

# **100 % Elektrizität aus Erneuerbaren Energiequellen bis 2030**

## **Szenarien zur Entwicklung des Unterstützungsvolumens**

**Wien, Dezember 2020**

## Inhaltsverzeichnis

1.	Hintergrund und Fragestellung .....	3
2.	Annahmen und Berechnungsmethodik .....	5
2.1.	Recherche Datengrundlagen zur Grafik aus der BMK-Präsentation .....	5
2.2.	Komponenten des Aufwands für die Förderungen .....	6
2.3.	Zubaumengen und Verteilung über die Jahre .....	8
2.4.	Vollaststunden .....	9
2.5.	Anzulegende Werte .....	10
2.6.	Höhe der Investitionszuschüsse .....	13
a)	PV (bis 500 kWp) + Speicher: (bis 50 kWh) (§55) .....	13
b)	Wasserkraft (Neue bis 1 MW oder Revitalisierung) (§ 56) .....	14
c)	Windkraft (20 kW – 1 MW) §57 .....	15
2.7.	Marktpreis .....	16
2.8.	Sonderfall: Marktpreis > Anzulegender Wert .....	17
2.9.	Sonderfall: 6 Stunden negative Day-Ahead-Preise .....	17
2.10.	Weitere in der „1 Milliarde“ Fördermittel enthaltene Positionen .....	18
a)	Fördermittel der Länder .....	19
b)	Annahme zu Kosten der EAG Abwicklungsstelle .....	20
c)	Weiterlaufendes Unterstützungsvolumen aus ÖSG-Verträgen und weitere der Ökostrom- Abwicklungsstelle laut § 42 ÖSG abzugeltdene Aufwendungen .....	20
2.11.	Ergebnisse der Variantenrechnungen .....	22
a)	Beispielhafte Ergebnisse ohne Berücksichtigung Zeitverzug .....	22
b)	Ergebnisse mit Berücksichtigung Zeitverzug .....	26
3.	Anhang 1 – Formulierungen Energie & Klimastrategie + Regierungsprogramm .....	28
4.	Anhang 2 - Ausschreibungs-/Vergabemengen lt § 31 ff EAG-Entwurf .....	30
5.	Anhang 3 - Szenarien der E-control (Ökostrombericht 2020) .....	31

**Diese Recherche wurde durch die Vereinigung der österreichischen Industrie finanziert**

### **Energieinstitut der Wirtschaft GmbH**

Webgasse 29/3 • A-1060 Wien

[www.energieinstitut.net](http://www.energieinstitut.net)

Bearbeitung: Sonja Starnberger

### **Wien, Dezember 2020**

Die bereitgestellten Inhalte wurden mit größter Sorgfalt recherchiert. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit sowie für jegliche Verwendung der enthaltenen Daten wird jedoch keine Haftung übernommen. Bei den in diesem Bericht verwendeten personenbezogenen Bezeichnungen gilt die gewählte Form für beide Geschlechter.

# 1. Hintergrund und Fragestellung

Das in der Energie- und Klimastrategie „mission2030“ wie auch im Regierungsprogramm postulierte „100 % Erneuerbaren-Ziel“ im Strombereich<sup>1</sup> sieht vereinfacht gesagt vor, in Österreich erneuerbaren Strom in einem Ausmaß zu generieren, das (bilanziell betrachtet) dem Stromverbrauch entspricht. Den Formulierungen in der Energie- und Klimastrategie „mission 2030“ war zu entnehmen, dass einige Ausnahmen, etwa für industrielle Eigenversorgung sowie Regel- und Ausgleichsenergie<sup>2</sup> bestünden, diese Mengen also bei der Zielberechnung in Abzug gebracht werden könnten. Aus dem Regierungsprogramm bzw. dem Begutachtungsentwurf des EAG sind diese Ausnahmen nicht mehr deutlich herauszulesen. Sie dürfen in die Festlegung des nunmehrigen Zielwerts von zusätzlich 27 TWh Stromproduktion aus Erneuerbaren Quellen im Jahr 2030 mit eingeflossen und in dieser Form berücksichtigt worden sein.

Als ein möglicher Erzeugungsmix zur Erreichung dieses Ziels werden dabei Zusatzkapazitäten von 11 TWh Photovoltaik, 10 TWh Windkraft, 5 TWh Wasserkraft und 1 TWh Biomasse genannt. Dies illustriert die folgende Grafik.

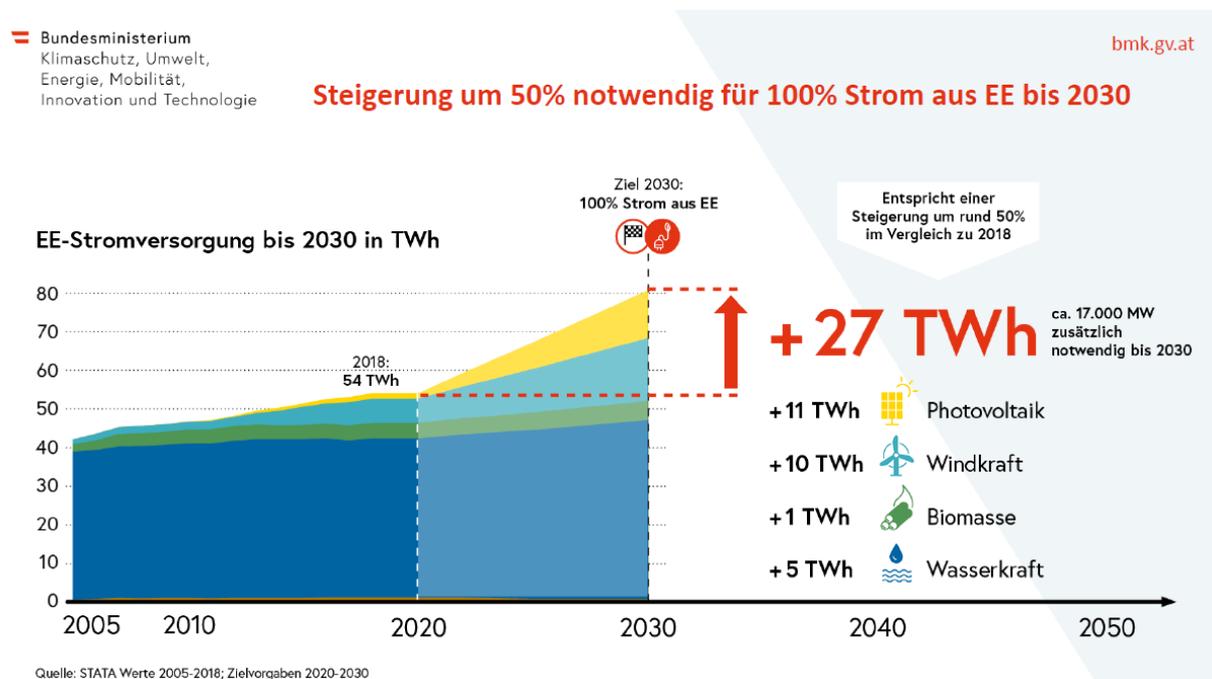


Abbildung 1: Szenario zur Erreichung des 100 % Erneuerbare-Ziels (Quelle: BMK bei Veranstaltung 9.10.2020)

Dieses Ziel ist eine Herausforderung für alle Akteure im Strombereich. Für die Umsetzung werden derzeit die rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen geschaffen, unter anderem durch das Gesetzespaket rund um das Erneuerbaren Ausbau-Gesetz (EAG), das am 16.9. 2020 in Begutachtung gegangen ist<sup>3</sup>.

Im Sinne des Wirtschaftsstandorts Österreich müssen die Lösungen nicht nur ökologisch nachhaltig sein, sondern sie müssen auch Versorgungssicherheit sowie Wettbewerbsfähigkeit und Leistbarkeit sicherstellen.

Ein wesentlicher Aspekt zur Erreichung dieser Ziele ist das Fördersystem: Die Investitionen in die zusätzlich benötigten Erzeugungskapazitäten von Strom aus erneuerbaren Quellen sollen durch Investitionsförderungen und Marktprämien ermöglicht werden. Die Aufbringung

<sup>1</sup> Die genaue Formulierung kann in Anhang 1 dieses Dokuments nachgelesen werden.

<sup>2</sup> Die genaue Formulierung kann in Anhang 1 dieses Dokuments nachgelesen werden.

<sup>3</sup> [https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME\\_00058/index.shtml#tab-Uebersicht](https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/ME/ME_00058/index.shtml#tab-Uebersicht)

der Mittel soll wie bisher im Wesentlichen durch die Energiekunden erfolgen. Um die Belastung für die Energiekunden in einem vertretbaren Rahmen zu halten, ist vorgesehen, **dass das Unterstützungsvolumen 1 Milliarde Euro pro Jahr im dreijährigen Durchschnitt nicht überschreiten soll**. Übersteigen die für Förderungen nach dem EAG und dem Ökostromgesetz 2012 erforderlichen jährlichen finanziellen Mittel im arithmetischen Mittel dreier aufeinanderfolgender Kalenderjahre den Betrag von 1 Milliarde Euro, sind die jährlichen Ausschreibungsvolumen, Vergabevolumen und Fördermittel nach aktuellem Vorschlag um das Ausmaß zu kürzen, um das das arithmetische Mittel die eine Milliarde Euro übersteigt. Die Kürzung ist auf die Folgejahre bis 2030 gleichmäßig zu verteilen.<sup>4</sup>

Der Kürzungsmechanismus greift laut Erläuterungen zum Gesetzesentwurf automatisch. Er kann jedoch vom Hauptausschuss des Nationalrates ausgesetzt werden, wenn die Kürzung die Erreichung der Ziele gefährden würde. Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat zu diesem Zweck dem Hauptausschuss die eintretende Kürzung und drohende Zielverfehlung bekanntzugeben, und vom Hauptausschuss eine Entscheidung darüber zu verlangen, ob die Kürzung vorgenommen oder davon abgesehen werden soll.

Ein möglicher Verlauf des Fördervolumens, den das BMK zur Illustration heranzieht, ist in der nachstehenden Grafik abgebildet:

## Klare und verbindliche Investitionsbedingungen und Kostentransparenz für Fördervolumen 2021-2050

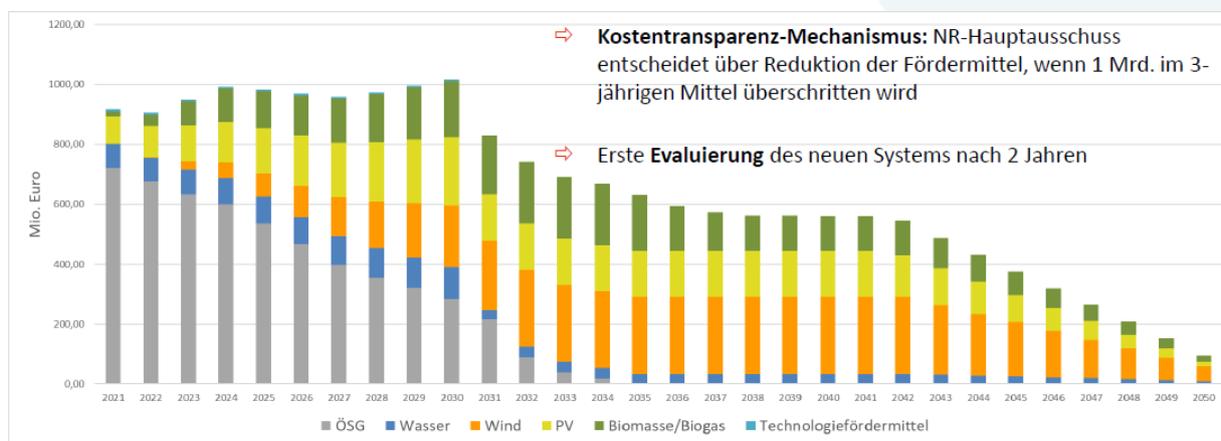


Abbildung 2 Fördervolumen 2021 - 2050 (Quelle: BMK-Präsentation bei Veranstaltung am 9.10.2020)

Ziel der vorliegenden Kurzanalyse ist, eine Einschätzung zu erleichtern, unter welchen Bedingungen es zu einer Überschreitung des angestrebten maximalen Unterstützungsvolumens kommen könnte. Zu diesem Zweck werden beispielhaft durch Variation mehrerer Parameter einige Szenarien skizziert.

<sup>4</sup> Vgl. § 7 EAG Begutachtungsentwurf

## 2. Annahmen und Berechnungsmethodik

### 2.1. Recherche Datengrundlagen zur Grafik aus der BMK-Präsentation

Die oben dargestellte Abbildung, die in einer Präsentation des BMK verwendet wurde, illustriert eine mögliche Entwicklung des Fördervolumens. Dieses bewegt sich in den Jahren 2021 – 2029, soweit mit freiem Auge ablesbar, in der Höhe zwischen 900 Mio. Euro und einer Milliarde Euro, nur im Jahr 2030 wird die Schwelle von einer Milliarde Euro geringfügig überschritten.

Eine weitere Abbildung aus derselben Präsentation (unten) zeigt die offenbar erwarteten kontrahierten Energiemengen. In dieser ist ebenfalls das Unterstützungsvolumen eingezeichnet. Allerdings liegen die Werte des Unterstützungsvolumens deutlich näher an einer Milliarde Euro, und dieser Wert wird bereits in den Jahren 2024 (etwa auf 1,03 Mrd. Euro) und 2025 leicht überschritten sowie dann in den Jahren 2029 und 2030 (ebenfalls etwa auf 1,03 Mrd. Euro). Die Ursache des Unterschieds ist aus den Beschriftungen nicht ersichtlich.

### Kontrahierte Energiemengen 2021-2030

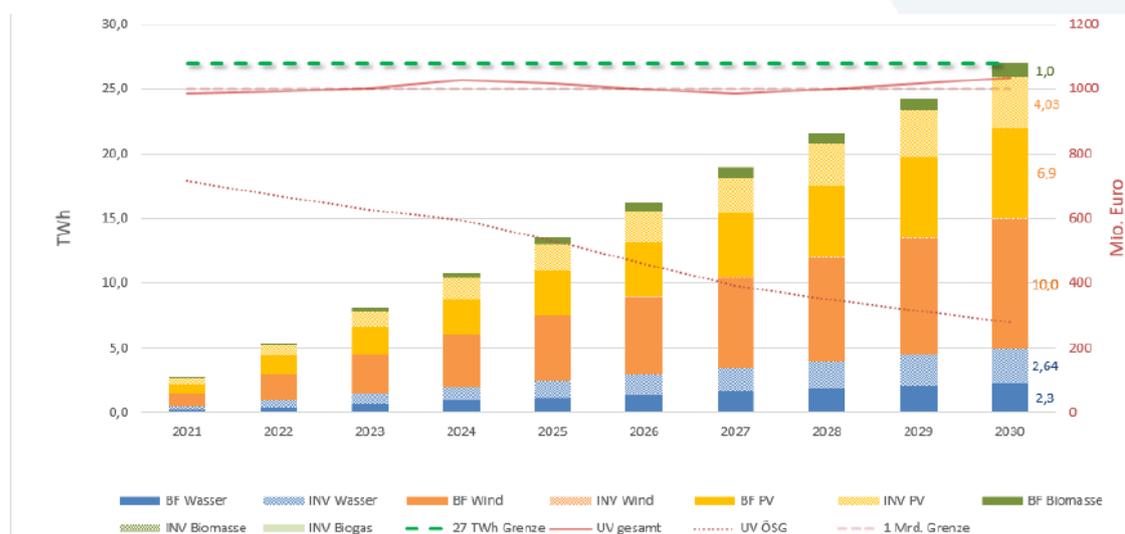


Abbildung 3 Kontrahierte Energiemengen und Unterstützungsvolumen (Quelle: BMK-Präsentation, 9.10.2020)

Es wurde zunächst versucht, aus den Begutachtungsunterlagen die Datengrundlage für diese Prognose zu ermitteln, um die getroffenen Annahmen transparent machen zu können.

