

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt,
Energie, Mobilität, Innovation und Technologie
Stubenring 1
1010 Wien
Per E-Mail an: vi-4@bmk.gv.at

Kontakt
Dr. Dieter Kreikenbaum

DW
224

Unser Zeichen
09/2022

Ihr Zeichen

Datum
20.07.2022

Stellungnahme zum Entwurf der EAG-Marktprämienverordnung – EAG-MPV

Sehr geehrte Damen und Herren,

Oesterreichs Energie bedankt sich für die Gelegenheit zum Entwurf der „EAG-Marktprämienverordnung“ Stellung nehmen zu dürfen.

Wir begrüßen, dass mit der Veröffentlichung ein weiterer wichtiger Schritt zur Umsetzung des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes getätigt wird.

In einigen wesentlichen Punkten der Verordnung besteht jedoch Anpassungsbedarf, wenn die geplanten Fördermechanismen mit den Ausbauzielen in Einklang gebracht werden sollen.

Wesentliche Punkte der Stellungnahme im Überblick

- Die angeführten Höchstpreise und verordneten anzulegenden Werte sind im aktuellen Marktumfeld (seit Erstellung des EAG-Fördergutachtens) nicht mehr ausreichend. Eine Erhöhung aller Höchstgebote und verordneten anzulegenden Werte um jeweils 5 % ist daher erforderlich.
- Die Höchstpreise beruhen auf den im EAG-Fördergutachten ermittelten theoretischen Erzeugungskosten und enthalten darüber hinaus einen prozentuellen Aufschlag für den erlaubten Höchstpreis der Gebote. Dieser ist je nach Technologie unterschiedlich und sollte für alle Technologien einheitlich auf 10 % angepasst werden.
- Da der Projektwerber bereits im Genehmigungsverfahren sämtliche gesetzlich festgeschriebenen ökologischen und technischen Kriterien zu erfüllen hat, ist es aus unserer Sicht unverständlich, dass in dem vorliegenden Entwurf eine nochmalige Prüfung dieser Kriterien vorgeschlagen wird.

- Der Korrekturfaktor für Windkraft-Standorte in Höhenlage soll auch für Schwachwindstandorte wirken, bei denen der Zuschlag auf Basis Windertrag bereits 20 % aufweist und bei denen nach gegenwärtiger Umsetzung kein Ausgleich der seehöhenabhängigen Ertragsspezifika mehr möglich wäre.
- Der als Lenkungseffekt gedachte Abschlag für Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen oder Flächen im Grünland ist in Anbetracht der aktuellen Krisensituation auf den Energiemärkten und des dringenden Ausbaubedarfs zumindest temporär auszusetzen. Das EAG-Fördergutachten bestätigt, dass dieser Abschlag nicht durch Kostenvorteile zu rechtfertigen ist.

Zu den einzelnen Punkten des Entwurfes des BMK nehmen wir wie folgt Stellung:

Zu § 2 Abs. 1 Z 19 (Querbauwerk):

Das EAG sieht in § 47 Abs 2 Z 5 leg cit in Bezug auf die Festlegungen des anzulegenden Wertes Grundsätze für Wasserkraftanlagen vor. Nach dieser Bestimmung ist hinsichtlich des anzulegenden Wertes unter anderem eine Differenzierung zwischen Neuerrichtung, Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes und Revitalisierung zulässig. Die Kategorie „Neuerrichtung unter Verwendung eines Querbauwerkes“ in § 47 Abs 2 Z 5 EAG wird in den EBRV 733 27. GP 14 dahingehend näher definiert, dass es sich dabei um Neubauten handelt, die bestehende Querbauwerke verwenden. Bei diesen bestehenden Querbauwerken hat es sich um Querbauwerke ohne bisherige energetische Nutzung zu handeln, solche mit bisheriger energetischer Nutzung fallen unter den Begriff der Revitalisierung in § 47 Abs 2 Z 5 EAG. Widersprüchlich erscheint, dass nun in der Legaldefinition des Querbauwerkes in § 2 Abs 1 Z 19 EAGMPV des Entwurfs nicht darauf abgestellt wird, dass es sich um ein bestehendes Querbauwerk ohne bisherige energetische Nutzung zu handeln hat.

