es wurde ergo die auf Jahresbasis produzierte Strommenge mit der elektrischen Leistung der Windkraftanlage in Verhältnis gesetzt. Diese vergleichsweise einfache Bemessungsgrundlage bedingte aber gewisse Ausprägungen in der Anlagenausgestaltung - so wurde tendenziell eine hohe Generatorleistung bei vergleichsweise geringem Rotordurchmesser angereizt, was mancherorts zu Kritik führte.

Im Zuge des Übergangs auf Marktprämiensysteme (anstelle von fixen Einspeisetarifsystemen) verbunden mit Ausschreibungen für die wettbewerbliche

Zuschlagsvergabe und Bestimmung der Vergütungshöhen kam es aber ab zu einem Systemwechsel hinsichtlich der Standortdifferenzierung bei Windenergie an Land. Konkret besteht in Frankreich seit 2017 (zusätzlich zu den Ausschreibungen für Windparks mit mehr als 6 Turbinen) für kleinere Windparks die Möglichkeit, eine administrativ gesetzte gleitende Prämie in Anspruch zu nehmen – das sogenannte System des *Guichet Ouvert*.

Wie in Tabelle 83 im Überblick dargestellt, erfolgt in Frankreich seit an eine Abstufung der spezifischen Vergütung nach dem im Betriebsjahr erzielten tatsächlichen Stromertrag. Konkret wurden zwei Vergütungsstufen definiert:

- eine hohe Anfangsvergütung (d.h. 72 bis max. 74 €/MWh) und nach Überschreiten des Produktionsdeckels eine vergleichsweise niedrige Grundvergütung (40 €/MWh).
- Die Höhe der Anfangsvergütung variiert geringfügig in Abhängigkeit des Rotordurchmessers der Turbine: minimal 72 €/MWh (bei Rotordurchmessern größer 100 m) bis maximal 74 €/MWh (bei Rotordurchmessern kleiner als 80 m).

Tabelle 83: Überblick zu Vergütungen für Windenergie in Frankreich im System *Guichet Ouvert* gemäß Tarifierlass vom 6. Mai 2017 (Quelle: (Wagenhäuser, 2020))

Rotordurchmesser	Anfangsvergütung	Grundvergütung
<80 Meter	74 €/MWh	40 €/MWh
80 bis 100 Meter	Lineare Interpolation	
>100 Meter	72 €/MWh	

Zudem beeinflusst der Rotordurchmesser auch die Dauer der Zahlung der höheren Anfangsvergütung pro Betriebsjahr, was einen entscheidenden Einfluss auf die Höhe der spezifischen Gesamtvergütung ausübt und im Wesentlichen von der Standortgüte, also der Windhöffigkeit, beeinflusst wird. Konkret findet zur Berechnung des Produktionsdeckels P (beim Übergang von hoher auf niedriger Vergütungsstufe) die in Anhang I des entsprechenden Tarifierlasses definierte Formel Anwendung:

$$P = \frac{1}{20} \sum_{i=1}^n K_i \pi \left(\frac{D_i}{2} \right)^2 \quad \text{mit } K_i = \frac{13}{D_i/110}$$

P... Produktionsdeckel

D... Rotordurchmesser

n... Anzahl der Turbinen

Neben Windhöffigkeit werden auf Basis dieser Formel und der zugrundeliegenden Parametrierung Unterschiede in der typischen Anlagenkonzeption, konkret der Nabenhöhe und den damit zugrundeliegenden Windverhältnissen, ausgeglichen.⁸⁹

Nachfolgend zeigt Tabelle 84 einige Beispielrechnungen, um die Auswirkung der Regelung auf die Höhe der im Mittel pro Betriebsjahr erzielten spezifischen Vergütung für verschiedene Windparks zu verdeutlichen. Es zeigen sich diverse Effekte hinsichtlich Standortdifferenzierung:

- So zeigt sich bei den Starkwindstandorten (Park 1 und 2) idente Vergütungssätze trotz angenommener Unterschiede in der Anlagenkonzeption (vgl. Unterschiede im Verhältnis Rotor zu Generator sowie daraus resultierender Differenzen hinsichtlich erzielbarer Stromerträge bzw. Volllaststunden).
- Erwartungsgemäß beeinflusst die Standortqualität die Höhe der Vergütung – wie der Vergleich von Park 2, 3 und 4 offenbart.
- Die Anzahl der Turbinen pro Windpark hat hingegen keinerlei Einfluss auf die Höhe der spezifischen Vergütung.

Tabelle 84: Fallbeispiele zur Standortdifferenzierung der Vergütungen im Rahmen des französischen Produktionsstufenmodells

Fallbeispiele Windparks	Anzahl Turbinen	Nennleistung / Turbine	Rotordurchmesser	Volllaststunden	Ertrag/Jahr	Produktionsdeckel (Stufe 1)	Gesamtvergütung/Jahr	Spezifische Gesamtvergütung pro MWh
Einheit:		MW	m	h/a	MWh	MWh	€	€/MWh
Park 1 (Starkwind)	6	3	80	2.125	38.250	26.955	2.446.468 €	64,0 €
Park 2 (Starkwind)	6	3	100	2.500	45.000	33.694	2.878.197 €	64,0 €
Park 3 (Schwachwind)	6	3	100	1.700	30.600	33.694	2.203.200 €	72,0 €
Park 4 (mittlere Windverh.)	3	3	100	2.125	19.125	16.847	1.304.099 €	68,2 €

11.2.2 Bewertung

Tabelle 85 gibt Überblick zu Vor- und Nachteilen des französischen Produktionsstufenmodells gemäß der im Rahmen dieses Kurzvergleichs durchgeführten Expertenbewertung. Wie zuvor am Beispiel des deutschen Referenzertragsmodells

⁸⁹ Eine hinsichtlich Rotordurchmesser kleinere Anlage weist im Regelfall eine geringere Nabenhöhe auf und verfügt somit über andere Windverhältnisse als eine entsprechend größer dimensionierte Anlage.

erwähnt, stehen hierbei die Erreichung der Standortdifferenzierung hinsichtlich Windertrag und die Umsatzbarkeit bzw. Übertragbarkeit in Österreich im Zentrum der Bewertung.

Tabelle 85: Bewertung des französischen Produktionsstufenmodells

Erreichte Standortdifferenzierung / Treffsicherheit	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Standortdifferenzierung der Windenergieförderung wurde erreicht - auf Basis der 2017 durchgeführten Gesetzesänderung erfolgte eine maßgebliche Verbesserung hinsichtlich Treffsicherheit (neu: Produktionsdeckel auf Basis von spezifischem Ertrag und Anlagenkonzeption) • Das Abschöpfen von Überrenditen bei guten Standorten ist auf Basis des Modells möglich und wurde auch erreicht • Je nach Parametrierung können klare Anreize gesetzt werden, vorrangig in effiziente Standorte zu investieren • Als Bezugsgröße kann und soll hier primär die Standortqualität gewählt werden • Automatischer Ausgleich (unerwünschter) dynamischer Effekte (z.B. Schwankungen im jährlichen Windertrag oder die spätere Verminderung von Erträgen durch den weiteren Windkraftausbau in naher Umgebung des Windparks) 	<ul style="list-style-type: none"> • Exakte Parametrierung bestimmt die Treffsicherheit des Systems – sowohl hinsichtlich Lenkungswirkung, vorrangig in effiziente Standorte zu investieren, als auch in Bezug auf das Anreizen von Investitionen an Standorten mit geringerer Standortgüte. → Im vorliegenden französischen System erscheint die bestehende Standortdifferenzierung gering. • Intransparenz bzgl. tatsächlicher Förderhöhen (analog zum Referenzertragsmodell) • Aktuelles System wird in Frankreich derzeit nur im Rahmen eines Windmarktsegments genutzt (d.h. bei kleineren Windparks) – Breitenwirkungstest der letzten Novelle ergo noch ausständig • Die französische Ausgestaltung auf Basis der zwei Stufen (hohe Anfangs- und niedrige Grundvergütung) erscheint grobmaschig – es empfiehlt sich eine feinere Ausgestaltung auf Basis zusätzlicher Produktions(förder)stufen
Abschätzung der Umsetzbarkeit in Österreich	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Geringer administrativer Aufwand sowohl bei Einführung als auch bei Durchführung • Es kann eine automatisierte Abrechnung und Überprüfung erfolgen • Vom System her besteht hohe Analogie zur im Rahmen des ÖSG implementierten Produktionsförderung bei der Kleinwasserkraft • Hohe Transparenz hinsichtlich der erwartbaren Erlöse 	<ul style="list-style-type: none"> • Gegebenenfalls fragliche Akzeptanz seitens der österreichischen Windbranche

- | | |
|--|--|
| <ul style="list-style-type: none">• Nach Förderzusage muss während dem Anlagenbetrieb keine nachträgliche Überprüfung der Standortgüte etc. erfolgen | |
|--|--|

Im Fazit kann analog zum deutschen Referenzertragsmodell von einer Tauglichkeit des französischen Produktionsstufenmodells zum Erreichen der gewünschten Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie ausgegangen werden. Die zu wählende Parametrierung erscheint entscheidend und muss – im Falle einer Präferenz dieses Systems – mit Sorgfalt erfolgen, unter Überprüfung der Anreizwirkung anhand repräsentativer bestehender und geplanter unterschiedlicher Windprojekte und Anlagenkonzeptionen. Es empfiehlt sich im Vergleich zu Frankreich eine feinere Abstufung der Vergütungssätze, ebenso sollte als Bezugsgröße der Energieertrag, bzw. wenn man die Anlagengröße nicht als Lenkungsparameter verwenden möchte, der spezifischen Ertrag je m² Rotorkreisfläche herangezogen werden. Der systeminhärente automatische Ausgleich (unerwünschter) dynamischer Effekte – beispielsweise hinsichtlich Schwankungen im jährlichen Windertrag, oder die spätere Verminderung von Erträgen durch den weiteren Windkraftausbau in naher Umgebung eines Windparks – stellt einen weiteren Vorteil dieses Systems dar.

Das französische Produktionsstufensystem besticht durch den geringen administrativen Aufwand in der Umsetzung. Aufgrund der einfach durchzuführenden Automation in der Abrechnung ist von einem geringen administrativen Aufwand sowohl auf Anlagenbetreiber- als auch auf Behördenseite auszugehen, da etwa das Gutachterwesen nahezu gänzlich wegfällt. Ebenso besteht eine hohe Analogie zur im Rahmen des ÖSG vergebenen Staffelung der Produktionsförderung bei der Kleinwasserkraft. Für Akzeptanz in der österreichischen Windbranche bedarf es wohl einer transparenten Diskussion und Reflexion nach Erarbeitung konkreter Ausgestaltungsvorschläge.

Im Falle der Präferenz für dieses System besteht kein direkter Anpassungsbedarf an den Formulierungen gemäß EAG. Wünschenswert erscheint hier lediglich eine Präzisierung mancher Gesetzespässagen und ggf. eine Verankerung dieses Förderschemas im EAG Text.

11.3 Standortdifferenzierung auf Basis von Windhöufigkeitsklassen (gemäß österreichischem Windatlas)

11.3.1 Kurzbeschreibung

Als dritte Option wird nachfolgend ein alternatives System zur Standortdifferenzierung vorgestellt, wobei gewisse Analogien, aber ebenso erwartungsgemäß große Vereinfachungen im Vergleich zum vergleichsweise komplexen deutschen Referenzertragsmodell bestehen. Das erarbeitete Grobkonzept wird nachfolgend vorgestellt.

Basierend auf einem Windatlas werden verschiedene Windhöufigkeitsklassen gebildet – konkret kann hier beispielsweise auf den bestehenden österreichischen Windatlas und darin definierten 3 Klassen zurückgegriffen werden, siehe Abbildung 91. Eine Klasse wird als Normstandort definiert, die anderen erhalten jeweils Ab- bzw. Zuschläge.

Güteklasse	Vmed Nabe	Leistungsdichte
	[m/s]	[W/m ²]
A	7,00	350
B	6,50	280
C	6,00	220

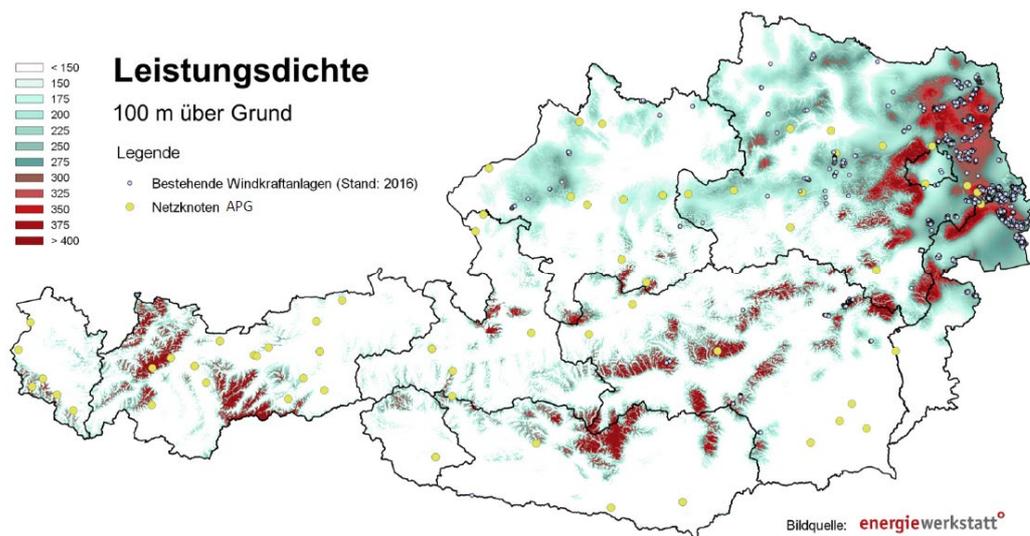


Abbildung 91: Der österreichische Windatlas und daraus ableitbare Windhöufigkeitsklassen (Quelle: (AuWiPot, 2011))

Das Windatlasmodell kann ggf. um ein Gutachtensystem ergänzt werden - falls ein Windgutachten zu einem anderen Ergebnis hinsichtlich der Windqualität an einem

Standort kommt, kann ggf. der Zuschlag oder Abschlag angepasst werden. Dabei müsste Missbrauch bei den Gutachten ausgeschlossen werden. Die Ergänzung würde nachfolgend im Rahmen der Bewertung angeführte Nachteile des Systems ausgleichen, gleichzeitig aber auch einen der Vorteile (insbes. die Vermeidung aufwändiger Gutachten) mindern.