Auf Seite 18 der Wirkungsorientierten Folgeabschätzung findet sich der Hinweis:

*„Als Basis für die Abschätzung der Auswirkungen dienen der geplante Ausbaupfad gemäß EAG und das Preis-/Mengengerüst des Gutachtens zur Förderbeitrags- und Ökostrompauschale-VO 2020, woraus sich ein erforderliches Unterstützungsvolumen von 904 Mio. Euro ergibt. Dieser Finanzierungsaufwand wird auf Basis der Verteilung der Einnahmen aus dem prognostizierten Netznutzungs- und Netzverlustentgelt 2020 den einzelnen Netzebenen zugeteilt (Quelle: Ökostromförderbeitragsverfahren 2020)“*

Diese Größenordnung korrespondiert gut mit der Grafik. Allerdings ist das genannte Gutachten vertraulich und war für die Erstellung der vorliegenden Abschätzung nicht verfügbar.

## 2.2. Komponenten des Aufwands für die Förderungen

Die Entwicklung des Unterstützungsvolumens bzw. Förderaufwands je nach Szenario ergibt sich aus der Summe mehrerer Elemente, die in den folgenden Tabellen anhand je eines Berechnungsbeispiels dargestellt sind.

- Der **obere gelbe Bereich** beinhaltet die **Abschätzungen für die Marktprämien**.

Hierfür wurden die Mindestkontingente, die laut EAG-Entwurf für jede Technologie jährlich zur Ausschreibung kommen sollen (siehe Abschnitt 0) mit den Vollaststunden der Technologien (Annahmen dazu in Abschnitt 2.4) multipliziert.

Die sich so ergebenden kontrahierten Mengen werden mit der Differenz aus dem „Anzuliegenden Wert“ (Annahmen siehe Abschnitt 2.5) und dem Marktpreis (Annahmen siehe Abschnitt 2.7) multipliziert.

- **Biomasse-Nachfolgeprämien** und **Biogas-Nachfolgeprämien** wurden in der Berechnung **nicht berücksichtigt**.

Diese würden die bereits genannten Ausschreibungs-/Vergabevolumina nicht beeinflussen, die Mittel wären also zusätzlich zu den dort vergebenen Kontingenten. Einen Zubau würden diese Mittel aber nicht auslösen, sondern eventuell eine Reduktion der Erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten durch Schließungen verhindern.

Hier könnten also gegenüber dem Szenario noch Beträge dazu kommen, wobei Biogas-Nachfolgeprämien nur für 1 Jahr ausbezahlt werden, und die Höhe beider Nachfolgeprämien nur mehr so hoch angesetzt sein soll, dass die laufenden Betriebskosten gedeckt werden, nicht aber die Investition/Finanzierung.

- **Freiwillige Umstiege aus dem Fördersystem gemäß Ökostromgesetz (ÖSG) in das neue System** laut § 53 EAG-Entwurf wurden ebenfalls **nicht berücksichtigt**.

Dies hat vermutlich eine leicht kostendämpfende Wirkung, da Anlagenbetreibende den Umstieg eher dann machen würden, wenn sie sich dadurch höhere Erlöse erwarten als im alten System.

Hier könnten also gegenüber dem Szenario noch geringe zusätzliche Beträge anfallen.

		Förderaufwand Zeitverlauf (*Marktpreis ist abgezogen)									
		Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
*Wind (mind)	MP, V (A)	32,0	62,0	93,0	124,0	137,5	150,0	140,0	160,0	180,0	200,0
*PV (mind)	MP, A	22,4	43,4	65,1	86,8	96,3	105,0	98,0	112,0	126,0	140,0
*Biomasse (0,5-5 MWel) (mind.)	MP, A	8,4	16,6	25,0	33,3	39,8	46,2	50,3	57,5	64,7	71,9
*Biomasse (bis 0,5 MW) (mind.)	MP, V	8,4	16,6	25,0	33,3	39,8	46,2	50,3	57,5	64,7	71,9
*Wasserkraft	MP, V	6,6	12,6	18,9	25,2	26,3	27,0	21,0	24,0	27,0	30,0
*Biogas	MP, V	1,2	2,3	3,5	4,7	5,6	6,6	7,4	8,4	9,5	10,5
Biomasse Nachfolgeprämie											
Biogas Nachfolgeprämie											
Wechsler aus ÖSG in MP	MP										
PV (bis 20 kW, mit-ohne Speicher)	IZ	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
PV (>20 - 100 kW, mit-ohne Speicher)	IZ	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
PV (>100 bis 500 kW, mit-ohne Speicher)	IZ	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Wasser bis 1 MW neu	IZ	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Wasser Revitalisierung	IZ	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Wind (20 kW bis 1 MW)	IZ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Technologieförderung Länder etc.	Pauschale	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Administrative Aufwendungen	Ann. Histo	9,2	9,4	9,5	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	11,0
Weiterlaufen aus ÖSG		720,0	677,5	637,5	600,0	535,0	465,0	395,0	352,5	315,0	282,5
<b>Summe</b>		<b>906,2</b>	<b>938,5</b>	<b>975,5</b>	<b>1.015,0</b>	<b>988,2</b>	<b>954,2</b>	<b>870,4</b>	<b>880,5</b>	<b>895,7</b>	<b>915,8</b>
<b>Dreijahresdurchschnitt</b>				<b>940,0</b>	<b>976,3</b>	<b>992,9</b>	<b>985,8</b>	<b>937,6</b>	<b>901,7</b>	<b>882,2</b>	<b>897,3</b>

Abbildung 4: Beispiel Entwicklung Förderaufwand (Mittel 1/ EAG/ Basis, ohne Zeitdifferenz) (Quelle: Eigene Berechnung)

- Im **grünen Block** sind die **Mindestfördervolumina für die Investitionszuschüsse** für die einzelnen Technologien laut EAG-Entwurf eingetragen.

Für die **Technologiefördermittel der Länder** sind im Gesetzesentwurf 7 Millionen € jährlich vorgesehen, die hier ebenfalls angesetzt sind.

- Für die **administrativen Aufwendungen der EAG-Förderabwicklungsstelle (orange)** wurden die jüngsten verfügbaren Werte der OeMAG fortgeschrieben. (Vgl. Abschnitt 2.10)

- **Weiterlaufende Aufwendungen aus dem Ökostromgesetz (blau):**

Die bereits laufenden Förderverträge werden von der Ökostromabwicklungsstelle weiter abgewickelt. Die Aufwendungen dafür sind dieser zu ersetzen. Für die Abschätzung der Höhe dieser Kostenposition werden Werte aus einer Präsentation des BMK herangezogen. (Vgl. Abschnitt 2.10)

- **Berücksichtigung von Vorlaufzeiten**

Im Normalfall liegen einige Monate bis zu einigen Jahren **zwischen Ausschreibung bzw. Kontrahierung und Inbetriebnahme der geförderte Erzeugungsanlage**, also dem Zeitpunkt an dem laut EAG-Entwurf der Investitionszuschuss ausbezahlt wird bzw. an dem die Einspeisung und somit die Zahlung der Marktprämien beginnen kann. Es werden Varianten der Szenarien gerechnet, in denen keine Vorlaufzeit berücksichtigt wird (siehe Beispiel in Abbildung 4), und solche, in denen **ein bis zwei Jahre** (Annahmen dazu siehe Abschnitt 0) angesetzt werden (siehe Beispiel in Abbildung 5). Dadurch beginnt der Zuwachs an Förderaufwand aus dem EAG etwas später, wenn die aus dem ÖSG weiterlaufenden Zahlungen bereits geringer worden sind.

Beinhaltet das Szenario eine Steigerung des Marktpreises im Zeitverlauf<sup>5</sup>, **kommt zum Effekt der bloßen „Verschiebung“ durch die Berücksichtigung der Vorlaufzeiten auch eine Reduktion des Förderaufwands**. Die über das Fördersystem aufzubringende Differenz zwischen anzulegendem Wert und Marktpreis wird in diesem Fall mit den Jahren geringer.

		Förderaufwand Zeitverlauf mit Zeitabstand											
		Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
* Marktpreis ist abgezogen													
*Wind (mind)	MP, V (A)	-	-	25,0	50,0	75,0	100,0	125,0	150,0	175,0	200,0	180,0	200,0
*PV (mind)	MP, A	-	17,5	35,0	52,5	70,0	87,5	105,0	122,5	140,0	157,5	140,0	140,0
*Biomasse (0,5-5 MWel) (mind)	MP, A	-	-	9,0	18,0	27,0	36,0	45,0	54,0	63,0	72,0	75,6	84,0
*Biomasse (bis 0,5 MW) (mind)	MP, V	-	-	9,0	18,0	27,0	36,0	45,0	54,0	63,0	72,0	75,6	84,0
*Wasserkraft	MP, V	-	-	5,6	11,3	16,9	22,5	28,1	33,8	39,4	45,0	33,8	37,5
*Biogas	MP, V	-	-	1,3	2,6	4,0	5,3	6,6	7,9	9,3	10,6	11,3	12,6
Biomasse Nachfolgeprämie													
Biogas Nachfolgeprämie													
Wechsler aus ÖSG in MP	MP												
PV (bis 20 kW, mit-ohne Speicher)	IZ		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
PV (>20 - 100 kW, mit-ohne Speicher)	IZ		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
PV (>100 bis 500 kW, mit-ohne Speicher)	IZ		20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Wasser bis 1 MW neu	IZ			15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Wasser Revitalisierung	IZ			15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Wind (20 kW bis 1 MW)	IZ		1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Technologieförderung Länder etc.	Pauschale	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Administrative Aufwendungen	Ann. Histo	9,2	9,4	9,5	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	11,0		
Weiterlaufen aus ÖSG		720,0	677,5	637,5	600,0	535,0	465,0	395,0	352,5	315,0	282,5	220	90
<b>Summe</b>		<b>736,2</b>	<b>772,4</b>	<b>830,0</b>	<b>860,1</b>	<b>862,8</b>	<b>860,4</b>	<b>858,1</b>	<b>883,2</b>	<b>913,4</b>	<b>948,5</b>	<b>827</b>	<b>678</b>
<b>Dreijahresdurchschnitt</b>				<b>779,5</b>	<b>820,8</b>	<b>851,0</b>	<b>861,1</b>	<b>860,4</b>	<b>867,2</b>	<b>884,9</b>	<b>915,0</b>	<b>896,4</b>	<b>818,0</b>

Abbildung 5 Beispiel Entwicklung Förderaufwand (Mittel 2/ E-Control/ Basis, mit Zeitdifferenz) (Quelle: Eigene Berechnung)

<sup>5</sup> Dies ist in allen Szenarien mit Ausnahme dessen mit der Preisannahme 6 Cent/kWh der Fall

## 2.3. Zubaumengen und Verteilung über die Jahre

Dem auch im Gesetzesvorschlag zitierten Szenario zufolge, wird zur Erreichung des 100 % Erneuerbarer Strom-Ziels eine sukzessive Steigerung der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Zielwert 27 TWh angestrebt. Als ein möglicher Erzeugungsmix dieser Zusatzkapazitäten werden dabei 11 TWh Photovoltaik, 10 TWh Windkraft, 5 TWh Wasserkraft und 1 TWh Biomasse genannt.

Es wird davon ausgegangen, dass der Zubau in etwa linear auf die 10 Jahre 2021 – 2030 verteilt erfolgen soll.<sup>6</sup>

In den Erläuterungen zum Gesetzesentwurf ist auf S. 6 beschrieben: „*Angesichts der teilweise langen Projektvorlaufzeiten ist absehbar, dass ein gewisser (kleinerer) Teil der für die 27 TWh erforderlichen Anlagen im Jahr 2030 noch nicht in Betrieb sein wird, auch wenn die gesamte Zubaumenge bis dahin bereits kontrahiert wird.*“

Die präsentierten Grafiken weisen die Zubaumengen aber soweit ersichtlich im Jahr der Kontrahierung aus, nicht mit dem zu vermutenden Zeitabstand für Vorlaufzeiten. Deshalb werden Beispiele für beide Varianten gerechnet.

**Für die Anlagenkategorien, an die Marktprämien vergeben werden sollen** (durch Ausschreibung oder administrativ)<sup>7</sup>, werden die jährlichen Mindest-Volumina aus dem EAG-Begutachtungsentwurf (§ 31ff) als neu hinzukommende Mengen pro Jahr berücksichtigt:

Mindestausschreibungsvolumina pro Jahr	MW
Wind	400
PV	700
Biomasse (Neuanlagen, 0,5 bis 5 MW <sub>el</sub> )	15 *
Biomasse (Neuanlagen 0,5 MW)	15
Wasserkraft	75
Biogas	1,5
*Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Leistung über 5 MW <sub>el</sub> erhalten die Prämie nur für die ersten 5 MW. (§ 35(1) EAG-Entwurf)	

Abbildung 6 Mindestausschreibungsmengen pro Jahr laut EAG-Entwurf.

Es wird davon ausgegangen, dass diese Ausschreibungsvolumina im jeweiligen Jahr ausgeschöpft werden und kein Übertrag von Restkontingenten in die Folgejahre nötig ist.

**Für die Anlagenkategorien, die mittels Investitionszuschüssen gefördert werden**, errechnen sich die Zubauvolumina durch Division des im EAG-Entwurf angegebenen Förderbudgets pro Jahr durch die angenommene benötigte Förderung pro installiertem MW der Technologie. (Vgl. Abschnitt 2.6)

Als Richtwert hinsichtlich des **zeitlichen Abstands zwischen Vergabe und Inbetriebnahme** wurde die im EAG-Entwurf angegebene Frist herangezogen, innerhalb derer die Inbetriebnahme zu erfolgen hat. Die zusätzliche Dauer, um die die Frist bei Begründung erstreckt werden kann, wurde nicht miteinbezogen.

