

# Diskussion EAG Fördermodell

## 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

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

## BUNDESGESETZBLATT FÜR DIE REPUBLIK ÖSTERREICH

---

Jahrgang 2022

Ausgegeben am 4. Oktober 2022

Teil II

---

369. Verordnung: EAG-Marktprämienverordnung 2022

---

369. Verordnung der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie zur Gewährung von Marktprämien nach dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz für die Jahre 2022 und 2023 (EAG-Marktprämienverordnung 2022 – EAG-MPV 2022)

# Definition Normparameter

## Auswahl Normanlage - Standard

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

Hersteller	Type	Leistung	RD	Rotorfläche	Spezifische Leistung
		[kW]	[m]	[m <sup>2</sup> ]	[W/m <sup>2</sup> ]
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

Mittel aus 13 betrachteten Windkraftanlagen:

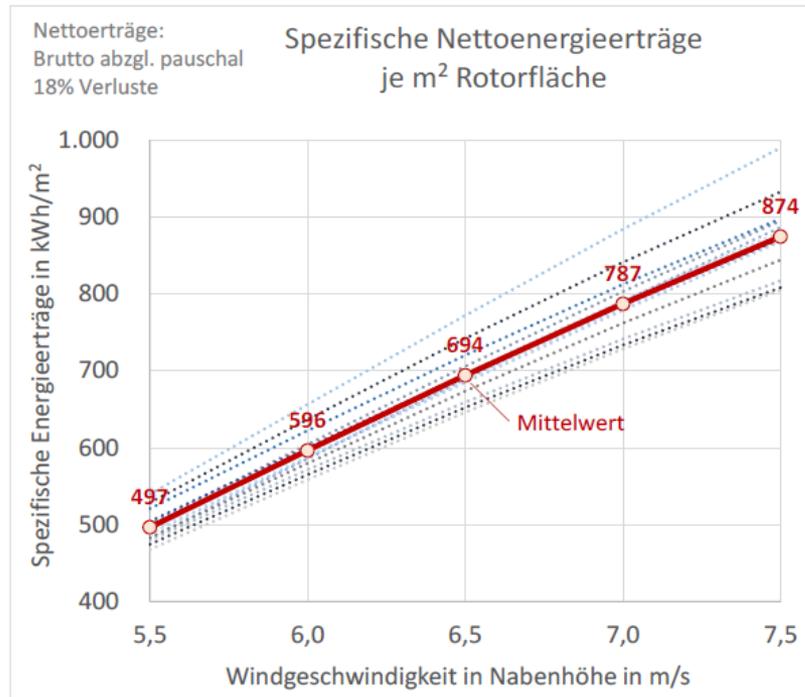
- 139 m Rotordurchmesser
- 4,2 MW Nennleistung
- 277 W/m<sup>2</sup> spezifische Generatorleistung
- 135 m Nabenhöhe

# Definition Normparameter

## Auswahl Normstandort

Vmed Nabhöhe: **6,5 m/s**

Spezifischer Nettoertrag (P50): **694 kWh/m<sup>2</sup>**



### Ermittlung P50:

Nettoertrag = Bruttoertrag abzüglich 8%  
technische Verluste und 10%  
Parkwirkungsgrad

**2.511 Volllaststunden am Normstandort**

#### Spezifikation der Berechnung:

Seehöhe 400m

Temperatur 15°

Bruttoberechnung: Ohne  
Windparkabschattung und elektr.  
Verluste, 100% Verfügbarkeit

Nettoberechnung: Abzug von  
pauschal 18% Verluste

Berechnung mit Rayleighverteilung

Abbildung 34: Spezifische Nettostromerträge je m<sup>2</sup> Rotorkreisfläche repräsentativer, dem Stand der Technik entsprechender WKA-Typen in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (plus Spezifikation der zugrundeliegenden Berechnung)