11.3.2 Bewertung

Tabelle 86 zeigt im Überblick Vor- und Nachteilen einer vergleichsweise simplen Standortdifferenzierung auf Basis eines Windatlas. Analog zur Bewertung der zuvor diskutierten Optionen stehen hierbei die Erreichung der Standortdifferenzierung hinsichtlich Windertrag und die Umsatzbarkeit bzw. Übertragbarkeit in Österreich im Fokus der Bewertung.

Tabelle 86: Bewertung der Standortdifferenzierung auf Basis von Windhöufigkeitsklassen gemäß österreichischem Windatlas

Erreichte Standortdifferenzierung / Treffsicherheit	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Direkter Zusammenhang zwischen Windhöufigkeit und Höhe der Vergütung/ des Auf- bzw. Abschlags • Transparente Wirkung des Instruments zur Standortdifferenzierung • Innerhalb der einzelnen Windhöufigkeitsklassen besteht der klare Anreiz in bessere Standorte vorrangig zu investieren 	<ul style="list-style-type: none"> • Abweichungen innerhalb der Windhöufigkeitsklassen werden nicht ausgeglichen • Vor allem in Gebirgsgegenden kleinräumig auftretende große Unterschiede in der Windhöufigkeit werden nicht berücksichtigt • Grobeinteilung in die bestehenden drei Klassen vermutlich zu ungenau, um sinnvolle Standortdifferenzierung zu erreichen
Abschätzung der Umsetzbarkeit in Österreich	
Vorteile	Nachteile
<ul style="list-style-type: none"> • Der administrative Aufwand erscheint vergleichsweise gering bei der Implementierung. • (Der Umsetzungsaufwand wird dadurch bestimmt, ob Gutachten seitens der Anlagenbetreiber*innen nachgereicht werden dürfen im Falle von (groben) Abweichungen des spezifischen Standorts von der Klasseneinteilung) • Hohe Transparenz hinsichtlich der erwartbaren Erlöse 	<ul style="list-style-type: none"> • Bei Nachjustierung während der Anlagenlebensdauer besteht hoher Gutachtenaufwand und ggf. Missbrauchsanreize • Akzeptanz in der österreichischen Windbranche erscheint fraglich

Im Fazit kann festgehalten werden, dass auf Basis eines Windatlas eine Standortdifferenzierung bei der Förderung der Windenergie in Österreich erreicht werden kann. Positiv erscheint hier sicherlich die Transparenz und Klarheit in der Vorab-Festlegung der konkreten Vergütungssätze. Nachteilig ist hingegen, dass die skizzierte Grobeinteilung in die bestehenden drei Klassen vermutlich zu ungenau wäre, um eine sinnvolle Standortdifferenzierung zu erreichen. Dies gilt vor allem für Gebirgsgegenden, wo kleinräumig große Unterschiede in den Standortqualitäten zu erwarten sind.

Der administrative Aufwand bei gewünschter Einführung eines derartigen Systems erscheint vergleichsweise gering. Der Administrationsaufwand wird aber in weiterer Folge dadurch bestimmt, ob Gutachten seitens der Anlagenbetreiber*innen nachgereicht werden dürfen im Falle von (groben) Abweichungen des spezifischen Standorts von der per Windatlas getroffenen Klasseneinteilung. Fraglich erscheint, analog zum französischen System, die Akzeptanz in der österreichischen Windbranche.

Im Falle der Präferenz für dieses System besteht nach erster Einschätzung kein direkter Anpassungsbedarf hinsichtlich des EAG Gesetzesentwurfs (Stand 12.1.2021).

Wünschenswert wäre allerdings eine Präzisierung mancher Gesetzespassagen und ggf. eine Verankerung dieses Förderschemas im EAG Text.

12 Anhang C: Grundsätzliche Optionen zur Förderung von Repowering / Anlagenerweiterung bei Biomasseanlagen

Dieser Abschnitt zum Themenkomplex Repowering / Anlagenerweiterung bei Biomasseanlagen basiert in seiner ursprünglichen Fassung auf der EAG Regierungsvorlage (vom 17. März 2021). Demgemäß werden hierin Optionen zur Förderung dieses Anlagensegments erarbeitet und vergleichend analysiert. Im Zuge der parlamentarischen Behandlung des EAG ergaben sich hierbei jedoch einige Abänderungen hinsichtlich der zugrundeliegenden gesetzlichen Förderregelungen. Diese werden im nachfolgenden Abschnitt 6.5.7 gesondert betrachtet und ebenso gutachterliche Empfehlungen im Lichte der Neuregelung getroffen.

Das EAG (bzw. ebenso die EAG RV) definiert „Repowering“ als *„die Investition in die Modernisierung von Kraftwerken, die erneuerbare Energie produzieren, einschließlich des vollständigen oder teilweisen Austausches von Anlagen oder Betriebssystemen und -geräten zum Austausch von Kapazität oder zur Steigerung der Effizienz oder der Kapazität der Anlage.“* (EAG, § 5 Abs. 1 Z 35)

Die EAG RV sah des Weiteren vor, neu errichtete und repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer EPL von 0,5 MW_{el} bis 5 MW_{el} sowie neu errichtete und repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer EPL über 5 MW_{el} für die ersten 5 MW_{el} durch Ausschreibungen zu ermitteln. Gemäß EAG RV war des Weiteren vorgesehen, dass die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie im Einvernehmen mit der Bundesministerin für Landwirtschaft, Regionen und Tourismus mittels Verordnung einen Abschlag auf den Zuschlagswert für repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse festlegen könne, dessen Höhe sich nach dem Grad der Reinvestition bemessen solle (vgl. EAG RV § 35).

Im Rahmen der gutachterlichen Tätigkeit ist die Ausarbeitung eines konkreten Modells zur Förderung von Repowering bei Biomasseanlagen vorgesehen. Hierfür standen im Einklang

mit obig erwähnten Vorgaben prinzipiell verschiedene Optionen zur Verfügung, welche nun nachfolgend hinsichtlich ihrer Spezifika sowie daraus resultierender Vor- und Nachteile vorgestellt und bewertet werden.

12.1 Optionen zur Berücksichtigung von Repowering bestehender Biomasseanlagen im Rahmen von Förderausschreibungen:

Option 1: Abschlagsmodell auf Basis eines standardisierten Anlagenkomponentenkatalogs

- In der EAG RV ist vorgesehen, dass Abschläge auf Basis des Reinvestitionsgrads einer Repowering-Anlage erfolgen sollen. Hiermit im Einklang stehend und ebenso hierfür dienlich erscheint ein seitens der IG Holzkraft und Oesterreichs Energie vorgeschlagenes Fördermodell, welches nachfolgend vorgestellt wird.
- Konkret erfolgt dabei eine standardisierte Abschlagsregelung im Vergleich zur Förderhöhe von Biomasseneuanlagen auf Basis eines Anlagenkomponentenkatalogs. Die Summe der Investitionskosten aller Anlagenkomponenten beläuft sich hierbei auf 100%, demnach kommt ein Austausch aller Komponenten (inklusive Baukomponenten) der Errichtung einer Neuanlage gleich.
- Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten nun basierend auf den Kosten einer Neuanlage, geben aber bei Antragsstellung die zu erneuernden Anlagenkomponenten nach dem standardisierten Komponenten-katalog separat an.
- Repowering-Anlagen und Neuanlagen, welche die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß EAG RV § 10 sowie die EPL-Voraussetzungen gemäß EAG RV § 35 erfüllen, werden in einer gemeinsamen Ausschreibung gereiht.
- Falls eine Repowering-Anlage einen Zuschlag erhält, wird der Kapitalkostenanteil des Zuschlagswertes um die zu erneuernden Anlagenkomponenten und dem sich daraus ergebenden gewichteten Reinvestitionsgrad gekürzt. Der Kapitalkostenanteil ergibt sich dabei aus der Differenz des Zuschlagswertes und der Nachfolgeprämie der beantragten Größenklasse (sowie ggf. unter Berücksichtigung des Brennstoffeinsatzes).

Kurzbewertung: Option 1 - Abschlagsmodell auf Basis eines Anlagenkomponentenkatalogs

- Für diese Methode ist ein detaillierter Komponenten-katalog notwendig, der repräsentativ alle Investitionskostenkomponenten einer Biomasseanlage im Detail aufschlüsselt. Wir empfehlen

eine feingliedrige Gewichtung, nicht nur nach Komponenten (z.B.: Stromproduktion), sondern auch nach Unterkomponenten (z.B.: Turbine, Generator, Trafo usw.)

- Hierfür erscheint einmalig ein gesondertes Gutachten zur Erstellung des feingliedrigen Komponentenkatalogs notwendig und zielführend.
- Der entsprechende operative Mehraufwand in der Förderadministration erscheint begrenzt. Allerdings sollten im Rahmen der Förderabwicklung die Erfüllung der bei Fördervergabe angegebenen geplanten Reinvestitionen (zumindest stichprobenartig) überprüft werden.
- Biomasseanlagenbetreiber*innen, die ein Repowering planen, müssen mit einem fiktiven Gebotswert (einer Neuanlage) bieten, während sich die tatsächliche Marktprämie dann aus dem Reinvestitionsgrad ergibt (Zuschlagswert minus Abschlagswert). Das erhöht die Komplexität auf Seiten des Bieters und kann gegebenenfalls die Realisierungsquote beeinträchtigen.
- Die gemeinsame Behandlung von Repowering- und Neuanlagen kann bei Nichtanpassung der Ausschreibungsmengen dazu führen, dass im EAG-Kontext kommunizierte Mengenziele für den Ausweitung der Stromerzeugung aus Biomasse (d.h. + 1 TWh Strom aus Biomasse 2030) nicht erreicht werden.

Option 2: Revidierter Anlagenkomponentenkatalogansatz (Abschläge auf Basis realer Gebote)

- Analog zum in der EAG RV vorgesehenen Abschlagmodell (Option 1) dient auch bei dieser Option ein Anlagenkomponentenkatalog für eine einheitliche Gewichtung des Reinvestitionsgrades einer Repowering-Anlage.
- Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten hier jedoch basierend auf ihren tatsächlichen Kosten für das Repowering ihrer Anlage, geben aber bei Antragsstellung auch die zu erneuernden Anlagenkomponenten nach dem standardisierten Komponentenkatalog separat an.
- Repowering-Anlagen und Neuanlagen, welche die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß EAG RV § 10 sowie die EPL-Voraussetzungen gemäß EAG RV § 35 erfüllen, werden in einer gemeinsamen Ausschreibung gereiht.
- Für die gemeinsame Reihung mit den Neuanlagen werden von der Abwicklungsstelle zuerst jene Aufschläge für die Kapitalkostenanteile der Repowering-Gebote ermittelt, für die eine 100%ige Reinvestitionen erforderlich wäre. Dafür wird in automatisierter Form die Differenz zwischen Repowering-Gebot und entsprechender Nachfolgeprämie ermittelt und der so ermittelte Kapitalkostenanteil dann durch den gemäß Katalog angegebenen Reinvestitionsgrad dividiert. Die so auf einen 100%igen Reinvestitionsgrad erhöhten Kapitalkostenanteile werden wiederum mit der Nachfolgeprämie summiert und diese Summe wird für die gemeinsame Reihung aller Gebote (von Neu- und Repowering-Anlagen) herangezogen.

- Die automatisiert berechneten Werte werden nur für die Reihung herangezogen. Im Falle eines Zuschlages erhält der Repowering-Anlagenbetreiber*innen als Zuschlagswert den gebotenen azW im Zuge der Marktprämienförderung.

Kurzbewertung: Option 2 - Revidierter Katalogansatz (Abschläge auf Basis realer Gebote)

- Analog zu Option 1 ist auch für dieses Modell ein detaillierter Anlagenkomponentenkatalog notwendig. Wir empfehlen eine feingliedrige Gewichtung, nicht nach Komponenten (z.B.: Stromproduktion), sondern nach Unterkomponenten (z.B.: Turbine, Generator, Trafo usw.).
- Hierfür erscheint einmalig ein gesondertes Gutachten zur Erstellung des feingliedrigen Komponentenkatalogs notwendig und zielführend.
- Der entsprechende operative Mehraufwand in der Förderadministration erscheint begrenzt. Allerdings sollten im Rahmen der Förderabwicklung die Erfüllung der bei Fördervergabe angegebenen geplanten Reinvestitionen (zumindest stichprobenartig) überprüft werden.
- Es ist bei diesem Modell keine Verzögerung bei der Ausschreibung zu erwarten. Für eine rasche Bieterreihung muss der Komponenten-katalog als Checkliste bei der Einreichung online implementiert sein, um somit eine automatisierte Berechnung der fiktiven Neuanlagenwerte und dadurch eine automatische Reihung zu ermöglichen.

