

EAG-MONITORINGBERICHT 2023
BERICHTSJAHRE 2022
§ 90 ABS 2 ERNEUERBAREN-AUSBAU-GESETZ

UNSERE ENERGIE STEHT FÜR NACH- HALTIGES HANDELN.



INHALT

Vorwort	6
Zusammenfassung	7
Gesetzliche Grundlagen in Österreich	10
> Aktuelle Berichtsperiode	10
Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien	11
> Brutto- und Netto-Zubau	11
> Durchschnittliche Volllaststunden	17
> Erneuerbare Energien allgemein	19
Entwicklung Strom- und Gasverbrauch	30
> Allgemeine Entwicklungen	30
Aufwendungen für Förderungen	33
> Gefördert laut EAG	33
> Geförderter Ökostrom gemäß ÖSG 2012	39
> Ausgleichsenergie	51
> Kostenentwicklung für Endverbraucher:innen	56
Zielerreichung	60
> Angaben zum Grad der Zielerreichung gemäß § 4 Abs 2 EAG – erneuerbarer Strom	60
> Angaben zum Grad der Zielerreichung gemäß § 4 Abs 1 Z 7 EAG – erneuerbares Gas	65
Informationen zum physikalischen Strom- und Gasaustausch	67
Energiegemeinschaften	71
> Anzahl und regionale Verteilung von Erneuerbare- und Bürgerenergiegemeinschaften	71

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Gesamte Versorgung in Österreich – Aufbringung elektrische Energie	11
Abbildung 2	Entwicklung der Bruttostromerzeugung	13
Abbildung 3	Entwicklung der Bruttoengpassleistung Erneuerbarer	15
Abbildung 4	Anteil anrechenbare Erneuerbare 2010 bis 2021	20
Abbildung 5	Anteil anrechenbare Erneuerbare in den einzelnen Sektoren 2010 bis 2021	20
Abbildung 6	Anteile am Bruttoinlandsverbrauch und dem energetischen Endverbrauch Strom 2021	21
Abbildung 7	Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches 2021	22
Abbildung 8	Anteil des geförderten Ökostroms an der Abgabe an Endverbraucher:innen 2003 bis 2022	23
Abbildung 9	Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2022	23
Abbildung 10	Entwicklung der installierten Leistung im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2022	24
Abbildung 11	Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2022	25
Abbildung 12	Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2022	25
Abbildung 13	Abgenommene Mengen laut Marktpreis neu – § 13 ÖSG 2012	27
Abbildung 14	Kontrahierte Leistung laut Marktpreis neu – § 13 ÖSG 2012	28
Abbildung 15	Anzahl kontrahierter PV-Anlagen laut Marktpreis neu – § 13 ÖSG 2012	28
Abbildung 16	Anzahl kontrahierte Anlagen ohne PV-Anlagen laut Marktpreis neu – § 13 ÖSG 2012	29
Abbildung 17	Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr	30
Abbildung 18	Energetischer Endverbrauch nach Sektoren 1990, 2019, 2020 und 2021	31
Abbildung 19	Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV)	31
Abbildung 20	Erdgas in Österreich: Abgabe an Endverbraucher und Veränderungsrate	32
Abbildung 21	Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2022	40
Abbildung 22	Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2022	40
Abbildung 23	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2022	41
Abbildung 24	Das Unterstützungsvolumen – Beispiel	42
Abbildung 25	Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012	43
Abbildung 26	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2022	44
Abbildung 27	Unterstützungsbedarf aus ÖFB und ÖSP	44
Abbildung 28	Regelreserve und Ungleichgewichte	52
Abbildung 29	Entstehung und Zuordnung der Kosten	53
Abbildung 30	Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen von 2003 bis 2022	54
Abbildung 31	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. EUR von 2003 bis 2021	54
Abbildung 32	Entwicklung der Erneuerbaren-Förderkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh	58
Abbildung 33	Stromkostenentwicklung Musterhaushalt in Wien 3.500 kWh/a	58
Abbildung 34	Entwicklung der Erneuerbaren-Förderkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW	59
Abbildung 35	Entwicklung der Engpassleistung Regelzone APG	60
Abbildung 36	Vergleich Kraftwerkspark 2030 vs. 2022, Regelzone APG	61
Abbildung 37	Prognostizierter österreichischer Kraftwerkspark 2030, Regelzone APG	62
Abbildung 38	Ausbaupfad EAG (27 TWh) linear	63
Abbildung 39	Vergleich Ausbau EAG Hochrechnung 2022 – Soll-Ist (Prognose)	63
Abbildung 40	Ausbaupfad EAG linear – Umrechnung auf Leistung	64
Abbildung 41	Soll-Ist-Vergleich EAG Hochrechnung 2022 – Umrechnung auf Leistung	65
Abbildung 42	Physikalische Importsalden Strom nach Nachbarstaaten 2022	67

Abbildung 43	Physikalische Importsalden Strom nach Nachbarstaaten 2021	68
Abbildung 44	Physikalische Importe und Exporte Gas nach Nachbarstaaten 2022	69
Abbildung 45	Physikalische Importe und Exporte Gas nach Nachbarstaaten 2021	70

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Bruttostromerzeugung Vergleich 2021 und 2022	12
Tabelle 2	Bruttostromerzeugung nach Bundesländern 2020	14
Tabelle 3	Bruttostromerzeugung nach Bundesländern 2021	14
Tabelle 4	Bruttostromerzeugung nach Bundesländern 2022	15
Tabelle 5	Bruttoengpassleistung nach Bundesländern 2020	16
Tabelle 6	Bruttoengpassleistung nach Bundesländern 2021	16
Tabelle 7	Bruttoengpassleistung nach Bundesländern 2022	17
Tabelle 8	Durchschnittliche Volllaststunden nach Bundesländern 2020	18
Tabelle 9	Durchschnittliche Volllaststunden nach Bundesländern 2021	18
Tabelle 10	Durchschnittliche Volllaststunden nach Bundesländern 2022	19
Tabelle 11	Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2022 und 2021	26
Tabelle 12	Investitionsförderung Photovoltaik – 2022	35
Tabelle 13	Investitionsförderung Stromspeicher – 2022	36
Tabelle 14	Bereits abgerechnete Zuschüsse (oder kurz vor Abrechnung)	36
Tabelle 15	Investitionsförderung Wasserkraft bis 2 MW – 2022	37
Tabelle 16	Investitionsförderung Wasserkraft 2 bis 25 MW – 2022	37
Tabelle 17	Investitionsförderung Wind bis 1 MW – 2022	38
Tabelle 18	Investitionsförderung Biomasse bis 50 kW – 2022	38
Tabelle 19	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2022	45
Tabelle 20	Investitionsförderung Kleinwasserkraft – 2022	46
Tabelle 21	Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft – 2022	47
Tabelle 22	Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft	47
Tabelle 23	Investitionsförderung Kraft-Wärme-Kopplung – 2022	48
Tabelle 24	Investitionsförderung Photovoltaik – 2022	49
Tabelle 25	Investitionsförderung Stromspeicher – 2022	49
Tabelle 26	Bereits abgerechnete Zuschüsse (oder kurz vor Abrechnung)	50
Tabelle 27	Investitionszuschüsse Tarifgeförderte PV-Anlagen – 2022	50
Tabelle 28	Bereits abgerechnete Zuschüsse PV-Tarif (oder kurz vor Abrechnung)	51
Tabelle 29	Ausgleichsenergieaufwendungen 2022	55
Tabelle 30	Entwicklung der aliquoten Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2007 bis 2022)	55
Tabelle 31	Entwicklung der Erneuerbaren-Förderpauschale (bis 2022 Ökostrompauschale)	56
Tabelle 32	Entwicklung des Erneuerbaren-Förderbeitrags (bis 2022 Ökostromförderbeitrag)	57
Tabelle 33	Inlandsgasverbrauch vs. Biomethaneinspeisung	66
Tabelle 34	Anzahl und regionale Verteilung EEGs mit Stichtag 31.12.2022	71
Tabelle 35	Anzahl und regionale Verteilung EEGs mit Stichtag 30.06.2023	72