<sup>6</sup> Vgl. Regierungsprogramm S. 112 „Der Ausbau soll, unter Berücksichtigung von Vorlaufzeiten, **einem zehnjährigen linearen Pfad folgen**. Bei signifikanten Pfadabweichungen sind entsprechende Maßnahmen zur durchschnittlichen Pfadeinhaltung zu setzen“

<sup>7</sup> Vgl §§ 31ff EAG-Entwurf, Zusammenfassung in Anhang 2 dieses Dokuments

Technologie	Typ Förderung	Auszahlung(-sbeginn) im Jahr X nach Fördercall/Ausschreibung*
Wind	MP, V (A)	2 § 43 (1)
PV	MP, A	1 § 34(1)
Biomasse (0,5-5 MWel)	MP, A	2 § 38(1)
Biomasse (bis 0,5 MW)	MP, V	2 § 50(3)
Wasserkraft	MP, V	2 § 48(3)
Biogas	MP, V	2 § 49(3)
PV	IZ	1 § 55(9)
Wasser bis 1 MW neu / Revitalisierung	IZ	2 § 56(8)
Wind (20 kW bis 1 MW)	IZ	1 § 58(8)
Technologieförderung Länder etc.	Pauschale	0
*§-Angaben beziehen sich auf den EAG-Begutachtungsentwurf		

Abbildung 7 Zeitunterschied zwischen Fördercall bzw. Ausschreibung und Auszahlung bzw. Auszahlungsbeginn

## 2.4. Vollaststunden

Für den Parameter Vollaststunden (VLh) kommen zwei leicht unterschiedliche Ansätze zur Anwendung. Die Tabelle zeigt beide, sowie in den mittleren Spalten zum Vergleich die Auswertungsergebnisse aus der Herkunftsnachweis-Datenbank. Da neue Anlagen nicht das ganze Jahr über einspeisen, deren installierte Leistung aber schon voll berücksichtigt wird, können diese Werte leicht nach unten gezogen sein.

### a) VLh1: laut EAG-Entwurf § 7(4)

Für die Berechnungen wurden die m EAG-Begutachtungsentwurf §7(4) angegebenen durchschnittlichen jährlichen Vollaststunden der einzelnen Technologien verwendet. Sie sind in der linken Spalte der nachstehenden Tabelle angeführt.

### b) VLh2 laut E-Control Annahmen

Die E-control setzte für eine Prognose<sup>8</sup> des zukünftigen Unterstützungsvolumens der bereits im ÖSG geförderten Anlagen bei Biogas, Biomasse und Wasser tendenziell höhere Werte an, bei den anderen Anlagenkategorien sind die Werte gleich.

<sup>8</sup> E-Control (2020), Ökostrombericht (ÖSB), Seite 47 – von der E-Control für eine Prognose der Entwicklung des Unterstützungsvolumens herangezogene Werte.

	VLh laut EAG §7(4)	VLh laut HKN-Datenbank (ÖSB 2020 <sup>9</sup> )		VLh E-control (ÖSB 2020)
Technologie		Bestes Drittel	Mittleres Drittel	
Biomasse	6 850	7 852	5 739	8 000 (Biomasse fest)
Kleinwasserkraft (bis 10 MW)		5 530	3 676	5 000
Wasserkraft bis 1 MW Engpassleistung	4 000			
Wasserkraft > 1 MW Engpassleistung	5 000			
Wind	2 500	3 036	2 512	2 500
PV	1 000	1 278	925	1 000
Anlagen auf Basis von Biogas	7 000	8 483	7 712	8 400
Eigene Ergänzung: Für die mittels <b>Investitionszuschuss</b> geförderten <b>Windkraftanlagen</b> wird aufgrund der geringeren Größe der Anlagen in dieser Schiene ein niedrigerer Wert angesetzt.				
Windkraft 20 kW bis 1 MW	2 000			2 000

Abbildung 8 Annahmen zu Volllaststunden verschiedener Technologien (HKN = Herkunftsnachweis)

## 2.5. Anzulegende Werte

Neben Investitionszuschüssen (siehe nächster Abschnitt) sieht das EAG Betriebsförderungen für Erneuerbaren-Anlagen vor, die als gleitende Marktprämien gestaltet sind.

Die Höhe der auszubehandelnden Förderung, die dann auf den Energiekunden umgelegt wird, ergibt sich dabei als Differenz zwischen einem Referenzmarktpreis (Biomasse und Biogas) oder Referenzmarktwert (Windkraft, Wasserkraft, Photovoltaik) und dem Anzulegenden Wert, wie in der folgenden Grafik illustriert ist. Die Laufzeit beträgt 20 Jahre.

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

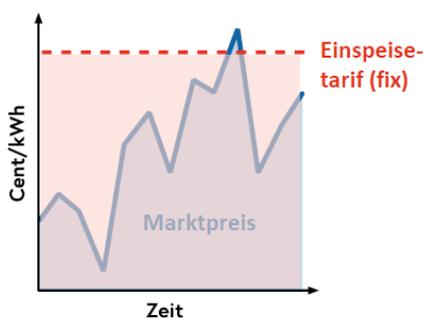
### Neues Fördersystem: Investitionsförderung und Marktprämie

bm

bisher

**fixer Einspeisetarif**  
für 13 bzw. 15 Jahre

Fixer Einspeisetarif wird unabhängig von Nachfrage und Marktpreis bezahlt

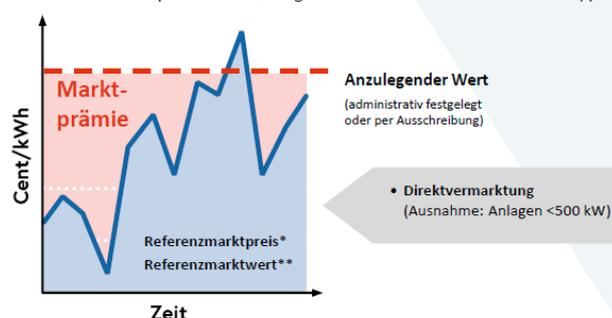


neu

**Gleitende Marktprämie**  
für 20 Jahre

Ausbezahlt wird die Differenz zwischen dem monatlich/quartalsweise schwankenden Referenzmarktwert/preis und dem anzulegenden Wert

Gleitende Marktprämie = Anzulegender Wert - Referenzmarktwert/preis



Anzulegender Wert  
(administrativ festgelegt  
oder per Ausschreibung)

• Direktvermarktung  
(Ausnahme: Anlagen <500 kW)

\*Referenzmarktpreis = Mittelwert der Stundenpreise eines Kalenderjahres in der für Österreich relevanten Gebotszone über alle Erzeugungsanlagen

\*\*Referenzmarktwert = erzeugungsmengengewichteter Mittelwert der Stundenpreise eines Quartals in der für Österreich relevanten Gebotszone, z.B. über alle Windkraftanlagen

Abbildung 9: Schematische Darstellung gleitende Marktprämie (Quelle: BMK-Präsentation bei Veranstaltung am 9.10.2020)

<sup>9</sup> E-Control (2020), Auswertung aus HKN-Datenbank 2019, beschrieben im Ökostrombericht 2020

Der anzulegende Wert wird für bestimmte Technologien und Projektgrößen administrativ **mittels Verordnung** (basierend auf Gutachten) bestimmt, für andere kommt ein **Ausschreibungsverfahren** zur Anwendung, bei dem die Projekte den Förderzuschlag erhalten, die den niedrigsten anzulegenden Wert „fordern“. Die nachstehende Abbildung zeigt, welches Regime für welche Kategorien zur Anwendung kommt.

Bei den wettbewerblichen Verfahren wird es einen mittels Gutachten festgelegten Maximalwert geben, um stark überhöhte Preise im Falle von Ausschreibungsrunden mit geringer Beteiligung zu vermeiden.

	1 PV / Speicher	2 Windkraft	3 Wasserkraft	4 Biomasse	5 Biogas
Investitions-Förderung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuanlagen / Erweiterung bis zu 500 kWp</li> <li>Reihungskriterium</li> <li>Bis zu 50 kWh Speicherkapazität</li> <li>Mind. 60 Mio. EUR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuerrichtung von 20 kW bis 1 MW</li> <li>1 Mio. EUR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuerrichtung bis 1 MW</li> <li>Ökologische Kriterien</li> <li>Revitalisierung</li> <li>Mind. 30 Mio. EUR</li> </ul>	/	/
Markt-prämie wettbewerblich	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuanlagen / Erw. ab 20 kW</li> <li>-30% auf Freiflächen</li> <li>Mind. 700 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ab 2024 (Evaluierung)</li> <li>Standort-differenzierung</li> <li>Mind. 400 MW</li> </ul>	/	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neubau: 0,5 MW - 5 MW</li> <li>&gt; 5 MW: ersten 5 MW</li> <li>Mind. 15 MW</li> </ul>	/
Markt-prämie administrativ	/	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bis 2023</li> <li>Standort-differenzierung</li> <li>Mind. 400 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuerrichtung/ Erw. bis 20 MW</li> <li>&gt;20 MW: ersten 25 MW</li> <li>Ökologische Kriterien</li> <li>Mind. 75 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuanlagen bis 500 kW</li> <li>Mind. 15 MW</li> <li>Bestand: Kriterien nach ÖSG</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuanlagen: bis 150 kW</li> <li>Mind. 1500 kW</li> <li>Bestand: bis 250 kW für 12 Monate Kriterien nach ÖSG</li> </ul>

Abbildung 10 Neues Fördermodell für erneuerbaren Strom (Quelle: BMK-Präsentation bei Veranstaltung am 9.10.2020)

Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie umw.gv.at

### Übersicht Förderstruktur

	1 PV / Speicher	2 Windkraft	3 Wasserkraft	4 Biomasse	5 Biogas
Investitions-Förderung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuanlagen / Erweiterung bis zu 500 kWp</li> <li>Reihungskriterium</li> <li>Bis zu 50 kWh Speicherkapazität</li> <li>Mind. 60 Mio. EUR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuerrichtung von 20 kW bis 1 MW</li> <li>1 Mio. EUR</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuerrichtung bis 1 MW</li> <li>Ökologische Kriterien</li> <li>Revitalisierung</li> <li>Mind. 30 Mio. EUR</li> </ul>	/	/
Markt-prämie wettbewerblich	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuanlagen / Erw. ab 20 kW</li> <li>Ab 500kW verpflichtend</li> <li>-30% auf Freiflächen</li> <li>Mind. 700 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ab 2024 (Evaluierung)</li> <li>Standort-differenzierung</li> <li>Mind. 400 MW</li> </ul>	/	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neubau: 0,5 MW - 5 MW</li> <li>&gt; 5 MW: ersten 5 MW</li> <li>Mind. 15 MW</li> </ul>	/
Markt-prämie administrativ	/	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bis 2023</li> <li>Standort-differenzierung</li> <li>Mind. 400 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuerrichtung/ Erw. bis 20 MW</li> <li>&gt;20 MW: ersten 25 MW</li> <li>Ökologische Kriterien</li> <li>Mind. 75 MW</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuanlagen bis 500 kW</li> <li>Mind. 15 MW</li> <li>Bestand: Kriterien nach ÖSG</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neuanlagen: bis 150 kW</li> <li>Mind. 1500 kW</li> <li>Bestand: bis 250 kW für 12 Monate Kriterien nach ÖSG</li> </ul>

Der EAG-Entwurf enthält einige Vorgaben, wie die anzulegenden Werte zu berechnen sind, darunter auch einige Sonderregelungen, wie z.B. dass für Freiflächen-PV ein Abschlag von 30 % zur Anwendung kommt (§ 33), und dass bei den Biomasse- und Biogasnachfolgeprämien die Berechnungsrundlage nur die laufenden Kosten, nicht aber Investitionskosten sind (§§ 51, 52), und die Biogas-Nachfolgeprämien nur für 1 Jahr berücksichtigt werden.

**Die E-Control hat im Ökostrombericht 2030 Szenarien für eine mögliche Entwicklung des Unterstützungsvolumens skizziert<sup>10</sup>.** Dort wurde jeweils für den Zeitraum 2019 – 2030 ein konstanter Tarif angesetzt, auf dessen Basis die eingespeisten Energiemengen monetär bewertet wurden. Die Höhe der Tarife für die einzelnen Technologien ist in der folgenden Abbildung ersichtlich.

PARAMETER PROGNOSE UNTERSTÜTZUNGSVOLUMEN		
	Volllaststunden	Tarif in Cent/kWh
Wasserkraft	5.000	6
Biomasse fest	8.000	12
Biogas	8.400	15
Photovoltaik	1.000	7
Wind	2.500	7

Abbildung 11: In E-Control Prognose verwendete Volllaststunden und Tarife (Quelle: E-control, Ökostrombericht 2020)

Das EIW hat in der Vergangenheit Beispiele für Investitionsprojekte gerechnet und ermittelt, welchen Erlös pro produzierte kWh die Anlage erzielen müsste, um die angegebenen Renditen (IRR über 20 Jahre) zu erzielen. Bei manchen Technologien beeinflusst die Anlagengröße stark die Kosten, sodass Beispiele für größere und kleinere Anlagen berechnet wurden. Für Wasserkraftwerke findet man sehr unterschiedliche Kostenangaben, was sich neben der Anlagengröße auch mit Unterschieden in Standortbeschaffenheit, Ausmaß von Umweltauflagen usw. begründen lässt. Die Ergebnisse sind mit den Werten der E-Control kompatibel.

### **Daher werden die Werte der E-control für das Basis Szenario herangezogen.**

Varianten werden auch mit 10 % niedrigeren / höheren anzulegenden Werten gerechnet.

Anmerkung: es wird bei den Berechnungen davon ausgegangen, dass das ausgeschriebene Fördervolumen jährlich ausgeschöpft wird, unabhängig von den Annahmen über die Höhe der anzulegenden Werte. In der Praxis könnte es hingegen beispielsweise vorkommen, dass zu wenige oder keine Angebote abgegeben werden, falls es eine sehr niedrige Höchstpreisschranke gibt.

	Szenario niedriger	Basis	Szenario höher
Cent/kWh	Basis -10%		Basis + 10%
Wind	6,3	7,0	7,7
PV	6,3	7,0	7,7
Biomasse	10,8	12,0	13,2
Wasserkraft	5,4	6,0	6,6
Biogas	13,5	15,0	16,5

Abbildung 12 Annahmen für die anzulegenden Werte

In den Szenarien werden die Tarife über die 20 Jahre Laufzeit konstant gehalten. Denn einerseits sind die abgegebenen Gebote für den anzulegenden Wert auch über den ganzen Fördervertragszeitraum bindend. Andererseits wird vereinfachend unterstellt, dass der kostentreibende Effekt von allgemeiner Teuerung und zunehmend schwerer verfügbaren Standorten durch Kostensenkungen aufgrund von technologischen Verbesserungen, Lerneffekten etc. kompensiert wird.