# Erzeugungskosten Berg

## Modellerweiterung Bergzuschlag

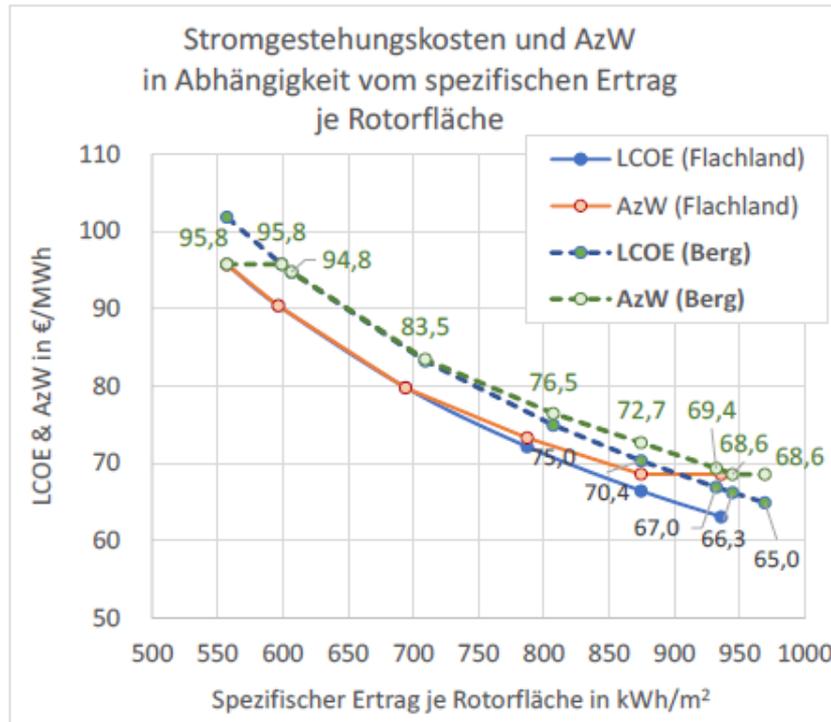


Abbildung 39: Stromgestehungskosten und azW einer „Normanlage Berg“ in Abhängigkeit vom spezifischen Ertrag je Rotorkreisfläche gemäß der im Basismodell empfohlenen Standortdifferenzierungsmethodik zuzüglich der entwickelten Modellerweiterung zwecks Ausgleichs der seehöhenspezifischen Ertragsminderung

Zuschlag auf Normstandort ab einer Seehöhe von 1.400 m:

**5,08 bis 7,07% des azW**

Zwischen 400 und 1.400 m:

**Lineare Interpolation**

# Marktprämie Normstandort

(mit und ohne Bergzuschlag - bezogen auf den Höchstgebotswert)

## EAG-Marktprämienrechner

### Eingabewerte

Gebotswert: **82,20** [EUR/MWh]

Seehöhe: **1.500** [m]

Jahresertrag: **694** [kWh/m<sup>2</sup>]

### Ergebnis EAG

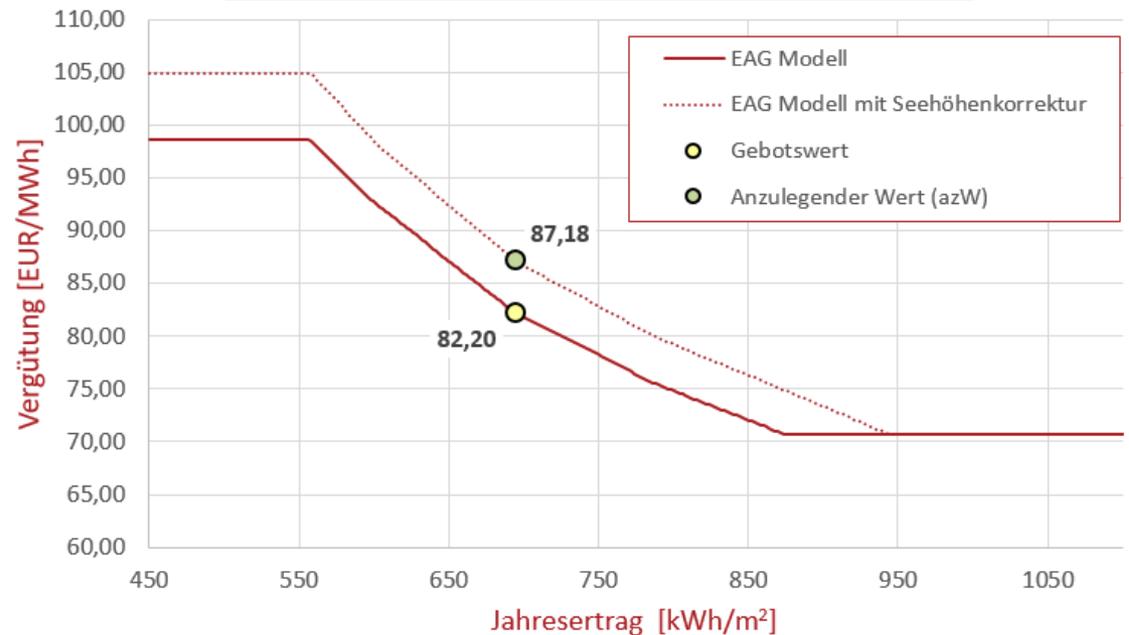
Korrekturfaktor: **6,06** [%]