Option 3: Gemeinsame Ausschreibung (von Repowering- und Neuanlagen) ohne Katalogansatz

- In diesem Modell ist kein Anlagenkomponentenkatalog vorgesehen, folglich auch keine standardisierte Abschlagsermittlung auf Basis dessen.
- Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten basierend auf ihren tatsächlichen Kosten, ohne bei Antragsstellung die zu erneuernden Anlagenkomponenten separat anzugeben.
- Repowering-Anlagen und Neuanlagen, welche die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß EAG RV § 10 sowie die EPL-Voraussetzungen gemäß EAG RV § 35 erfüllen, werden in einer gemeinsamen Ausschreibung gereiht.
- Im Falle eines Zuschlages gilt für den/die Repowering-Anlagenbetreiber*in der von ihm/ihr eingereichte azW im Zuge der Marktprämienförderung.

Kurzbewertung: Option 3 - Gemeinsame Ausschreibung (von Repowering- und Neuanlagen) ohne Anlagenkomponentenkatalogansatz

- Für dieses Modell muss § 38 der EAG RV ersatzlos gestrichen oder abgeändert werden.
- Es kann davon ausgegangen werden, dass Repowering-Anlagen in der Regel mit niedrigeren Werten bieten als Neuanlagen und dadurch eher die Zuschläge erhalten. Das ist einerseits im Sinne der Ressourceneffizienz. Andererseits hemmt diese Reihung auch den Wettbewerb zwischen den Repowering-Anlagenbetreiber*innen. Angenommen, das Ausschreibungsvolumen

wird ausreichend hoch angesetzt (oder nachjustiert), um eine Förderung ausreichender Neuanlagenkapazitäten zu ermöglichen, so müsste der Repowering-Anlagenbetreiber*innen nur dafür sorgen, dass sein Gebotswert unter dem der kosteneffizientesten Neuanlage zu liegen kommt. Dadurch werden möglicherweise Repowering-Anlagen speziell mit geringen Reinvestitionsgraden überfördert.

- Die angegebenen Reinvestitionen müssen hinsichtlich ihrer Umsetzung zumindest stichprobenartig überprüft werden.
- Also Option wäre denkbar, getrennte Gebotshöchstwerte einerseits für Neuanlagen sowie andererseits für Repowering-Anlagen festzulegen.

Option 4: Gesonderte Ausschreibung für Repowering-Anlagen

- In diesem Modell werden eigene Ausschreibungen für Repowering-Anlagen für eine durchschnittliche (oder mehrere) Reinvestitionsgradklasse(n) initiiert.
- Ausschreibungsvolumen werden für Repowering-Anlagen separat festgelegt – entweder auf Basis einer Bedarfsabschätzung oder einer entsprechenden betreiberseitigen Bedarfsanmeldung.
- Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten basierend auf ihren tatsächlichen Kosten.
- Repowering-Anlagen, welche die allgemeinen Fördervoraussetzungen gemäß EAG RV § 10 sowie die EPL-Voraussetzungen gemäß EAG RV § 35 erfüllen, werden in einer eigenen Ausschreibung gereiht.
- Im Falle eines Zuschlages gilt für den/die Repowering-Anlagenbetreiber*in der von ihm/ihr eingereichte azW im Zuge der Marktprämienförderung.

Kurzbewertung: Option 4 - Gesonderte Ausschreibung für Repowering-Anlagen

- Dieses Modell gewährleistet das Erreichen der im EAG-Kontext diskutierten Ausweitung der Stromerzeugung aus Biomasse um 1 TWh, da Neuanlagen im Rahmen einer separaten Ausschreibung behandelt würden.
- Analog zu Neuanlagen kann hiermit auch eine Bestandssicherung bei Biomassealtanlagen gewährleistet werden. Basis dessen muss aber ein vordefinierter Repowering-Pfad sein – entweder auf Basis einer Bedarfsanmeldung oder einer Bedarfsabschätzung. Auch mehrere gleichzeitige Repowering-Ausschreibungen für unterschiedliche Reinvestitionsgradklassen sind theoretisch vorstellbar.
- In beiden Fällen sind für dieses Modell zusätzliche Paragraphen im EAG notwendig: da Repowering- und Neuanlagen nicht wie im aktuellen Entwurf im 3. Unterabschnitt gemeinsam genannt werden können, müssten Regelungen für eigene Ausschreibungen von Repowering-Anlagen im EAG vorgesehen werden.
- Außerdem kann ein zusätzlicher operativer Mehraufwand für die eigenen Ausschreibungen, Berechnung eigener Höchstwerte usw. angenommen werden.

Vergleich und Fazit

Die Vor- und Nachteile der, grob vier unterschiedlichen Ausschreibungsmodelle für Repowering-Anlagen sind noch einmal vergleichend in der folgenden Matrix dargestellt.

<p>Option 1 - Abschlagsmodell auf Basis eines Anlagenkomponentenkatalogs</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vorteile: • Katalogansatz sollte einen fairen Wettbewerb zwischen Repowering- und Neuanlagenbetreiber*innen ermöglichen • Bedarfsgerechte Förderung auf Basis der standardisierten Abschläge in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrads • Bereits in der EAG RV vorgesehen • Kein signifikanter operativer Mehraufwand • Nachteile: • Fachgutachten zur Erstellung eines detaillierten Investitionskostenkomponentenkatalogs anfangs erforderlich • Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten mit fiktiven Neuanlagenwerten, bekommen aber einen reduzierten Zuschlagswert. → erhöhte Komplexität, eventuell Auswirkungen auf Realisierungsquote • Repowering erscheint nicht stets gesichert aufgrund der gemeinsamen Reihung mit Neuanlagen 	<p>Option 2 - Revidierter Anlagenkomponentenkatalogansatz (Abschläge auf Basis realer Gebote)</p> <p>Vorteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Katalogansatz sollte einen fairen Wettbewerb zwischen Repowering- und Neuanlagenbetreiber*innen ermöglichen • Bedarfsgerechte Förderung auf Basis der Abschläge (bzw. hier der realen Gebote) in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrads • Bereits in der EAG RV vorgesehen • Repowering-Anlagenbetreiber*innen bieten auf Basis ihrer tatsächlichen Kosten, was Transparenz auf Betreiber- und Fördergeberseite erhöht • Kein signifikanter operativer Mehraufwand • Nachteile: • Fachgutachten zur Erstellung eines detaillierten Investitionskostenkomponentenkatalogs anfangs erforderlich • Repowering erscheint nicht stets gesichert aufgrund der gemeinsamen Reihung mit Neuanlagen
<p>Option 3 - Gemeinsame Ausschreibung (von Repowering- und Neuanlagen) ohne Anlagenkomponentenkatalogansatz</p> <p>Vorteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Kein operativer Mehraufwand • Geringe Änderungen in der EAG RV notwendig • Repowering erscheint gesichert (was für den Zubau an Neuanlagen aber nicht gilt) • Nachteile: • Repowering-Anlagenbetreiber*innen unterbieten in der Regel Neuanlagen, wodurch auch Kosteneffizienzreize für Repowering-Anlagenbetreiber*innen verloren gehen. 	<p>Option 4 - Gesonderte Ausschreibung für Repowering-Anlagen</p> <p>Vorteile:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Steuerungsmöglichkeit für exakte Repowering-Pfade • EAG-Mengenzielvorgaben für Neubau und Bestand erscheinen im Vergleich zu anderen Optionen klar geregelt, da separat definiert. • Verstärkter Wettbewerb zwischen den Repowering-Anlagenbetreiber*innen ist zu erwarten, da sie untereinander im direkten Wettbewerb stehen. • Nachteile: • Zusätzliche Paragraphen in der EAG RV notwendig • Operativer Mehraufwand

Zur Veranschaulichung der jeweilig erforderlichen Auswertungsschritte im Zuge der wettbewerblichen Fördervergabe wird am Ende dieses Abschnittes exemplarisch eine Fallbetrachtung vorgenommen, die illustrativ und beispielhaft die erforderlichen Schritte im Zuge der Auswertung der Gebote sowie der Bestimmung der azWs für vier betrachteten Optionen aufzeigt.

Der als Option 2 vorgestellte revidierte Katalogansatz (wo Abschläge in Abhängigkeit des Reinvestitionsgrads im Vergleich zu einem Neuanlagenäquivalent bereits im tatsächlichen Gebotswert inkludiert sind), erscheint aufgrund der erwähnten Vorteile – d.h. dem Etablieren von fairem Wettbewerb zwischen Repowering- und Neuanlagenbetreiber*innen sowie der bedarfsgerechten Förderung auf Basis der Abschläge (bzw. hier der realen Gebote) – sowie vergleichsweise geringer Nachteile am vielversprechendsten.

Auf Basis dieser Kurzbewertung empfehlen die Gutachter*innen folglich die Einführung dieses Modells auf Basis eines feingliedrigen Komponentenkatalogs zur Bestimmung des Reinvestitionsgrads sowie dessen Implementierung als Checkliste auf der Onlineplattform für die Antragsstellung.

Abschließend sei angemerkt, dass zur kosten- und ressourceneffizienten Erreichung der EAG-Ausbauziele für Bioenergie eine eindeutige Vorgehensweise zur Förderung von Neuanlagen aber auch von Bestandsanlagen empfehlenswert ist. Der Zubau bis 2030 soll laut EAG § 4 Abs. 4 plus 1 TWh betragen, während der Bestand nach unserer Einschätzung im gleichen Zeitraum ein Repowering-Potential von bis zu 2 TWh aufweist. Unabhängig von der gewählten Ausschreibungsmethode sind daher Abschätzungen des jährlichen Repowering-Bedarfs, ein dementsprechendes Monitoring sowie prospektive oder retrospektive Anpassungen der Ausschreibungsvolumina unabdingbar, um die gewünschten Zubauraten nicht zu beeinträchtigen.

12.2 Beispielhafte Veranschaulichung der Optionen zur Förderung von Repowering bei Biomasseanlagen

Abschließend wird in Abbildung 92 auf Basis einer beispielhaften Berechnung für alle vier betrachteten Optionen veranschaulicht, welche Schritte im Zuge der wettbewerblichen Fördervergabe zur Auswertung der Gebote sowie zur Bestimmung der azWs erforderlich sind.

Annahmen:

<u>LCOE Neuanlagen:</u>	Neu1:	140	EUR/MWh
	Neu2:	150	EUR/MWh
<u>LCOE Repowering (Altanlagen):</u>	Alt1:	120	EUR/MWh
Anmerkung: *wo vorhanden		50%	Reinvestitionsgrad (entsprechend Katalogangaben*)
	Alt2:	125	EUR/MWh
		75%	Reinvestitionsgrad (entsprechend Katalogangaben*)
<u>Nachfolgetarif Biomasse</u>		95	EUR/MWh

Es wird hinreichender Wettbewerb angenommen, sodass alle (potentiellen) Anlagenbetreiber entsprechend den tatsächlichen Kosten (d.h. entsprechend den LCOE Angaben) bieten.

Berechnung Gebote, Gebotsreihung und Zuschlagswerte (AzWs):

Option 1 - Abschlagsmodell auf Basis eines Anlagenkomponentenkatalogs

Anlage:		<u>Alt1</u>	<u>Alt2</u>	<u>Neu1</u>	<u>Neu2</u>
Gebote:	EUR/MWh	145	135	140	150

Anmerkung: Im Fall von Repowering muss hier der Anlagenbetreiber bereits im Zuge der Gebotslegung Gebotspreise angeben, welche die Kosten einer äquivalenten Neuanlage widerspiegeln.