Vorgeschlagen wird folgende Änderung:

*„Querbauwerk“ einen **bestehenden** nicht fischpassierbaren, quer oder schräg zur Fließrichtung verlaufenden künstlichen Einbau in das Gewässerbett **ohne bisherige energetische Nutzung**, wie insbesondere Sohlen-, Regelungs- oder Staubauwerke (Sohlrampen, Sohlstufen, Wehre, Staudämme usw.);“*

Zu § 3 Abs. 2 (Förderfähigkeit):

In Genehmigungsverfahren für den Neu- und Zubau von Wasserkraftanlagen erfolgt eine umfangreiche Prüfung von (gewässer)ökologischen und technischen Kriterien. Dies dient auch zur Umsetzung der Qualitätszielverordnung. Zudem erfolgt die Errichtung von in § 3 Abs. 2 genannten Fischaufstiegshilfen ohnehin beim Neubau und im Zuge von Revitalisierungen bestehender Wasserkraftanlagen. Folglich hat der Projektwerber bereits im Genehmigungsverfahren sämtliche gesetzlich festgeschriebenen ökologischen und technischen Kriterien zu erfüllen. Aus unserer Sicht ist es deshalb unverständlich, dass in dem vorliegenden Entwurf einer EAG-Marktpremienverordnung eine nochmalige Prüfung dieser Kriterien vorgeschlagen wird. Aus unserer Sicht ist zudem unklar, ob auch Anlagen, die sich im Nichtfischlebensraum befinden, über die in § 3 Abs. 2 angeführte entsprechende Fischaufstiegshilfe verfügen müssen. Die Notwendigkeit einer Fischaufstiegshilfe wird wie

bereits erwähnt in den einzelnen Genehmigungsverfahren geprüft und vorgeschrieben. Weiters geht weder aus dem Gesetzestext noch aus den Erläuterungen zu § 3 Abs. 2 hervor, was unter dem Begriff „entsprechende“ Fischaufstiegshilfe zu verstehen ist.

Vorgeschlagen wird deshalb folgende Änderung: Um Doppelprüfungen zu vermeiden regen wir an, den gesamten Abs. 2 in § 3 zu streichen. Sollte dies nicht erfolgen, bitten wir zumindest um Präzisierung der Vorgaben:

*„Die Gewährung einer Marktprämie für Wasserkraftanlagen erfordert neben der Erfüllung der in § 10 Abs. 1 Z 1 EAG angeführten Voraussetzungen, dass die Anlage gemäß § 5 Abs. 1 Z 39 EAG zumindest ausreichend Restwasser gemäß § 13 der Qualitätszielverordnung Ökologie Oberflächengewässer, BGBl. II Nr. 99/2010, in der Fassung der Verordnung BGBl. II Nr. 128/2019 abgeben muss, sowie über eine entsprechende Fischaufstiegshilfe verfügt, **sofern diese aufgrund des Gewässerzielzustandes nach WRRL und der gesetzlichen Bestimmungen im durch die Wasserkraftanlage berührten Gewässerabschnitt erforderlich ist.***

Zu § 4 Abs. 1 (Höchstpreise) – allgemein:

Die angeführten Höchstpreise und verordneten anzulegenden Werte sind im aktuellen Marktumfeld mit Kostenerhöhungen (+20 % bis 30 %), einer stark gestiegenen Inflationsrate (aktuell liegt diese bei 7,5 %, im EAG-Fördergutachten wurden noch rund 5% angenommen) sowie sich beinahe täglich verschlechternden Finanzierungsbedingungen nicht ausreichend. Dies gilt analog für die per Verordnung festgelegten anzulegenden Werte.

Der Wert für Photovoltaik liegt nun sogar geringer als in der vorherigen Version des EAG-Fördergutachtens. Dies ist aufgrund der oben genannten Punkte nicht nachvollziehbar. Das seitens der Gutachter genannte Argument der Wertsteigerung des Eigenverbrauchs ist bei Anlagen, welche per Marktprämie gefördert werden, aus unserer Sicht nicht zielführend, da dieses Modell insbesondere Volleinspeiser in Anspruch nehmen und diese eben nicht von einem höher bewerteten Eigenverbrauch profitieren können.