Anzulegender Wert (azW): **87,18** [EUR/MWh]

Siehe Infoblatt für Erläuterungen

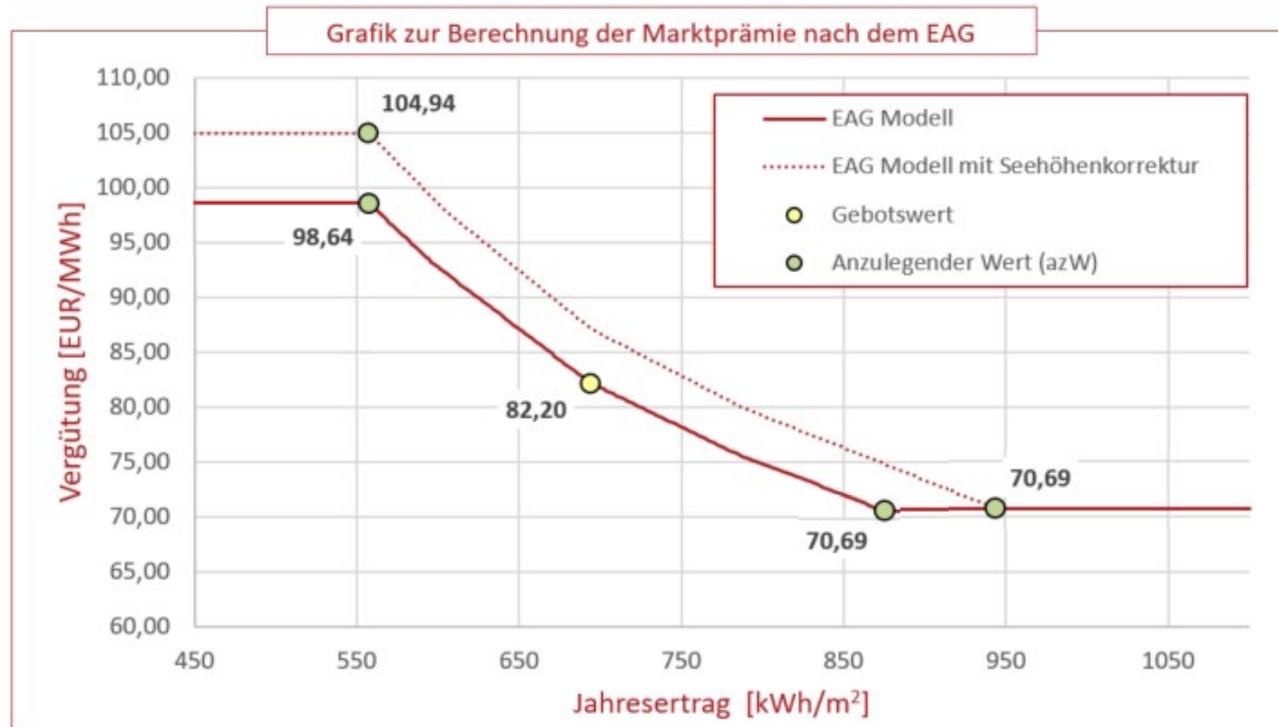


### Grafik zur Berechnung der Marktprämie nach dem EAG



# Bandbreite für Marktprämien

(bezogen auf den Höchstgebotswert von EUR 82,20/MWh)



Maximum Flachlandstandort (<557 kWh/m<sup>2</sup> + <400m)

**98,64 €/MWh**

Maximum Bergstandort (<557 kWh/m<sup>2</sup> und >1.400m)

**104,94 €/MWh**

Minimum (Flachland > 874,5 kWh/m<sup>2</sup> / Berg >944,6 kWh/m<sup>2</sup>)