<sup>10</sup> E-control (2020), ÖSB 2020, S. 47

## 2.6. Höhe der Investitionszuschüsse

§54 EAG Entwurf besagt: Es gibt Fördercalls mit je nach Technologie unterschiedlichen Reihungskriterien, die Auszahlung erfolgt mit Inbetriebnahme der Anlage und/oder des Speichers und der erfolgten Prüfung der Abrechnungsunterlagen über die Investitionshöhe durch die EAG-Förderabwicklungsstelle.

Auf die Fördervolumina haben die Annahmen bezüglich der benötigten Investitionszuschüsse keine direkte Auswirkung, sondern nur auf die installierte Menge bzw. die Jahresproduktion. Deshalb, und weil der durch Investitionszuschüsse „bewegte“ Teil des Fördervolumens weniger als die Hälfte des durch die Marktprämie „bewegten“ ausmacht, werden für die Höhe der Investitionszuschüsse keine unterschiedlichen Varianten gerechnet.

### a) PV (bis 500 kWp) + Speicher: (bis 50 kWh) (§55)

§ 55 EAG-Entwurf sieht vor:

„Die **jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse** gemäß Abs. 1 und 2 betragen **mindestens 60 Millionen Euro**, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 54 Abs. 5, und werden getrennt nach folgenden Kategorien vergeben:

1. Kategorie A: Förderung bis 20 kWpeak mit und ohne Stromspeicher,
  2. Kategorie B: Förderung > 20 kWpeak bis 100 kWpeak mit und ohne Stromspeicher,
  3. Kategorie C: Förderung > 100 kWpeak bis 500 kWpeak mit und ohne Stromspeicher.
- (4) Die Bundesministerin für Klimaschutz [...] hat durch Verordnung gemäß § 58 für die Kategorien A, B und C höchstzulässige Fördersätze pro kWp festzulegen. Für Speicher ist durch Verordnung ein fixer Fördersatz pro kWh zu bestimmen.“

**Die günstigsten Förderanträge innerhalb des jeweiligen Calls kommen zum Zug**, außerdem gilt Deckel von 30 % des Investitionsvolumens.

Speicher sind auf 50 kWh je Anlage begrenzt, müssen aber mindestens 0,5 kWh Kapazität je kWp haben. Diese Regel, die auch bei den aktuellen Investitionsförderungen galt, soll offenbar beibehalten werden.

Die Aufteilung auf die Kategorien scheint im Gesetz nicht vorgegeben zu sein, sie wird wohl auch in der Verordnung festgelegt. Für das Szenario wurde **angenommen**, dass **die Fördermittel je zu einem Drittel auf die drei Kategorien entfallen**.

Folgende Werte wurden für die Höhen der Zuschüsse angenommen:

- *Kategorie A: Förderung bis 20 kWp mit und ohne Stromspeicher: **229 EUR/kWp***  
*Als Durchschnittswert der Investitionszuschüsse für kleine PV-Anlagen, die 2019 beim Klimafonds vergeben wurden. Wie viele Speicher hier mitgefördert wurden ist unklar<sup>11</sup>*
- *Kategorie B: Förderung > 20 bis 100 kWp mit und ohne Stromspeicher: **238 EUR/kWp***  
*Annahme: Etwas reduzierte Ansätze im Vergleich zur aktuell gültigen Investitionsförderung<sup>12</sup>, die Maximalsätze von 250 EUR/kW für die Anlage und 200 EUR/kWh für den*

<sup>11</sup> E-Control (2020), Ökostrombericht, Seite 91: Es wurden 9.167.948 EUR an Investitionszuschüsse vergeben und damit eine PV-Nennleistung von 40.043 kW gefördert.

<sup>12</sup> <https://www.oem-ag.at/de/foerderung/photovoltaik/investitionsfoerderung/> **PV-Anlage:** Als Investitionszuschuss gemäß § 27a ÖSG 2012 werden bei einer Anlagengröße bis 100 kWp maximal 250€/kWp und bei einer Anlagengröße über 100 kWp bis 500 kWp maximal 200 €/kWp gewährt. Die Höhe des Investitionszuschusses ist mit 30% des unmittelbar für die Errichtung der Anlage erforderlichen Investitionsvolumens begrenzt.

Speicher vorsieht, wobei maximal 50 kWh Speicherkapazität pro Anlage gefördert werden.

Gerechnet wird mit 200 EUR Förderung je kWp PV-Anlage und 150 EUR je kWh für den Speicher, wobei 0,25 kWh Speicherkapazität je kWp installiert werden. (Das wäre der Fall, wenn zur Hälfte der Anlagen jeweils eine Speicherkapazität von 0,5 kWh/kWp installiert würde.)

Dies resultiert in insgesamt  $200 + 0,25 \cdot 150 = 237,5$  EUR Förderung für Anlagen und Speicher je installierten kWp PV-Leistung.

- **Kategorie C: Förderung > 100 bis 500 kWp mit und ohne Stromspeicher. 173 EUR/kWp**

Annahme: Etwas reduzierte Ansätze im Vergleich zur aktuell gültigen Investitionsförderung, die Maximalsätze von 200 EUR/kW für die Anlage und 200 EUR/kWh für den Speicher vorsieht, wobei maximal 50 kWh Speicherkapazität pro Anlage gefördert werden.

Gerechnet wird mit 150 EUR Förderung je kWp PV-Anlage und 150 EUR je kWh für den Speicher, wobei 0,15 kWh Speicherkapazität je kWp gefördert würden. Das wäre der Fall, wenn bei der Hälfte der Anlagen jeweils eine Speicherkapazität von 0,3 kWh/kWp gefördert würde. (Durch die Deckelung auf 50 kWh förderfähige Speicherkapazität je Anlage kann wären z.B. bei einer 500 kW Anlage nur 0,1 kWh/kW förderfähig, bei einer 100 kW Anlage sind es 0,5 kWh/kW)

Dies resultiert in insgesamt  $150 + 0,15 \cdot 150 = 172,5$  EUR Förderung für Anlagen und Speicher je installierten kWp PV-Leistung.

Für diese Positionen wurde keine Kostenerhöhung über die Zeit angesetzt, da anzunehmen ist, dass die in den letzten Jahren beobachtete laufende Kostensenkung der PV Anlagen noch einige Zeit anhält, wenn auch vielleicht abgeschwächt, und außerdem die Förderanträge mit geringerem spezifischen Förderbedarf bevorzugt werden. Es wird angenommen, dass höhere Kosten aufgrund der Nutzung schlechterer Standorte, aufgrund hoher Nachfrage nach Dienstleistern oder aufgrund der Inflation dadurch kompensiert werden sollten.

### **b) Wasserkraft (Neue bis 1 MW oder Revitalisierung) (§ 56)**

§ 56 (3) EAG-Entwurf sieht vor: „Die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse gemäß Abs. 1 und 2 betragen **mindestens 30 Millionen Euro**, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 54 Abs. 5, und werden getrennt nach folgenden Kategorien vergeben:

1. Kategorie A: Neuerrichtung,
2. Kategorie B: Revitalisierung.

(4) Die Höhe des Investitionszuschusses ist durch Verordnung gemäß § 58 in Fördersätzen pro kWh je Kategorie festzulegen, wobei die Förderhöhe mit 30% des unmittelbar für die Neuerrichtung oder Revitalisierung der Anlage erforderlichen Investitionsvolumens (exklusive Grundstück) begrenzt ist. In allen Fällen darf die Höhe des Investitionszuschusses nicht mehr als 45% der umweltrelevanten Mehrkosten betragen. Davon unberührt bleiben allfällige Zuschläge gemäß der Verordnung (EU) Nr. 651/2014.

Die Reihung der Förderanträge erfolgt nach dem Einlangen der Unterlagen.

---

**Stromspeicher:** Das Verhältnis von installierter Leistung der Photovoltaikanlage (kWp) zu nutzbarer Kapazität des Stromspeichers (kWh) muss mindestens 0,5 kWh/kWp betragen, dies gilt auch für Erweiterungen des Stromspeichers. Die maximal förderbare Kapazität beträgt 50 kWh je Anlage.

**Annahmen:** Das jährlich mindestens zur Verfügung stehende Fördervolumen ist bekannt. Um die damit jährlich installierte Leistung in MW umzurechnen, werden die Kostenansätze für Kleinwasserkraft aus dem jüngsten Ökostrombericht<sup>13</sup> herangezogen:

Seit dem Inkrafttreten des bundeseinheitlichen Ökostromgesetzes bis zum 30.06.2020 wurden für 318 neu errichtete Kleinwasserkraftanlagen Investitionszuschüsse in Höhe von 201,69 Mio. EUR und für 81 revitalisierte Anlagen im Ausmaß von 12,50 Mio. EUR gewährt.

Die **neuen Anlagen** hatten in Summe eine Engpassleistung von rund 260 MW, somit betrug die **Förderung rund 770.000/MW**. (Das entspricht etwa 19 % der geplanten Kosten)

Die **Revitalisierungen** betrafen in Summe eine Engpassleistung von rund 32 MW, somit betrug die **Förderung rund 393.000/MW**. (Das entspricht etwa 14 % der geplanten Kosten.)

Diese Werte wurden für 2021 zur Umrechnung verwendet, für die Folgejahre wurde eine Steigerung der Kosten und somit auch der Förderhöhen von 2 % angenommen.

Die somit installierten MW-Zahlen wurden mit den Standard-Vollaststunden multipliziert, um die daraus erwartete Produktion in MWh zu ermitteln.

### **c) Windkraft (20 kW – 1 MW) §57**

**§ 57.** (1) Die Neuerrichtung einer Windkraftanlage mit einer Engpassleistung von 20 kW bis 1 MW kann durch Investitionszuschuss gefördert werden.

(2) Die jährlichen Fördermittel für Investitionszuschüsse gemäß Abs. 1 betragen **mindestens eine Million Euro**, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 54 Abs. 5.

(3) Die Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie hat durch Verordnung gemäß § 58 höchstzulässige Fördersätze pro kW festzulegen. (max. 30 % Investitionskosten bzw 45 % umweltrelevante Mehrkosten können gefördert werden, siehe EU-RL.)

Die Angebote mit dem geringsten Förderbedarf innerhalb einer Ausschreibungsrunde kommen zum Zug – analog zu PV.

Annahmen:

Typische Investitionskosten für Windkraftanlagen der gängigen Anlagengrößen (ca. 2 bis 3,3 MW) liegen in einer Bandbreite von ca. 1.300 bis 2.000 EUR/kW.<sup>14</sup>

Laut kleine-windkraft.at<sup>15</sup> „liegen die Kosten für Kleinwindkraftanlagen in einer Größenordnung von zirka 3.000 bis 6.000 € pro kW Leistung. Im Durchschnitt pendeln sich die zu erwartenden Kosten bei ungefähr € 4.000/kW ein. Somit liegt der Preis für eine 5 kW Anlage bei zirka 20.000 €.“

Die Anlagen in den Größenklassen 20 kW bis 1 MW, die in dieser Förderschiene unterstützt werden sollen, liegen zwischen diesen beiden Bereichen, deshalb werden spezifische Investitionskosten von ca. 3.000 EUR je kW angenommen.

Bei einer Förderung von 30 % der Investitionskosten, entspricht dies rund 1.000 EUR/kW.

Eine Preissteigerung von 2 % p.a. für den Betrachtungszeitraum wurde angenommen.

<sup>13</sup> E-Control (2020), Ökostrombericht, Seite 26

<sup>14</sup> Vgl. Econtrol Gutachten für Einspeisetarife für Ökostromanlagen für die Jahre 2018 und 2019 (2017), S.

<sup>15</sup> [https://www.kleinwindkraft.at/?xmlval\\_ID\\_KEY%5b0%5d=1289](https://www.kleinwindkraft.at/?xmlval_ID_KEY%5b0%5d=1289)

## 2.7. Marktpreis

Die Berechnung der Marktprämie ergibt sich wie oben dargestellt als Differenz zwischen dem vereinbarten anzulegenden Wert und dem Referenzmarktpreis bzw. -wert. Diese sind z.T. technologiespezifisch.

Welcher Marktpreis bzw. welche Marktwerte für die „BMK-Grafiken“ herangezogen wurden, ist nicht ersichtlich.

Den Berechnungen in dieser Studie wurde vereinfachend ein einheitlicher Marktpreis bzw. Marktwert für alle Technologien zugrunde gelegt. Unterschiedliche Einspeisecharakteristika der Technologien (z.B. unterschiedliche Grade an Flexibilität, natürliches Dargebot eher zu hochpreisigen oder niedrigpreisigen Zeiten usw.) sind somit nicht berücksichtigt.

Dabei werden mehrere Varianten betrachtet: Erstens ein auf Literaturwerten beruhendes Basisszenario („Mittel1“, siehe Beschreibung weiter unten) sowie drei Preisannahmen, die E-control für ihre Szenarienberechnungen im Ökostrombericht 2020 verwendet hat, jeweils mit gleichbleibenden Preisen von 3 ct/kWh, 4,5 ct/kWh und 6 ct/kWh in den Jahren 2021 bis 2030.

- **Niedrig:** konstant 3 Cent/kWh bzw. 30 EUR/MWh
- **Mittel 1:** verlaufend knapp 4 bis 5 Cent/kWh (siehe Abbildung)
- **Mittel 2:** konstant 4,5 Cent/kWh (45 EUR/MWh)
- **Hoch:** konstant 6 Cent/kWh (60 EUR/MWh)

Für das Szenario „Mittel 1“ wurde das mittlere Szenario aus der Studie „Mission#Impact“ herangezogen. Dessen Verlauf – bis 2024 etwa bei EUR 39 je MWh, danach Anstieg auf etwa 50 EUR je MWh – wurde aus der folgenden Abbildung abgelesen, sodass kleine Abweichungen möglich sind.

