

**Vorschlag von Oesterreichs Energie zur
Umsetzung des Erneuerbaren-Ausbauziels
gemäß #mission2030 durch das Erneuerba-
ren Ausbau Gesetz**

Stand Dezember 2018

Die österreichische Bundesregierung hat in ihrer integrierten Klima- und Energiestrategie #mission 2030 sehr ambitionierte Zielvorgaben für den Strombereich vorgelegt: 100 Prozent des Gesamtstromverbrauchs sollen bis 2030 aus erneuerbaren Energien (national bilanziell) gedeckt werden.

Unter Berücksichtigung der in der #mission2030 definierten Ausnahmen für der Regel- und Ausgleichsenergie und des Stroms zur Eigenversorgung in der Sachgüterproduktion errechnet sich - unter der Voraussetzung des vollständigen Erhalts der bestehenden erneuerbaren Stromerzeugung - ein erforderlicher Ausbau an erneuerbaren Energieträgern von ca. 30 TWh¹.

Um die ausgezeichneten Werte der österreichischen Stromwirtschaft im Zieldreieck Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Leistbarkeit auch zukünftig zu erhalten, schlägt Oesterreichs Energie für diese zusätzlichen 30 TWh Strom aus heimischen erneuerbaren Energiequellen ein kosteneffizientes Incentivierungssystem vor, das den Aspekt einer breiten Technologiebasis ausreichend berücksichtigt.

Übernahme von Systemmitverantwortung

- Für Oesterreichs Energie ist die **Funktionsfähigkeit des Strommarkts** entscheidend, daher müssen die zusätzlich erzeugten Strommengen aus erneuerbaren Energien verantwortungsvoll in den Strommarkt integriert werden. Entscheidend ist eine Heranführung der Technologien an den Wettbewerbsmarkt und **Übernahme von Systemmitverantwortung**.
- Für alle Teilnehmer am Incentivierungssystem gilt ein **level playing field**, in welchem die rechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der jeweiligen Erzeugungstechnologien in gleicher Weise Berücksichtigung finden. Dabei darf es weder eine nicht sachgerechte Bevorzugung der etablierten EE-Marktakteure noch unsachliche Vorteile für neu eintretende EE-Marktteilnehmer (wie beispielsweise Erneuerbaren Energiegemeinschaften) geben.
- Grundsätzlich ist festzuhalten, dass **Direktvermarktung** in Verbindung mit Bilanzverantwortung und geeigneter Ausgestaltung eines variablen Marktprämienmodells von sich aus Anreize zu **systemdienlichem Verhalten** setzt. Dadurch wird sichergestellt, dass EE-Anlagenbetreiber bzw. deren Vermarkter eine möglichst gute Prognose erstellen, um so den Bedarf an Regelleistungsvorhaltung und insbesondere deren Einsatz zu optimieren.
- Als aktiven Beitrag zur Systemstabilität sollten darüber hinaus EE-Anlagen, die der Direktvermarktung unterliegen, die Möglichkeit haben, auch als **Anbieter von Regelleistung** aktiv zu sein. Die aktuellen Präqualifikationsbedingungen wären für derartige Fälle dahingehend anzupassen, dass Teilmengen der Anlagenparks, die mit hoher Wahrscheinlichkeit abrufbar sind, am Regelmarkt angeboten werden können (Übernahme der deutschen Präqualifikationsbedingungen).
- Weiters sollten für regelbare Anlagen Anreize für einen netz- und marktdienlichen Einsatz durch **Integration in Redispatch-Rahmen** geschaffen werden. **Systemdienstleistungen** (Beispiel Frequenzhaltung, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit etc.) sollten **abgegolten** werden.