**70,69 €/MWh**

## Erläuterungen zum EAG-Marktprämienrechner

Begriff	Erläuterung	Quelle
Höchstgebotswert	Jährlich per Verordnung gesondert für jede Technologie festzulegende Höchstgebotspreise in ct/kWh <b>Der Höchstgebotswert wurde für die Antragsstellung im Kalenderjahr 2022 auf 8,22 Cent/kWh festgelegt</b>	EAG, §18 (1) MPV 2022, §4 (1)
Gebotswert	Anzulegender Wert in ct/kWh, den der Bieter in seinem Gebot für den Normstandort angibt	EAG, § 20
Seehöhe	Auch Fußpunkthöhe oder Standorthöhe. Bezeichnet die Seehöhe der Oberkante des Fundaments einer Windkraftanlage bezogen auf das Adria-Mittel-Null. Bei mehreren Anlagen bezeichnet der Ausdruck den arithmetischen Mittelwert der Fußpunkthöhen aller Windkraftanlagen <b>Ab 400 m wird eine Seehöhenkorrektur durchgeführt, welche bei 1.400 m gedeckelt ist. Sie ist ein Teil des Korrekturfaktors</b>	EAG-MPV, § 2
Jahresertrag	Auch rotorkreisflächenspezifische Jahresstromproduktion (RJ). Die Jahresstromproduktion einer Windkraftanlage dividiert durch die Rotorkreisfläche. Bei mehreren Anlagen bezeichnet der Ausdruck die Summe der Jahresstromproduktionen der Anlagen dividiert durch die Summe der Rotorkreisflächen	EAG-MPV, § 2
Korrekturfaktor	Der von der Standorthöhe und der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion abhängige Auf- oder Abschlag in Form eines Prozentsatzes mit zwei Nachkommastellen, um den sich der anzulegende Wert für den Normstandort erhöht oder verringert	EAG, § 43 MPV 2022, § 7
Marktprämie	Mit der Marktprämie wird die Differenz zwischen dem durchschnittlichen Marktwert der erzeugten Elektrizität und den Produktionskosten der jeweiligen Technologie über eine Dauer von 20 Jahren ausgeglichen. Marktprämien werden im EAG über Ausschreibung oder auf Antrag gewährt	EAG, §§ 9, 10 und 11
Marktwert	Der Marktwert bzw. Referenzmarktwert ist von der Regulierungsbehörde am Beginn eines Monats zu veröffentlichen und dient als Grundlage zur Berechnung der Marktprämie.	EAG, §13

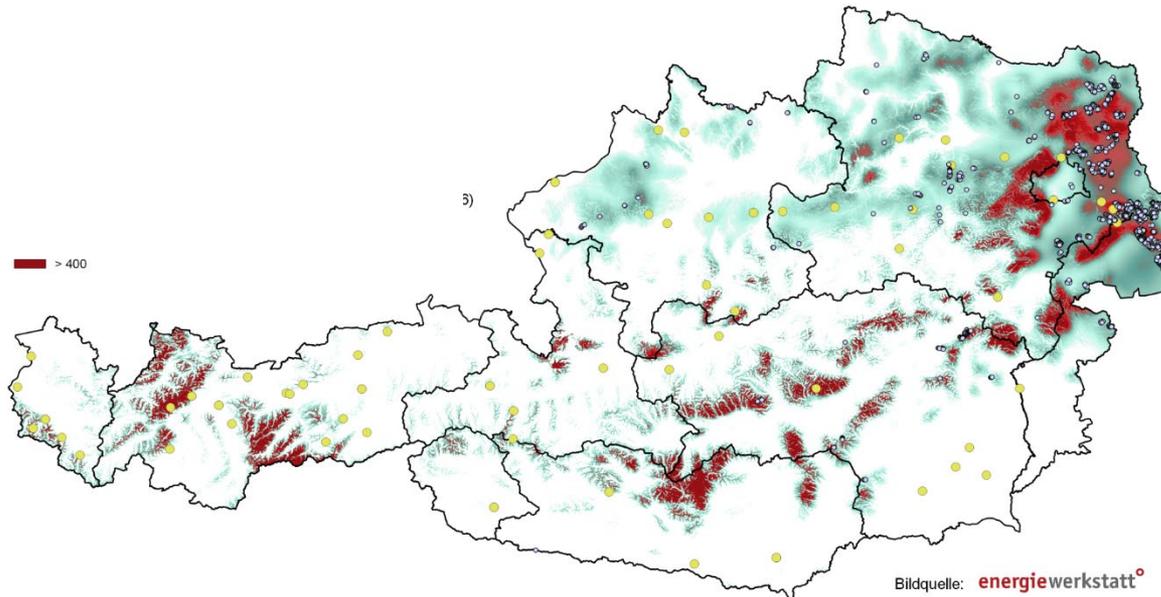
<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>

[https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA\\_2022\\_II\\_369/BGBLA\\_2022\\_II\\_369.html](https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_II_369/BGBLA_2022_II_369.html)