Schritt 1: Reihung aller Gebote (Repowering- und Neuanlagen)

Resultierende Reihung:

3	1	2	4
---	---	---	---

Schritt 2: Berechnung Kapitalkostenanteil Neuanlagenäquivalent

(d.h. Gebot minus Nachfolgetarif)

EUR/MWh	50	40
	(145-95)	(135-95)

Schritt 3: Ermittlung realer Kapitalkosten entsprechend Reinvestitionsgrad

(d.h. Ermittlung realer Kapitalkosten bei Repowering durch Multiplikation des Kapitalkostenäquivalents mit dem Reinvestitionsgrad - entsprechend den Katalogangaben)

EUR/MWh	25	30
	(50*50%)	(40*75%)

Schritt 4: Ermittlung der Gebotsabschläge entsprechend Reinvestitionsgrad

(d.h. Differenz zwischen Kapitalkosten Neuanlagenäquivalent und real)

EUR/MWh	25	10
	(50-25)	(40-30)

Schritt 5: Ermittlung der AzWs

Resultierende AzWs: (bei Repowering durch Subtraktion des Abschlags vom Gebotspreis)

EUR/MWh	120	125	140	150
	(145-25)	(135-10)		

Option 2 - Revidierter Katalogansatz (Abschläge auf Basis realer Gebote)

Anlage:		<u>Alt1</u>	<u>Alt2</u>	<u>Neu1</u>	<u>Neu2</u>
Gebote:	EUR/MWh	120	125	140	150

Schritt 1: Berechnung Kapitalkostenanteil

(d.h. LCOE minus Nachfolgetarif)

EUR/MWh	25	30
	(120-95)	(125-95)

Schritt 2: Ermittlung der Kapitalkosten einer gleichwertigen Neuanlage

(d.h. Division des Kapitalkostenanteils durch den Reinvestitionsgrad - entsprechend den Katalogangaben)

EUR/MWh	50	40
	(25/50%)	(30/75%)

Schritt 3: Ermittlung der Gebotspreise einer gleichwertigen Neuanlage

(d.h. Addition: Kapitalkostenäquivalent Neuanlage plus laufende Kosten (Nachfolgetarif))

EUR/MWh	145	135	140	150
	(50+95)	(40+95)		

Schritt 4: Reihung aller Gebote und Ermittlung der AzWs (Repowering- und Neuanlagen)

Resultierende Reihung:

3	1	2	4
---	---	---	---

Resultierende AzWs: (bei Repowering entspricht AzW dem Gebot)

EUR/MWh	120	125	140	150
---------	-----	-----	-----	-----

Option 3 - Gemeinsame Ausschreibung (von Repowering- und Neuanlagen) ohne Katalogansatz

Anlage:		<u>Alt1</u>	<u>Alt2</u>	<u>Neu1</u>	<u>Neu2</u>
Gebote:	EUR/MWh	120	125	140	150
Schritt 1: Reihung aller Gebote und Ermittlung der AzWs (Repowering- und Neuanlagen)					
Resultierende Reihung:		1	2	3	4
Resultierende AzWs: (bei Repowering entspricht AzW dem Gebot)	EUR/MWh	120	125	140	150

Option 4 - Gesonderte Ausschreibung für Repowering-Anlagen

Anlage:		<u>Alt1</u>	<u>Alt2</u>	<u>Neu1</u>	<u>Neu2</u>
Gebote:	EUR/MWh	120	125	140	150
Schritt 1: Reihung aller Gebote und Ermittlung der AzWs (Repowering- und Neuanlagen)					
Resultierende Reihung:		1	2	1	2
Resultierende AzWs: (bei Repowering entspricht AzW dem Gebot)	EUR/MWh	120	125	140	150

Abbildung 92: Veranschaulichung der Optionen zur Förderung von Repowering bei Biomasseanlagen

Tabelle 88: Messentgelte laut SNE-V 2018, Novelle 2021

MESSENTGELT [€/Monat]		für alle Einspeiser
maximale Werte lt. SNE-V 2018, Novelle 2021		
Drehstromzählung und andere Niederspannungszählungen		2.40
Wechselstromzählung		1.00
Tarifschaltung bzw. Lastschaltung		1.00
Prepaymentzählung		1.60
Montage, Demontage oder Austausch von Drehstromzählung		20.00 [€]
Montage, Demontage oder Austausch von Messeinrichtungen exkl. Drehstromzählung		150.00 [€]

Tabelle 89: Entgelte für sonstige Leistungen laut SNE-V 2018, Novelle 2021

ENTGELTE FÜR SONSTIGE LEISTUNGEN [€]		für alle Einspeiser
maximale Werte lt. SNE-V 2018, Novelle 2021		
Entgelte für Mahnungen	ertse Mahnung	0.00
	weitere Mahnung	1.50
	letzte Mahnung	5.00
Abschaltung und Wiedereinschaltung	bei Zahlungsverzug	25.00
	anderer Grund	30.00
Ablesung von Messeinrichtungen	vor Ort mit Zwischenabrechnung (ZA)	15.00
	nur Ablesung vor Ort ohne ZA	10.00
	nur ZA ohne Ablesung vor Ort	5.00
Überprüfung von Messeinrichtungen auf Wunsch	vor Ort	40.00
	hstl. Fehlergrenze (+Ausbau)	70.00
Berechnung Verbrauchsanteil gemein. Erzeugungsanlage (§16a ElWOG)	erstmalige Einrichtung Aufteilungs-	
	schlüssel des erzeugten Stroms	20.00
	Änderung Aufteilungsschlüssel	20.00
	laufende 15-min. Berechnung	0.50 [€/Monat]

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Nutzungsdauern einzelner Komponenten eines Wasserkraftwerks (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Verbund AG, 2020))	24
Tabelle 2: Auszug aus Angaben zu aktuellen Nutzungsdauern in der Energiewirtschaft für Wasserkraft (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (BMF, 2021))	25
Tabelle 3. Beispielrechnung LCOE bei Wasserkraftanlagen – mit und ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwerts	26
Tabelle 4. Beispielrechnung LCOE bei Windkraftanlagen – mit und ohne Berücksichtigung des Anlagenrestwerts.....	27
Tabelle 5: Zusammenfassung zentraler Ergebnisse der europaweiten Erhebung zu Finanzierungsbedingungen für Windenergie- und Photovoltaikprojekte im Zeitraum 2018 bis 2019 (Quelle: (AURES II, 2021), (Roth et al., 2021))	34
Tabelle 6. Eingangsparameter hinsichtlich zu unterstellender Finanzierungsbedingungen, differenziert nach Energieart und zugrundeliegendem Finanzierungsrisiko.....	36
Tabelle 7. Ermittelter WACC, differenziert nach Energieart und zugrundeliegendem Finanzierungsrisiko.....	38
Tabelle 8: Angenommene laufende Netzkosten.....	43
Tabelle 9: Netzzutrittsentgelte je Technologie	47
Tabelle 10: Netzableitungskosten je Technologie.....	50
Tabelle 11: Angenommene Kosten für Ausgleichsenergie/Vermarktung	58
Tabelle 12: Annahmen zur zukünftigen Inflation sowie zu dessen Berücksichtigung im Zuge der LCOE-Kalkulation (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (Europäische Zentralbank, 2022a), (Europäische Zentralbank, 2022b)).....	64
Tabelle 13: Entwicklung der Tarifförderung nach ÖSG 2012.....	70
Tabelle 14: Ergebnis der gestutzten Mittelwerte für spez. Systemkosten je Kategorie berechnet über alle Anlagen der Kategorien A bis D (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))	79
Tabelle 15: Vergleich der Betriebskosten für Freiflächen- und Gebäude-Photovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, Erhebungsdaten Photovoltaik, 2021a)).....	86
Tabelle 16: Beispiele von innovativen Photovoltaikanlagen.....	90
Tabelle 17: Ermittelte Investitionskosten innovativer Photovoltaikanlagen.....	93
Tabelle 18: Angenommene variable Stromkosten unterschiedlicher Verbrauchergruppen Anfang 2021 und Anfang 2021 sowie eine durchschnittliche Annahme für die kommenden 20 Jahre (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021l) (E-Control, 2021d) (E-Control, 2021c) (Anonyme Großverbraucher, 2021) (E-Control, 2022a)).....	98

Tabelle 19: Eigenverbrauchsanteile verschiedener Gebäudephotovoltaikanlagengrößen der OeMAG-Daten und davon abgeleitete Eigenverbrauchsanteile für die LCOE-Berechnungen (OeMAG, 2021g).	100
Tabelle 20: Ermittelte spezifische Systemkosten für LCOE-Berechnung für unterschiedliche Leistungsbereiche von Photovoltaikanlagen.	102
Tabelle 21: Angenommene laufende Netzkosten (als Teil der gesamten Betriebskosten)	103
Tabelle 22: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen zwischen 10 kW _p und 60 kW _p	104
Tabelle 23: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen zwischen 60 kW _p und 200 kW _p	105
Tabelle 24: Berechnete Stromgestehungskosten für Beispielgebäudeanlagen größer 200 kW _p und für eine Beispielfreiflächenanlage größer 200 kW _p	106
Tabelle 25: Gegenüberstellung Stromgestehungskosten und jeweilige Einspeisevergütung/azW in Deutschland (Quelle: Adaptierte Darstellung von (ZSW, 2019a), um nur die Stromgestehungskosten darzustellen).....	107
Tabelle 26: Photovoltaikförderungen im EEG 2021 in Deutschland im Vergleich zum Förderregime nach ÖSG 2012 (und zukünftig EAG).....	109
Tabelle 27: Berechnete Schranken der Investitionsförderung: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen.	112
Tabelle 28: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung	116
Tabelle 29: Berechnung für 30% Zuschlag auf den Investitionszuschuss für innovative Photovoltaikanlagen und gebäudeintegrierter Photovoltaikanlagen	118
Tabelle 30: Spezifische Investitionskosten Stromspeicher: Gestutzter Mittelwert (insgesamt 20%)	120
Tabelle 31: Speicherkapazität bezogen auf Photovoltaik-Kapazität. Auswertung der gesamten Daten bis 50 kWh ab 2018 und getrennt der Daten ab 2020 (OeMAG, 2021k)	122
Tabelle 32: 30% der förderbaren Investitionskosten für Photovoltaik-Stromspeicher.....	124
Tabelle 33: Vollkostenbetrachtung für beispielhafte Anlagen der Photovoltaik-Speicher-Investitionsförderung	125
Tabelle 34: Repräsentative Aufschlüsselung der Kostenparameter einer Windkraftanlage (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Hersteller*innenangaben sowie von (Wallasch A. et al., 2019)).....	132
Tabelle 35: Repräsentative Auswahl an dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen verschiedener Hersteller	148

Tabelle 36: Definition der „Normanlage“ (im Mittel der 13 repräsentativen WKA-Typen): Technische Kennwerte (oben) und relevante Ertragskenngrößen (unten)	151
Tabelle 37: Berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) in Abhängigkeit der Standortgüte, ermittelt auf Basis der generischen Windkraftnormanlage.....	153
Tabelle 38: Repräsentative Auswahl an dem Stand der Technik entsprechende WKA-Typen verschiedener Hersteller inklusive Kennzeichnung der IEC Windklasse und Einschätzung der Eignung für Bergstandorte	158
Tabelle 39: Definition der „Normanlage Berg“ (im Mittel der 8 als geeignet identifizierten WKA-Typen): Technische Kennwerte	160
Tabelle 40: Berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) sowie azWs gemäß Basismodell im Vergleich zur vorgeschlagenen Modellerweiterung zwecks Seehöhenkorrektur in Abhängigkeit der Standortgüte	163
Tabelle 41: Kostenparametervariation, abgeleitete Indikatoren sowie berechnete Stromgestehungskosten (LCOE) und Empfehlungen für dazu passende azW unter Variation der WKA Type (links-Mitte) und der Nabenhöhe (rechts)	167
Tabelle 42: Berechnete Schranken der Investitionsförderung kleiner bis mittlerer WKA: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen.....	179
Tabelle 43: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung kleiner bis mittlerer WKA	181
Tabelle 44: Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021k))	184
Tabelle 45: Mittelwerte der Volllaststunden nach Größenklassen, welche zur Berechnung der Betriebskosten herangezogen wurden (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i)).....	190
Tabelle 46: Angenommene Volllaststunden für revitalisierte Wasserkraft >1 MW	205
Tabelle 47: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für neu errichtete Wasserkraft.....	205
Tabelle 48: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW	206
Tabelle 49: EPL der repräsentative Wasserkraftanlagen auf der Mitte der jeweiligen Stufe für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW (Ausnahme: unterste Stufe, da Anlage per Definition >1 MW)	206
Tabelle 50: Berechnung der LCOE für neu errichtete Wasserkraft.....	208
Tabelle 51: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung	209

Tabelle 52: Berechnung der LCOE für neu errichtete Wasserkraft unter Verwendung eines Querbauwerkes. Die Kosten für ökologische Maßnahmen im Ausmaß von 8% sind hier im Vergleich zur Neuerrichtung nicht berücksichtigt.....	210
Tabelle 53: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes	211
Tabelle 54: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad bis 60%.....	212
Tabelle 55: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad bis 60% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft <1 MW	214
Tabelle 56: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200%	215
Tabelle 57: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von 61-200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW.....	216
Tabelle 58: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200%.....	216
Tabelle 59: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen bei einem Revitalisierungsgrad von über 200% (EPL oder RAV) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW.....	217
Tabelle 60: Berechnung der LCOE für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW	218
Tabelle 61: Anzulegende Werte für die Produktionsstufen für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW	219
Tabelle 62: Bisherige Förderhöchstsätze für Kleinwasserkraft und mittlere Wasserkraft laut Förderrichtlinien 2020 gemäß Ökostromgesetz 2012 und KWK-Gesetz (lineare Interpolation zwischen 500 kW und 2 MW sowie zwischen 2 MW und 10 MW).....	220
Tabelle 63: Aufzeigen der Förderschranken 30% der förderbaren Investitionskosten und 45% der umweltrelevanten förderbaren Mehrkosten für mehrere Beispielanlagen der Kategorie A (Neuerrichtung) bis 2 MW. Die Anlagengrößen entsprechen bis 1 MW den Referenzanlagengrößen der Betriebsförderung.	222
Tabelle 64: Stromgestehungskosten für neu errichtete Wasserkraft für beispielhafte Anlagengrößen mit Investitionszuschuss in Höhe von 1.950 €/kW bis 100 kW, 1.450 €/kW für 2.000 kW und lineare Interpolation dazwischen. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der förderbaren Investitionskosten laut Tabelle 63 (ebenfalls erhöht um eine Kostensteigerung von 10% in rot) dargestellt. Die 10%-Kostensteigerung wurde aus Nachvollziehbarkeitsgründen auf die Gesamtinvestitionskosten angewandt, nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten.	226
Tabelle 65: Aufzeigen der Förderschranken 30% der förderbaren Investitionskosten und 45% der umweltrelevanten förderbaren Mehrkosten für mehrere Beispielanlagen der Kategorie B (Revitalisierung) bis 2 MW (nach Revitalisierung). Die Anlagengrößen	