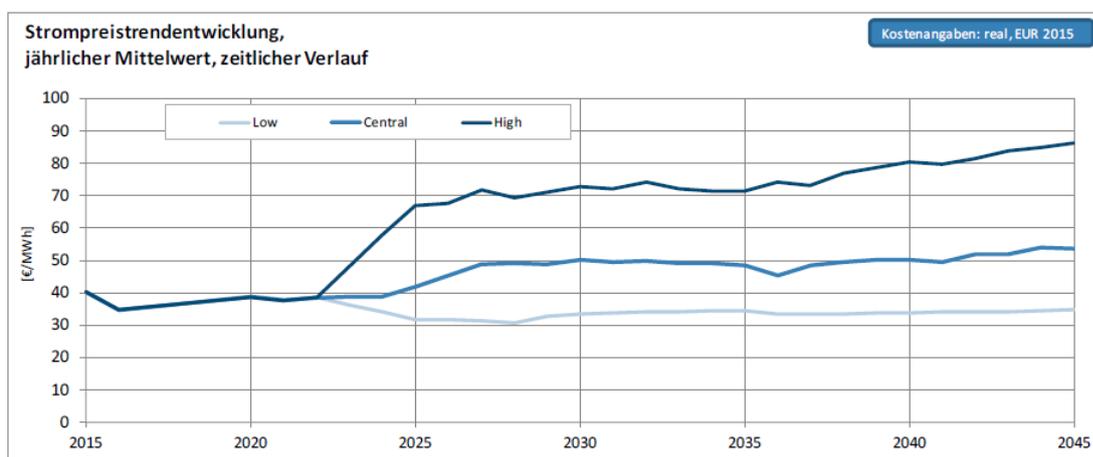


Abbildung 13 Strompreistrendszenarien (Oesterreichs Energie Expertenbeirat – Stand 09/2018, Zitiert in Mission#Impact)

Den resultierenden Preisverlauf für das Szenario Mittel 1 zeigt die folgende Abbildung.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> Für die vorliegenden Szenarien ist die Langfristperspektive es weniger relevant, der Vollständigkeit halber soll jedoch erwähnt werden, dass für die Werte nach 2045 zusätzlich auf das in Neubarth (2016) zitierte „Enervis Best Guess QII 2016“-Szenario zurückgegriffen, das für 2040 einen Preis von 77,1 EUR und danach gleichbleibenden Verlauf annimmt. Für die Zeit von 2045 bis 2050 wurden 65,5 EUR angenommen, der Durchschnitt zwischen 77,1 EUR (lt Enervis) und 55 EUR (Wert 2045 Mission#Impact mittleres Szenario).

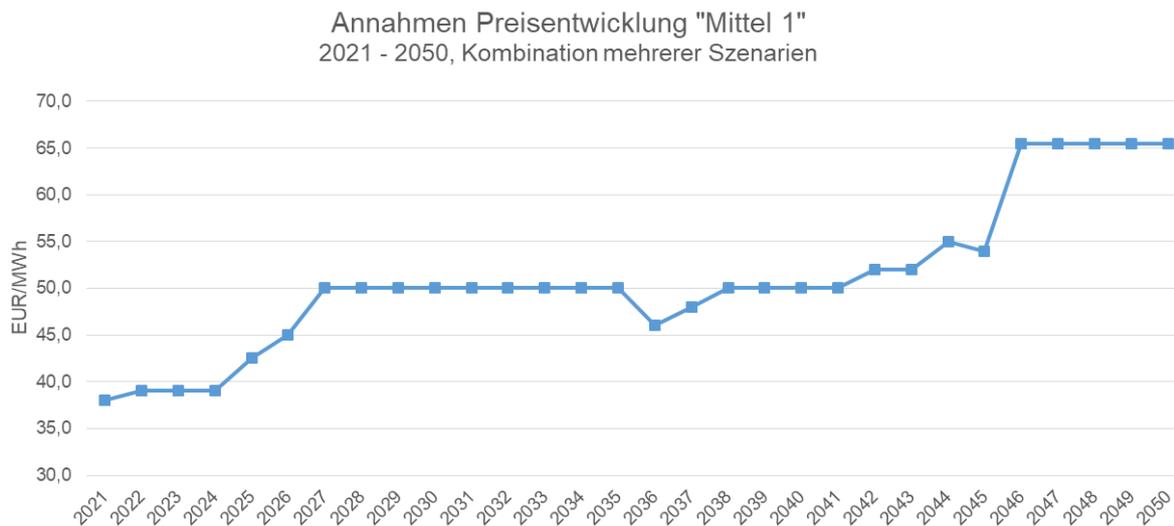


Abbildung 14 Annahmen für die Strompreise, Szenario Mittel 1 (Darstellung EIW auf Basis mehrerer publizierter Szenarien)

## 2.8. Sonderfall: Marktpreis > Anzulegender Wert

Für den Fall, dass der Marktpreis/Marktwert höher ist als der Anzulegende Wert, ist in § 11 EAG-Entwurf folgende Regelung vorgeschlagen:

*„§11(5) Ergibt sich bei der Berechnung gemäß Abs. 1 bis 4 ein Wert kleiner null, wird die Marktprämie für Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung unter 20 MW, Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung unter 2 MW sowie Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas mit null festgesetzt.*

*§11(6) Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW und Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung ab 2 MW haben, sofern der Referenzmarktwert den anzulegenden Wert um mehr als 40% übersteigt, 66% des übersteigenden Teils der EAG-Förderabwicklungsstelle rückzuvergüten. Der an die EAG-Förderabwicklungsstelle zu leistende Betrag ist bei Auszahlung der Marktprämie gemäß § 14 in Abzug zu bringen.“*

In den hier betrachteten Szenarien tritt dieser Fall im Wesentlichen nur bei der Parameterkombination hoher Marktpreis plus niedrige anzulegende Werte auf, und zwar für die Wasserkraft. Die Überschreitung ist aber deutlich geringer als 40 %, sodass der Fall der Rückvergütung nicht zum Tragen kommt.

Die Reduktion der Marktprämie auf 0 gemäß § 11 (5) wird in den Formeln für die gesamte Wasserkrafteinspeisung berücksichtigt.

## 2.9. Sonderfall: 6 Stunden negative Day-Ahead-Preise

**Regelung aus § 15 EAG-Entwurf: Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen**

*§ 15. Wenn der Stundenpreis in der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung für das Marktgebiet Österreich bzw. bei Nichtverfügbarkeit der einheitlichen Day-Ahead-Marktkopplung der ersatzweise veröffentlichte Stundenpreis desjenigen nominierten Strommarktbetreibers, der im vorangegangenen Kalenderjahr den höchsten Handelsumsatz in der für Österreich relevanten Gebotszone aufgewiesen hat, in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist, verringert sich die Marktprämie für den gesamten Zeitraum, in dem der Stundenpreis negativ ist, auf null.*

In Deutschland, wo es eine ähnliche Regelung bereits gibt, war die Regel 2019 beispielsweise 122 Stunden aktiv, 2018 waren es 66 Stunden, 2020 waren es von Jänner bis August 166 Stunden<sup>17</sup>, sehr oft sind diese Phasen an Feiertagen oder nachts.<sup>18</sup>

Deutsche Studien<sup>19</sup> gehen davon aus, dass sich diese Regel zunehmend stärker auf die Erlöse von RES-Anlagen auswirkt. Für onshore-Windanlagen auf dem deutschen Markt bedeutet dies laut diesen Studien bereits eine Reduktion der Erlöse um etwa 1,4 % pro Jahr, bei PV-Anlagen um etwa 0,3 %, zu rechnen sei mit einem Verlust von rund 3 % der Investitionskosten bei Windenergieanlagen und von ca. 1 % bei PV. Diese Risiken müssen bei der Projektplanung eingepreist werden.<sup>20</sup>

Die Tendenz könnte dadurch abgebildet werden, dass die Anzahl der Vollaststunden der vermutlich betroffenen Technologien etwas reduziert wird, bzw. dass die anzulegenden Werte geringfügig erhöht werden, da die Anlagenbetreiber das Risiko des Erlösausfalls einkalkulieren müssen.

**Die Regel ist im Modell aktuell nicht explizit berücksichtigt**, die Größenordnungen dürften aber durch die Bandbreite der Szenarien abgedeckt sein.

## 2.10. Weitere in der „1 Milliarde“ Fördermittel enthaltene Positionen

Artikel 7 des EAG Entwurfs sieht vor: *„Übersteigen die für Förderungen nach diesem Bundesgesetz und dem ÖSG 2012 erforderlichen jährlichen finanziellen Mittel im arithmetischen Mittel drei aufeinanderfolgender Kalenderjahre, wobei die Berechnung der erforderlichen finanziellen Mittel für das dritte Jahr jeweils auf einer Prognose nach dem EAG-Monitoringbericht gemäß § 86 beruht, den Betrag von einer Milliarde Euro, sind die jährlichen Ausschreibungsvolumen, Vergabevolumen bzw. Fördermittel jeder Technologie und Förderart dieses Bundesgesetzes bis zum Jahr 2030 in Summe um jenen Prozentsatz zu kürzen, um den das arithmetische Mittel eine Milliarde Euro übersteigt.“, im Regierungsprogramm ist erwähnt, dass das „Unterstützungsvolumen“ gedeckelt werden soll.*

Die nachstehende Grafik illustriert, wie sich das Unterstützungsvolumen, das schlussendlich im Wesentlichen von den Energiekunden über Erneuerbaren-Förderbeitrag und Erneuerbaren Förderpauschale aufgebracht werden muss, laut ÖSG errechnet:

- aus den Geldern für die Einspeisetarife (zukünftig Marktprämien), Investitionszuschüsse und Länderförderungen
- zuzüglich der administrativen Kosten für die Abwicklungsstelle und der Ausgleichsenergiekosten
- abzüglich des Marktwerts der Energie

---

<sup>17</sup> Vgl: [Die 6-Stunden-Regel | Wie entstehen negative Strompreise? \(next-kraftwerke.de\)](#)

<sup>18</sup> Vgl. Statistiken unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/EEG-negative-Preise>

<sup>19</sup> zB. Energy Brainpool, Whitepaper „Einfluss der Sechs-Stunden-Regel auf die Erlöse einer Wind- und PV-Anlage“, November 2017.

<sup>20</sup> Hochgerechnet auf den gesamten Förderungszeitraum von 20 Jahren bedeutet dies laut Energy Brainpool, konstante Verlustanteile angenommen, einen Gesamtverlust von 54.000 € pro installiertem MW bei Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen kommen auf ein Minus von 13.000 €.

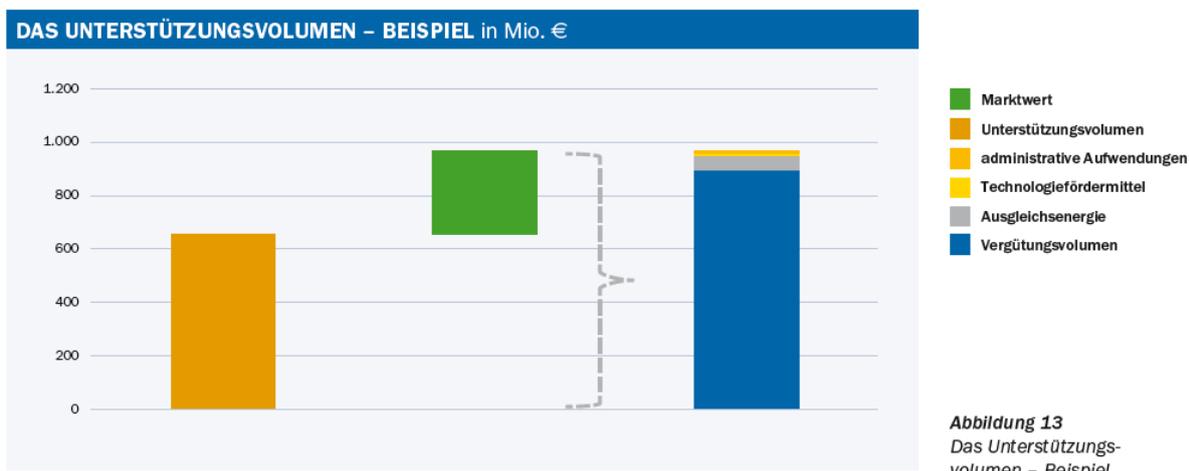


Abbildung 15: Schematische Darstellung Unterstützungsvolumen (Quelle: E-Control Ökostrombericht 2020)

§ 65 des Entwurfs des EAG erwähnt in Absatz (1) vergleichbare Positionen (ohne die Ausgleichsenergie, da dafür in Zukunft vermehrt die Anlagenbetreiber selbst verantwortlich sind) und sieht in Absatz (2) vor, dass der Erneuerbaren-Förderbeitrag angepasst wird, wenn die vereinnahmten Mittel laut § 67 (mit dem Titel „Aufbringung der Fördermittel“)<sup>21</sup> diese Positionen nicht abdecken. Dies legt nahe, dass die administrativen Kosten ebenfalls zu den Fördermitteln bzw. zum Unterstützungsvolumen zu zählen sind, auf das der „Eine-Milliarde-Deckel“ angewendet werden soll.

**§ 65. (1)** Der EAG-Förderabwicklungsstelle sind unter Berücksichtigung einer angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals im Sinne des § 60 Abs. 1 Z 3 folgende Aufwendungen abzugelten:

1. die Aufwendungen für die Gewährung von Marktprämien und Investitionszuschüssen nach diesem Bundesgesetz;
2. die Aufwendungen für die Technologiefördermittel der Länder gemäß § 73;
3. die mit der Erfüllung der Aufgaben der EAG-Förderabwicklungsstelle gemäß Z 1 verbundenen administrativen und finanziellen Aufwendungen;
4. die der Ökostromabwicklungsstelle gemäß § 42 ÖSG 2012 abzugeltenden Mehraufwendungen

Folgende Annahmen wurden zu diesen Positionen getroffen.

#### a) Fördermittel der Länder

Den Ländern soll laut § 73 Entwurf des EAG zur Förderung der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen ein Betrag von **sieben Millionen Euro jährlich** zur Verfügung gestellt werden.

Es ist nicht näher ausgeführt, für welche Technologien die Länder diese Fördermittel einsetzen sollen, außer dass sie zur Erfüllung der Ziele des EAG beitragen müssen. Laut Ökostrombericht 2020<sup>22</sup> wurden die Förderungen der Bundesländer in den letzten Jahren überwiegend für PV-Anlagen, Speicher und Kleinwasserkraft verwendet.

Deshalb wird zum Zweck der Ermittlung des Beitrags dieser Förderungen zum Zubauvolumen bzw. zu den aus RES generierten kWh vereinfacht folgendes angenommen: Die Mittel werden in Form von Investitionszuschüssen zu zwei Drittel für PV mit/ohne Speicher und zu

<sup>21</sup> Einige weitere Positionen, die auch zur Abdeckung dienen, sind in Artikel 67 EAG-Entwurf angeführt, wie z.B. Veranlagungserträge, verfallende Erst- und Zweitsicherheiten,

<sup>22</sup> ÖSB 2020, Seite 94ff

einem Drittel für Kleinwasserkraft (davon zur Hälfte Neuerrichtung und Revitalisierung) verwendet.

Die Kosten und Vollaststunden werden mit den in Abschnitt 2.6 a) und b) beschriebenen Werten angesetzt, also den Werten, die auch zur Umrechnung der Investitionszuschüsse laut EAG in geförderte MW bzw. geförderte TWh Stromproduktion verwendet wurden.

### b) Annahme zu Kosten der EAG Abwicklungsstelle

Die Kosten werden mit rund 9,17 EUR im Jahr 2021 angenommen. Dies entspricht dem Durchschnitt der administrativen Kosten der OeMAG 2018 (9,18 Mio. EUR) und 2019 (9,15 Mio. EUR) laut den beiden letztverfügbaren E-Control Gutachten<sup>23</sup>.