VORWORT

Das Jahr 2022 hat auf den Strom- und Gasmärkten zu großen Veränderungen geführt. Ein funktionierender und effektiver Wettbewerb, wie er seit Beginn der Liberalisierung der Energiemärkte im Jahr 2001 (Strom) bzw. 2002 (Gas) gegeben war, ist völlig ins Wanken geraten. Bereits gegen Ende des Jahres 2021 sind die Energiepreise stark gestiegen, was sich durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine im Februar noch weiter verschärft hat. Das hatte zur Folge, dass es bei den Konsument:innen auf der einen Seite zu einer großen Verunsicherung gekommen ist, auf der anderen Seite war das Bewusstsein darüber, wie wertvoll unsere Energie ist, selten so groß. Ein sorgsamer Umgang mit Energie darf kein kurzfristiges Krisenprojekt sein, sondern muss zu einem nachhaltigen Selbstverständnis transformiert werden. Und hier sind wir auf einem guten Weg.

Einen zentralen Punkt des vorliegenden EAG-Monitoringberichts stellt dabei die Analyse der Erreichung der Ziele des EAGs dar. Darüber hinaus soll der Bericht detaillierte Informationen zum Ausbau der erneuerbaren Energien enthalten, Darstellungen und Analysen der Strom- und Gasverbrauchsentwicklung, Angaben zu den Aufwendungen für Förderungen, Informationen zum physikalischen Strom- und

Gasaustausch sowie sonstige wesentliche Daten aus der Betriebs- und Bestandsstatistik vermitteln. Mit Datenstand Juni 2023 wird das Jahr 2022 betrachtet.

Über diesen Bericht hinausgehend veröffentlicht die E-Control auf ihrer Website www.e-control.at regelmäßig Daten zur Entwicklung im Strom- und Gasbereich. Schließlich sei darauf hingewiesen, dass Informationen zu Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweisen im jährlichen Stromkennzeichnungsbericht enthalten sind, der ebenfalls unter www.e-control.at verfügbar ist.

Der vorliegende Monitoringbericht wird gemäß EAG der Bundesministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie, dem Nationalrat sowie dem Energiebeirat vorgelegt. Darüber hinaus soll dieser Bericht allen interessierten Stakeholdern dazu dienen, einen objektiven Überblick über die Entwicklungen der Erneuerbaren in Österreich zu gewinnen.

Wir hoffen, dass diese Darstellung auch heuer wieder eine hilfreiche Grundlage für künftige Entscheidungen im Bereich der Erneuerbaren, sei es auf politischer, aber auch auf technischer und wirtschaftlicher Ebene, bieten kann.

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M.
Vorstand E-Control

Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand E-Control

ZUSAMMENFASSUNG

Die E-Control hat gemäß § 90 Abs 2 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) die Erreichung der Erneuerbaren-Ziele laufend zu überwachen. Zu diesem Zweck wird jährlich der EAG-Monitoringbericht veröffentlicht. Die Entwicklungen der erneuerbaren Strom- und Gaserzeugung in Österreich und die damit verbundenen Rahmenbedingungen stehen im Mittelpunkt dieses Berichts – Bezugsjahr ist 2022. Dabei werden die folgenden inhaltlichen Komponenten beleuchtet:

- > Stand des Ausbaus der erneuerbaren Energien
- > Entwicklung des Strom- und Gasverbrauchs
- > die Entwicklung von Förderkosten
- > die Zielsetzungen und der aktuelle Grad der Zielerreichung

Im Gegensatz zum Ökostromgesetz steht im Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) nicht mehr allein der geförderte Ökostrom¹ im Mittelpunkt, sondern erneuerbare Energien im Strom und Gasbereich. Dabei gibt es im Grunde genommen drei Ziele. Erstens den Gesamtstromverbrauch im Jahr 2030 zu 100% aus erneuerbaren Quellen zu decken. Zweitens soll das EAG einen Anreiz liefern, dass bis 2030 zusätzlich 27 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt werden, und drittens soll im Gasbereich der Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas

am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh gesteigert werden.

Sowohl aufgrund des EAGs, aber vor allem auch wegen der Marktgegebenheiten haben sich viele Statistiken und Kennzahlen gegenüber der Vergangenheit stark verändert und durchaus auch an Aussagekraft verloren. Waren vor wenigen Jahren noch die geförderten Mengen (abseits der Großwasserkraft) die dominierenden Faktoren in den Kennzahlen, hat sich das Blatt – zumindest kurzfristig – gewendet und man muss die Lage der erneuerbaren Technologien fernab der Förderung beurteilen.

Der Inlandsstromverbrauch² (ohne Verbrauch für Pumpspeicher) lag im Jahr 2022 bei 71.057 GWh (72.402 GWh im Jahr 2021). Die Bruttostromerzeugung sank (nach 70.275 GWh im Jahr 2021) im Jahr 2022 auf 68.803 GWh. Wird der Anteil der Erneuerbaren an der Bruttostromerzeugung herangezogen (55.263 GWh), so konnten wiederum 78% des Inlandsstromverbrauchs gedeckt werden. Auch wenn die Erzeugung aus Erneuerbaren um 1.510 GWh geringer war als 2021, wurden laut E-Control-Bestandsstatistik im Bereich der erneuerbaren Energien im Jahr 2022 1.256 MW an Leistung zugebaut. Dabei hat sich der Zubau im Jahr 2022 wie folgt verteilt (Näheres dazu siehe Abschnitt „Zielerreichung“).

¹ Im ÖSG wurde grundsätzlich der Begriff Ökostrom verwendet. Im Zusammenhang mit dem EAG wird von erneuerbarem Strom gesprochen.

² Aufgrund der Datenverfügbarkeit muss auf den Inlandsstromverbrauch (ohne Verbrauch für Pumpspeicher) zurückgegriffen werden. Das gesamte Aufkommen an elektrischer Energie nach der SHARES-Methodik für 2022 wird von Statistik Austria voraussichtlich im letzten Quartal 2023 veröffentlicht. Informationen zu veröffentlichten Werten für 2021 sind in Abschnitt „Erneuerbare Energien allgemein“ zu finden.

> Laufkraftwerke	+127 MW
> Speicherkraftwerke	+52 MW
> Windkraft	+211 MW
> Photovoltaik	+1.018 MW
> Biogas	+0,6 MW

Für das Berichtsjahr 2022 wurden noch keine Anlagen basierend auf der Marktprämie laut EAG gefördert. Informationen zu jenen Anlagen, die mittels Investitionszuschuss laut EAG gefördert wurden, sind im Abschnitt „Investitionszuschüsse basierend auf EAG“ zu finden.

Im Bereich der ÖSG-Anlagen kam es 2022, getrieben von dem hohen Marktpreis, zu einem deutlichen Rückgang der durch die OeMAG abgenommenen Mengen. So sank diese auf 3.006 GWh und somit unter das Niveau von 2003, wobei gleichzeitig 465 GWh von der OeMAG zum Marktpreis laut § 13 ÖSG 2012 abgenommen wurden. Den deutlichsten Rückgang gab es im Bereich der Windkraft mit 3.391 GWh, gefolgt von fester Biomasse mit 677 GWh.

Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien von 2021 auf 2022 in Bezug auf die zu Grunde liegenden Mengen, welche von der OeMAG zum Einspeisetarif bzw. Marktpreis alt abgenommen wurden:

> Windkraft	-69%
> Photovoltaik	-34%
> Kleinwasserkraft	-56%

> Biomasse fest	-81%
> Biogas	-68%

Bei den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen, welche mit Stichtag 31.12. des jeweiligen Jahres ein aufrechtes Vertragsverhältnis (bezogen auf Einspeisetarife und Marktpreis alt) mit der OeMAG haben, gab es ebenfalls einen deutlichen Rückgang. Diese reduzierte sich von 2.698 MW am 31.12.2021 auf 1.518 MW am 31.12.2022. Den größten Rückgang gab es hier im Bereich der Photovoltaik von 1.420 MW Ende 2021 auf 583 MW Ende 2022, gefolgt von der Kleinwasserkraft mit 166 MW (-105 MW) und der festen Biomasse mit 37 MW (-94 MW). Im Bereich der Windkraft kam es zu einem Rückgang auf 713 MW (-66 MW). Es ist anzunehmen, dass ein Großteil dieser Leistung aufgrund des gestiegenen Marktpreises aus dem Fördersystem ausgetreten ist und die erzeugten Mengen, solange die Marktpreissituation anhält, anderwärtig vermarktet. So haben Ende 2022 359 MW Photovoltaik zum „Marktpreis neu“ laut dem aktuell gültigen § 13 ÖSG 2012 an die OeMAG geliefert.

Aufgrund der gesunkenen Mengen (bezogen auf die Einspeisung) sank auch das Vergütungsvolumen um 247 Mio. EUR von 912 Mio. EUR auf 666 Mio. EUR. Beim berechneten Unterstützungsvolumen ergaben sich, auch aufgrund des deutlich gestiegenen Marktpreises, Einnahmen von 109 Mio. EUR. Dabei wurde für das Jahr 2022 das arithmetische Mittel

des EPEX-Spotmarktpreises von 261,40 EUR/MWh herangezogen (nach 106,85 EUR/MWh für 2021).

Im Jahr 2022 wurden von Seiten der OeMAG 58 Mio. EUR an direkten Ausgleichsenergiezahlungen an die Verrechnungsstelle geleistet. Nachdem das alte Ökostromgesetz eine Abnahmepflicht von zugewiesenem Ökostrom für Lieferanten weiterhin vorsieht, ergeben sich im Falle von zu hohen Prognosen neben den Kosten für die Beschaffung Einnahmen aus den Zuweisungen. Da im Jahr 2022 die Einnahmen aus der Zuweisung der Aus-

gleichsenergie höher waren als die Kosten, wurden die aliquoten Ausgleichsenergiekosten, die den Anlagenbetreibern (getrennt nach Wind und sonstigem Ökostrom) bei der Abnahme laut Marktpreis verrechnet werden, auf 0 gesetzt.

Im Gasbereich wurden der Österreichischen Energieagentur die Aufgaben der Servicestelle für Erneuerbare Gase³ übertragen, wobei hier noch keine Daten erfasst wurden. Auf Basis von Daten der Herkunftsnachweisdatenbank wurden 2022 für 0,12 TWh Biomethan Herkunftsnachweise ausgestellt.

³ <https://www.erneuerbaresgas.at/>

GESETZLICHE GRUNDLAGEN IN ÖSTERREICH

Aktuelle Berichtsperiode

Für die Erstellung dieses Berichts stellen das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) und dessen zugehörige Verordnungen die wesentlichen rechtlichen Grundlagen dar.

Das EAG regelt unter anderem:

- > geförderte Technologien (§ 10 EAG)
- > die Art und Weise der Betriebsförderung (§ 11 EAG)
- > Anforderungen an Förderanträge (§ 45 EAG)
- > Wechselmöglichkeit für geförderte Anlagen nach dem Ökostromgesetz 2012 (§ 54 EAG)
- > Investitionszuschüsse (2. Teil 2. Hauptstück und 3. Teil 1. Hauptstück EAG)
- > die Aufbringung der Fördermittel (§ 71 EAG)
- > Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (§ 79 und § 80 EAG)

Daraus ergeben sich weitere Vorgaben, die mit Verordnungen in regelmäßigen Abständen neu festgelegt oder mittels Gutachten überprüft werden. Die Verordnungsermächtigungen sind zwischen dem Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) und der E-Control aufgeteilt.

Vom BMK werden u.a. Verordnungen zu den folgenden Themen erlassen:

- > Gewährung von Investitionszuschüssen
- > Höchstpreise bei Ausschreibungen
- > Gebotstermine und Ausschreibungsvolumen
- > Wechselmöglichkeit für geförderte Anlagen nach dem Ökostromgesetz 2012
- > Erneuerbaren-Förderbeitragsverordnung
- > Erneuerbaren-Pauschaleverordnung

Die E-Control hat aufgrund des EAG bzw. ÖSG 2012 in folgenden Bereichen eine Verordnungsermächtigung:

- > Jährliche Festlegung der zuzuweisenden Herkunftsnachweispreise
- > EAG-Kostenbefreiung und Kostendeckung für Haushalte

Veränderungen im Bereich der aliquoten Ausgleichsenergiekosten werden mittels Gutachten durch die E-Control dokumentiert, welches im Anschluss von der OeMAG veröffentlicht wird.

Neben dem EAG, als Kernstück der Erneuerbarenförderung, gibt es in Österreich noch eine Reihe weiterer Förderschienen, die den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren weiter vorantreiben sollten. Dazu zählen bundesweite Förderschienen wie der Klima- und Energiefonds, aber auch eine Vielzahl von regionalen und lokalen Initiativen.

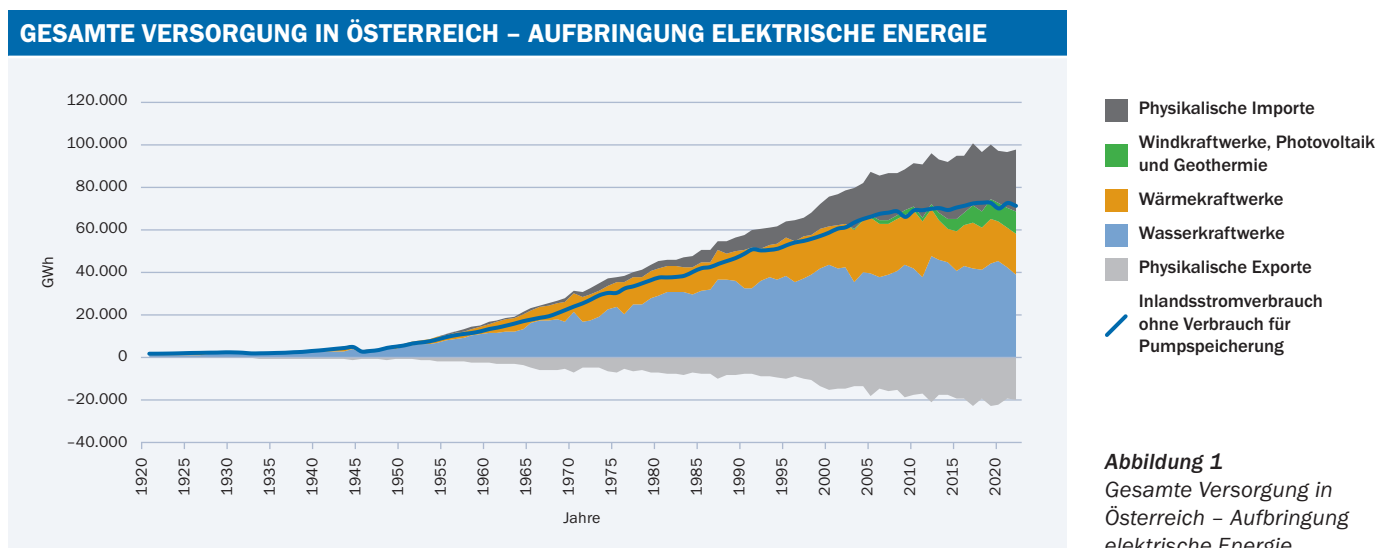
STAND DES AUSBAUS DER ERNEUERBAREN ENERGIE

Brutto- und Netto-Zubau

In Abbildung 1 ist die gesamte Versorgung in Österreich inkl. Aufbringung der elektrischen Energie dargestellt. Dabei lag der Inlandsstromverbrauch (ohne Verbrauch für Pumpspeicher) 2022 bei 71.057 GWh. Dieser Verbrauch konnte 2022 rechnerisch zu 78% durch Strom aus Wasserkraftwerken (39.141 GWh), Biogenen und sonstigen biogenen Brennstoffen (4.559 GWh) und allen anderen Erneuerbaren (10.708 GWh) gedeckt werden. Verglichen mit 2020 sank der in Wasserkraftwerken und allen anderen Erneuerbaren erzeugte Strom um 1.557 GWh, wobei die Wasserkraft in Summe 3.326 GWh

weniger erzeugt hat und gleichzeitig alle anderen Erneuerbaren ihre Erzeugung um 1.769 GWh steigern konnten.