Technologiespezifische Incentivierung mittels variabler Marktprämie

- Aufgrund der ambitionierten Zielvorgaben muss ein Großteil der ökologisch und ökonomisch machbaren Ausbaupotenziale aller relevanten Erneuerbaren in Österreich genutzt werden. Demgemäß ist die **technologiespezifische Incentivierung** zweckmäßig, um eine **Diversität von Erzeugungsmustern (Netz- und Systemstabilität)** und eine **Begrenzung regionaler Konzentrationseffekte** zu erreichen. Dies trägt erheblich zur Netz- und Systemstabilität bei.
- Die **technologiespezifischen Ausschreibungsvolumina** orientieren sich mit ca. 30 TWh bis 2030 an der Zielvorgabe der #mission2030 der österreichischen Bundesregierung: Wasserkraft: 6 - 8 TWh; Windkraft 11 - 13 TWh, Photovoltaik 11 - 13 TWh und rd. 2 TWh Biomasse-KWK zur Bestandssicherung.
- Es wird ein Incentivierungssystem vorgeschlagen, das den Schwerpunkt auf die Unterstützung durch **variable Marktprämien mit wettbewerblicher Bestimmung der Vergütungssätze** legt. Variable Marktprämien **zeigen** im Vergleich zu Investitionsförderungen **klare Kostenvorteile**, weil eine geringere Risikoabgeltung erforderlich ist, es zu einer Vermeidung von einmaligen budgetären Belastungen kommt und Anreize zum effizienten und langfristigen Betrieb der Anlagen geschaffen werden.
- Die **Vergütungsdauer** für die Marktprämien beläuft sich auf einen Zeitraum von **20 Jahren**.
- **Je kürzer** der Zeitraum ist, der für die **Ermittlung des Referenzmarktpreises** gewählt wird, desto mehr spiegelt der Referenzmarktpreis die Bewegung des zugrundeliegenden Großhandelspreises wider und desto **niedriger ist das Risiko für die Anlagenbetreiber**, die die Differenz zwischen zugesagter Vergütung und Referenzmarktpreis als Marktprämie erstattet bekommen. Die Marktprämie schwankt dann weitgehend umgekehrt proportional zum Großhandelspreis und die Gesamterlöse des Anlagenbetreibers sind damit wenig volatil.
- **Je länger** dagegen der Betrachtungszeitraum für die Durchschnittspreisbildung ist, desto weniger bildet der Referenzmarktpreis die Schwankungen des Großhandelspreises ab. Dadurch ergeben sich einerseits **mehr Anreize für eine bedarfsgerechte Erzeugung und systemdienliches Handeln**, indem der Stromabsatz in Phasen niedriger Marktpreise vermieden wird. Andererseits sind vor allem solche Anlagen, die kaum Möglichkeiten zur Steuerung ihres Angebots haben, einer höheren Volatilität ihrer Gesamterlöse ausgesetzt. Somit erscheint für Anlagen, deren Erzeugung in höheren Ausmaß steuerbar ist, eine längere Referenzpreisermittlungsmethode angemessen.
- Oesterreichs Energie spricht sich daher dafür aus, bei **Wasserkraft und Biomasseanlagen** eine **quartalsweise Referenzpreisperiode** zu wählen. Für **Windkraft- und PV-Anlagen** sollte dagegen eine **monatliche Referenzpreisbildung** vorgesehen werden.
- Zur Bestimmung der Marktwerte je Technologie sollten die entsprechenden, in das öffentliche Netz eingespeisten, **nationalen Technologieportfolios** herangezogen werden:
 - Wind: Einspeiseprofil des nationalen Wind Portfolios (Neuanlagen und Bestand);

- PV: Einspeiseprofil des nationalen PV Portfolios (Neuanlagen und Bestand ohne Anteil des Eigenverbrauchs);
 - Laufwasser und Speicher mit natürlichem Zufluss: Einspeiseprofil des nationalen Portfolios Laufwasser (Neuanlagen und Bestand);
 - Biomasse: nationales Biomasse Portfolio (Neuanlagen und Bestand ohne Anteil des Eigenverbrauchs).
- Zur Berechnung der Referenz-Marktpreise im Direktvermarktungssystem wird **EPEX Spot AT** vorgeschlagen, ohne dies im Gesetz zu verankern, um gegebenenfalls Anpassungen über die Jahre vornehmen zu können.
 - Im Falle von Perioden mit drei oder mehr Stunden („**3h-Regel**“) mit **negativen Preisen** sollen die Marktpremien nicht ausbezahlt werden.

Fokus auf effektive und effiziente Ausschreibungen und Direktvermarktung

- Die **Vergabe der Incentivierungsmittel** erfolgt durch **nachhaltig angelegte Ausschreibungsverfahren und Verpflichtung der Direktvermarktung** für:
 - Wasserkraftanlagen mit einer Ausbauleistung von über 1 MW;
 - Windkraft und feste Biomasse-KWK-Anlagen mit einer Ausbauleistung von über 500 kW und
 - Photovoltaikanlagen mit einer Ausbauleistung zwischen 500 kW und 5 MW.
- Angemessene **Präqualifikationsanforderungen** (Genehmigung erster Instanz) sind in diesen Fällen vorgesehen, um die Realisierung der Projekte mit einer **großen Akteursvielfalt** zu gewährleisten und gleichzeitig den strengen österreichischen Umweltauforderungen und –gesetzen zu entsprechen.
- **Ausnahmefälle ohne Ausschreibung** gelten für Windkraft, Photovoltaik und für feste Biomasse-KWK < 500 kW bzw. für Wasserkraft < 1 MW. Für diese gelten eigene Präqualifikationskriterien. Diese sollten die Wahlmöglichkeit haben, durch einen zentralen Vermarkter vermarktet werden oder selbst direkt zu vermarkten. Die zentrale Vermarktung könnte weiterhin durch die OeMAG erfolgen. Es ist auf ein „Level-playing-field“ der Vermarkter von Anlagen mit Pflicht zur Vermarktung und dem zentralen Vermarkter von Kleinanlagen zu achten. Der zentrale Vermarkter darf nicht gleichzeitig als Vermarkter für neue, größere EE-Anlagen auftreten, da durch das zugewiesene „Grundportfolio“ an Klein- und nicht wechselnden Bestandsanlagen ein Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Vermarktern bestehen könnte.
- Aufgrund der hohen Akteursvielfalt im Bereich der **PV-Kleinanlagen** erscheinen **Investitionsförderungen** als einfach administrierbarer Fördermechanismus sinnvoll.