entsprechen den Referenzanlagengrößen der Prämienförderung unter Annahme des mittleren, größenspezifischen Revitalisierungsgrads der (OeMAG, 2021i).....	230
Tabelle 66: Stromgestehungskosten für revitalisierte Wasserkraft für verschiedene beispielhafte Anlagengrößen mit Investitionszuschuss in Höhe von 2.400 €/kW _{revitalisiert} bis 100 kW nach Revitalisierung, 1.950 €/kW _{revitalisiert} für 2.000 kW nach Revitalisierung und linearer Interpolation dazwischen. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der förderbaren Investitionskosten laut Tabelle 65 (ebenfalls erhöht um eine Kostensteigerung von 10% in rot) dargestellt. Die 10%-Kostensteigerung wurde aus Nachvollziehbarkeitsgründen auf die Gesamtinvestitionskosten angewandt, nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten.....	231
Tabelle 67: Aufzeigen der Förderschranken 30% der förderbaren Investitionskosten und 45% der umweltrelevanten förderbaren Mehrkosten für drei Beispielanlagen der Kategorie A (Neuerrichtung) über 2 MW bis 25 MW. Die EPL von 13.048 kW entspricht der repräsentativen Anlagengröße in der Mitte der letzten Produktionsstufe der Betriebsförderung.	234
Tabelle 68: Stromgestehungskosten für neu errichtete Wasserkraft für die beispielhafte Anlagengrößen von 13.048 kW (Referenzanlage der letzten Betriebsförderstufe) mit und ohne Investitionszuschuss in Höhe von 1.400€/kW. Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der förderbaren Investitionskosten laut Tabelle 67 (ebenfalls erhöht um eine Kostensteigerung von 10% in rot) dargestellt. Die 10%-Kostensteigerung wurde aus Nachvollziehbarkeitsgründen auf die Gesamtinvestitionskosten angewandt, nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten.	235
Tabelle 69: Aufzeigen der Förderschranken 30% der förderbaren Investitionskosten und 45% der umweltrelevanten förderbaren Mehrkosten für drei Beispielanlagen der Kategorie B (Revitalisierung) über 2 MW bis 25 MW (nach Revitalisierung).	238
Tabelle 70: Stromgestehungskosten für revitalisierte Wasserkraft für beispielhafte Anlagengrößen von 5.000 - 25.000 kW _{revitalisiert} mit einem Investitionszuschuss in Höhe von 1.950 €/ kW _{revitalisiert} . Ergänzend ist die Höhe eines Zuschusses in Höhe von 30% der förderbaren Investitionskosten laut Tabelle 69 (ebenfalls erhöht um eine Kostensteigerung von 10% in rot) dargestellt. Die 10%-Kostensteigerung wurde aus Nachvollziehbarkeitsgründen auf die Gesamtinvestitionskosten angewandt, nicht auf die Einzelkomponenten der Investitionskosten.....	239
Tabelle 71: Statistik der Wärmeerlöse für Biomasseanlagen in 2015-2017 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2017a)).....	249
Tabelle 72: Berechnete azWs für das Technologiefeld feste Biomasse.....	254
Tabelle 73: Berechnete azWs für das Technologiefeld feste Biomasse ohne Kopplung der Brennstoffpreise und Wärmeerlöse an die Gaspreisentwicklung	255

Tabelle 74: Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering großer Biomasseanlagen (EPL größer gleich 0,5 MW _{el}).....	258
Tabelle 75: Zusammenhang zwischen Reinvestitionsgrad und Abschlagshöhe bei Repowering kleiner Biomasseanlagen (EPL größer 0,5 MW _{el}).....	259
Tabelle 76: Berechnete Schranken der Investitionsförderung kleiner Biomasse-BHKW: 30% der Gesamtinvestitionskosten und 45% der umweltrelevanten Mehrkosten. Zusätzlich werden 55% und 65% der umweltrelevanten Mehrkosten ausgewiesen.....	263
Tabelle 77: Stromgestehungskosten für die Leistungskategorien der Investitionsförderung kleiner Biomasse-BHKW	264
Tabelle 78: Berechnete azWs für das Technologiefeld Biogas	273
Tabelle 79: Berechnete azW für das Technologiefeld Biogas ohne Kopplung der Brennstoffpreise und Wärmeerlöse an die Gaspreisentwicklung	274
Tabelle 80: Fiktive Beispielrechnungen am Technologiefeld Windenergie zum entwickelten Wechselschema vom ÖSG ins EAG: Basisfall plus Sensitivitätsbetrachtung zum Einfluss der Verweildauer und des Referenzstrompreises.....	282
Tabelle 81: Fiktive Beispielrechnungen am Technologiefeld feste Biomasse zum entwickelten Wechselschema vom ÖSG ins EAG: Basisfall plus Sensitivitätsbetrachtung zum Einfluss der Verweildauer und des Referenzstrompreises	283
Tabelle 82: Bewertung des deutschen Referenzertragsmodells	293
Tabelle 83: Überblick zu Vergütungen für Windenergie in Frankreich im System <i>Guichet Ouvert</i> gemäß Tariferlass vom 6. Mai 2017 (Quelle: (Wagenhäuser, 2020))	296
Tabelle 84: Fallbeispiele zur Standortdifferenzierung der Vergütungen im Rahmen des französischen Produktionsstufenmodells	297
Tabelle 85: Bewertung des französischen Produktionsstufenmodells	298
Tabelle 86: Bewertung der Standortdifferenzierung auf Basis von Windhöufigkeitsklassen gemäß österreichischem Windatlas.....	301
Tabelle 87: Netznutzungsentgelte laut SNE-V 2018, Novelle 2021 (E-Control, Netznutzungsentgelt. Übersicht Systemnutzungstarife 2022, 2022a)	312
Tabelle 88: Messentgelte laut SNE-V 2018, Novelle 2021	313
Tabelle 89: Entgelte für sonstige Leistungen laut SNE-V 2018, Novelle 2021.....	313

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Strompreistrends (real, EUR ₂₀₂₀) Österreich 2015 bis 2050 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Resch, Liebmann, & Schöniger, 2019), (AURES II, 2021), (Lenz, et al., 2018), (ENTSO-E, ENTSO-E Transparency Platform, 2022) und (EEX, 2022))	30
Abbildung 2: Entwicklung der Strompreise in € ₂₀₁₈ /MWh der jeweiligen Szenarien ausgewählter EU-Staaten (Quelle: (Energy Brainpool, 2019))	31
Abbildung 3: Strompreistrends (nominal) Österreich 2015 bis 2050 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Resch, Liebmann, & Schöniger, 2019), (AURES II, 2021), (Lenz, et al., 2018), (ENTSO-E, ENTSO-E Transparency Platform, 2022) und (EEX, 2022))	32
Abbildung 4: Überblick zu den Ergebnissen der europaweiten WACC-Erhebung für Windenergie im Zeitraum 2018 bis 2019 (auf Englisch) (Quelle: (AURES II, 2021) bzw. (Roth et al., 2021))	33
Abbildung 5: Aktueller Stand der Netzentgelte (Quelle: (E-Control, 2021b))	42
Abbildung 6: Kostenkomponenten für den Netzzugang	45
Abbildung 7: Day-Ahead-Ausgleichsenergiekosten pro erzeugter Energieeinheit, österreichweit für Windkraft (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (ENTSO-E, 2021), (OeMAG, 2021a)). Ausgleichsenergiekosten der Ökobilanzgruppe berechnen sich aus den gesamten Aufwendungen für Ausgleichsenergie in (OeMAG, 2021a) bezogen auf die eingespeiste Menge unter Berücksichtigung des Gewichtungsfaktors für Windkraft.	54
Abbildung 8: Day-Ahead-Preise und Ausgleichsenergiepreise geteilt für unterschiedliche Richtungen des Deltaregelzone (Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf (ENTSO-E, 2021)).	55
Abbildung 9: Aktuelle Veränderungen diverser Preise und Kosten im Jahr 2021 (Quelle: Eigene Berechnungen auf Basis von Hersteller*innenangaben, (IG Windkraft, 2. November 2021), (Statistik Austria, 2022a), (Statistik Austria, 2022b) sowie (World Bank, 11. März 2022))	63
Abbildung 10: Photovoltaikzubau in Österreich (Quelle: (PV Austria, 2022))	69
Abbildung 11: Vergleich der Erzeugung von Strom aus OeMAG-geförderten und allen Ökostromanlagen (Quelle: (E-Control, 2021k))	70
Abbildung 12: Entwicklung der Systempreise 5 kWp-Anlagen von 2011 bis 2020 (Quelle: (BMK, 2020))	72
Abbildung 13: Entwicklung der Systempreise für Anlagen größer 10 kWp von 2011 bis 2020 (Quelle: (BMK, 2020))	72
Abbildung 14: Spezifische Systemkosten von Photovoltaikanlagen auf Gebäuden für alle Anlagengrößen der verfügbaren Datensätze. Die Datensätze der spezifischen	

Systemkosten in der Darstellung hier sind vollständig und unbereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a)).....	75
Abbildung 15: Beispielhafte Darstellung der Statistik der Systempreise für Anlagen größer 20 kW _p bis 100 kW _p . Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: Mittelwert, rote Linie: gestutzter Mittelwert, orange Linien: Grenze für gestutztes Mittel, wo 10% der größten Datenwerte über der oberen und 10% der kleinsten Datenwerte unter der unteren orangen Linie liegen. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a)).....	77
Abbildung 16: Bereinigte spezifische Systemkosten von Gebäudephotovoltaikanlagen für die vier Größenkategorien der Investitionsförderung (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))	78
Abbildung 17: Spezifische Kosten für Planung und Projektabwicklung für Gebäudephotovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))	80
Abbildung 18: Erhobene Betriebskosten (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a))	82
Abbildung 19: Spezifische Systemkosten für Freiflächen- und Gebäudephotovoltaikanlagen (jeweils ab 10 kW _p), unbereinigt (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021g) (E-Control, 2021g) (AIT, 2021a)).....	84
Abbildung 20: Spezifische Kosten für Planung und Projektabwicklung für Freiflächenphotovoltaikanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (AIT, 2021a))	85
Abbildung 21: Darstellung von technischen GIPV Systemen: (1) Schrägdach, (2) Kaltfassade, (3) Anbauelemente, (4) Pergola, (5) Vorgefertigte Fassadensysteme, (6) Vorhangfassade (Quelle: (SUPSI, 2020))	88
Abbildung 22: Auswirkung unterschiedlicher vermiedener variabler Strombezugspreise aus dem Netz und spezifischer Systemkosten auf die errechneten LCOE-Werte (dabei wurden aufgrund aktueller Marktverwerfungen pauschal um 15% erhöhte Investitionskosten im Vergleich zu den Daten aus den Kapiteln 3.3.1 und 3.3.2 angenommen). Die Linien zeigen die Abhängigkeit der LCOE-Werte von den Systempreisen für unterschiedliche Anlagengrößen (kleinste Anlagen bei über 1.400 €/kW _p), vom Eigenverbrauchsanteil und den vermiedenen Netzbezugspreisen. Für verschiedene Anlagengrößen werden unterschiedliche Eigenverbrauchsanteile erreicht (siehe Legende) und unterschiedliche variable Netzbezugspreise können gegengerechnet werden. Anlagen um die 20-100 KW mit EVA von 30% weisen aufgrund des hohen Netzstrombezugspreises und dem hohen EVA die niedrigsten LCOE-Werte auf.	99

Abbildung 23: Spezifische Investitionskosten von Stromspeichern (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021k))	120
Abbildung 24: Speicherkapazität bezogen auf Photovoltaikleistung a) (oben) aufgetragen über die Stromspeicherkapazität, b) (unten) aufgetragen über die Photovoltaikleistung	121
Abbildung 25: Histogramm der Stromspeicherkapazität zur Photovoltaikleistung aller Daten bis 50 kWh ab 2018 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021k))	123
Abbildung 26: Gegenüberstellung installierte Leistung der Anlagen unter OeMAG-Kontrahierung und für Neuanlagen jeweilig gültige Einspeisevergütung der Windenergie (2003-2020) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021f) (E-Control, 2021k)).....	128
Abbildung 27: Investitionskosten von Windkraftanlagen in Abhängigkeit vom Jahr der Inbetriebnahme (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a)).....	130
Abbildung 28: Investitionskosten von Windkraftanlagen – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert (20%) aller Daten (links) bzw. Mittelwert aus den nach Bereinigung zur Verfügung stehenden Anlagen, die 2018 in Betrieb gingen (rechts); Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a)).....	131
Abbildung 29: Betriebskosten von Windkraftanlagen – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert (20%) aller Daten (links) bzw. Mittelwert aus den nach Bereinigung zur Verfügung stehenden Anlagen, die 2018 in Betrieb gingen (rechts); Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (OeMAG, 2021))	133
Abbildung 30: Volllaststunden von Windkraftanlagen im Kalenderjahr 2020 – unter Berücksichtigung aller Datenpunkte nach Bereinigung um die oberen und unteren 10% (links) sowie daraus die 2018 in Betrieb genommenen Anlagen (rechts). Die Linien zeigen die Ergebnisse der Analyse: schwarze Linie: gestutzter Mittelwert; Orange Linien: Auf- bzw. Abschlag von 20% auf das (gestutzte) Mittel (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (OeMAG, 2021)).....	134
Abbildung 31: Identifikation von Einflussgrößen auf die Stromgestehungskosten der Windkraft in Österreich anhand von repräsentativen Beispielprojekten: LCOE von Beispielprojekten in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit (oben links), des spezifischen Ertrags je Rotorfläche (oben rechts), der Nabenhöhe (unten links) und der Seehöhe des	