Auch bei der Kleinwasserkraft sind die Fördersätze gegenwärtig mit 13,10 ct/kWh wesentlich geringer als jene in Bayern mit 19,0 ct/kWh, welche ebenso mit der LCOE Methode berechnet wurden.

Wir schlagen daher eine Erhöhung aller Höchstgebote und verordneten anzulegenden Werte um jeweils 5 % vor, um die Entwicklungen seit der letzten Version des EAG-Gutachtens abzubilden.

Zu § 4 Abs. 1 (Höchstpreise) – Aufschlag bei Ausschreibung:

Die angeführten Höchstpreise beruhen auf den im EAG-Fördergutachten ermittelten theoretischen Erzeugungskosten („Basis-azW“) und enthalten darüber hinaus einen prozentuellen Aufschlag für den Höchstpreis der Gebote. Besonders vor dem Hintergrund der aktuell stark und unberechenbar steigenden Anlagenpreise sowie der sich stetig verschlechternden Finanzierungsbedingungen ist es nicht nachvollziehbar, dass die Höchstpreise für einzelne Technologien im Vergleich zum „Basis-azW“ stark unterschiedlich

angesetzt wurden (für Windkraft liegt dieser Aufschlag bei 1 %, für PV bei 5 % und für Anlagen auf Basis fester Biomasse bei 10 %). Die Begründungen für die unterschiedlichen Aufschläge im Gutachten sind sehr unterschiedlich und erscheinen uns in Anbetracht der aktuell massiven Marktunsicherheiten sowie des noch dringlicheren Bedarfs die erneuerbaren Energien schnellstmöglich auszubauen als überholt.

Bei Windkraft wird der geringe Aufschlag von 1 % mit einer geringen Wahrscheinlichkeit der Ablehnung von eingereichten Geboten begründet (=Unterzeichnung der Ausschreibung), was nach gegenwärtiger Perspektive unrealistisch erscheint. Der wahrscheinlichste Grund für eine Unterzeichnung würde sich in zu geringen erlaubten Höchstgeboten begründen.

Bei Photovoltaik beträgt der Aufschlag 5 %, wobei dies mit Kostenunsicherheiten (insbesondere für Ausgleichsenergie), höhere Finanzierungskosten und administrativen Kosten aufgrund des Ausschreibungsregime begründet wird. All diese Punkte treffen ebenso auf die Windkraft zu und sind aufgrund der gegenwärtig extrem herausfordernden wirtschaftlichen Bedingungen sogar noch verstärkt. Insbesondere die Finanzierungskosten nehmen derzeit wöchentlich (deutlich) zu und sind seit der Novelle des EAG-Fördergutachtens erneut stark angestiegen.

Bei Anlagen auf Basis fester Biomasse beträgt der Aufschlag 10 %, wobei hier angeführt wird, dass der Basis-azW für den Ausschreibungswert bei Biomasse besonders kosteneffizient berechnet wurde und daher ein höherer Aufschlag für die Gebotsobergrenze bei Biomasse gerechtfertigt sei. Im aktuellen Marktumfeld kann festgehalten werden, dass die Basis-azW aller Technologien aus heutiger Sicht besonders kosteneffizient berechnet sind und viele Projekte aus der Wirtschaftlichkeit zu fallen drohen.

Wir schlagen daher die Anpassung der Aufschläge bei Windkraft und Photovoltaik auf ebenfalls 10 % vor, womit sich eine Erhöhung der Höchstgebote auf 8,78 Cent/kWh bei Windkraftanlagen (Normstandort) und auf 9,77 Cent/kWh bei Photovoltaikanlagen ergibt.