Wasserkraft	< 1 MW	≥ 1 MW
	administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife	variable Marktprämie mit Ausschreibung
Windkraft	< 500 kW	≥ 500 kW
	administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife	variable Marktprämie mit Ausschreibung
Photovoltaik	< 500 kWp	≥ 500 kWp – 5 MWp
	Investitionszuschuss bis max. 40%	variable Marktprämie mit Ausschreibung
Biomasse	< 500 kWel	≥ 500 kWel
	administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife	variable Marktprämie mit Ausschreibung

- Bei der vorgeschlagenen technologiespezifischen Incentivierung sind neben den erforderlichen **neuen Anlagen** auch sämtliche zweckmäßige Maßnahmen zum Erhalt und zur Erhöhung des Erzeugungsausgangs bei **bestehenden erneuerbaren Anlagen (Effizienzsteigerung/Erweiterung, Revitalisierung)** in adäquater Weise zu erfassen.
- In der Förderung befindliche **EE-Bestandsanlagen** sollten die **Möglichkeit und einen Anreiz** (ähnlich der Managementprämie in DE) erhalten, für die Restzeit der Förderung mit dem für die Anlage geltenden Einspeisetarif als „anzulegenden Wert“ **in die Direktvermarktung zu wechseln**. Bei der Ausgestaltung des Anreizsystems sollte berücksichtigt werden, dass im Einspeisetarif die Ausgleichsenergiekosten, welche im Fall der Direktvermarktung der Anlagenbetreiber zu tragen hat, nicht inkludiert sind. Zusätzlich ist eine Abwägung zwischen den Ersparnissen für das Gesamtsystem (insbesondere durch die erwarteten Reduktionen der Ausgleichsenergiekosten) und den Mehrkosten für das Anreizsystem zu treffen.
- **Brennstoffabhängige Bestandsanlagen mit einer Laufzeit von mehr als 20 Jahren** sollen bei Bedarf nach Maßgaben des **EU-Beihilfenrechts** mittels administrativ festgelegten Marktprämien incentiviert werden.

Dezentralisierungsmodell für Windkraft

- Die Rahmenbedingungen müssen so gesetzt werden, dass ein zielorientierter Ausbau der Technologien Wasserkraft, Windkraft und Photovoltaik und ein Beibehalten der hocheffizienten festen Biomasse-KWK unter Berücksichtigung der **regionalen Verhältnisse** gewährleistet wird.
- Zuschläge für besondere Infrastrukturanforderungen (Dezentralisierung) sind im Hinblick auf die ambitionierten Ausbauziele sinnvoll, weil sie zu geringeren Gesamtkosten (Investition, Netzausbau, Infrastruktur etc.) führen können.
- Um Konzentrationseffekte zu vermeiden, Infrastrukturkosten auszugleichen und die soziale Akzeptanz in der Bevölkerung zu erhöhen, sollte für Windkraft im Gesetz das Prinzip verankert werden, das eine regionale/dezentrale Verteilung des gleichzeitigen Ausbaus in mehreren geeigneten Bundesländern vorantreibt. (Siehe dazu Studie Windpotenzial der IG Windkraft 2018)
- Die Detailformel zur Berechnung eines sogenannten „Dezentralisierungsfaktors“ sollte dabei nicht im Gesetz angeführt, sondern in Verordnungen reglementiert werden.
- Zur Faktorberechnung sollten objektivierbare Kriterien wie Infrastrukturkosten (Ableitungslänge, Höhendifferenz usw.), Netzausbaukosten, Windertrag und Windgeschwindigkeit herangezogen werden.

Bedeutung von Speichern und Sektorkopplung

- Der gleichzeitig zu erfolgende massive Ausbau von Speichern und Flexibilitäten in allen Größenordnungen und Technologien nimmt eine der zentralen Rollen beim Ausbau volatiler EE-Anlagen ein.
- Das Speicher- und Flexibilitäts-Thema ist auch mit dem Thema Sektorkopplung verbunden und geht fachlich sowie monetär weit über den reinen Incentivierungsrahmen für EE hinaus. Es sollte daher im EIWOG und nicht im Rahmen des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes adressiert werden.
- Eine Förderung oder Incentivierung von Kleinst-Speichern sollte auf Pilot- bzw. auf eingegrenzte Leuchtturmprojekte beschränkt bleiben und sollte dabei jedenfalls technologieoffen gestaltet sein.