Die im vorigen Absatz angeführten Erzeugungswerte basieren auf der von der E-Control veröffentlichten Betriebsstatistik⁴. Eine tabellarische Auflistung und der Vergleich zu 2021 wird in Tabelle 1 dargestellt, dabei werden im Bereich der Photovoltaik auch nicht in das öffentliche Netz eingespeiste Mengen durch eine Hochrechnung berücksichtigt.



Quelle: E-Control

⁴ <https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/archiv/betriebsstatistik/2022>

BRUTTOSTROMERZEUGUNG VERGLEICH 2021 UND 2022

Erzeugungskomponente			2021 in GWh	2022 in GWh	Veränderung in GWh	Veränderung in %
Wasserkraftwerke	Laufkraftwerke	bis 10 MW	5.075	4.834	-240,6	-4,7
		über 10 MW	23.385	20.972	-2.412,5	-10,3
		Summe	28.459	25.806	-2.653,1	-9,3
	Speicherkraftwerke	bis 10 MW	499	462	-37,2	-7,5
		über 10 MW	13.508	12.873	-635,3	-4,7
		Summe	14.007	13.335	-672,5	-4,8
	Summe Wasserkraftwerke		42.467	39.141	-3.325,6	-7,8
Wärmekraftwerke	Fossile Brennstoffe und Derivate	Steinkohle	109	69	-40,4	-37,0
		Braunkohle				
		Derivate (1)	2.019	1.910	-109,1	-5,4
		Erdölderivate (2)	622	625	3,2	0,5
		Erdgas	10.751	10.936	184,9	1,7
		Summe	13.502	13.540	38,5	0,3
	Biogene Brennstoffe	fest (3)	2.438	2.566	128,4	5,3
		flüssig (3)	0	0	-0,1	-68,4
		gasförmig (3)	557	550	-7,0	-1,3
		Klär- u. Deponiegas (3)	29	32	2,5	8,4
		Summe (3)	3.025	3.149	123,8	4,1
	Sonstige Biogene (4)		1.338	1.411	73,1	5,5
	Sonstige Brennstoffe (5)		786	825	38,8	4,9
	Summe Wärmekraftwerke		18.651	18.925	274,2	1,5
	(davon in KWK-Anlagen)		(17.415)	(17.727)	311,6	1,8
	Windkraftwerke (6)		6.738	7.255	517,4	7,7
	Photovoltaik (7)		2.398	3.453	1.054,6	44,0
Geothermie (6)		0	0	0,0	-93,0	
Summe Windkraftwerke, Photovoltaik, Geothermie		9.136	10.708	1.572,0	17,2	
Statistische Differenz (8)		22	29			
Gesamt		70.275	68.803	-1.471,9	-2,1	

Tabelle 1
Bruttostromerzeugung Ver-
gleich 2021 und 2022

(1) Als Derivate werden hier energetisch genutzte Kohleprodukte bezeichnet (z.B. Steinkohle- bzw. Braunkohlekoks ...).

(2) Als Erdölderivate werden hier energetisch genutzte Erdölprodukte bezeichnet (z.B. Heizöl, Dieselöl, Flüssiggas ...).

(3) nur biogene Brennstoffe im Sinne der österreichischen Richtlinien

(4) biogene Brennstoffe im Sinne der EU-Richtlinien mit Ausnahme der Vorgenannten

(5) Energieträger, die keiner der oben angeführten Gruppe zugeordnet werden können

(6) Einspeisemengen ins öffentliche Netz gemäß Herkunftsnachweis-DB

(7) Einspeisemengen von PV ins öffentliche Netz gemäß Herkunftsnachweis-DB und Schätzung der PV-Erzeugung, die nicht ins öffentliche Netz eingespeist wird

(8) Erzeugung, die weder nach Primärenergieträgern aufgeschlüsselt noch einer Kraftwerkstypen zugeordnet werden kann

Quelle: E-Control

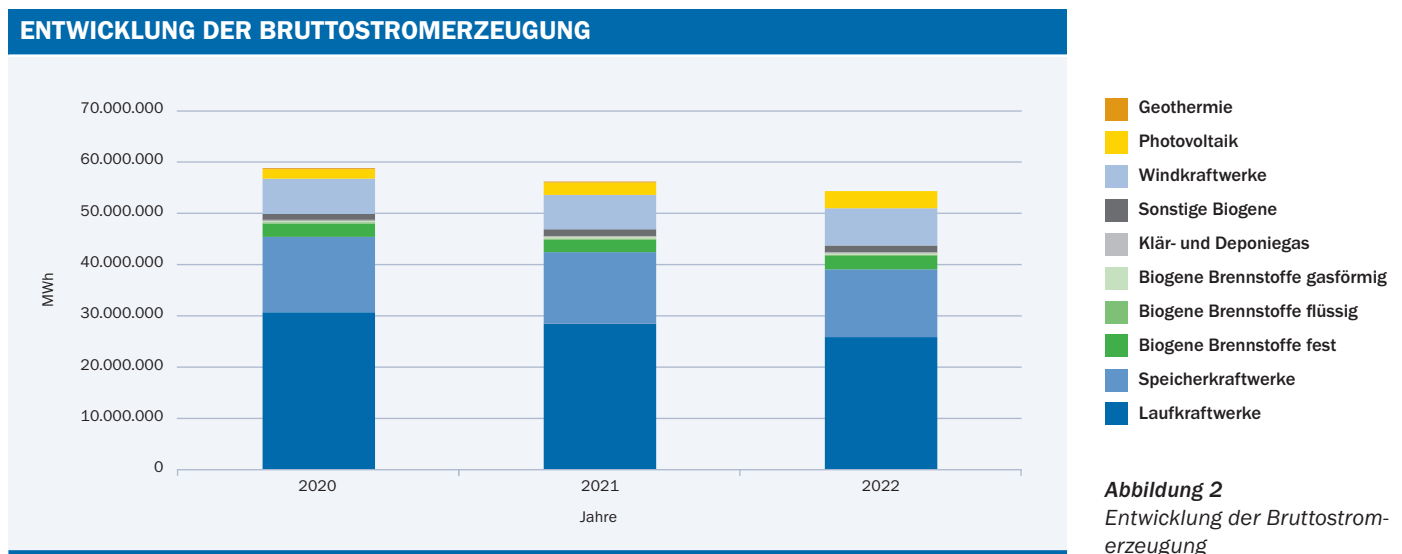


Abbildung 2
Entwicklung der Bruttostrom-
erzeugung

In Abbildung 2 ist die Entwicklung der Bruttostromerzeugung von Erneuerbaren von 2020 bis 2022 dargestellt. Vor allem im Bereich der Laufkraftwerke kam es, trotz relativ konstanter Engpassleistung (siehe Abbildung 3), zu einem Rückgang der erzeugten Mengen von 30.698 GWh im Jahr 2020 auf 25.806 GWh 2022. Die Erzeugung in Speicherkraftwerken ging von 14.688 GWh 2020 auf 13.335 GWh 2022 zurück. Weitere Details dazu sind im Kapitel Zielerreichung zu finden.