Zu § 5. Gebotstermine und Ausschreibungsvolumen Abs. (1) und (2):

Hinsichtlich der gemeinsamen Ausschreibung von Wind und Wasserkraft wird im Sinne des beschleunigten Ausbaus angeregt, den 1. Gebotstermin um 14 Tage auf 10. Jänner 2023 vorzuverlegen, da Wasserkraftbauwerke aus jahreszeitlichen und witterungsbedingten Notwendigkeiten heraus, wirtschaftlich nur in der Niederwasserzeit (Februar bis April) und ab Mitte Oktober bis Dezember errichtet werden können. Somit sollte der Förderstelle die nötige Zeit eingeräumt werden, um die Förderverträge rechtskräftig bis Ende Jänner aufstellen zu können.

Zu § 6 Abs. 1 (Abschläge für Photovoltaikanlagen):

Der als Lenkungseffekt gedachte Abschlag für Photovoltaikanlagen auf landwirtschaftlich genutzten Flächen oder Flächen im Grünland ist in Anbetracht der aktuellen Krisensituation auf den Energiemärkten und des dringenden Ausbaubedarfs zumindest temporär auszusetzen. Das EAG-Fördergutachten bestätigt, dass dieser Abschlag nicht durch Kostenvorteile zu rechtfertigen ist.

Zu § 6 Abs. 1 (Abschläge für Photovoltaikanlagen):

Bei Photovoltaikanlagen im Sinne dieser Bestimmung müssen neben den in § 3 Abs. 1 und 4 festgelegten Voraussetzungen mindestens fünf der genannten Maßnahmen erfüllt werden. Hierbei ist jedoch festzuhalten, dass nicht alle Maßnahmen für ein Projekt relevant sind (z.B. fallen zwei Optionen generell weg, falls keine „bestehende Biotopstruktur“ vorhanden ist und keine Umzäunung geplant ist) und sich manche der Maßnahmen sogar gegenseitig ausschließen (bei Beweidung fallen beide Optionen zur Mahd weg).

Wir ersuchen daher um eine Reduktion der erforderlichen Maßnahmen oder um eine erleichternde Überarbeitung der Maßnahmen.

Zu § 6 Abs. 3 Z 2 (gleichmäßige Verteilung der Photovoltaikmodule):

Es ist nicht ersichtlich, woran sich diese Anforderung misst. Standortspezifisch kann es auch im Sinne des öffentlichen Interesses notwendig und zweckmäßig sein, die Photovoltaikmodule zu konzentrieren. Die Zulässigkeit einer Verteilung ergibt sich ohnehin aufgrund der gesetzlichen Bestimmungen und Vorgaben in den länder- und bundesspezifischen Widmungs- und Genehmigungsprozessen.

Zu § 6 Abs. 3 Z 5 (Flächenverlust durch Photovoltaikanlagen):

Wir verstehen unter dem „Flächenverlust an der Gesamtfläche durch Aufbauten, Unterkonstruktionen sowie Anlageninfrastruktur von höchstens 7 % der Gesamtfläche“ die Projektionsfläche der erdberührenden Bauteile und Baukörper und ersuchen um Präzisierung der Formulierung.

Zu § 7 Abs. 6 (Korrekturfaktor für Windkraftanlagen):

Das „Gutachten zu den Betriebs- und Investitionsförderungen im Rahmen des EAG“ stellt in Punkt „4.4.4 Modellerweiterung zur Berücksichtigung seehöhenabhängiger Ertragsspezifika“ explizit fest, dass eine Standortdifferenzierung rein auf Basis der Produktionserträge in Relation zur Rotorkreisfläche Standorte im Mittel- und Hochgebirge benachteiligt. Zum Ausgleich dieses Nachteils wird im Gutachten ein Korrekturfaktor berechnet, der ab einer Seehöhe von 400 linear zunehmend bis 1.400 m Seehöhe zugesprochen werden soll. Über 1.400 m Seehöhe soll der Korrekturfaktor gleichbleiben. Dieser Korrekturfaktor soll additiv den windertragsspezifischen Korrekturfaktor erhöhen.

In § 7 Abs. (6) wird dieser Korrekturfaktor insgesamt (aus Windertrag und Höhenlage) mit +20 % und –14 % gedeckelt. Dies bedeutet, dass bei Schwachwindstandorten in Höhenlage, bei denen der Zuschlag auf Basis Windertrag bereits 20 % aufweist, kein Ausgleich der seehöhenabhängigen Ertragsspezifika mehr möglich ist. Der Ausgleich der Nachteile aufgrund dieser Ertragsspezifika auf Grund seehöhenabhängiger Unterschiede sollte daher zusätzlich zur Komponente auf Basis des rotorspezifischen Produktionsertrags erfolgen, ohne dieser Deckelung unterworfen zu sein.