Transformationsmanagement (#start.mission2030)

- Um von Anbeginn des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes einen zweckmäßigen und möglichst homogen über die Periode bis 2030 verteilten EE-Ausbau zu ermöglichen, sollte für jene EE-Projekte, die bereits über eine **Genehmigung verfügen, ein gesondertes Startpaket geschnürt werden** (#start.mission2030)
- Zur Erreichung der Ziele und zum Abbau der derzeitigen ÖSG-Warteschlange wird eine Übergangsregelung vorgeschlagen:
 - Für die bis zum 27.07. 2017 bei der OeMAG eingereichten Erneuerbaren Energien-Projekte sollen die derzeit gültigen Förderbedingungen angewendet werden.
 - Für jene EE-Anlagen, die nicht von den zusätzlichen Fördermitteln im Rahmen der kleinen ÖSG-Novelle erfasst sind und die im Zeitraum nach dem Inkrafttreten der kleinen ÖSG-Novelle am 27.7.2017 bis zum Inkrafttreten des neuen Incentivierungssystems die erforderlichen Genehmigungen erlangen, soll ein zusätzlicher Rahmen geschaffen werden, der die Möglichkeit bietet, bei Leuchtturmprojekten die von Oesterreichs Energie vorgestellten neuen Incentivierungsmethoden zu testen.

Ausschreibungsdesign/Technologie	Wasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Biomasse
Ausschreibungsgegenstand	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagenⁱⁱ ≥ 1 MW ▪ Erweiterungen von Bestandsanlagenⁱⁱⁱ ≥ 1 MW: Effizienzsteigerung/Erweiterung und Revitalisierung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen ≥ 500 kW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen^{iv} ≥ 500 kWp – 5 MWp ▪ Erweiterungen von Bestandsanlagen ≥ 500 kWp – 5 MWp 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Neuanlagen ≥ 500 kWel ▪ Erweiterungen von Bestandsanlagen ≥ 500 kWel: Effizienzsteigerung^v/Erweiterung und Revitalisierung
Ausschreibungsverfahren	Verschlossene Gebotsabgabe, die auch web-basiert erfolgen kann.			
Preisfestsetzung	Pay as bid			
Präqualifikation	Positiver erstinstanzlicher Genehmigungsbescheid und Bietergarantie in Form einer abstrakten Bankgarantie oder einer vergleichbaren Unternehmensgarantie mit hoher Bonität über einen Betrag von 45 €/kW, die im Falle des Zuschlags als Realisierungsgarantie verwendet wird.			
Ausschreibungsvolumen je Runde Anzahl und Häufigkeit	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gesamtvolumen 2020 – 2030: 6 TWh (rd. 1.200 MW) Aufteilung des Incentivierungsvolumens^{vi}: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Anlagen ≥ 1 MW: 5 TWh und 75% der Jahressumme (ausgeschrieben) ▪ Anlagen < 1 MW: 1 TWh und 25% der Jahressumme (administrativ festgelegte Marktprämie bzw.^{vii} Einspeisetarife) ▪ Start mit 1x pro Jahr mit 500 GWh ▪ Ausschreibung und Angebot auf Basis €/MWh 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gesamtvolumen 2020 – 2030: 12 TWh (rd. 5.000 MW) Incentivierungsvolumen 12 TWh ▪ Start mit 2 x pro Jahr mit 250 MW/600 GWh ▪ Ausschreibung auf Basis MW und Anbot in €/MWh 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gesamtvolumen 2020 – 2030: 12 TWh (rd. 12.000 MW) Aufteilung des Incentivierungsvolumens: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Anlagen ≥ 500 kWp – 5 MW: 8 TWh und 50 % der Jahressumme (ausgeschrieben) ▪ Anlagen < 500 kWp: 4 TWh und 50 % der Jahressumme (administrativ festgelegter Investitionszuschuss) ▪ Start mit 4x pro Jahr mit 150 MWp (Ausschreibungsvolumen 600 MWp in 2020, steigend auf 1000 MWp p.a. in 2030) ▪ Ausschreibung und Angebot auf Basis €/MW 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gesamtvolumen 2020 – 2030: 2 TWh (315 MW Bestandserhalt) Incentivierungsvolumen 2 TWh ▪ Start mit 1 x pro Jahr mit 30 MW_{el} nach Bedarfsermittlung ▪ Ausschreibung und Angebot auf Basis €/MW