In den Folgejahren wird mit einer jährlichen Preissteigerung von 2 % gerechnet. Da in Anbetracht der Zubauziele auch die Anzahl der zu administrierenden Förderverträge steigen wird, bzw. die Ökostromabwicklungsstelle und die EAG-Abwicklungsstelle gemeinsam vielfältige Aufgaben wahrnehmen müssen, ist zu vermuten, dass der tatsächliche Aufwand in der nächsten Periode höher sein dürfte als bisher.

### c) Weiterlaufendes Unterstützungsvolumen aus ÖSG-Verträgen und weitere der Ökostrom-Abwicklungsstelle laut § 42 ÖSG abzugeltende Aufwendungen

Die Vergütungen laut bisherigem Ökostromgesetz für bereits bestehende Verträge laufen auch nach Inkrafttreten des EAG entsprechend weiter und reduzieren sich über die Zeit, analog zu dem Auslaufen der Förderverträge. In den nächsten Jahren werden sie noch einen beträchtlichen Anteil am Gesamtfördervolumen haben. Neben den Aufwendungen für die Förderungen direkt, die Ländermittel und den administrativen und finanziellen Aufwand sind der Ökostromförderstelle auch die Aufwendungen für die Ausgleichsenergie und ÖSG-Zuschläge zu erstatten.

Die folgende Abbildung zeigt eine Abschätzung der E-Control, welche Anlagen in den Jahren 2020 bis 2030 aus dem Fördersystem ausscheiden.<sup>24</sup>

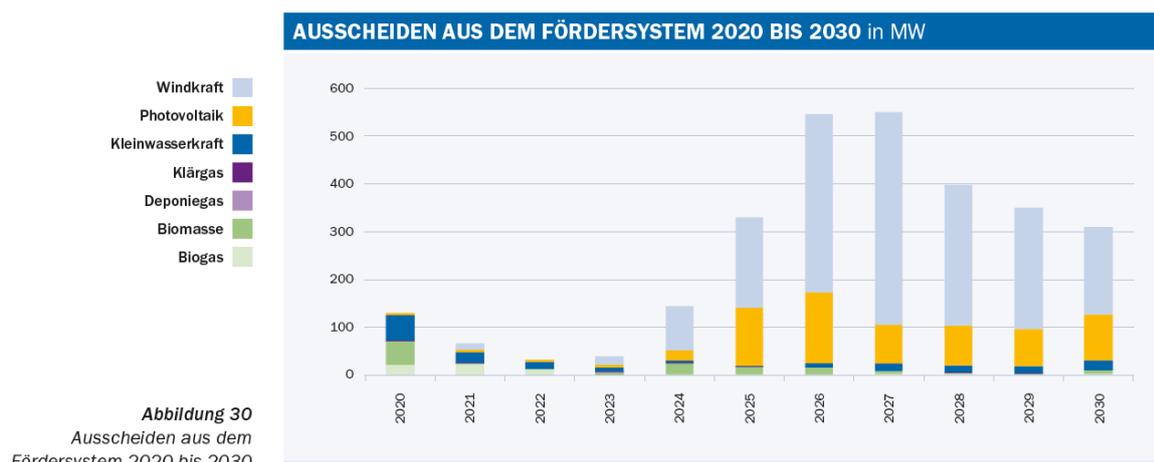


Abbildung 30  
Ausscheiden aus dem  
Fördersystem 2020 bis 2030

Quelle: E-Control

Abbildung 16: Produktionskapazitäten, die aus dem laufenden Fördersystem ausscheiden (Quelle: E-Control, ÖSB 2020)

<sup>23</sup> E-Control (2020): „[Gutachten](#) laut Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) zur Bestimmung der aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2020 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2019“, Seite und E-control (2019) „[Gutachten](#) laut Ökostromgesetz 2012 § 42 (4) zur Bestimmung der aliquoten Ausgleichsenergie-, Verwaltungs- und Technologieförderungsaufwendungen der Ökostromförderung für das Jahr 2019 auf Basis der Aufwendungen im Jahr 2018

<sup>24</sup> Vgl. E-Control (2020) Ökostrombericht 2020, Seite 46 ff

Die monetäre Bewertung dieser Mengen ist nicht trivial, da einerseits die Anlagen je nach Zeitpunkt ihrer Kontrahierung unterschiedliche Fördertarife erhalten und andererseits die Erlöse, die die Abwicklungsstelle durch Vermarktung des Stroms bekommt, gegengerechnet werden müssen.

Da davon auszugehen ist, dass das BMK via E-Control bzw. OeMAG über detailliertere Informationen zur voraussichtlichen Entwicklung dieser Beträge verfügt, wird die in den Grafiken des BMK ersichtliche erwartete Höhe für die Entwicklung dieser Bilanzposition verwendet.

### Aus den Grafiken des BMK ablesbare Höhe.

In den in Abschnitt 1 und 2.1 bereits dargestellten Grafiken des BMK zum geplanten Fördersystem sind grau bzw. als gepunktete Linie die Beiträge aus dem ÖSG eingezeichnet.

Die aus den beiden Grafiken ablesbaren Werte sind sehr ähnlich, wie die folgende Tabelle zeigt. (Grafik 1 bildet nur den Zeitraum bis 2030 ab). Für die weiteren Berechnungen wird der Durchschnitt verwendet. Es wird dabei angenommen, dass in diesen Beträgen auch bereits die **Aufwendungen für Ausgleichsenergie** berücksichtigt sind.

Abgelesene Werte aus Grafiken	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €	Mio. €
UV ÖSG lt Grafik 1	720	675	630	600	530	460	390	350	310	280				
UV ÖSG lt Grafik 2	720	680	645	600	540	470	400	355	320	285	220	90	40	20
<b>Durchschnitt</b>	<b>720</b>	<b>677,5</b>	<b>637,5</b>	<b>600</b>	<b>535</b>	<b>465</b>	<b>395</b>	<b>352,5</b>	<b>315</b>	<b>282,5</b>	<b>220</b>	<b>90</b>	<b>40</b>	<b>20</b>

Abbildung 17: Weiterlaufende Unterstützungsverträge nach dem ÖSG; Werte abgelesen aus BMK Präsentation 09.10.2020

Unbekannt ist, welcher Marktwert für die Berechnung des ÖSG-Unterstützungsvolumens angenommen wurde. Somit können für diesen Block keine Marktpreisszenarien berücksichtigt werden, wie das für die neu kontrahierten Marktprämien erfolgt, sodass die Beträge unabhängig von der Höhe des Marktpreises in den Szenarien gleich bleiben.

## 2.11. Ergebnisse der Variantenrechnungen

Das beschriebene Modell beinhaltet also drei Parameter, die variiert werden können:

- **Marktpreis** (niedrig, mittel, hoch)
  - **Vollaststunden** (2 Varianten: EAG / E-Control)
  - **Anzulegende Werte** (Basis, Basis + 10%, Basis -10 %)
- Zudem werden **Varianten mit und ohne Berücksichtigung eines zeitlichen Abstands zwischen Ausschreibung/Kontrahierung und Inbetriebnahme** (und somit Beginn der Auszahlung der Marktprämien (§ 16 EAG-Entwurf) bzw. Auszahlung des Investitionszuschusses (§ 74(7) EAG)) berechnet.

### a) Beispielhafte Ergebnisse ohne Berücksichtigung Zeitverzug

Eine Ergebnisvariante für die Kombination mittlerer Ausprägungen der Parameter **Marktpreis: Mittel 1 / Vollaststunden: wie EAG / Anzulegende Werte: Basis** wurde bereits in Abbildung 4 dargestellt.

Die mit diesem Szenario korrespondierenden Energiemengen sind in folgender Tabelle zusammengefasst, und zwar im Vergleich zu den in der Grafik des BMK (Abbildung 3) angeführten Mengen.

	Energiemengen		
	BMK-Grafik	Szenario	Differenz
	TWh 2030	TWh 2030	
BF Biomasse	1,00	2,06	-1,06
Inv PV	4,05	2,88	1,17
BF PV	6,90	7,00	-0,10
Inv. Wind	0,11	0,02	0,09
BF Wind	10,00	10,00	0,00
Inv Wasser	2,64	2,11	0,53
BF Wasser	2,30	3,00	-0,70
BF Biogas		0,11	-0,11
Ländermittel		0,37	-0,37
<b>Summe</b>	<b>27,00</b>	<b>27,53</b>	<b>-0,53</b>

Aus dem Szenario resultiert eine **Produktionsmenge** im Jahr 2030, die ziemlich genau der in der BMK-Grafik (bzw. dem Zielwert von 27 TWh) entspricht (**2 % höher**). Die **Verteilung auf die Technologien weicht jedoch etwas ab**. Die Abschätzung beinhaltet höheren geförderten Output aus Biomasse, jedoch geringeren aus PV. Da bei den Ländermitteln angenommen wird, dass sie vorwiegend für PV und Wasserkraft verwendet werden, ist der Unterschied bei den Produktionsmengen etwas geringer, als es auf den ersten Blick scheint. Etwa eine TWh Unterschied erkennt man bei den Investitionsförderungen für PV. Hier dürfte das Szenario des BMK von geringeren Fördersätzen ausgehen, sodass mit dem gegebenen Förderbudget mehr Zuwachs angestoßen werden kann (zur Erinnerung, unser Szenario geht von einer Gleichverteilung des Förderbudgets auf die drei PV-Größenkategorien aus.), ordnet man z.B. größeren Anlagen, die typischerweise geringere spezifische Investitionskosten aufweisen, einen größeren Anteil zu, könnte mit dem Förderbudget eine höhere Kapazität finanziert werden. Vielleicht werden im Szenario des BMK auch Umschichtungen aufgrund

geringer Inanspruchnahme des Biomasse-Budgets in Richtung PV erwartet. Dies würde auch die geringere Outputmenge dort erklären. Oder man rechnet mit sehr geringen Volllaststunden für Biomasse im Vergleich zu den im EAG genannten Werten.

Die **installierten Kapazitäten in diesem Szenario sind etwa 7 % geringer** als die gelegentlich in Kombination mit dem Zubauziel von 27 TWh genannten 17.000 MW. Hier kommen vermutlich ebenfalls unterschiedliche Annahmen über den Technologiemix zum Tragen.

<b>Neue MW in Ausschreibungen/Vergaben</b>		<b>Summe</b>
Wind (mind)	<b>MP, V (A)</b>	<b>4.000</b>
PV (mind)	<b>MP, A</b>	<b>7.000</b>
Biomasse (0,5-5 MWel) (mind.)	<b>MP, A</b>	<b>150</b>
Biomasse (bis 0,5 MW) (mind)	<b>MP, V</b>	<b>150</b>
Wasserkraft	<b>MP, V</b>	<b>750</b>
Biogas	<b>MP, V</b>	<b>15</b>
<i>Biomasse Nachfolgeprämie</i>		-
<i>Biogas Nachfolgeprämie</i>		-
<i>Wechsler aus ÖSG in MP</i>	<i>MP</i>	-
<i>PV (bis 20 kW, mit-ohne Speicher)</i>	<i>IZ</i>	<i>874</i>
<i>PV (&gt;20 - 100 kW, mit-ohne Speicher)</i>	<i>IZ</i>	<i>842</i>
<i>PV (&gt;100 bis 500 kW, mit-ohne Speicher)</i>	<i>IZ</i>	<i>1.159</i>
<i>Wasser bis 1 MW neu</i>	<i>IZ</i>	<i>179</i>
<i>Wasser Revitalisierung</i>	<i>IZ</i>	<i>350</i>
<i>Wind (20 kW bis 1 MW)</i>	<i>IZ</i>	<i>9</i>
<i>Technologieförderung Länder</i>	<i>IZ</i>	<i>256</i>
<b>Summe</b>		<b>15.734</b>

Betreffend den Förderaufwand zeigt die folgende Tabelle beispielhaft das Ergebnis der **Parameterkombination Marktpreis niedrig (also 3 Ct/kWh) / Vollaststunden laut Werten im EAG / Anzulegende Werte – Basis**

		Förderaufwand Zeitverlauf (*Marktpreis ist abgezogen)									
		Mo. €	Mo. €	Mo. €	Mo. €	Mo. €	Mo. €	Mo. €	Mo. €	Mo. €	Mo. €
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
*Wind (mind)	MP, V (A)	40,0	80,0	120,0	160,0	200,0	240,0	280,0	320,0	360,0	400,0
*PV (mind)	MP, A	28,0	56,0	84,0	112,0	140,0	168,0	196,0	224,0	252,0	280,0
*Biomasse (0,5-5 MWel) (mind.)	MP, A	9,2	18,5	27,7	37,0	46,2	55,5	64,7	74,0	83,2	92,5
*Biomasse (bis 0,5 MW) (mind)	MP, V	9,2	18,5	27,7	37,0	46,2	55,5	64,7	74,0	83,2	92,5
*Wasserkraft	MP, V	9,0	18,0	27,0	36,0	45,0	54,0	63,0	72,0	81,0	90,0
*Biogas	MP, V	1,3	2,5	3,8	5,0	6,3	7,6	8,8	10,1	11,3	12,6
Biomasse Nachfolgeprämie											
Biogas Nachfolgeprämie											
Wechsler aus ÖSG in MP	MP										
PV (bis 20 kW, mit-ohne Speicher)	IZ	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
PV (>20 - 100 kW, mit-ohne Speicher)	IZ	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
PV (>100 bis 500 kW, mit-ohne Speicher)	IZ	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Wasser bis 1 MW neu	IZ	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Wasser Revitalisierung	IZ	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Wind (20 kW bis 1 MW)	IZ	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Technologieförderung Länder etc.	Pauschale	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Administrative Aufwendungen	Ann. Histo	9,2	9,4	9,5	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5	10,7	11,0
Weiterlaufen aus ÖSG		720,0	677,5	637,5	600,0	535,0	465,0	395,0	352,5	315,0	282,5
<b>Summe</b>		<b>923,9</b>	<b>978,4</b>	<b>1.035,3</b>	<b>1.094,8</b>	<b>1.126,7</b>	<b>1.153,7</b>	<b>1.180,6</b>	<b>1.235,1</b>	<b>1.294,5</b>	<b>1.359,0</b>
<b>Dreijahresdurchschnitt</b>				<b>979,2</b>	<b>1.036,1</b>	<b>1.085,6</b>	<b>1.125,0</b>	<b>1.153,7</b>	<b>1.189,8</b>	<b>1.236,7</b>	<b>1.296,2</b>

Abbildung 18: Förderaufwand bei Parameterkombination Marktpreis: niedrig / VLh: EAG / Anzulegende Werte: Basis.