Standorts (unten rechts) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021))	141
Abbildung 32: Korrelation zwischen dem spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche und der Windgeschwindigkeit – Darstellung auf Basis repräsentativer österreichischer Beispielprojekte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Windkraft & Oesterreichs Energie, 2021))	142
Abbildung 33: Der österreichische Windatlas und daraus ableitbare Windhöufigkeitsklassen (Quelle: (AuWiPot, 2011)).....	147
Abbildung 34: Spezifische Nettostromerträge je m ² Rotorkreisfläche repräsentativer, dem Stand der Technik entsprechender WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (plus Spezifikation der zugrundeliegenden Berechnung).....	149
Abbildung 35: Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik.....	154
Abbildung 36: Korrekturfaktoren (Zu- & Abschläge) zum Basis-azW in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche auf Basis von LCOE Berechnungen sowie daraus abgeleiteter azW Empfehlungen gemäß der empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik.....	155
Abbildung 37: Spezifische Nettostromerträge je m ² Rotorkreisfläche repräsentativer, dem Stand der Technik entsprechender WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit sowie Angabe der resultierenden Mittelwerte für Bergstandorte (in Grün) und für Flachlandstandorte (in Rot – gemäß Basismodell).....	159
Abbildung 38: Korrekturfaktorkomponente (in Relation zum Basis-azW) zur Berücksichtigung der Ertragsspezifika bei Bergstandorten in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche auf Basis des azW-Vergleichs zwischen Basismodell und der entwickelten Modellerweiterung.	164
Abbildung 39: Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage Berg“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der im Basismodell empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik zuzüglich der entwickelten Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenspezifischen Ertragsminderung.....	165
Abbildung 40: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (I): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW bei mittlerer Standortgüte (Klasse B) und Standardnabenhöhe (135 m) unter Variation der untersuchten WKA Type.....	168
Abbildung 41: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (II): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW bei mittlerer Standortgüte (Klasse B) unter Variation der Nabenhöhe	169

Abbildung 42: Prüfung anhand generischer WKA-Typen (III): Stromgestehungskosten (LCOE) und gemäß Fördermodell resultierender azW in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorfläche für untersuchte WKA Typen bei Standardnabenhöhe von 135 m ..	170
Abbildung 43: Spezifischer Zusatzerlös (d.h. Differenz zwischen azW und LCOE) je MWh in Abhängigkeit von der standortspezifischen Windgeschwindigkeit und der untersuchten WKA-Type	171
Abbildung 44: Vergleich zentraler Indikatoren zur WKA-Projektierung und zum Standort (in Relation zur Normanlage bzw. zum Normstandort) (links) sowie der Stromgestehungskosten (LCOE) mit resultierenden Vergütungsätzen (azW) gemäß unterschiedlicher Fördermodelle (Gutachter*innen azW vs. Referenzertragsmodell (DE) vs. Differenzierungsmodell) (rechts) anhand der repräsentativen Beispielprojekte für Windenergie in Österreich (Anmerkung: *Die Flächenleistung beschreibt die Generatorleistung je m ² Rotorkreisfläche)	177
Abbildung 45: Aktuelle Vergütungssätze für neu errichtete Kleinwasserkraftwerke unter Annahme von 4.700 VLH (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf ÖSG 2012, VO-2018)	183
Abbildung 46: Gegenüberstellung installierte Leistung der Anlagen unter OeMAG-Kontrahierung und durchschnittliche Einspeisevergütung der Kleinwasserkraft (2003-2020) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2021f) und (E-Control, 2021k))	184
Abbildung 47: Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft, Darstellung der gestutzten Werte pro Quelle (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021))	188
Abbildung 48: Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft in gemeinsamer Darstellung (bereinigt um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte jeder Quelle). Für Anlagen bis 1 MW ist ein linearer Trend dargestellt, für Anlagen über 1 MW der arithmetische Mittelwert. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021))	189
Abbildung 49: Betriebskosten der neu errichteten Wasserkraft. Der logarithmische Trend basiert auf den um die oberen und unteren 10% bereinigten Werten beider Quellen gemeinsam. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021)).....	190
Abbildung 50: Verschiedene mögliche Querbauwerke (Quelle: (Kleinwasserkraft Österreich, 2021b))	191
Abbildung 51: Investitionskosten in €/kW (EPL nach Revitalisierung) in Abhängigkeit des Grads der Revitalisierung (bezogen auf EPL oder RAV) für Anlagen bis 1 MW. Aus	

Darstellungsgründen sind Datenpunkte mit einem Revitalisierungsgrad von >1.800% nicht dargestellt, aber in der Berechnung berücksichtigt (betrifft n=4 Datenpunkte). (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (Oesterreichs Energie, 2021)).....	194
Abbildung 52: Investitionskosten Wasserkraft bis 1 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf die EPL nach Revitalisierung. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))	196
Abbildung 53: Investitionskosten in €/kW _{nach Revitalisierung} für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad bis 60%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))	197
Abbildung 54: Investitionskosten in €/kW _{nach Revitalisierung} für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))	197
Abbildung 55: Investitionskosten in €/kW _{nach Revitalisierung} für Wasserkraftanlagen bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200%. Für jede Quelle wurden jeweils die oberen und unteren 10% der Werte bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (OeMAG, 2021i) und (Oesterreichs Energie, 2021))	198
Abbildung 56: Investitionskosten Wasserkraft revitalisiert >1 MW. Sämtliche Daten der Quellen sind dargestellt, der Trend basiert auf den um die jeweils oberen und unteren 10% bereinigten Werten. Ein Datenpunkt >25 MW ist aus Darstellungsgründen nicht enthalten. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a), (Oesterreichs Energie, 2021) und (OeMAG, 2021i))	199
Abbildung 57: Jährliche Betriebskosten der revitalisierten Wasserkraft bis 1 MW. Der lineare Trend basiert auf den um die oberen und unteren 10% bereinigten Werten beider Quellen. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) und (Oesterreichs Energie, 2021))	200
Abbildung 58: Linearer Trend über die Volllaststunden der neu errichteten Wasserkraftwerke nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))	204

Abbildung 59: Linearer Trend über die Volllaststunden der revitalisierten Wasserkraftwerke nach Bereinigung um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))	204
Abbildung 60: Berechneter LCOE und empfohlener durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für neu errichtete Wasserkraft.....	208
Abbildung 61: Berechneter LCOE und empfohlener durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für neu errichtete Wasserkraft unter Verwendung eines Querbauwerkes	210
Abbildung 62: LCOE und durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom bei einem Revitalisierungsgrad bis 60% mit einer Untergrenze pro azW pro Stufe von 40 bzw. 50 €/MWh	213
Abbildung 63: Durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom (= LCOE) für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von 61-200%.....	215
Abbildung 64: LCOE und durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom für revitalisierte Wasserkraft bis 1 MW mit einem Revitalisierungsgrad von über 200% mit einer Untergrenze pro azW pro Stufe von 40 bzw. 50 €/MWh	217
Abbildung 65: Durchschnittlicher azW pro MWh vergütetem Strom (= LCOE) für revitalisierte Wasserkraft größer 1 MW	218
Abbildung 66: Förderbare Investitionskosten je kW Engpassleistung der neu errichteten Anlagen bis 2 MW in der bisherigen Investitionsförderung. Gestutzte Werte sind in orange dargestellt. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i)).....	221
Abbildung 67: Investitionskosten in €/kW _{revitalisiert} für revitalisierte Wasserkraft bis 2 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf EPL nach Revitalisierung (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (Oesterreichs Energie, 2021) (OeMAG, 2021i)).....	228
Abbildung 68: Förderbare Investitionskosten je zusätzlicher kW _{revitalisiert} (bzw. RAV-Steigerungs-Äquivalent) bei revitalisierten Anlagen bis 2 MW (nach Revitalisierung) in der bisherigen Investitionsförderung. Gestutzte Werte sind in orange dargestellt. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))	229
Abbildung 69: Revitalisierungsgrad (Maximum aus EPL- oder RAV-Steigerung) bezogen auf die EPL (nach Revitalisierung). Die Werte wurden um die jeweils oberen und unteren 10% bereinigt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i)).....	229
Abbildung 70: Förderbare Investitionskosten je kW Engpassleistung bei neu errichteten Anlagen über 2 MW bis 20 MW in der bisherigen Investitionsförderung. Gestutzte Werte sind in orange dargestellt. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i)).....	233
Abbildung 71: Investitionskosten der neu errichteten Wasserkraft in gemeinsamer Darstellung (bereinigt um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte jeder Quelle).	

Für die Anlagen bis 1 MW ist ein linearer Trend dargestellt, für die Anlagen über 1 MW der Mittelwert. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (E-Control, 2019a) (OeMAG, 2021i) (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) und (Oesterreichs Energie, 2021))	234
Abbildung 72: Förderbare Investitionskosten je zusätzlicher kW _{revitalisiert} (bzw. RAV-Steigerungs-Äquivalent) bei revitalisierten Anlagen über 2 MW (nach Revitalisierung) in der bisherigen Investitionsförderung. (Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i))	236
Abbildung 73: Revitalisierungsgrad (Maximum aus EPL- oder RAV-Steigerung) bezogen auf die EPL (nach Revitalisierung). Die Werte wurden um die jeweils oberen und unteren 10% bereinigt, der Trend basiert auf den gestutzten Werten. Die gestutzten unteren 10% der Werte sind in orange dargestellt, die gestutzten oberen 10% der Werte sind aus Darstellungsgründen nicht enthalten. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021i)).....	237
Abbildung 74: Investitionskosten in €/kW _{revitalisiert} für revitalisierte Wasserkraft über 2 MW bis 25 MW (nach Revitalisierung) bezogen auf EPL (nach Revitalisierung) (bereinigt um die jeweils oberen und unteren 10% der Werte jeder Quelle) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Kleinwasserkraft Österreich, 2021a) (Oesterreichs Energie, 2021) (OeMAG, 2021i)).....	238
Abbildung 75: Historische Einspeisetarife für ausgewählte Tarifklassen für Strom aus Anlagen auf Basis fester Biomasse. Vor 2010 war die kleinste Tarifstufe bis 2 MW (hier in grün). Erst ab 2010 sind Tarifklassen bis 500 kW vorgesehen (in blau). Nicht dargestellt sind hocheffiziente Neuanlagen die mit 21,6 Cent/kWh in 2019 vergütet wurden. (Quelle: Eigene Darstellung auf Basis OESVO 2002-2012, OESET-VO 2012-2018).....	241
Abbildung 76: Anlagenzubau Biomasse seit 2003 (Quelle: (IG Holzkraft, 2021)).....	242
Abbildung 77: Größenverteilung bei Bestandsanlagen (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (IG Holzkraft, 2021))	243
Abbildung 78: Investitionskosten der Betreiberdatenerhebung für feste Biomasse unter 500 kW _{el} . Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a))	244
Abbildung 79: Spezifische Betriebskosten der Biomasseanlagen unter 500 kW. Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a)).....	245
Abbildung 80: Preisentwicklungen in den Bundesländern Burgenland (Bgld), Niederösterreich (Noe), Oberösterreich (Ooe), Salzburg (Sbg) und Steiermark (Stmk)	

Energieholz gehackt (frei Werk) in €/AMM (Atro-Tonne, mit Rinde geliefert, Volumen inkl. Rinde) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (LK OE, 2021)).....	246
Abbildung 81: Preisentwicklungen für Erdöl, Erdgas und CO ₂ (über das Emission Trading Scheme) im PRIMES Referenzszenario für Österreich (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Primes Referenzszenario (E3M - Lab, 2021))	248
Abbildung 82: Kontrahierte Arbeit nach Größenklassen und vergebenen Tarifen für Standardtarife (Hackschnitzel) und Reduktionen für Brennstoffe nach Klasse SN17 Tabelle 1, SN17 Tabelle 2 und nicht SN17 Abfälle seit 2003 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (OeMAG, 2021h))	251
Abbildung 83: Investitionskosten der Betreiberdatenerhebung für feste Biomasse unter 50 kW _{el} . Der originale Datensatz wurde um die oberen und unteren 10% gestutzt. (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Betreiberdatenerhebungen 2015-2017 (E-Control, 2017a) und 2017-2019 (E-Control, 2019a))	262
Abbildung 84: Historische Einspeisetarife für ausgewählte Tarifklassen für Strom aus Biogasanlagen. Zuschläge auf Basis der Rohstoffzuschlagsverordnung (2-4 ct/kWh) in den Jahren 2008-2012 wurden nicht berücksichtigt. Mit der Novelle 2017 wurden nur mehr neue Biogasanlagen bis 150 kW _{el} gefördert (rote Linie). (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf OESVO 2002-2012, OESET-VO 2012-2018)	266
Abbildung 85: Anlagenzubau Biogas seit 2003 (Quelle: OeMAG, Kompost und Biogas Verband Österreich in (OEBV, 2019)).....	267
Abbildung 86: Spezifische Investitionsbedarfe für Biogasanlagen in Deutschland (Quelle: (FNR, 2021)).....	268
Abbildung 87: Erzeugerpreise für biogassubstratmixrelevante landwirtschaftliche Produkte (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Statistik Austria, 2021a)).....	270
Abbildung 88: Fiktive Beispielrechnungen am Technologiefeld Windenergie zum entwickelten Wechselschema vom ÖSG ins EAG gemäß Basisfall: Vergleich der jährlichen Folgeprämien gemäß ÖSG und EAG, jeweils nominal als auch diskontiert (Barwert).....	282
Abbildung 89: Fiktive Beispielrechnungen am Technologiefeld feste Biomasse zum entwickelten Wechselschema vom ÖSG ins EAG gemäß Basisfall: Vergleich der jährlichen Folgeprämien gemäß ÖSG und EAG, jeweils nominal als auch diskontiert (Barwert).....	283
Abbildung 90: Stützwerte für Korrekturfaktoren in Abhängigkeit von der Standortgüte einer WEA in Deutschland gemäß EEG 2021	293
Abbildung 91: Der österreichische Windatlas und daraus ableitbare Windhöufigkeitsklassen (Quelle: (AuWiPot, 2011)).....	300
Abbildung 92: Veranschaulichung der Optionen zur Förderung von Repowering bei Biomasseanlagen.....	311

Literaturverzeichnis

AIT. (2021a). *Erhebungsdaten Photovoltaik*.