In Tabelle 2, Tabelle 3 und Tabelle 4 ist die Bruttostromerzeugung auf Bundesländerebene dargestellt.

In einer Erhebung bei den Netzbetreibern wurde für 2022 ein Rückbau von 56 MW angeführt, wodurch sich für 2022 ein Brutto-Zubau von 2.197 MW ergeben würde. In Abbildung 3 ist die Entwicklung der Bruttoengpassleistung dargestellt. In Summe ergab sich dabei bei den dargestellten Technologien⁵ verglichen mit 2020 ein Zubau (netto) von 2.141 MW, wobei die erzeugten Mengen um 3.611 GWh zurückgingen.

In Tabelle 5, Tabelle 6 und Tabelle 7 ist die Bruttoengpassleistung auf Bundesländerebene dargestellt.

⁵ Im Kapitel „Zielerreichung“ wird auf Wasser- und Windkraft sowie Photovoltaik und Biomasse fokussiert, nachdem das EAG in diesen Bereichen Ziele festlegt.

BRUTTOSTROMERZEUGUNG NACH BUNDESLÄNDERN 2020										
in MWh	Laufkraft- werke	Speicher- kraft- werke	Biogene Brenn- stoffe fest	Biogene Brenn- stoffe flüssig	Biogene Brenn- stoffe gasförmig	Klär- und Deponie- gas	Sonstige Biogene	Windkraft- werke	Photo- voltaik	Geo- thermie
Burgenland	3.789	0	159.525	0	57.377	0	0	2.287.418	77.635	0
Kärnten	4.044.447	3.078.681	431.519	89	26.975	269	214.366	977	139.056	0
Niederösterreich	6.848.653	125.144	700.259	9	218.365	671	29.096	3.897.535	433.621	0
Oberösterreich	9.457.347	192.868	591.131	4	102.287	15.553	424.302	86.560	403.852	9
Salzburg	1.804.086	3.234.087	120.013	0	44.429	88	151.979	1	109.589	0
Steiermark	3.602.784	871.546	125.230	35	107.572	997	587.538	508.718	407.141	65
Tirol	3.439.276	3.915.387	173.559	0	18.140	10.059	0	5	136.230	0
Vorarlberg	406.276	3.270.199	6.497	3	13.381	157	0	0	107.135	0
Wien	1.091.376	0	239.219	0	570	1.593	0	10.322	55.222	0
Gesamt	30.698.033	14.687.912	2.546.953	140	589.096	29.386	1.407.281	6.791.536	1.869.480	73

Tabelle 2

Bruttostromerzeugung nach Bundesländern 2020

Quelle: E-Control

BRUTTOSTROMERZEUGUNG NACH BUNDESLÄNDERN 2021										
in MWh	Laufkraft- werke	Speicher- kraft- werke	Biogene Brenn- stoffe fest	Biogene Brenn- stoffe flüssig	Biogene Brenn- stoffe gasförmig	Klär- und Deponie- gas	Sonstige Biogene	Windkraft- werke	Photo- voltaik	Geo- thermie
Burgenland	4.467	0	95.766	0	56.373	0	0	2.225.536	107.688	0
Kärnten	3.623.237	2.566.149	471.748	0	25.931	262	206.530	797	171.718	0
Niederösterreich	6.832.301	113.655	609.353	133	217.240	771	28.745	3.906.245	568.069	0
Oberösterreich	9.103.106	217.602	603.649	0	96.470	17.577	461.548	73.287	540.044	0
Salzburg	1.540.288	2.997.129	119.912	0	21.693	48	62.278	0	135.333	0
Steiermark	2.851.993	654.986	147.958	36	108.999	579	578.426	521.710	514.818	31
Tirol	3.037.562	4.106.031	167.673	0	16.958	8.391	0	23	163.569	0
Vorarlberg	384.669	3.351.552	8.945	0	13.724	239	0	0	121.604	0
Wien	1.081.782	0	213.030	0	0	1.525	0	10.166	75.572	0
Gesamt	28.459.404	14.007.104	2.438.034	169	557.388	29.392	1.337.527	6.737.765	2.398.415	31

Tabelle 3

Bruttostromerzeugung nach Bundesländern 2021

Quelle: E-Control

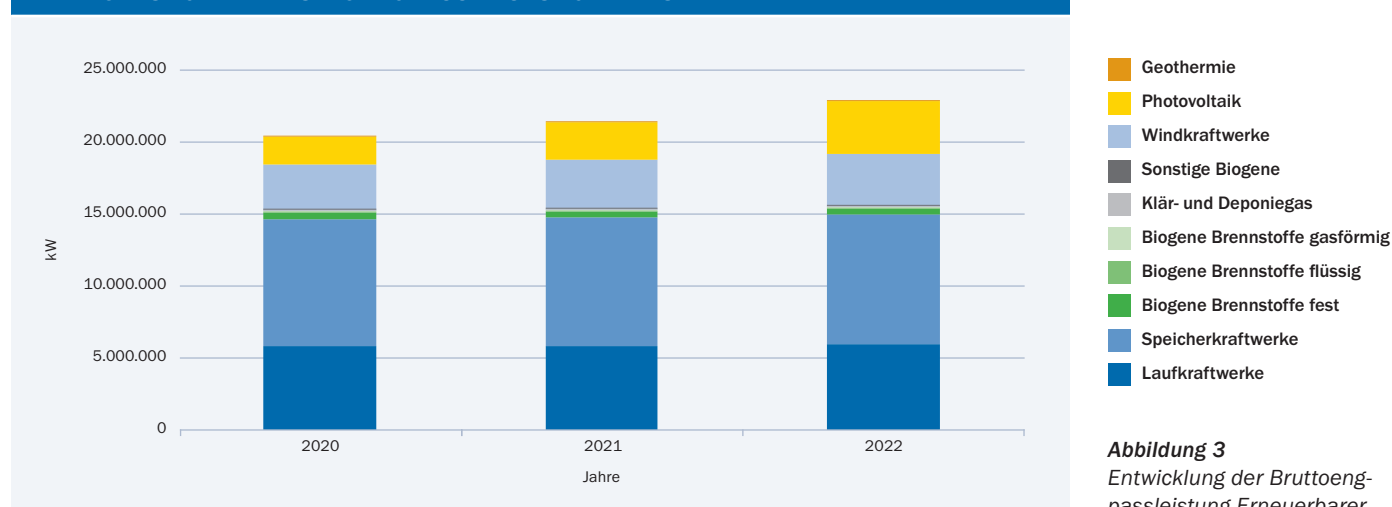
BRUTTOSTROMERZEUGUNG NACH BUNDESLÄNDERN 2022

in MWh	Laufkraft- werke	Speicher- kraft- werke	Biogene Brenn- stoffe fest	Biogene Brenn- stoffe flüssig	Biogene Brenn- stoffe gasförmig	Klär- und Deponie- gas	Sonstige Biogene	Windkraft- werke	Photo- voltaik	Geo- thermie
Burgenland	2.605	0	140.682	0	54.151	0	0	2.548.544	156.293	0
Kärnten	2.336.406	2.353.540	500.765	0	26.109	294	226.691	18.068	252.345	0
Niederösterreich	6.376.820	97.509	621.960	9	230.667	1.183	27.695	4.067.176	832.799	0
Oberösterreich	8.719.321	232.499	585.474	0	93.881	17.131	451.258	95.813	837.880	0
Salzburg	1.511.111	2.866.825	112.333	0	25.216	182	117.320	11	187.075	0
Steiermark	2.691.979	652.231	169.024	45	91.428	1.099	587.636	515.476	675.995	2
Tirol	2.792.820	3.934.987	174.836	0	15.856	9.484	0	21	227.816	0
Vorarlberg	350.678	3.196.984	9.433	0	13.094	266	0	0	176.650	0
Wien	1.024.550	0	251.917	0	0	2.225	0	10.033	106.199	0
Gesamt	25.806.290	13.334.575	2.566.424	53	550.402	31.865	1.410.600	7.255.142	3.453.053	2