Unter diesen Annahmen würde der 3-Jahres-Durchschnitt des Förderaufwands die Grenze von einer Milliarde in 7 der betrachteten Jahre überschreiten (siehe letzte Zeile der Tabelle). Im Durchschnitt über die 10 Jahre gerechnet, beträgt der Förderaufwand jährlich rund 1.138 Mio. Euro. Im Szenario mit dem verlaufenden mittleren Marktpreis (Abbildung 4) betrug dieser Wert nur rund 930 Mio. Euro, und der 3-Jahres Durchschnitt blieb knapp unter der Marke von einer Milliarde. Zu einem ähnlichen Ergebnis (ca. 955 Mio. €) gelangt man, wenn man einen fixen mittleren Marktpreis von 4,5 Cent/kWh ansetzt (Siehe Abbildung 19). Geht man hingegen zu höheren Marktpreisen ab 2021 aus (6 Cent/kWh), würde die aus dem Förderkopf zu bedeckende Summe durchschnittlich ca. 770 Mio. EUR pro Jahr ausmachen.

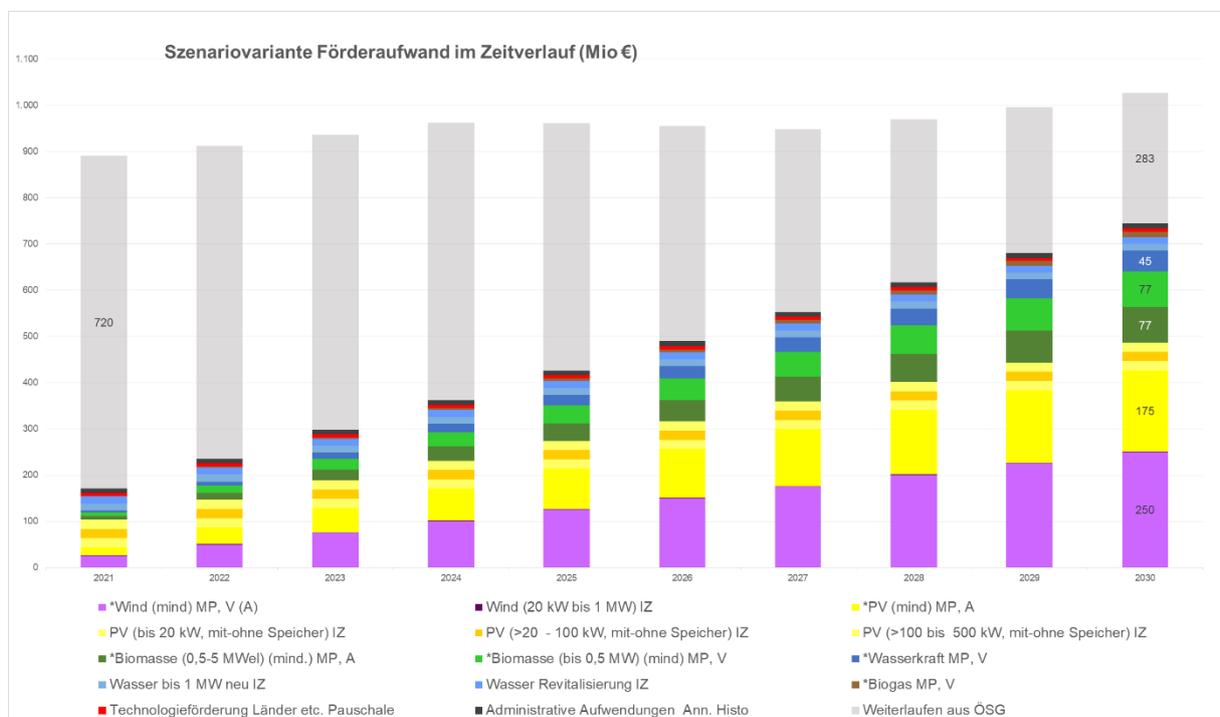


Abbildung 19 Ergebnis bei Parameterkombination Marktpreis mittel 2 (4,5 ct bis 2030) / VLh EAG / Anzulegende Werte Basis, keine Vorlaufzeit

Die Annahmen über den Marktpreis haben also eine starke Wirkung auf das Ergebnis der Beispielrechnungen: Eine Erhöhung bzw. Reduktion der Marktpreisannahme um ein Drittel

führt zu einer Veränderung des durchschnittlichen Unterstützungsvolumens um etwa 19 %, oder, anders ausgedrückt, eine **Erhöhung des Marktpreises um etwa 1,5 Cent bewirkt eine Verringerung des durchschnittlichen jährlichen Förderaufwands in der Größenordnung von 180 Mio. Euro**. Diese Schwankung betrifft aber nur den Teil des Aufwands, der nicht schon aus dem ÖSG resultiert, denn der Wert für das **aus dem ÖSG weitergeführte Unterstützungsvolumen** (in der Abbildung grau) wurde, wie bereits erläutert, als Absolutbetrag pro Jahr aus den Grafiken des BMK entnommen und wird nicht variiert. Wenn den Berechnungen des BMK ein Marktpreisszenario etwa in Höhe unseres „mittleren“ zugrunde liegt (dazu sind keine Informationen publiziert), würde der Förderaufwand im Niedrigpreisszenario wegen der niedrigeren Erlöse aus der Vermarktung des Ökostroms auch erhöht und die Balken somit etwas verlängert werden müssen. Umgekehrt verhält es sich naturgemäß im Falle eines hohen Marktpreises.

Das Unterstützungsvolumen im Jahr 2030 in unseren Beispielen verringert sich von rund 1.360 Mio. Euro bei einer Marktpreisannahme von 3 Cent/kWh auf 1.027 Mio. Euro bei 4,5 Cent und schließlich 694 Mio. Euro bei 6 Cent, also um jeweils 330 Mio. Euro.

Wie zu erwarten ist, reagieren die Ergebnisse der Szenarien der E-Control noch stärker auf die Veränderung des angenommenen Marktpreises, wie die nachstehende Tabelle zeigt: Jede Erhöhung des Marktpreises um je 1,5 Cent/kWh (Spalten von links nach rechts) verringert das **im Jahr 2030 benötigte Unterstützungsvolumen** um ca. 600 Mio. EUR.

MÖGLICHE ENTWICKLUNG UNTERSTÜTZUNGSVOLUMEN 2030 in Mio. €			
	MPSZ_1	MPSZ_2	MPSZ_3
SZ1	1.903	1.302	700
PVe	1.675	1.073	472

Abbildung 20: Mögliche Entwicklung Unterstützungsvolumen 2030 (Quelle E-control, Ökostrombericht 2020, S. 49)

Eine Anpassung der angenommenen anzulegenden Werte hat eine ähnliche Auswirkung: Erhöht oder reduziert man diese um 10 %, ändert sich der durchschnittliche jährliche Förderaufwand um ca. 9 % oder 90 Mio. EUR.

Der in diesen Beispielen noch nicht dargestellte, in der Realität zu erwartende Zeitverzug zwischen Fördervergabe und Inbetriebnahme wirkt sich tendenziell kostendämpfend aus, wie im folgenden Abschnitt zu sehen ist.

## b) Ergebnisse mit Berücksichtigung Zeitverzug

In den Berechnungen dieses Abschnitts finden die Auszahlungen nicht schon in dem Jahr statt, in dem die Förderung ausgeschrieben wird, sondern erst mit Inbetriebnahme. (Vgl. Abschnitt 2.3)

Für diesen Fall werden ebenfalls einige Berechnungsbeispiele gezeigt.

Hierbei ist – ebenso wie bei den Varianten in Abschnitt a) – zu beachten, dass der Kostenblock, der aus dem ÖSG weiterwirkt (graue Teile des Säulendiagramms), als fixer Bestandteil übernommen ist, sich also bei hohem Marktpreis nicht reduziert und bei niedrigem Marktpreis nicht erhöht.

In einem Beispiel mit **hohen Förderaufwänden**, nämlich mit den Parametern **Marktpreis niedrig (3 Cent/kWh bis 2030) / VLh wie E-Control / Anzulegende Werte Basic + 10 %**, würde trotz der Berücksichtigung von Vorlaufzeiten der Förderaufwand im Dreijahresdurchschnitt den Schwellenwert von 1 Mrd. Euro überschreiten. Auch wenn mit der höheren Marktpreisannahme ab 2031 der Förderbedarf zurückgeht, wirken diese Werte in der Durchschnittsbetrachtung noch bis 2032 hinein.

Beinhaltet das Szenario eine Steigerung des Marktpreises über die Zeit, tritt zum Effekt der bloßen „Verschiebung“ durch die Berücksichtigung der Vorlaufzeiten auch eine Reduktion des Förderaufwands. Die über das Fördersystem aufzubringende Differenz zwischen anzulegendem Wert und Marktpreis wird in diesem Fall in den späteren Jahren geringer. Dies ist deutlich in Abbildung 21 am Sprung vom Jahr 2030 auf das Jahr 2031 zu erkennen, wo die Marktpreisannahme von 3 auf 5 Cent/kWh wechselt.

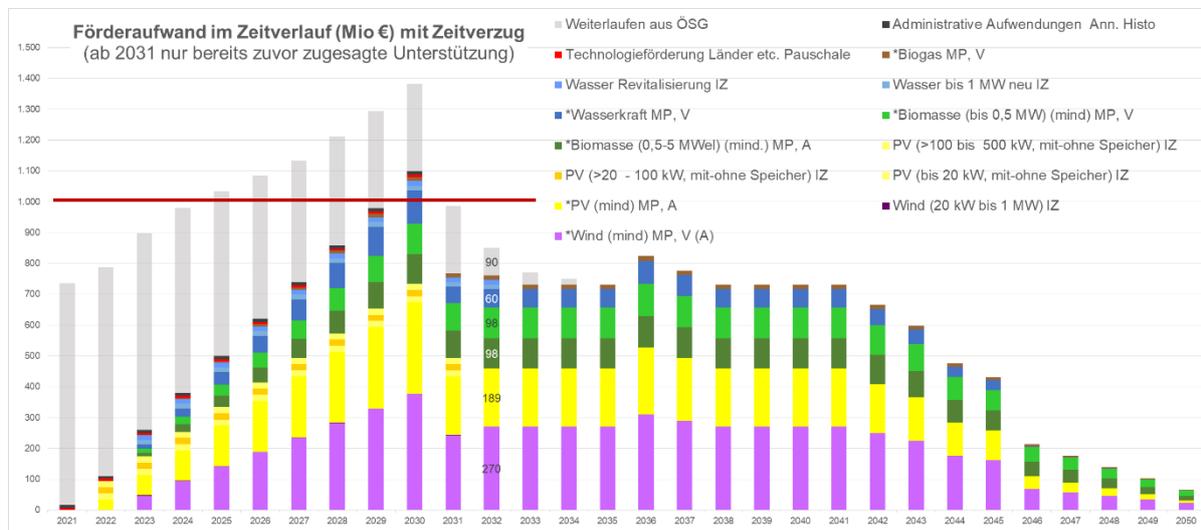


Abbildung 21 Ergebnis bei Parameterkombination Marktpreis bis 2030 niedrig (3 ct/kWh) / VLh E-control / Anzulegende Werte: Basic + 10 %. Mit Vorlaufzeit Ab 2031 nur bereits zuvor zugesagte Förderungen und Marktpreis lt Langfristannahme.

Zum Vergleich folgt noch eine Abbildung für den Fall eines **höheren Marktpreises (6 Cent/kWh bis 2030) und mittlerer anzulegender Werte**. Der Förderaufwand ist somit entsprechend geringer, insbesondere in den ersten Jahren. Da der Marktpreis im Zeitraum 2031 bis 2045 um die 5 Cent/kWh liegt, ist der Förderaufwand zunächst sogar höher als 2030.

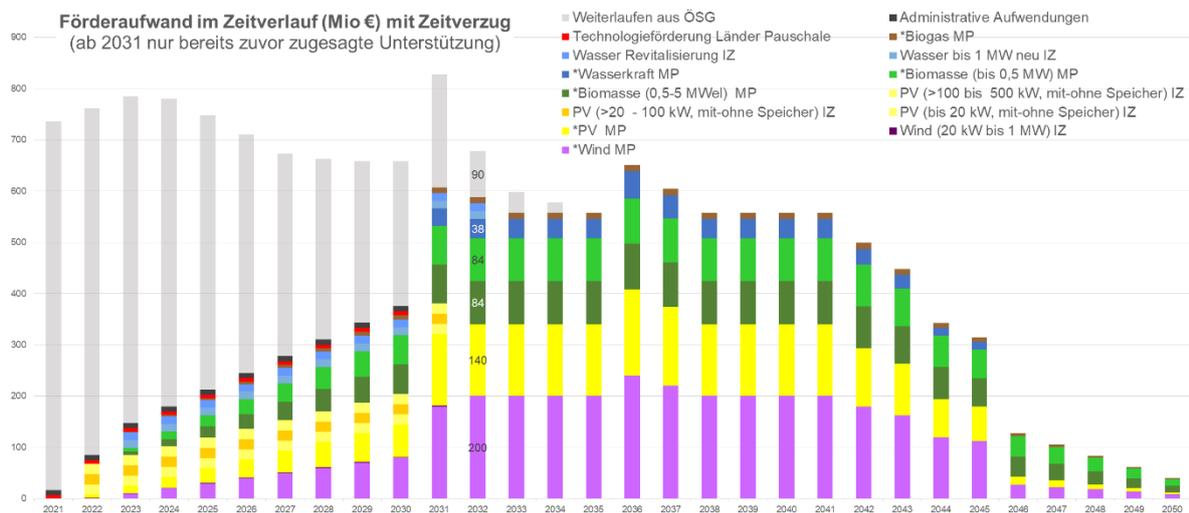


Abbildung 22 Ergebnis bei Parameterkombination Marktpreis bis 2030 hoch (6 ct/kWh) / VLH E-control / Anzulegende Werte: Basic. Mit Vorlaufzeit Ab 2031 nur bereits zuvor zugesagte Förderungen und Marktpreis lt. Langfristannahme.

Zur Veranschaulichung der Unterschiede, die sich durch die Variation der Parameter ergeben, ist in der folgenden Tabelle jeweils der durchschnittliche jährliche Förderaufwand über die 10-Jahresperiode angegeben (links) sowie die Anzahl der Jahre in denen nach diesen Annahmen der Förderaufwand im Dreijahresdurchschnitt den Schwellenwert von 1 Milliarde überschreiten würde (rechts).