Ausschreibungsdesign/Technologie	Wasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Biomasse
	<p>Die Evaluierung der Ausschreibung soll in den ersten drei Jahren nach jeder Ausschreibung erfolgen. Danach in jährlichen Abständen. Nicht zugeteilte Mengen erhöhen das Volumen der nächsten Ausschreibung für die jeweilige Technologie. Möglichkeit einer Anpassung, um auch größere Projekte sinnvoll zu integrieren (z.B. durch Ansammeln von Volumina).</p>			
Realisierungszeitraum und Pönale	<p>Die Frist für die Inbetriebnahme beträgt</p>			
	<ul style="list-style-type: none"> ▪ fünf Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ drei Jahre 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ein Jahr 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ drei Jahre
Vergütungsarten	<p>und wird nur durch Ereignisse, die nicht in der Sphäre der Bieter liegen, verlängert. In diesen Fällen kommt es weder zu einer Absenkung des bezuschlagten Tarifes noch zu einer Ziehung der Bietergarantie. Wird das Projekt durch Ereignisse, die in der Sphäre der Bieter liegt nicht innerhalb der oben genannten Jahre in Betrieb genommen, so wird diese Frist um maximal weitere zwei Jahre verlängert. Für jedes Jahr der verzögerten Inbetriebnahme wird der bezuschlagte Tarif um 5 % abgesenkt (also maximal um 10 %). Ist das Projekt nach der zweijährigen Fristerstreckung noch immer nicht in Betrieb genommen, so verfällt die hinterlegte Bietergarantie von 45 €/kW als Pönale zur Gänze.</p> <p>Bei einer Reduzierung der ausgebauten Planerzeugung aufgrund behördlicher Entscheidungen fällt für den Bieter keine Pönale an. Die Menge, die frei wird, wird wieder für die nächste Runde der jeweiligen Technologie zur Verfügung gestellt. Wird nur eine reduzierte Leistung der ursprünglich bezuschlagten Leistung gebaut und liegt diese Entscheidung allein beim Bieter, so verfällt für die verminderte Leistung aliquot der hinterlegte Bietergarantie von EUR 45 €/kW als Pönale.</p>			
	<p>Variable Marktprämie über 20 Jahre mit Direktvermarktung. Vergütet wird die in das öffentliche Netz eingespeiste Menge.</p>			<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die Ergebnisse der Ausschreibung („anzulegender Wert“) für Biomasse-Neuanlagen sollen wertgesichert/ indexiert werden (orientiert an Mix aus Biomasseindex der LLK und VPI)
Geographische Vielfalt	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Differenzierung 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Standortausgleichsmodell mit Dezentralisierungskoeffizienten ^{viii} 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Standortausgleichsmodell mit Dezentralisierungskoeffizienten ^{ix} 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Keine Differenzierung
Maximum-/Minimumpreis	<p>Nominal fixierte Höchstwerte (Maximumpreise) werden durch die ausschreibende Stelle festgelegt. Die Evaluierung der Ausschreibungsmodalitäten soll in den ersten drei Jahren nach jeder Ausschreibung und in weiterer Folge im Abstand von einem Jahr erfolgen.</p>			
Bieteranzahl	<p>Mindestanzahl an 3 Anbietern (unterschiedliche Eigentümer/Bieter).</p>			
Übertragbarkeit	<p>Übertragung von Eigentumsrechten an Projekten soll möglich sein.</p>			