Der Ausgleich von seehöhenabhängigen Ertragsspezifika ist insbesondere bei Schwachwindstandorten für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendig. Durch die Deckelung sind Schwachwindstandorte in einer Höhenlage (lt. Gutachten ab 599,1 kWh/m) bei

Ausschreibungen Vergleich zu Flachlandstandorten mit gleichem Windertrag benachteiligt. Bei Bergstandorten ist aufgrund der Abnahme der Luftdichte mit steigender Seehöhe, häufiger Vereisungen und hoher Turbulenzen nur ein sehr eingeschränkter Wettbewerb zwischen einzelnen Windkraftanlagenherstellern und somit Windkraftanlagentypen- und -größen möglich. Diese geringen Auswahlmöglichkeiten bei Windkraftanlagen schlagen sich vor allem in der Berechnung der spezifischen Erzeugung/m² negativ nieder. Zusätzlich erlauben Naturschutz- und Landschaftsschutzaspekte nur mehr in wenigen exponierten Gebieten in Höhenlagen das allgemein sehr gute Windangebot zu nutzen. Eine Deckelung der Marktprämie in den verbleibenden, nicht mehr waldfreien Gebieten mit geringeren Windgeschwindigkeiten würde den geringen Spielraum bei der Ausgestaltung eines Windparks auf Kammlagen weiter einschränken bzw. eine Umsetzung verunmöglichen. Derartige alpine Windparks müssten mit Flachlandstandorten mit deutlich niedrigeren Kosten im Rahmen der Gebotsphase konkurrieren und wären somit chancenlos in der Realisierung.

Eine Berücksichtigung von Ausgleichsfaktoren auch über 20 % ist nach dem EAG möglich, da der Gesetzestext keine expliziten Vorgaben macht. Zur Erreichung der Ausbauziele 2030 müssen Windkraftprojekte auch in jenen Bundesländern bearbeitet werden, die vornehmlich Höhenstandorte aufweisen. Dies betrifft insbesondere Standorte in alpinen Bereichen bzw. Bundesländern (wie Kärnten, Salzburg, Tirol), in denen das Windkraftpotential bislang nicht ausgeschöpft wurde. Durch einen dezentraleren Ausbau von Windenergie, der durch den Wegfall der Deckelung bearbeitet würde, verringern sich auch die Kosten für Ausgleichsenergie, da eine weitere Kumulation der Standorte vermieden wird.

Wir schlagen daher die ersatzlose Streichung von § 7 Abs. 6 vor.

Alternativ wird folgende Änderung vorgeschlagen:

*„Der insgesamt **Die** ermittelten Korrekturfaktoren in Abs. 3. und 4. sind **additiv** darf +20% als Zuschlag und -14% als Abschlag nicht über- bzw. unterschreiten.“*

Zu §9 Abs. 2: Wasserkraftanlagen:

Niedrigere Fördersätze für Anlagen auf bestehenden Querbauwerken im Vergleich zu Neuanlagen ist nur dann denkbar, wenn gleichzeitig tatsächlich Mittel aus der UFG Förderung gesichert sind. Da man eigentlich die Nutzung von bestehender Infrastruktur unterstützen will, sollte die Reduktion überhaupt überdacht werden. UFG-Mittel würden dann einen zusätzlichen Anreiz zur Forcierung der gewünschten Vorgehensweise bieten.

Die Revitalisierungsgrade bzw. Gruppen sind in keinster Weise nachvollziehbar (bis 60 %, 60 %-200 %, über 200 % Steigerung). Die bisherige Regelung (ab 50 % Steigerung → Neuanlagen Tarif) wäre eine sinnvolle Regelung.

Zur Auslegung des EAG § 11 Abs. 6 (Rückvergütung):

Der Text im EAG lautet:

Windkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW, Wasserkraftanlagen mit einer Engpassleistung ab 20 MW und Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung ab 5 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.