Tabelle 4

Bruttostromerzeugung nach Bundesländern 2022

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DER BRUTTOENGPASSLEISTUNG ERNEUERBARER**Abbildung 3**

Entwicklung der Bruttoengpassleistung Erneuerbarer

Quelle: E-Control

BRUTTOENGPASSLEISTUNG NACH BUNDESLÄNDERN 2020										
in kW	Laufkraft- werke	Speicher- kraft- werke	Biogene Brenn- stoffe fest	Biogene Brenn- stoffe flüssig	Biogene Brenn- stoffe gasförmig	Klär- und Deponie- gas	Sonstige Biogene	Windkraft- werke	Photo- voltaik	Geo- thermie
Burgenland	1.346	0	33.890	0	7.265	0	0	1.138.360	83.857	0
Kärnten	820.200	1.976.280	55.201	198	3.975	2.264	0	1.360	139.788	0
Niederösterreich	1.198.636	77.750	125.411	158	30.545	1.585	0	1.710.354	482.120	0
Oberösterreich	1.777.122	81.352	81.226	10	14.173	5.684	0	47.275	447.044	665
Salzburg	365.137	1.536.340	21.180	0	7.529	372	0	10	115.040	0
Steiermark	727.697	203.430	19.436	16	14.089	1.510	80.000	259.100	419.008	250
Tirol	634.282	2.567.014	29.146	0	3.253	5.757	0	35	125.948	0
Vorarlberg	100.402	2.401.813	2.445	80	3.589	1.341	0	0	104.160	0
Wien	178.245	0	38.300	0	400	920	0	7.375	58.078	0
Gesamt	5.803.066	8.843.979	406.234	461	84.817	19.433	80.000	3.163.868	1.975.043	915

Tabelle 5

Bruttoengpassleistung nach Bundesländern 2020

Quelle: E-Control

BRUTTOENGPASSLEISTUNG NACH BUNDESLÄNDERN 2021										
in kW	Laufkraft- werke	Speicher- kraft- werke	Biogene Brenn- stoffe fest	Biogene Brenn- stoffe flüssig	Biogene Brenn- stoffe gasförmig	Klär- und Deponie- gas	Sonstige Biogene	Windkraft- werke	Photo- voltaik	Geo- thermie
Burgenland	1.521	0	24.370	0	7.265	0	0	1.294.077	113.084	0
Kärnten	823.137	1.978.880	55.201	0	3.975	2.264	0	1.360	180.937	0
Niederösterreich	1.197.267	77.750	109.339	48	29.244	1.585	0	1.813.104	680.492	0
Oberösterreich	1.778.753	81.352	81.526	10	13.367	5.684	0	47.275	614.382	0
Salzburg	367.454	1.536.340	21.180	0	7.364	372	0	10	149.420	0
Steiermark	732.378	204.730	22.491	8	14.439	1.430	80.000	259.100	526.220	250
Tirol	654.952	2.567.014	28.446	0	3.198	4.405	0	35	156.341	0
Vorarlberg	100.353	2.463.713	2.610	0	3.490	1.341	0	0	135.066	0
Wien	178.245	0	38.300	0	0	920	0	7.375	79.365	0
Gesamt	5.834.061	8.909.779	383.462	65	82.341	18.001	80.000	3.422.335	2.635.307	250

Tabelle 6

Bruttoengpassleistung nach Bundesländern 2021

Quelle: E-Control

BRUTTOENGPASSLEISTUNG NACH BUNDESLÄNDERN 2022										
in kW	Laufkraft- werke	Speicher- kraft- werke	Biogene Brenn- stoffe fest	Biogene Brenn- stoffe flüssig	Biogene Brenn- stoffe gasförmig	Klär- und Deponie- gas	Sonstige Biogene	Windkraft- werke	Photo- voltaik	Geo- thermie
Burgenland	1.541	0	23.870	0	7.265	0	0	1.375.000	159.376	0
Kärnten	823.449	2.016.280	58.247	0	3.975	1.832	0	28.315	258.143	0
Niederösterreich	1.198.544	77.750	117.282	18	29.623	1.896	0	1.868.347	907.290	0
Oberösterreich	1.780.966	81.352	82.238	0	15.369	4.370	0	62.940	935.089	0
Salzburg	367.250	1.536.340	21.580	0	7.200	372	0	50	203.661	0
Steiermark	734.472	204.730	27.696	8	14.890	1.430	80.000	291.040	701.373	250
Tirol	769.275	2.582.014	30.306	0	3.535	4.405	0	28	214.067	0
Vorarlberg	107.233	2.463.713	2.940	0	3.590	1.341	0	8	164.944	0
Wien	178.245	0	38.300	0	0	920	0	7.375	109.539	0
Gesamt	5.960.975	8.962.179	402.459	25	85.446	16.566	80.000	3.633.103	3.653.482	250

Tabelle 7

Bruttoengpassleistung nach Bundesländern 2022

Quelle: E-Control

Durchschnittliche Volllaststunden

In Tabelle 8, Tabelle 9 und Tabelle 10 werden auf Basis der Betriebs- und Bestandsstatistik die durchschnittlichen Volllaststunden nach Technologien (jeweils Zeile Insgesamt) und nach Bundesländern angeführt. Im Bereich der Lauf- und Speicherkraftwerke spiegelt sich der Rückgang der erzeugten Mengen

in Verbindung mit einer leicht gestiegenen Erzeugungsleistung in einem Rückgang der durchschnittlichen Volllaststunden wider. Im Bereich der rohstoffabhängigen Technologien und der PV sind relativ konstanten Volllaststunden zu beobachten.

DURCHSCHNITTliche VOLLlastSTUNDEN NACH BUNDESLÄNDERN 2020									
in h	Laufkraft- werke	Speicher- kraft- werke	Biogene Brenn- stoffe fest	Biogene Brenn- stoffe flüssig	Biogene Brenn- stoffe gasförmig	Klär- und Deponie- gas	Windkraft- werke	Photo- voltaik	Geo- thermie
Burgenland	2.815		4.707		7.898		2.009	926	
Kärnten	4.931	1.558	7.817	450	6.787	119	718	995	
Niederösterreich	5.714	1.610	5.584	59	7.149	423	2.279	899	
Oberösterreich	5.322	2.371	7.278	373	7.217	2.736	1.831	903	13
Salzburg	4.941	2.105	5.666		5.901	236	81	953	
Steiermark	4.951	4.284	6.443	2.239	7.635	660	1.963	972	259
Tirol	5.422	1.525	5.955		5.576	1.747	144	1.082	
Vorarlberg	4.046	1.362	2.657	41	3.728	117		1.029	
Wien	6.123		6.246		1.425	1.731	1.400	951	
Gesamt	5.290	1.661	6.270	304	6.946	1.512	2.147	947	80