Ausschreibungsdesign/Technologie	Wasserkraft	Windkraft	Photovoltaik	Biomasse				
Information	Ausschreibungs-Transparenzdatenbank mit umfassender & zeitnaher Information (vgl. EEG-Ausschreibungen): Gebote (Anzahl/Menge), Zuschläge (Anzahl/Menge), Höchstwert mit Zuschlag, Minimalwert mit Zuschlag, mittlerer Zuschlagswert, etc.							
Sekundärmarkt	Keine Handelbarkeit von Zuschlägen (Verfahren auf die Parzelle/Grundstück gebunden)							
Anlagenänderung nach Zuschlag	<p>Anlagenänderungen gegenüber der Präqualifikation führen zu keinem Verlust des Zuschlags, da sich zwischen Vorprojektierung und Errichtung Änderungen ergeben können. Der Schwellenwert einer Leistungsänderung in Bezug auf jene Leistung, die angeboten wurde, ist mit +/- 10 % limitiert.</p> <p>Verkleinerung der Anlagenleistung über 10% sollte mit Verfall der anteiligen Förderzusage und Pönale (siehe Punkt Realisierungszeitraum und Pönale) möglich sein. Bei Nichtrealisierung eines bezuschlagten Projekts rückt das bei der damaligen Ausschreibung erste nicht bezuschlagte Projekt nicht nach bzw. hat keinen nachträglichen Förderanspruch.</p> <p>Die zusätzlichen/reduzierten Mengen reduzieren/erhöhen das Volumen der nächsten Ausschreibung.</p>							
Nicht berücksichtigte Angebote	Nicht berücksichtigte Angebote können in der nächsten Runde wieder teilnehmen. Eine Verschiebung zu anderen Technologien ist nicht möglich.							
Ausnahmen von Ausschreibungen	<p>Für vorgesehene Ausnahmefälle ohne Ausschreibung sind die Vorlage der notwendigen Genehmigungsbescheide sowie die Darlegung der voraussichtlichen Investitions- bzw. Gestehungskosten und eine projektbezogene Beurteilung der Förderwürdigkeit als Qualifikationsbedingungen und -kriterien vorzusehen.</p> <table border="1" data-bbox="338 842 2190 1319"> <tr> <td data-bbox="338 842 797 1319"> <ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen und Effizienzsteigerungen/Erweiterungen von Bestandsanlagen < 1 MW: administrativ festgelegte Marktprämien bzw. ^{viii} Einspeisetarife </td> <td data-bbox="804 842 1263 1319"> <ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen < 500 kW: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife </td> <td data-bbox="1270 842 1729 1319"> <ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen und Erweiterungen von Bestandsanlagen < 500 kWp: administrativ festgelegte gedeckelte Investitionszuschüsse: <ul style="list-style-type: none"> Vergabe 4x pro Jahr Für Anlagen ≥ 100 kWp anfangs 200 €/kWp; für Anlagen < 100 kWp 250 EUR/kWp Evaluierung erfolgt jährlich, um Incentivierungs-Obergrenze von max. 40 % nicht zu überschreiten und Kostenentwicklung (z.B. Fernsteuerbarkeit, Auflagen, etc.) zu berücksichtigen Anlagen > 5 MWp werden nicht gefördert </td> <td data-bbox="1736 842 2190 1319"> <ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen und Effizienzsteigerungen/Erweiterungen von Bestandsanlagen < 500 kW_{el}: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife Brennstoffabhängige Bestandsanlagen mit einer Laufzeit über 20 Jahren sollen nach Maßgaben des Beihilfenrechts mittels administrativ festgelegten Marktprämien als kosteneffizienter Beitrag zur Erreichung des 100%-Ziels 2030 incentiviert werden.^{ix} </td> </tr> </table>				<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen und Effizienzsteigerungen/Erweiterungen von Bestandsanlagen < 1 MW: administrativ festgelegte Marktprämien bzw. ^{viii} Einspeisetarife 	<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen < 500 kW: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife 	<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen und Erweiterungen von Bestandsanlagen < 500 kWp: administrativ festgelegte gedeckelte Investitionszuschüsse: <ul style="list-style-type: none"> Vergabe 4x pro Jahr Für Anlagen ≥ 100 kWp anfangs 200 €/kWp; für Anlagen < 100 kWp 250 EUR/kWp Evaluierung erfolgt jährlich, um Incentivierungs-Obergrenze von max. 40 % nicht zu überschreiten und Kostenentwicklung (z.B. Fernsteuerbarkeit, Auflagen, etc.) zu berücksichtigen Anlagen > 5 MWp werden nicht gefördert 	<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen und Effizienzsteigerungen/Erweiterungen von Bestandsanlagen < 500 kW_{el}: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife Brennstoffabhängige Bestandsanlagen mit einer Laufzeit über 20 Jahren sollen nach Maßgaben des Beihilfenrechts mittels administrativ festgelegten Marktprämien als kosteneffizienter Beitrag zur Erreichung des 100%-Ziels 2030 incentiviert werden.^{ix}
<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen und Effizienzsteigerungen/Erweiterungen von Bestandsanlagen < 1 MW: administrativ festgelegte Marktprämien bzw. ^{viii} Einspeisetarife 	<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen < 500 kW: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife 	<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen und Erweiterungen von Bestandsanlagen < 500 kWp: administrativ festgelegte gedeckelte Investitionszuschüsse: <ul style="list-style-type: none"> Vergabe 4x pro Jahr Für Anlagen ≥ 100 kWp anfangs 200 €/kWp; für Anlagen < 100 kWp 250 EUR/kWp Evaluierung erfolgt jährlich, um Incentivierungs-Obergrenze von max. 40 % nicht zu überschreiten und Kostenentwicklung (z.B. Fernsteuerbarkeit, Auflagen, etc.) zu berücksichtigen Anlagen > 5 MWp werden nicht gefördert 	<ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen und Effizienzsteigerungen/Erweiterungen von Bestandsanlagen < 500 kW_{el}: administrativ festgelegte Marktprämie bzw. Einspeisetarife Brennstoffabhängige Bestandsanlagen mit einer Laufzeit über 20 Jahren sollen nach Maßgaben des Beihilfenrechts mittels administrativ festgelegten Marktprämien als kosteneffizienter Beitrag zur Erreichung des 100%-Ziels 2030 incentiviert werden.^{ix} 					
Allgemeine Punkte	Eigenverbrauch wird dem Erneuerbaren Ziel (+30 TWh bis 2030) angerechnet.							