AIT. (2021b). Datenerhebung Degradation von Photovoltaikmodulen. Wien.

AIT. (2021c). *Gutachten Refrenzkosten Photovoltaik im Auftrag der OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG. Neufassung 2021. Gemäß Verordnung EU Nr. 651/2014*.

Amt der NÖ Landesregierung. (2020). *Widmungsart Grünland-Photovoltaikanlagen: Ein Leitfaden zur Ausweisung im Flächenwidmungsplan*. Von <https://www.umweltgemeinde.at/download/?id=4269> abgerufen

Anca-Couce, A., Hochenauer, C., & Scharler, R. (1. 1 2021). Bioenergy technologies, uses, market and future trends with Austria as a case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 135, S. 110237. doi:10.1016/j.rser.2020.110237

Angenendt, G., Zurmühlen, S., Mir-Montazeri, R., Magnor, D., & Sauer, D. (11 2016). Enhancing Battery Lifetime In PV Battery Home Storage System Using Forecast Based Operating Strategies. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.100>. Energy Procedia, Volume 99, Pages 80-88, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, Düsseldorf, German.

Anonyme Bankenauskunft. (2021). Persönliche Korrespondenz (Telefon, Email).

Anonyme Großverbraucher. (2021). *Vertrauliche Stromrechnung*.

APG. (2019). *Statistik der Netzregelung in der Regelzone APG*. Von <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/statistik> abgerufen

APG. (2022). *Erzeugung*. Von <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz/erzeugung> abgerufen

- AURES II. (24. März 2021). *AUctions for Renewable Energy Support II*. Von <http://aures2project.eu/> abgerufen
- Austrian Energy Agency. (25. 03 2022). *Österreichischer Strompreisindex - ÖSPI*. Von <https://www.energyagency.at/fakten-service/energiepreise/strompreisindex.html> abgerufen
- AuWiPot. (2011). *Windatlas und Windpotentialstudie Österreich*. Von www.windatlas.at abgerufen
- aws. (2021). *aws Investitionsprämie*. Von <https://www.aws.at/corona-hilfen-des-bundes/aws-investitionspraemie/> abgerufen
- BMF. (24. 2 2014). *Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen - Photovoltaikerlass*. Von Bundesministerium für Finanzen: https://www.pvaustria.at/wp-content/uploads/2014-02-24-Erlass-Steuerliche-Beurteilung-PV-Anlagen_2.pdf abgerufen
- BMF. (6. Mai 2021). *Einkommensteuerrichtlinien 2000 - Wartungserlass 2021*. Bundesministerium für Finanzen.
- BMK. (2020). *Innovative Energietechnologien in Österreich: Marktentwicklung 2020*. Von https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/marktentwicklung-2020_web.pdf abgerufen
- BMLFUW. (2017). *Nationaler Gewässerbewirtschaftungsplan 2015*. Wien: Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, Sektion IV Wasserwirtschaft.
- BMWi. (2015). *Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien*. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/photovoltaik-freiflaechenausschreibungsverordnung.pdf?__blob=publicationFile&v=9 abgerufen
- e3 consult. (2015). *Ausgleichsenergiekosten der Ökostrombilanzgruppe für Windkraftanlagen*. Von <https://www.e3->

consult.at/files/projekte/2015_Ausgleichsenergiekosten_der_Oekostrombilanzgruppe_fuer_Windkraftanlagen_UPDATE_2015-print.pdf abgerufen

E3M - Lab. (18. März 2021). *The PRIMES Model*. Von

http://www.e3mlab.eu/e3mlab/index.php?option=com_content&view=category&id=35%3Aprimes&Itemid=80&layout=default&lang=en abgerufen

E-Control. (2016a). *Konsultationsentwurf Tarife 2.0*. Von

https://news.wko.at/news/oesterreich/Konsultationsentwurf_Tarife-2-0_Strom.pdf abgerufen

E-Control. (2016b). *Leitfaden Netzanschluss*. Von [https://www.e-](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/e-control-leitfaden-netzanschluss-2016.pdf/fd727695-94d7-4a95-bcdf-1695dab0a16e?t=1468230491062)

[control.at/documents/1785851/1811582/e-control-leitfaden-netzanschluss-2016.pdf/fd727695-94d7-4a95-bcdf-1695dab0a16e?t=1468230491062](https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/e-control-leitfaden-netzanschluss-2016.pdf/fd727695-94d7-4a95-bcdf-1695dab0a16e?t=1468230491062) abgerufen

E-Control. (2017a). *Betreiberdatenerhebung Einspeisetarife 2017*. Wien.

E-Control. (2017b). *SO-Guideline*. Von <https://www.e-control.at/so-guideline> abgerufen

E-Control. (2019a). *Betreiberdatenerhebung Einspeistarife 2019*. Wien.

E-Control. (2019b). *Bestandsstatistik*. Von [https://www.e-](https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik)

[control.at/statistik/strom/bestandsstatistik](https://www.e-control.at/statistik/strom/bestandsstatistik) abgerufen

E-Control. (2019c). *TOR*. Von <https://www.e-control.at/recht/marktregeln/tor> abgerufen

E-Control. (2021a). *Aliquote Aufwendungen für Ausgleichsenergie*. Von [https://www.e-](https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/ausgleichsenergie-aufwendungen/aliquote-aufwendungen?inheritRedirect=true)

[control.at/statistik/oeko-energie/ausgleichsenergie-aufwendungen/aliquote-aufwendungen?inheritRedirect=true](https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/ausgleichsenergie-aufwendungen/aliquote-aufwendungen?inheritRedirect=true) abgerufen

E-Control. (2021b). *Netztarife 2.1: Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den*

Stromnetzbereich. Abgerufen am 29. Jänner 2021 von <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/Tarife-2-1-FINAL.pdf/3e134015-937a-3a83-bb6a-c01a9517e48d?t=1610623266363>

E-Control. (2021c). *Tarifkalkulator Industrie & Gewerbe*. Von [https://www.e-](https://www.e-control.at/industrie/service-beratung/gewerbe-tarifkalkulator#/)

[control.at/industrie/service-beratung/gewerbe-tarifkalkulator#](https://www.e-control.at/industrie/service-beratung/gewerbe-tarifkalkulator#/)/ abgerufen

- E-Control. (2021d). *Tarifkalkulator Konsumenten*. Von <https://www.e-control.at/konsumenten/service-und-beratung/toolbox/tarifkalkulator#/abgerufen>
- E-Control. (2021e). *Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen. TOR Begriffe: Begriffsbestimmungen, Erläuterungen, Quellenverweise*. Von https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/TOR_Begriffe_V1.0.pdf/5a03432e-19acd00c-880f-3a73f7195aa6?t=1611832700063 abgerufen
- E-Control. (2021f). *Ökostromstatistik. Anlagenstatistik*. Von <https://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/anlagenstatistik> abgerufen
- E-Control. (2021g). *Betreiberdatenerhebung 2021*. Wien.
- E-Control. (2021h). *Erläuterungen zur Herkunftsnachweispreis-Verordnung 2021 (HKN-V 2021)*. E-Control.
- E-Control. (2021i). *Dokumentation zum Betriebskostenzuschlag 2021*.
- E-Control. (2021j). *Jährlicher Bericht über die Ökostromentwicklung*. Abgerufen am 18. 02 2022 von https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control_Oekostrombericht_2021_Final.pdf/d04142ba-cd89-5422-2972-fe721f90cd2a?t=1635952429306
- E-Control. (2021k). *Ökostrombericht 2021*. Von https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control_Oekostrombericht_2021_Final.pdf/d04142ba-cd89-5422-2972-fe721f90cd2a?t=1635952429306 abgerufen
- E-Control. (2021l). *Preisentwicklungen - Jahresreihen*. Von <https://www.e-control.at/statistik/strom/marktstatistik/preisentwicklung> abgerufen
- E-Control. (2022a). *Netznutzungsentgelt. Übersicht Systemnutzungstarife 2022*. Von <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/netzentgelte/netznutzungsentgelt> abgerufen

- EEX. (2022). *Marktdaten Strom Futures*. Von <https://www.eex.com/de/marktdaten/strom/futures> abgerufen
- Energie Kompass GmbH. (2017). *Sonnenkraftwerk Burgenland. Anlagenüberwachung Volksschule Neckenmark. Datenauszug aus dem digitalen Anlagenmonitoring*.
- Energiewerkstatt. (2021). Von www.energiewerkstatt.at abgerufen
- Energy Brainpool. (2019). *Energy BrainBlog*. Von Energy BrainBlog: <https://blog.energybrainpool.com/eu-energy-outlook-2050-wie-entwickelt-sich-europa-in-den-naechsten-30-jahren/> abgerufen
- ENTSO-E. (2021). *ENTSO-E Transparency Platform*. Von <https://transparency.entsoe.eu/> abgerufen
- ENTSO-E. (2022). *ENTSO-E Transparency Platform*. Von ENTSO-E Transparency Platform: <https://transparency.entsoe.eu/> abgerufen
- Europäische Kommission. (17. September 2020). *Impact assessment (Part 2 of 2) accompanying the document Stepping up Europe's 2030 climate ambition - Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people; Commission Staff Working Document, SWD(2020) 176 final*.
- Europäische Zentralbank. (2022a). *Combined monetary policy decisions and statement. 10 March 2022*. Verfügbar unter <https://www.ecb.europa.eu/press/pressconf/2022/html/ecb.is220310~1bc8c1b1ca.en.html>.
- Europäische Zentralbank. (2022b). *ECB staff macroeconomic projections for the euro area. March 2022*. Verfügbar unter https://www.ecb.europa.eu/pub/projections/html/ecb.projections202203_ecbstaff~44f998dfd7.en.html.
- Filippini, M., & Geissmann, T. (2014). *Kostenstruktur der und Kosteneffizienz der Schweizer Wasserkraft. Studie erstellt im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)*. ETH Zürich, Centre for Energy Policy and Economic (CEPE).

FNR. (2012). *Leitfaden Bioenergie, Kapitel 5 Kosten und Wirtschaftlichkeit*.

<https://mediathek.fnr.de/leitfaden-bioenergie/book/book05.pdf>.

FNR. (2021). *Biogas-Messprogramm III*. Von

https://www.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Mediathek/bmp_2020_web_stand2021.pdf abgerufen

Fraunhofer ISE. (2021). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Von

<https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> abgerufen

Handelsblatt. (2021). *Statistiken zum Indizes: Swap EUR (20 Jahre) | ISIN XC0006169004 |*

WKN EUIRS20J. Von Handelsblatt:

<https://finanzen.handelsblatt.com/5786099/swap-eur-20-jahre> abgerufen

Heinrich, N. (06 2018). *Diplomarbeit: Entwicklung des österreichischen Kraftwerksparks und wirtschaftliche Betrachtung von Grundlast-Photovoltaikanlagen*. Von

https://forschung.boku.ac.at/fis/suchen.hochschulschriften_info?sprache_in=de&menue_id_in=107&id_in=&hochschulschrift_id_in=17324 abgerufen

Hoffstede, U., Beil, M., Beyrich, W., Hahn, H., Kasten, J., Krautkremer, B., . . . Holzhammer, U. (2019). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II a: Biomasse. Endbericht*.

Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/fraunhofer-ise-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7 abgerufen

Hruby, J. (2015). *Pellets Price Analysis by Means of Cointegration*. Wien. Von

<https://repositum.tuwien.at/bitstream/20.500.12708/2819/2/Pellets%20price%20analysis%20by%20means%20of%20cointegration.pdf> abgerufen

Huld, T., & Pinedo-Pascua, I. (2019). *PVGIS, Institute for Energy and Transport, Renewable Energy Unit*. Von European Commission • Joint Research Centre:

<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/> abgerufen

IEA PVPS Task 15. (2021). *IEA PVPS Task 15 - Enabling Framework for the Development of BIPV*. Von <https://iea-pvps.org/research-tasks/enabling-framework-for-the-development-of-bipv/> abgerufen

IG Holzkraft. (2021). *Anlagenstatistik Biomasse*.