Tabelle 8

Durchschnittliche Volllaststunden nach Bundesländern 2020

Quelle: E-Control

DURCHSCHNITTliche VOLLlastSTUNDEN NACH BUNDESLÄNDERN 2021									
in h	Laufkraft- werke	Speicher- kraft- werke	Biogene Brenn- stoffe fest	Biogene Brenn- stoffe flüssig	Biogene Brenn- stoffe gasförmig	Klär- und Deponie- gas	Windkraft- werke	Photo- voltaik	Geo- thermie
Burgenland	2.936		3.930		7.760		1.720	952	
Kärnten	4.402	1.297	8.546		6.524	116	586	949	
Niederösterreich	5.707	1.462	5.573	2.811	7.429	486	2.154	835	
Oberösterreich	5.118	2.675	7.404	26	7.217	3.092	1.550	879	
Salzburg	4.192	1.951	5.662		2.946	129	49	906	
Steiermark	3.894	3.199	6.579	4.766	7.549	405	2.014	978	124
Tirol	4.638	1.600	5.894		5.303	1.905	648	1.046	
Vorarlberg	3.833	1.360	3.427		3.932	178		900	
Wien	6.069		5.562			1.657	1.378	952	
Gesamt	4.878	1.572	6.358	2.628	6.769	1.633	1.969	910	124

Tabelle 9

Durchschnittliche Volllaststunden nach Bundesländern 2021

Quelle: E-Control

DURCHSCHNITTliche VOLLlastSTUNDEN NACH BUNDESLÄNDERN 2022									
in h	Laufkraft- werke	Speicher- kraft- werke	Biogene Brenn- stoffe fest	Biogene Brenn- stoffe flüssig	Biogene Brenn- stoffe gasförmig	Klär- und Deponie- gas	Windkraft- werke	Photo- voltaik	Geo- thermie
Burgenland	1.690		5.894		7.454		1.853	981	
Kärnten	2.837	1.167	8.597		6.569	160	638	978	
Niederösterreich	5.320	1.254	5.303	513	7.787	624	2.177	918	
Oberösterreich	4.896	2.858	7.119		6.108	3.920	1.522	896	
Salzburg	4.115	1.866	5.205		3.502	490	211	919	
Steiermark	3.665	3.186	6.103	5.933	6.140	768	1.771	964	9
Tirol	3.630	1.524	5.769		4.485	2.153	739	1.064	
Vorarlberg	3.270	1.298	3.209		3.647	198	19	1.071	
Wien	5.748		6.577			2.419	1.360	970	
Gesamt	4.329	1.488	6.377	2.139	6.442	1.924	1.997	945	9

Tabelle 10

Durchschnittliche Volllaststunden nach Bundesländern 2022

Quelle: E-Control

Erneuerbare Energien allgemein

Basierend auf Daten der Statistik Austria (Verfügbarkeit nur bis 2021) wurden die Anteile der anrechenbaren Erneuerbaren gemäß EU-Richtlinie Erneuerbare Energien 2009/28/EG im Elektrizitätssektor und im Bereich Wärme und Kühlen in Abbildung 4 dargestellt. Der österreichische Elektrizitätssektor ist von erneuerbaren Erzeugungstechnologien ge-

prägt und auch in der Fernwärmeerzeugung spielen diese eine wichtige Rolle. Der Anteil anrechenbarer Erneuerbarer sank im Bereich Stromerzeugung von 78,2% (2020) auf 76,2% im Jahr 2021, und im Verkehr sank der Anteil von 10,3% auf 9,4%. Im Bereich Wärme und Kühlen stieg der Anteil im selben Zeitraum von 35% auf 35,5%.⁶

⁶ Diese Daten sind nicht direkt mit E-Control-Werten vergleichbar, da diese von Statistik Austria auf Basis der einheitlichen EU-Methode berechnet werden.

ANTEIL ANRECHENBARE ERNEUERBARE 2010 BIS 2021

- Anteil anrechenbare Erneuerbare für die Stromerzeugung
- Anteil anrechenbare Erneuerbare für Wärme und Kühlen
- Anteil anrechenbare Erneuerbare im Verkehr

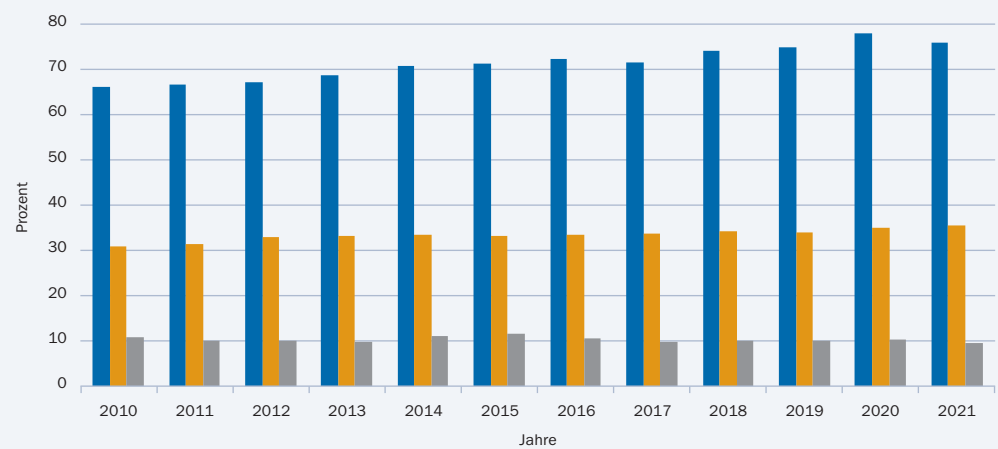


Abbildung 4
Anteil anrechenbare Erneuerbare 2010 bis 2021

Quelle: Statistik Austria

ANTEIL ANRECHENBARE ERNEUERBARE IN DEN EINZELNEN SEKTOREN

- Anteil anrechenbare Erneuerbare im EEV des Verkehrs
- Anteil anrechenbare Erneuerbare im EEV der Industrie
- Anteil anrechenbare Erneuerbare im EEV der Dienstleistungen
- Anteil anrechenbare Erneuerbare im EEV der Haushalte
- Anteil anrechenbare Erneuerbare im EEV der Landwirtschaft

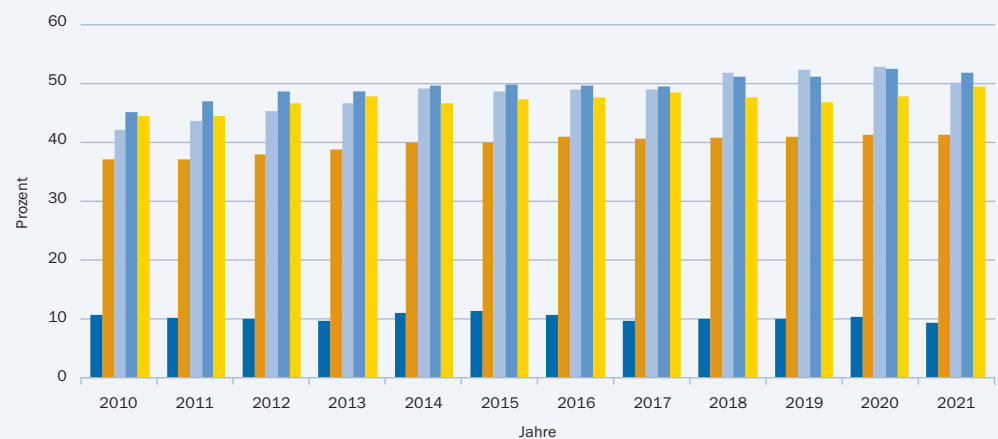


Abbildung 5
Anteil anrechenbare Erneuerbare in den einzelnen Sektoren 2010 bis 2021

Quelle: Statistik Austria

In Abbildung 5 wird der Anteil der anrechenbaren Erneuerbaren im Energetischen Endverbrauch (EEV) in den einzelnen Sektoren und deren Entwicklung seit 2010 dargestellt. Den niedrigsten Anteil im Jahr 2021 weist mit 9,4% der Verkehrssektor auf, den höchsten mit 51,9% die Haushalte, gefolgt vom Dienstleistungssektor mit 50,2%.