Definitionen und Erläuterungen

- ⁱ **30 TWh** basierend auf AEA Gutachten 2018: Laut Zieldefinition aus der österreichischen Klima- und Energiestrategie (#mission2030), wonach Regel- und Ausgleichsenergie zur Stabilisierung des Netzbetriebs nicht für die Berechnung der zu 100 % erneuerbaren Stromversorgung einbezogen werden und bestimmte Strommengen für die Eigenversorgung im Bereich der Sachgüterproduktion nicht durch zusätzliche Exporte ausgeglichen werden müssen.
- ⁱⁱ **Wasserkraft Neuanlage ≥ 1 MW:** Teilnahmemenge ist erwartetes RAV, abgegebene Preise aller Angebote werden über leistungsgrößenabhängige Gewichtungsfaktoren standardisiert, z.B. über Größenstufen (z.B. ≥ 1 MW - 10 MW, > 10 MW) oder durch normierte Größendegressionskurve oder durch Kombinationen davon.
- ⁱⁱⁱ **Wasserkraft Bestandsanlagen ≥ 1 MW:** Teilnahmemenge unterscheidet sich nach Projekttypen: Effizienzsteigerung/ Erweiterung (Teilnahmemenge ist zusätzliches RAV) oder Revitalisierung (Teilnahmemenge ist RAV der Gesamtanlage).
Je nach Projekttyp gelten unterschiedliche Höchstwerte, die über investitionsabhängige Gewichtungsfaktoren (z.B. über Verhältnis aus tatsächlicher Investition zu vergleichbarer Investition für eine Neuanlage) standardisiert werden.
- ^{iv} **Photovoltaik Neuanlagen ≥ 500 kWp– 5 MWp** auf und an Gebäuden und baulichen Anlagen sowie an Betriebs- und Verkehrsflächen. Neben Gewerbe- und Siedlungsflächen sowie Deponien sollen, sofern die landwirtschaftliche Nutzung nicht wesentlich eingeschränkt wird, auch Grünlandflächen genutzt und gefördert werden können. Um den Landschaftsschutz zu berücksichtigen kann eine spezielle Widmung für PV (Grünland PV) eingeführt werden – dazu sollte eine österreichweite Regelung gefunden werden. Weitere Flächen zur Incentivierung von Großflächen-PV werden evaluiert.
- ^v **Investitionen zur Erhöhung der Anlageneffizienz** von Biomasse-Bestandsanlagen auf hocheffiziente Anlagen mit mehr als 70%iger Brennstoffnutzung sind mit einem Zuschlag –z.B. 10 EUR/MWhel - auf den bestehenden Tarif anzureizen. (Dh Zuschlag für Erhöhung der Brennstoffeffizienz ohne erhöhte Stromerzeugung)
- ^{vi} **Aufteilung der Wasserkraft-Incentivierung:** laut Pöyry-Wasserkraftpotenzialstudie 2018 liegt das technisch-wirtschaftliche Restpotenzial außerhalb hochsensibler Gebiete bei **11 TWh** (davon 1 TWh Optimierungspotenzial durch Effizienzsteigerungen und Revitalisierungen und 10 TWh Erweiterungs- und Neuerschließungspotenzial). Derzeit gibt es rd. **2.860 konkrete Projekte und Projektkonzepte** (Effizienzsteigerung und Neubau) mit **einem Jahresarbeitsvermögen von 7,4 TWh**, davon sind ca. 2.550 Projekte < 1 MW mit 1,5 TWh (~20%), ca. 240 Projekte und Projektkonzepte (E-Wirtschaft/ Industrie/ Private) > 1 MW – 10 MW mit 2,7 TWh (37%) und 70 Projekte und Projektkonzepte (E-Wirtschaft/ Industrie/ Private) > 10 MW mit 3,2 TWh (~44%).
- ^{vii} **Einspeisetarife** bis 500 kW (125) bzw. **administrativ festgelegte Marktprämie** unter 1 MW (127) gemäß EU Beihilfeleitlinien
- ^{viii} **Standortausgleichsmodell:** Um den Wettbewerb zwischen den Projekten und die geographische Dezentralisierung der Erzeugungsanlagen im Zuge der Ausschreibungen zu gewährleisten ist ein Dezentralisierungskoeffizient einzuführen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass wettbewerbsverzerrende Unterschiede von Projekten nivelliert werden um sie in einer Ausschreibung vergleichbar zu machen.

Der Dezentralisierungskoeffizient schafft einen Ausgleich zwischen Projekten mit standortspezifischen Besonderheiten bzw. mit unterschiedlichen Infrastrukturkosten, Netzanforderungen/-kosten, Höhenlage etc. und stellt sohin sicher, dass unterschiedliche Projekte in jeder Ausschreibungsrunde wettbewerbsfähig sind.
- ^{ix} **Betriebsbeihilfen** auch nach Abschreibung der Anlage gemäß EU Beihilfeleitlinien (123)

Effizienzsteigerung im Bereich Wasserkraft und Biomasse

Unter **Effizienzsteigerung** bzw. Erweiterung wird im Sinne des Ausbaus der Wasserkraft verstanden, dass bei einer Anlage in den Kernkomponenten deutlich **vor dem Ende der Genehmigungs-/Konzessionsdauer** erzeugungssteigernde technische Maßnahmen gesetzt werden, welche **einen tatsächlichen Erzeugungszuwachs in RAV** bewirken. Zur Vermeidung von Über-Incentivierungen dürfen bei diesen Maßnahmen nur die **zusätzlich erzeugten Strommengen (-volumina) an den Ausschreibungen teilnehmen** und folglich incentiviert werden. Der Projektwerber kann sich mit seiner projektspezifischen Zusatzmenge mit seinen Preisannahmen an der Ausschreibung beteiligen. Für diese Kategorie (Effizienzsteigerung/Erweiterung) gilt jedoch ein **reduzierter Höchstwert gegenüber einer Neuanlage**. Die Berechnung des **einheitlichen investitionsabhängigen Gewichtungsfaktors** wird von der ausschreibenden Stelle festgelegt und dient **zur Ermittlung des Höchstwertes, der maximal für Effizienzsteigerungen/Erweiterungen geboten werden darf**:

Sind für die zusätzliche Erzeugungsmenge aus einer Effizienzsteigerung/Erweiterung (zusätzliches RAV) typischerweise **nur z.B. 60 % der Investition** einer vergleichbaren Neuanlage erforderlich, dann errechnet sich der investitionsabhängige Gewichtungsfaktor mit 0,6. Liegt der Höchstwert für eine Neuanlage bei 100 €/MWh, dann liegt der Höchstwert für Effizienzsteigerungsmaßnahmen bei $100 \times 0,6 = 60 \text{ €/MWh}$.