IG Windkraft & Oesterreichs Energie. (2021). Umfangreiche Datensammlung zu 22 repräsentativen Beispielprojekten der künftigen Windkraftnutzung. IG Windkraft & Oesterreichs Energie.

IG Windkraft. (2. November 2021). *Stellungnahme der IG Windkraft zur Besprechung THEMA WINDKRAFT vom 22. Oktober 2021 im BMK*.

IG Windkraft. (2015). *Kosten für die Windenergie aus dem Netz*.

IG Windkraft. (27. Oktober 2020). *Erneuerbaren-Ausbau-Paket Stellungnahme*. Von <https://www.igwindkraft.at/mmedia/download/2020.10.22/1603391014869187.pdf> abgerufen

Institut Luxembourgeois de Régulation. (2021). *Auction Results*. Von <https://auction.grexel.com/ilr/public/auctionResults> abgerufen

IRENA. (2020). *Renewable Power Generation Cost in 2019*. International Renewable Energy Agency.

Jordan, D., & Kurtz, S. (2012). *NREL*. Von Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review: <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf> abgerufen

JRC. (2017). *Best Available Techniques (BAT) reference document for large combustion plants: Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (integrated pollution prevention and control)*. LU: Publications Office. Von <https://data.europa.eu/doi/10.2760/949> abgerufen

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., Esterl, T., Leimgruber, F., & Brunner, H. (2012). *Pumpspeicher Römerland*. Von http://www.energiepark.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/INREN/Pumpspeicher_Roemerland.pdf abgerufen

Kleinwasserkraft Österreich. (2021a). Erhebungsdaten Kleinwasserkraft.

Kleinwasserkraft Österreich. (2021b). *Persönliche Korrespondenz (Telefon, Email)*.

KLIEN. (2021). *Photovoltaik-Anlagen 2020-2022*. Von <https://www.klimafonds.gv.at/call/photovoltaik-anlagen-2022/> abgerufen

Klima- und Energiefonds. (2013). *Photovoltaik-Zubau 2013 – ein neuerliches Rekordergebnis*. Von <https://www.klimafonds.gv.at/press/bilanz-photovoltaik-jahr-2013/> abgerufen

Kost C., S. S. (2018). *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme.

KPC. (März 2021). Kommunalkredit Public Consulting GmbH. *Persönliche Korrespondenz (Telefon, Email)*.

Krey, V., Masera, O., Blanford, G., Bruckner, T., Cooke, R., Fisher-Vanden, K., . . . Zwickel, T. (2014). Annex II: Metrics & Methodology. (C. U. Press, Hrsg.) *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Von https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-ii.pdf abgerufen

LEAFS. (2019). *Final Report: Projekt LEAFS*. Von <https://www.energieforschung.at/projekte/284/integration-of-loads-and-electric-storage-systems-into-advanced-flexibility-schemes-for-lv-networks> abgerufen

Lenz, K., Bomberg, C., Grundmann, R. A., Hönniger, S., Brauns, P., Früh, S., . . . Zöll, J. (2018). *Strommarkt 2050. Analyse möglicher Szenarien der Entwicklung des deutschen und mitteleuropäischen Strommarktes bis zum Jahr 2050*. Erfurt: Fachhochschule Erfurt.

- LK OE. (18. März 2021). *Holzmarktbericht der LK Österreich | Landwirtschaftskammer - Holz*. Von <https://www.lko.at/märz-2021-holzmarktbericht-der-lk-österreich+2500+3378259> abgerufen
- Luthander, R., Widén, J., Nilsson, D., & Palm, J. (15. 03 2015). <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.12.028>. *Photovoltaic self-consumption in buildings: A review*. Applied Energy, Volume 142, Pages 80-94.
- Netz Niederösterreich. (2021). *Persönliche Korrespondenz (Email)*.
- next Kraftwerke. (2021). *Was ist die Managementprämie?* Von <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/managementpraemie> abgerufen
- Nyholm, E., Goop, J., Odenberger, M., & Johnsson, F. (1. 12 2016). Solar photovoltaic-battery systems in Swedish households – Self-consumption and self-sufficiency. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.172>. Applied Energy, Volume 183, Pages 148-159.
- OEBV. (2019). *Basisdaten 2019 Bioenergie*. Von https://www.biomasseverband.at/wp-content/uploads/Basisdaten_Bioenergie_2019.pdf abgerufen
- OeMAG. (2021a). *Ausgleichsenergie Ökobilanzgruppe*. Von <https://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/ausgleichsenergie/oekobilanzgruppe/> abgerufen
- OeMAG. (2021b). *Investitionsförderung*. Von <https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/investitionsfoerderung/> abgerufen
- OeMAG. (2021c). *Häufig gestellte Fragen: Eigenversorgungsanteil & Tarifförderung Informationsblatt*. Von https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/photovoltaik/FT_FAQ_Begriffsbestimmungen_und_EVA_V05.pdf abgerufen
- OeMAG. (2021d). *OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom*. Abgerufen am 23. Februar 2021 von Webseite: <https://www.oem-ag.at/de/>
- OeMAG. (2021e). *Stromhändler*. Von <https://www.oem-ag.at/de/marktteilnehmer/stromhaendler/> abgerufen

OeMAG. (2021f). *Tarifförderung Photovoltaik*. Von <https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/tarifforderung/> abgerufen

OeMAG. (2021g). *Datenerhebung Photovoltaik*.

OeMAG. (2021h). *Datenerhebung Holzkraftwerke*.

OeMAG. (2021i). *Statistische Daten zu Investitionszuschüssen Kleinwasserkraft und Mittlere Wasserkraft*. Wien. Wien.

OeMAG. (2021j). *Statistische Daten zum Windenergieanlagenbestand*. Wien.

OeMAG. (2021k). *Datenerhebung Photovoltaik-Stromspeicher*.

Oesterreichs Energie. (März 2021). *Spezifische Kosten kleine und mittlere Wasserkraft*. Wien.

Österreichische Energieagentur klima:aktiv energieholz. (2009). *Empfohlene Umrechnungsfaktoren für Energieholzsortimente bei Holz- bzw. Energiebilanzberechnungen*. Wien. Von *Empfohlene Umrechnungsfaktoren für Energieholzsortimente bei Holz- bzw. Energiebilanzberechnungen* abgerufen

Österreichische Nationalbank. (2021). *Zinssätze und Wechselkurse. Zeitreihen zum Euro*. Von <https://www.oenb.at/zinssaetzwchselkurse/zinssaetzwchselkurse?mode=zeitreihenzumeuro> abgerufen

Photovoltaic Austria, & Essletzbichler, F. (05 2021). *Steuer-Ratgeber für den Betrieb von Photovoltaikanlagen*. Von 3. Auflage: https://pvaustria.at/wp-content/uploads/2021-05-Steuerleitfaden-Auflage_3.pdf abgerufen

Photovoltaic Austria, & Essletzbichler, F. (kein Datum). *Steuer-Ratgeber für den Betrieb von Photovoltaikanlagen*. Von <https://pvaustria.at/wp-content/uploads/2021-04-Steuerleitfaden.pdf> abgerufen

photovoltaik4all. (2021). *Fronius PV Wechselrichter*. Von <https://www.photovoltaik4all.de/fronius-wechselrichter?p=2> abgerufen

Proidl, H., & Sorger, M. (2017). *Gutachten Einspeisetarife für Ökostromanlagen für die Jahre 2018 und 2019*. Wien.

Proidl, H., & Sorger, M. (2019). *Gutachten Einspeisetarife für Ökostromanlagen 2020/2021, nicht veröffentlicht*. Wien.

PV Austria. (2022). *Daten & Fakten*. Von <https://pvaustria.at/presseberichte/> abgerufen

PV-FRL. (2020). *Förderrichtlinien für die Gewährung von Investitionszuschüssen gemäß §27a Ökostromgesetz 2012 für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher*. Von https://www.oem-ag.at/fileadmin/user_upload/Dokumente/gesetze/PV-FRL_2020.pdf abgerufen

Resch G. et al. (2021). *Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des EAG - Vorläufiger Endbericht mit Stand November 2021*. Wien, Österreich: Eine Studie der TU Wien in Kooperation mit AIT und Fraunhofer ISI im Auftrag des BMK.

Resch, G., Liebmann, L., & Schöniger, F. (2019). *Mission#Impact - Ökonomische Neubewertung des Ausbaus und des resultierenden Investitions- und Förderbedarfs erneuerbarer Energien in Österreich. Eine Studie durchgeführt von TU Wien für Oesterreichs Energie*. Wien.

Roth et al. (2021). *Renewable energy financing conditions in Europe: survey and impact analysis*. www.ares2project.eu: Horizon 2020 project AURES II.

Scheftelowitz, M., Lauer, M., Trommler, M., Barchmann, T., & Thrän, D. (2016). *Entwicklung eines Ausschreibungsdesigns für Biomasse im Rahmen des EEG 2017*.

Statistik Austria. (18. März 2021a). *Land- und Forstwirtschaftliche Erzeugerpreise 2014 bis 2020*. Von https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/land_und_forstwirtschaft/preise_bilanzen/preise/index.html abgerufen

Statistik Austria. (2022b). *Baupreisindex*. Abgerufen am 09. 11 2021 von Baupreisindex für den Hoch- und Tiefbau gesamt, frühere Zeitreihen verkettet: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/preise/baupreisindex/index.html

- Statistik Austria. (2022a). Erzeugerpreisindex für unternehmensnahe Dienstleistungen. https://www.statistik.at/web_de/statistiken/wirtschaft/preise/erzeugerpreisindex_produzierender_bereich/zeitreihen_und_verkettungen/index.html.
- SUPSI. (2020). *BIPV Status Report 2020*. Von https://solarchitecture.ch/wp-content/uploads/2021/02/BIPV_Status_Report.pdf abgerufen
- Theissing, M. (2016). *Referenzkosten von Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen. Aktualisierung 2015*. Graz.
- Transparent Marktplatz Handels GmbH. (2021). *Herkunftsnachweise.at*. Von www.herkunftsnachweise.at abgerufen
- ValueTrust. (2022). *Gutachtliche Stellungnahme zur kapitalmarktkonformen Ermittlung gewichteter Gesamtkapitalkosten für Erzeuger erneuerbaren Stroms*. Eine Studie im Auftrag von Oesterreichs Energie. Wien, März 2022.
- Verbund AG. (2020). *Integrierter Geschäftsbericht 2019*. Wien: Verbund AG.
- Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend über die Angabe und Definition der Benützungsorten und Nutzungen im Grenzkataster (Benützungsorten-Nutzungen-Verordnung – BANU – V) (2010). Von <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20006750> abgerufen
- Wagenhäuser, M. (2020). *Fördermechanismen für erneuerbaren Energien in Frankreich*. DFBEW.
- Wallasch A. et al. (2019). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz - Teilvorhaben II e): Wind an Land*. Deutsche WindGuard - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).
- Weniger, J., Bergner, J., Tjaden, T., & Quaschnig, V. (16. 10 2014). Economics of residential PV battery systems in the self-consumption age. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC 2014).

Windparkbetreiber. (2021). *Persönliche Korrespondenz (Telefon, Email)*.

Winkelmeier, H. (07. 05 2021). Expertenbefragung zum Thema Windkraftanlagen kleinerer bis mittlerer Leistung. (G. Resch, Interviewer)

WKO. (2017). *Steuerliche Beurteilung von Photovoltaikanlagen*. Von <https://www.wko.at/service/umwelt-energie/steuerliche-beurteilung-von-photovoltaikanlagen.html> abgerufen

WKO. (2022). *Kleinunternehmerregelung: FAQ*. Von [https://www.wko.at/service/steuern/Kleinunternehmerregelung-\(Umsatzsteuer\).html](https://www.wko.at/service/steuern/Kleinunternehmerregelung-(Umsatzsteuer).html) abgerufen

World Bank. (11. März 2022). *World Bank Commodities Price Date (The Pink Sheet)*. www.worldbank.org/commodities.

ZSW. (03 2019a). *Abschlussbericht: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie*. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7 abgerufen

ZSW. (2019b). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz*. Von https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7 abgerufen

Abkürzungen

Abk.	Abkürzung
Art.	Artikel
azW	Anzulegender Wert
BIPV	Bauwerksintegrierten Photovoltaik
BNG	Brennstoffnutzungsgrad
BNR	Beschluss des Nationalrats
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EK	Eigenkapital
EPL	Engpassleistung
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
FFA	Freiflächenanlage
FK	Fremdkapital
GA	Gebäudeanlage
GIPV	Gebäudeintegrierten Photovoltaik
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HKN	Herkunftsnachweise
KF	Korrekturfaktor
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelized Costs of Electricity
MW	Megawatt
MW/kW _{el}	Megawatt/Kilowatt elektrisch
MW/kW _p	Megawatt/Kilowatt peak
MWh	Megawattstunde

NE	Netzebene
OeMAG	Ökostromabwicklungsstelle
ÖSG	Ökostromgesetz
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RAV	Regelarbeitsvermögen
RE	Referenzertrag
RV	Regierungsvorlage
SE	Standortertrag
SG	Standortgüte
SN	Schlüsselnummer
TWh	Terrawattstunde
UFG	Umweltförderungsgesetz
usw.	und so weiter
VLH	Volllaststunden
VO	Verordnung
WACC	Weighted average cost of capital
WKA	Windkraftanlage

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

**Fachliche Betreuung und Gesamtkoordination: Abteilung VI/5 – Erneuerbare Energie
und Strom**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 1 711 62 65-0

[bmk.gv.at](https://www.bmk.gv.at)