Der Ausdruck „66 % des übersteigenden Teils“ kann auf zwei Arten interpretiert werden:

1. 66 % von: Marktwert minus azW
2. 66 % von: Marktwert minus (azW x 140%)

Um unplanbare Sprungstellen in den Erträgen zu vermeiden, ersuchen wir um Klarstellung, dass die zweite Interpretation korrekt ist. Also, dass die Rückvergütung erst ab 40 % Überschreitung des azW zu greifen beginnt und sie daher auch nur Erlöse betrifft, die über diesen Schwellwert hinausgehen.

Seitens der OeMAG wurde in einem Abstimmungsgespräch mit dem BMK zudem erklärt, dass die Rückvergütung ohnehin erst dann einsetzen würde, wenn es zu einer Auszahlung von Marktprämien kommt. Etwaige Rückvergütungsverpflichtungen aufgrund der aktuell hohen Strompreise würden somit gesammelt und gegen spätere Auszahlungen aufgerechnet werden. Dies ergibt sich auch klar aus dem letzten Satz im § 11 Abs. 6 des EAG („Der an die EAG-Förderabwicklungsstelle zu leistende Betrag ist bei Auszahlung der Marktprämie gemäß § 14 in Abzug zu bringen.“). Wir ersuchen dennoch um Klarstellung, dass die Verpflichtung zur Rückvergütung erst dann schlagend wird, wenn tatsächlich Marktprämien auszubezahlen wären, also keine Einzahlung der Betreiber an die EAG-Förderabwicklungsstelle erfolgt und nur, wenn Auszahlungen von Marktprämien anstehen, diese Beträge aus der Vergangenheit in Abzug gebracht werden.

Anpassungsbedarf des EAG – Skalierungsfaktor für kleinere Windparks

Es gibt einen klaren Trend zur Abhängigkeit der spezifischen Investitionskosten von der Projektgröße der Windparks, daher ist bei der Standortdifferenzierung die Größe des Windparks zu berücksichtigen (Skalierungszuschläge). Speziell für Einzelanlagen ergeben sich eklatante Mehrkosten wie etwa fehlende Mengenrabatte der Anlagenhersteller, Kosten für den Transport, Baustelleneinrichtung, Kran, eingesetztes Personal vor Ort etc. Diese Mehrkosten sollten durch einen Skalierungsfaktor berücksichtigt werden, da sonst für die Erreichung des Ausbauziels und die regionale Akzeptanz essenzielle kleine Windkraftprojekte sowie Verdichtungen bestehender Windparks nicht wirtschaftlich darstellbar wären.

Anpassungsbedarf des EAG – Behebung von Schwall/Sunk an Gewässerkörpern mittels Schwallausleitungskraftwerk:

Die Kategorie „Schwallausleitungskraftwerk“ wird leider nach wie vor nicht im Fördersystem des EAG abgebildet, auch nicht in der gegenständlichen Marktprämienverordnung. Die Errichtung eines Schwallausleitungskraftwerks stellt zur Reduktion von Schwall/Sunk die ideale Kombination aus zusätzlicher erneuerbarer Erzeugung aus Wasserkraft und dem ökologischen Nutzen und damit eine Win-Win-Situation für Klima- und Naturschutz dar. Da die Kosten für die Errichtung dieses speziellen Kraftwerkstyps jedoch sehr hoch und mit keinem anderen Kraftwerkstyp vergleichbar sind, sollte für die Errichtung von Schwallausleitungskraftwerken eine eigene Förderkategorie oder eine Einzelfallprüfung eingerichtet werden.

Wir danken für die Kenntnisnahme der Anliegen von Oesterreichs Energie und ersuchen um deren Berücksichtigung.

Mit freundlichen Grüßen



Mag. Dr. Michael Strugl
Präsident

Dr. Barbara Schmidt
Generalsekretärin

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 rund 20.000 Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern mehr als 90 Prozent des österreichischen Stroms mit einer Engpassleistung von über 25.000 MW und einer Erzeugung von rund 68 TWh jährlich, davon 72 Prozent aus erneuerbaren Quellen.