Durchschnittlicher jährlicher Förderaufwand 2021-2030 (in Mio. €)				Anzahl Jahre von 2023-2030, in denen der 3-Jahres-Durchschnitt des Förderaufwands 1 Mrd. € überschreitet			
Anzulegende Werte				Anzulegende Werte			
	Basic - 10 %	Basic	Basic + 10 %		Basic - 10 %	Basic	Basic + 10 %
<b>Marktpreis Niedrig (3 Cent/kWh)</b>				<b>Marktpreis Niedrig (3 Cent/kWh)</b>			
VLH EAG	904	968	1.031	VLH EAG	1	3	5
VLH E-Control	921	988	1.054	VLH E-Control	1	4	5
<b>Marktpreis Mittel 1 (verlaufend 3,8 bis 5 Cent/kWh)</b>				<b>Marktpreis Mittel 1 (verlaufend 3,8 bis 5 Cent/kWh)</b>			
VLH E-Control	762	882	895	VLH E-Control	0	0	0
<b>Marktpreis Mittel 2 (4,5 Cent/kWh)</b>				<b>Marktpreis Mittel 2 (4,5 Cent/kWh)</b>			
VLH E-Control	786	853	919	VLH E-Control	0	0	1
<b>Marktpreis Hoch (6 Cent/kWh)</b>				<b>Marktpreis Hoch (6 Cent/kWh)</b>			
VLH E-Control	659	717	784	VLH E-Control	0	0	0

Abbildung 23: Ergebnisse unterschiedlicher Parameterkombinationen (links: durchschnittlicher jährlicher Förderaufwand 2021-2030, rechts: Anzahl der Überschreitungen von 1 Milliarde € im 3 Jahres-Durchschnitt im Zeitraum 2023-30)

Führt man die Berechnungen mit den in der E-Control Prognose verwendeten **Vollaststunden** durch, die für Biomasse-, Biogas- und Kleinwasserkraftanlagen etwas (in Größenordnungen von ca. 20 %) höher liegen als die im EAG-Entwurf erwähnten Werte, liegen die durchschnittlichen Förderaufwände nur um etwa 1,5 bis 4 Prozent über denen der EAG-Werte. Deshalb wurden nicht in allen Szenarien beide Varianten gerechnet, sondern nur die Variante mit den E-Control Werten.

Aufgrund der Berücksichtigung der Vorlaufzeit vor der Inbetriebnahme ist im Jahr 2030 ein Teil der Anlagen noch nicht in Betrieb. **Die zusätzliche Jahresproduktion beläuft sich zu diesem Zeitpunkt auf rund 23,1 bis 24,5 TWh**, im Jahr 2031 sind es 25,8 bis 27,3 TWh und 2032 die vollen 27,5 bis 29,2 TWh (Der erste Wert bezieht sich jeweils auf die Berechnung mit Vollaststunden laut EAG, der zweite lt. E-Control.)

### 3. Anhang 1 – Formulierungen Energie & Klimastrategie + Regierungsprogramm

a) Das in der Energie- und Klimastrategie „#mission2030“ formulierte Ziel lautet:

**„Ziel ist es [...] im Jahr 2030 den Gesamtstromverbrauch zu 100 % (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen im Inland zu decken. Dieser Ausbau berücksichtigt die erwartete Zunahme des Stromverbrauchs, da Strom aus erneuerbaren Quellen aus Österreich in den Bereichen Mobilität, Gebäude und Produktion zur Substitution von importierten fossilen Energieträgern eingesetzt wird. Dabei wird auf die Zukunftstrends Digitalisierung, Dezentralisierung und Partizipation gesetzt.“**

*Der Stromaustausch im europäischen Binnenmarkt wird auch weiterhin eine wichtige Rolle spielen müssen. Österreichs Ziel ist daher, einen ausgeglichenen Saldo von importiertem und exportiertem Strom zu erreichen und den Bedarf mit erneuerbarer Energie im Inland zu decken.*

*Ausgleichs- und Regelenenergie, netzbetriebsnotwendige Flexibilität sowie die Bereithaltung gesicherter Leistung werden weiterhin entsprechend der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zur Verfügung gestellt. Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs werden für die Berechnung der zu 100 % erneuerbaren Stromversorgung nicht einbezogen.*

*Strom zur Eigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion soll aus Gründen der Ressourceneffizienz weiterhin aus der ressourcenschonenden, effizienten Verwendung von Kuppelprodukten an Firmenstandorten (z. B. in der Stahl- oder Papierindustrie) erzeugt werden, auch auf Basis nicht erneuerbarer Energieträger. Es handelt sich hierbei in aller Regel um emissionshandlungspflichtige Unternehmen, die für ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen Zertifikate abgeben müssen. Daraus folgt, dass die oben genannten Strommengen nicht durch zusätzliche Exporte ausgeglichen werden müssen.<sup>25</sup>*

#### b) Folgende Bezüge dazu finden sich im Regierungsprogramm 2020 – 2024

- Die Bundesregierung bekennt sich zum Ausbau aller Formen heimischer erneuerbarer Energieträger. Den Rahmen dafür wird das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz geben, das bis 2030 eine 100% (national bilanziell) Versorgung mit Ökostrom sichert. Damit einher gehen die notwendigen Netzinfrastrukturinvestitionen. (S. 103)
- Klare Zieldefinition für die Steigerung des Anteils von erneuerbaren Energien am nationalen Gesamtverbrauch: 100% (national bilanziell) Strom aus erneuerbaren Energiequellen bis 2030 (S. 111)
- **Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz im Detail (S. 112 ff)**
  - Ein Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) wird so rasch wie möglich erlassen, es implementiert als Sammelgesetznovelle folgende Eckpunkte in den entsprechenden Materiegesetzen und zieht eine Reform der Ökostromförderung nach sich.
  - Ziel ist es, die Stromversorgung bis 2030 auf 100% (national bilanziell) Ökostrom bzw. Strom aus erneuerbaren Energieträgern umzustellen und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Österreich zu stärken.

---

<sup>25</sup> Vgl Energie- und Klimastrategie, S. 21 f

- 100% Strom aus Erneuerbaren bedeutet einen Zubau von rund 27 TWh. Zielsetzung ist, bis 2030 eine Photovoltaik-Erzeugungskapazität von 11 TWh zuzubauen, bei Wind beträgt das Ausbauziel 10 TWh, bei Wasserkraft 5 TWh (wobei eine am ökologischen Potential orientierte Aufteilung zwischen Kleinwasserkraft und Großwasserkraft vorzunehmen ist) und bei Biomasse 1 TWh.
- Der Ausbau soll, unter Berücksichtigung von Vorlaufzeiten, einem zehnjährigen linearen Pfad folgen. Bei signifikanten Pfadabweichungen sind entsprechende Maßnahmen zur durchschnittlichen Pfadeinhaltung zu setzen.
- Der Ausbau soll unter Beachtung strenger Kriterien in Bezug auf Ökologie und Naturverträglichkeit erfolgen.
- Es erfolgt ein laufender Ausbau: Statt Stop-and-go aufgrund jährlicher Kontingente erfolgt ein kontinuierlicher Ausbau, mit Ausnahme der Förderung von Speichern im Zusammenhang mit PV-Anlagen.
- Das Ausmaß des Unterstützungsvolumens orientiert sich am Ausbaufahrplan. Im 3-jährigen Mittel darf dabei ein Jahres-Maximum von 1 Milliarde Euro nicht überschritten werden. Innovative Sonderprogramme im Klima- und Energiefonds bleiben möglich.
- Die Unterstützung erfolgt mit einem Fokus auf einen Mix aus Investitionsförderungen und gleitenden Marktprämien, unter Einbeziehung von Ausschreibungen, wo dies im Sinne der Zielerreichung sinnvoll einsetzbar ist.
- Die Laufzeiten für die Gewährung der Marktprämien werden generell auf 20 Jahre ausgedehnt.
- Die Errichtung von PV-Anlagen und das Ziel, 1 Million Dächer mit Photovoltaik auszustatten, wird durch folgende Änderungen administrativ erleichtert:
  - Abbau von bürokratischen Hürden bei bestehenden Anlagen, dazu gehört die Ermöglichung der Erweiterung bestehender Anlagen, ohne dass ein Einspeisetarifverlust für die bisherige Kapazität eintritt
  - vereinfachter Netzzugang für Anlagen bis 10 kW
  - Ausweitung der leistungsbezogenen Fördergrenzen
  - Vereinfachung der rechtlichen Rahmenbedingungen für PV-Anlagen
  - Förderfähigkeit auch auf Flächen außerhalb von Gebäuden, mit besonderem Fokus auf versiegelte Flächen (z.B. P&R-Anlagen, Parkplätze etc.) und Doppelnutzung
- Prüfung der Tarifstruktur auf Änderungsbedarf, um abzufedern, dass unterschiedliche Ausgangsbedingungen in Bezug auf den nächsten verfügbaren Netzananschlusspunkt zu Benachteiligungen bei den Kontrahierungen von Erzeugungskapazitäten führen
- Erweiterung der Möglichkeiten der Gestaltung von „Erneuerbaren Energiegemeinschaften“ und „Bürgerenergiegemeinschaften“ für verstärkte dezentrale Energieversorgung und die Stärkung von regionalen Versorgungskonzepten, mit Fokus auf Gemeinnützigkeit und genossenschaftliche Systeme, lokale Mikro-Netze und Speicherbetreiber, Etablierung eines One-Stop-Shops zur Beratung
- Ermöglichung einer unkomplizierten Direktvermarktung bei Eigenstromerzeugungen, sofern das öffentliche Netz nicht benutzt wird
- Streichung der Eigenstromsteuer auf alle erneuerbaren Energieträger
- Forcierung der Revitalisierung großer Wasserkraftanlagen

## 4. Anhang 2 - Ausschreibungs-/Vergabemengen lt § 31 ff EAG-Entwurf

### Photovoltaik (Marktprämie)

§ 31. (1) Das Ausschreibungsvolumen für Photovoltaikanlagen beträgt jährlich mindestens 700 000 kWpeak, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder 23 Abs. 3

*(Überschlagsrechnung: 10 Jahre x 700 MWp x 1000 VLH = entspr. 7 TWh zusätzlich im Endausbau.)*

§ 34. (1) Die Frist zur Inbetriebnahme beträgt bei Photovoltaikanlagen zwölf Monate ab Veröffentlichung des Zuschlags auf der Internetseite der EAG-Förderabwicklungsstelle. (Kann um 12 Monate verlängert werden)

### Biomasse: (Marktprämie)

§ 36. (1) Das **Ausschreibungsvolumen** für Anlagen auf Basis von **Biomasse** beträgt jährlich mindestens 15 000 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder 23 Abs. 3.

**(Ausschreibungen betreffen 0,5 – 5 MWel, Anlagen darüber bekommen nur für die ersten 5 MW die Prämie)**

Frist zur Inbetriebnahme 24 Monate, um 24 Monate verlängerbar (§38)

§ 50. (1) Neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse mit einer Engpassleistung **unter 0,5 MWel**, die die allgemeinen Fördervoraussetzungen nach § 10 Abs. 1 Z 4 lit. a bis d sowie Abs. 2 und 4 erfüllen, können auf Antrag durch **Marktprämie** gefördert werden.

(2) Das **Vergabevolumen** für Anlagen gemäß Abs. 1 beträgt jährlich mindestens 15 000 kW vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 45 Abs. 3.

Inbetriebnahmefrist: Bei kleineren 24 + 12 Monate

*(Überschlagsrechnung: 15 MW\*10 Jahre\*6850 VLH = 1,0275 TWh (\*2, da für große und kleine Anlagen die gleiche Anzahl VLH angegeben ist)*

### Wind: Entweder admin. Vergabe ODER Ausschreibung, jedenfalls mind. 400.000 kW.

*(Überschlag: 400 MW\* 10 Jahre \* 2500 VLH = 10 TWh – entspricht genau dem Ausbauziel)*

§ 40. (1) Das Ausschreibungsvolumen für Windkraftanlagen beträgt jährlich mindestens 400 000 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 23 Abs. 3. (Ausschreibungen ab 2024, wenn effizienter als voriges System)

Frist zur Inbetriebnahme 24 Monate, um 24 Monate verlängerbar.

§47 (2) Das Vergabevolumen für Windkraftanlagen beträgt jährlich mindestens 400 000 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder 45 Abs. 3.

(3) Wird die Windkraftanlage nicht innerhalb von 24 Monaten nach Annahme des Förderantrages in Betrieb genommen, gilt der Antrag auf Förderung durch Marktprämie als zurückgezogen und der Fördervertrag als aufgelöst. Die Frist zur Inbetriebnahme kann von der EAG-Förderabwicklungsstelle zweimal um bis zu zwölf Monate verlängert werden

(4) Werden Marktprämien aufgrund einer Ausschreibung nach dem 2. Abschnitt gewährt, werden keine Marktprämien für Wind nach diesem Abschnitt gewährt.

§48 Das Vergabevolumen für **Wasserkraftanlagen beträgt jährlich mindestens 75 000 kW**, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder 45 Abs. 3.

Inbetriebnahmefrist: 24 Monaten nach Annahme des Förderantrages +24 Monate Verlängerungsmöglichkeit

*(Überschlagsrechnung: 75 MW \*10 \* 4000 bis 5000 VLH = 3 bis 3,75 TWh)*

### Biogas

§ 49 (2) Das Vergabevolumen für Anlagen gemäß Abs. 1 beträgt jährlich mindestens 1 500 kW, vorbehaltlich allfälliger Kürzungen gemäß § 7 oder § 45 Abs. 3. (Marktprämie)

Inbetriebnahmefrist: 24 Monate + 12 Monate

## 5. Anhang 3 - Szenarien der E-control (Ökostrombericht 2020)

Die E-control erwähnt im Ökostrombericht die Ergebnisse mehrerer Szenarienrechnungen für das Unterstützungsvolumen 2030, die in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst sind. (ÖSB 2020, S. 49)

MÖGLICHE ENTWICKLUNG UNTERSTÜTZUNGSVOLUMEN 2030 in Mio. €			
	MPSZ_1	MPSZ_2	MPSZ_3
SZ1	1.903	1.302	700
PVe	1.675	1.073	472

**Tabelle 16**  
Mögliche Entwicklung  
Unterstützungsvolumen 2030

Quelle: E-Control

Dabei steht die Abkürzung MPSZ für das Marktpreiszenario. Bei MPSZ\_1 wurde ein Marktpreis von 3 Cent/kWh, im mittleren Szenario MPSZ\_2 von 4,5 Cent/kWh und in MPSZ\_3 von 6 Cent/kWh angenommen.

Die Zeilen der Tabelle beschreiben zwei Varianten der Verteilung der Zubaumengen<sup>26</sup>:

SZ1 geht von rund 17.000 MW Zubau von 2019 – 2030 aus, wobei ca. 7.000 MW aus Windkraft und 8.000 MW aus PV kommen.

PVe ist ein Szenario mit sehr starkem PV-Anteil, das einen Zubau von 2019 bis 2030 von ca. 22 500 MW vorsieht, davon etwa 15 000 MW PV und nur etwa 5 000 MW Wind.

Die von der E-control zu den Marktpreisen, Tarifen und Vollaststunden getroffenen Annahmen werden jeweils als eine der Varianten in den vorliegenden Szenarioberechnungen herangezogen.

<sup>26</sup> Vgl. E-control ÖSB 2020, S. 48