Der **investitionsabhängige Gewichtungsfaktor wird auf Grundlage von typisierten Investitionen** und nicht auf Basis der tatsächlichen Investitionen von konkreten Projekten, die an den Ausschreibungen teilnehmen, **bestimmt**.

Durch diese Eingrenzung stellt die Einbeziehung von Effizienzsteigerungs- bzw. Erweiterungsmaßnahmen in das Incentivierungssystem eine volkswirtschaftlich sinnvolle Art und Weise dar, um zusätzliche erneuerbare Erzeugungsmengen (RAV) zu ermöglichen.

In der Incentivierungsdatenbank soll in diesem Fall die neu initiierte Erzeugungsmenge (zusätzliches RAV) dargestellt werden, die über den Bestand hinausgeht.

Revitalisierung im Bereich Wasserkraft und Biomasse

Unter Revitalisierung wird im Sinne des Ausbaus der **Wasserkraft** verstanden, dass bei einer Anlage, welche **das Ende der Genehmigungs-/Konzessionsdauer** in einem Zeitrahmen von z.B. 5 Jahren erreichen wird oder schon erreicht hat, **erzeugungserhaltende und -steigernde Reparatur-/Erneuerungsmaßnahmen** gesetzt werden, die für die Bestandserhaltung erforderlich sind. Im Sinne des Bestandserhalts der **Biomasseanlagen** die Definition der Revitalisierung auch auf Anlagen ergänzt, welche trotz sorgfältigem Betrieb nachweislich das **Ende der technischen Lebensdauer** erreichen.

Durch die Einbeziehung von Revitalisierungsmaßnahmen werden erneuerbare Erzeugungsmengen von Anlagen, die aus der Erzeugungsstatistik fallen würden, gesichert.

Der Projektwerber kann sich mit seiner zukünftigen Gesamterzeugung mit seinen Preisannahmen an der Ausschreibung beteiligen. Für diese Kategorie gilt jedoch ein **reduzierter Höchstwert gegenüber einer Neuanlage**. Die Berechnung des **einheitlichen investitionsabhängigen Gewichtungsfaktors** wird von der ausschreibenden Stelle festgelegt und dient **zur Ermittlung des Höchstwertes, der maximal für Revitalisierungen geboten werden darf**:

Sind für die Erzeugungsmenge aus einer Revitalisierungsmaßnahme (gesamtes RAV) typischerweise **nur z.B. 85 % der Investition** einer vergleichbaren Neuanlage erforderlich, dann errechnet sich der investitionsabhängige Gewichtungsfaktor mit 0,85. Liegt der Höchstwert für eine Neuanlage bei 100 €/MWh, dann liegt der Höchstwert für Revitalisierungsmaßnahmen bei $100 \times 0,85 = 85 \text{ €/MWh}$.

Der **investitionsabhängige Gewichtungsfaktor wird auf Grundlage von typisierten Investitionen** und nicht auf Basis der tatsächlichen Investitionen von konkreten Projekten, die an den Ausschreibungen teilnehmen, **bestimmt**.

Durch diese Eingrenzung stellt die Einbeziehung von Revitalisierungsmaßnahmen in das Incentivierungssystem eine volkswirtschaftlich sinnvolle Art und Weise dar, um zusätzliche erneuerbare Erzeugungsmengen zu ermöglichen. In der Incentivierungsdatenbank soll in diesem Fall die Gesamtmenge der Anlagen (gesamtes RAV) dargestellt werden.

Über Oesterreichs Energie

Oesterreichs Energie vertritt seit 1953 die gemeinsam erarbeiteten Brancheninteressen der E-Wirtschaft gegenüber Politik, Verwaltung und Öffentlichkeit. Als erste Anlaufstelle in Energiefragen arbeiten wir eng mit politischen Institutionen, Behörden und Verbänden zusammen und informieren die Öffentlichkeit über Themen der Elektrizitätsbranche.

Die rund 140 Mitgliedsunternehmen erzeugen mit knapp 20.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern mehr als 90 Prozent des österreichischen Stroms mit einer Engpassleistung von über 23.000 MW und einer Erzeugung von rund 65 TWh jährlich, davon 75,6 Prozent aus erneuerbaren Quellen.

Rückfragehinweis

Dr. Dieter Kreikenbaum
DI Marie-Theres Thöni, MBA

Österreichs E-Wirtschaft
Brahmsplatz 3, A-1040 Wien
Tel.: +43 1 50198 224; +43 1 50198 226
E-Mail: d.kreikenbaum@oesterreichsenergie.at; m.thoeni@oesterreichsenergie.at
www.oesterreichsenergie.at