[https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:31ab5406-2c06-450c-94f7-e8950dc007f5/EAG\\_erlaeuterungen.pdf](https://www.bmk.gv.at/dam/jcr:31ab5406-2c06-450c-94f7-e8950dc007f5/EAG_erlaeuterungen.pdf)

## Marktprämie in Abhängigkeit von der Windgüte

Güteklasse	Vmed Nabenhöhe	Spez. Ertrag	Marktprämie Flachland	Marktprämie Berg
	[m/s]	[kWh/Jahr]	[€/MWh]	[€/MWh]
<b>A</b>	7,5	875	<b>70,69</b>	<b>74,87</b>
	7,0	787	<b>75,54</b>	<b>80,01</b>
<b>B</b>	6,5	694	<b>82,20</b>	<b>87,18</b>
<b>C</b>	6,0	597	<b>93,13</b>	<b>99,06</b>
	5,5	497	<b>98,64</b>	<b>104,94</b>





## 2. Abschnitt

### Bestimmungen zum Ausschreibungsverfahren

#### Höchstpreise

§ 4. (1) Die Höchstpreise in Cent pro kWh, bis zu denen Gebote in Ausschreibungen beachtet werden, werden für die Kalenderjahre 2022 und 2023 gemäß den §§ 18 Abs. 1 und 2, 38 und 44d EAG wie folgt festgelegt:

1. für neu errichtete und erweiterte Photovoltaikanlagen.....9,33 Cent/kWh;
2. für neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse..... 18,22 Cent/kWh;
3. für repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse ..... 17,47 Cent/kWh;
4. für neu errichtete und erweiterte Windkraftanlagen (Normstandort)..... 8,22 Cent/kWh;
5. für Wind- und Wasserkraftanlagen in gemeinsamen Ausschreibungen..... 8,50 Cent/kWh.

(2) Das Gebot für Windkraftanlagen gemäß Abs. 1 Z 4 muss sich auf den Normstandort beziehen.

### Gebotstermine und Ausschreibungsvolumen

§ 5. (1) Für das Kalenderjahr 2022 werden die Kalendertage, an denen die Frist für die Abgabe von Geboten für eine Ausschreibung abläuft (Gebotstermine) sowie das bei einem Gebotstermin zur Verfügung stehende Ausschreibungsvolumen wie folgt festgelegt:

Technologie	Gebotstermine	Ausschreibungsvolumen
Photovoltaikanlagen	13.12.2022	700 000 kW <sub>peak</sub>
Anlagen auf Basis von Biomasse	13.12.2022	7 500 kW <sub>el</sub>
Windkraftanlagen	13.12.2022	190 000 kW
Gemeinsame Ausschreibung (Wind- und Wasserkraftanlagen)	06.12.2022	20 000 kW

### Korrekturfaktor für Windkraftanlagen

§ 7. (1) Für Windkraftanlagen, die im Rahmen einer Ausschreibung gemäß § 40 EAG einen Zuschlag erhalten haben, ist ein Korrekturfaktor auf den Zuschlagswert gemäß § 43 EAG anzuwenden, der die standortbedingten unterschiedlichen Stromerträge der Windkraftanlage widerspiegelt und jährlich im Nachhinein auf Basis der tatsächlichen Jahresstromproduktion ermittelt wird.

(2) Der Korrekturfaktor (in Prozent) ermittelt sich aus der rotorkreisflächenspezifischen Jahresstromproduktion eines vollen Betriebsjahres.

(3) Für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe bis 400 Meter sind folgende Stützwerte anzuwenden, wobei zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten eine lineare Interpolation stattfindet:

RJ (in kWh/m <sup>2</sup> )	≤ 557,0	596,50	694,0	787,1	≥ 874,5
Korrekturfaktor (in %)	+20,00	+13,30	0,00	-8,10	-14,00

(4) Für Windkraftanlagen mit einer Standorthöhe ab 1 400 Meter erhöht sich der gemäß Abs. 3 ermittelte Korrekturfaktor additiv um nachfolgende Prozentsätze, wobei zwischen den jeweils benachbarten Stützwerten eine lineare Interpolation stattfindet:

RJ (in kWh/m <sup>2</sup> )	≤ 557,0	599,1	606,8	709,0	807,2	874,5	944,6
Erhöhung des Korrekturfaktors (in %)	+7,66	+7,07	+6,84	+5,92	+5,31	+5,08	0,00