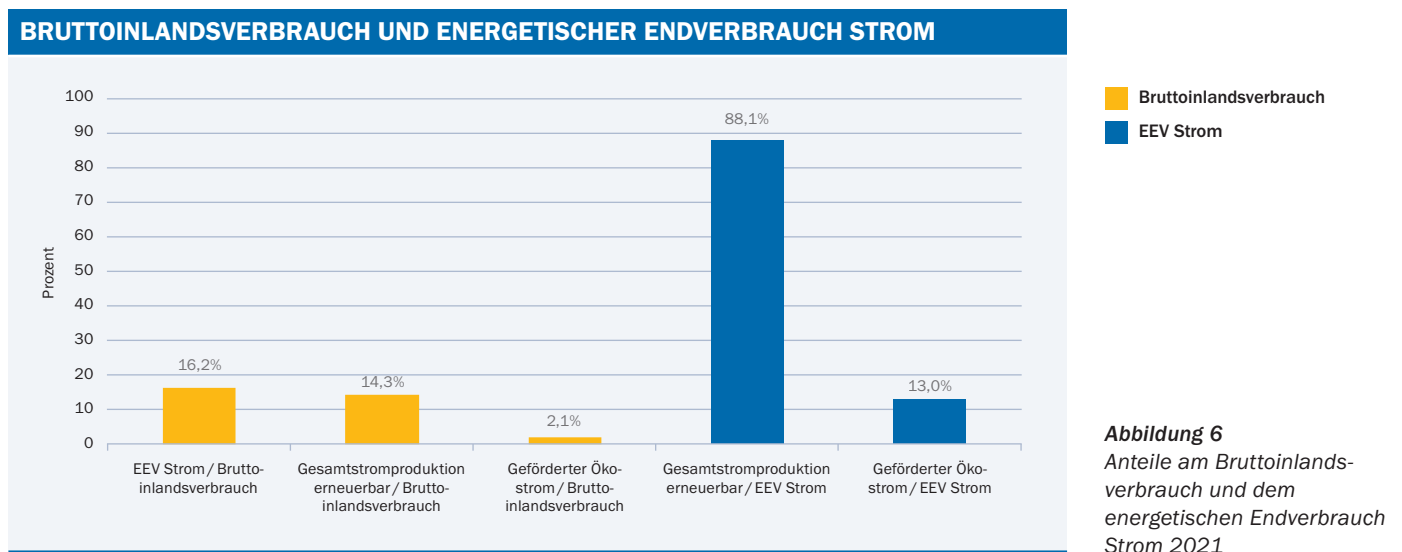
In Abbildung 6 wurden der energetische Endverbrauch Strom, die erneuerbare Gesamtstromproduktion (basierend auf der Systematik der Erneuerbaren-EU-Richtlinie) und der geförderte Ökostrom (Basis ÖSG) im Jahr 2021 (8.363 GWh) ins Verhältnis gesetzt. Laut Statistik Austria belief sich dabei:

- > der Bruttoinlandsverbrauch auf 397.028 GWh

- > der Energetische Endverbrauch (EEV) Strom auf 64.443 GWh
- > die erneuerbare Gesamtstromproduktion auf 56.763 GWh

Der energetische Endverbrauch Strom hat 16,2% des Bruttoinlandsverbrauchs im Jahr 2021 ausgemacht. Die erneuerbare Gesamtstromproduktion von 56.763 GWh macht 88% des energetischen Endverbrauchs von Strom und 14,3% des Bruttoinlandsverbrauchs aus. Der von der OeMAG abgenommene Ökostrom hat dabei 2021 2,1% vom Bruttoinlandsverbrauch ausgemacht.

In Abbildung 7 ist weiters die Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches aus dem Jahr 2021 dargestellt. Der Bruttoinlands-



Quelle: Statistik Austria

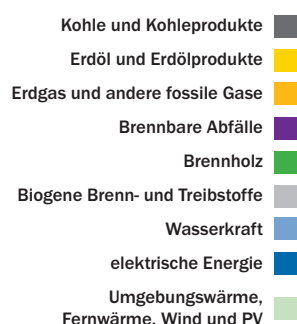
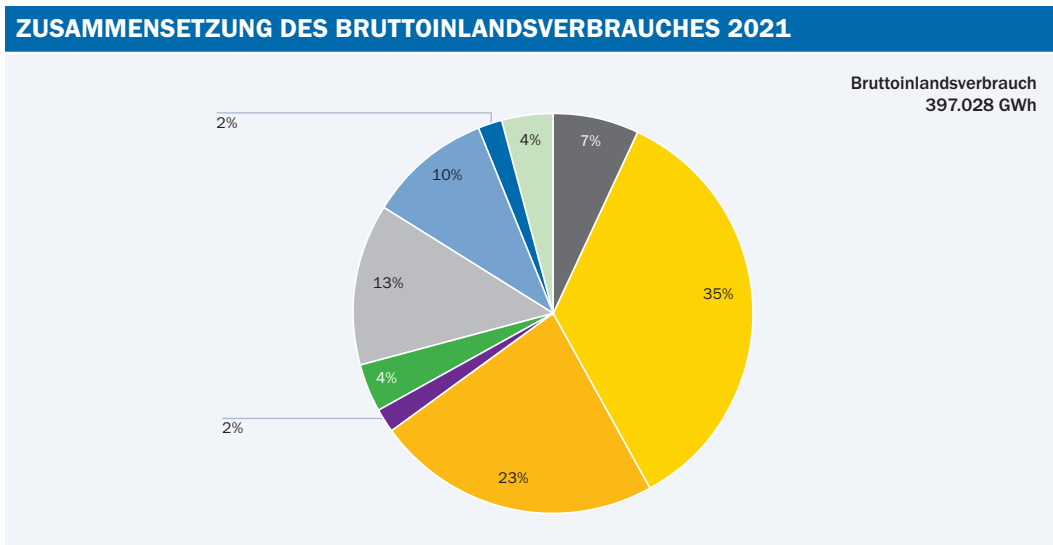


Abbildung 7
Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches 2021



Quelle: Statistik Austria

verbrauch belief sich auf 397.028 GWh und wurden dabei zu 65% (257.157 GWh) durch Erdöl, Erdgas und Kohle bzw. durch jeweilige Produkte dieser Kategorien abgedeckt, dabei kam es verglichen mit 2020 (272.824 GWh) zu einem Rückgang um 15.667 GWh.

ANTEIL AM ENDVERBRAUCH – EAG

Im Jahr 2022 waren laut Informationen der EAG-Förderabwicklungsstelle noch keine Anlagen mittels Marktprämie laut EAG in Betrieb, nachdem die EAG-Marktprämienverordnung 2022, welche die Höchstpreise für Ausschreibungen bzw. die Höhe des anzulegenden Wertes für Marktprämienförderung mittels Antrag festlegt, erst am 4.10.2022 kundgemacht wurde.

ANTEIL AM ENDVERBRAUCH – ÖSG

Der Anteil von durch die OeMAG abgenommenem Ökostrom⁷ ging im Jahr 2022 auf 5,2% zurück (siehe Abbildung 8). Dieser Rückgang beruht hauptsächlich darauf, dass geförderte Anlagen mit Ende 2021 vermehrt das Fördersystem aufgrund der hohen Marktpreise verlassen haben. In diesem Sinne sind sie für die Zielerreichung jedoch nicht verloren gegangen.

Dieser Trend, dass Anlagen aus dem Fördersystem aufgrund des stark gestiegenen Marktpreises austreten, ist 2022 bei den abgenommenen Mengen (siehe Abbildung 9) und der kontrahierten Leistung noch deutlicher zu sehen.

⁷ Summe der Mengen, die Einspeisetarife und Marktpreis alt erhalten

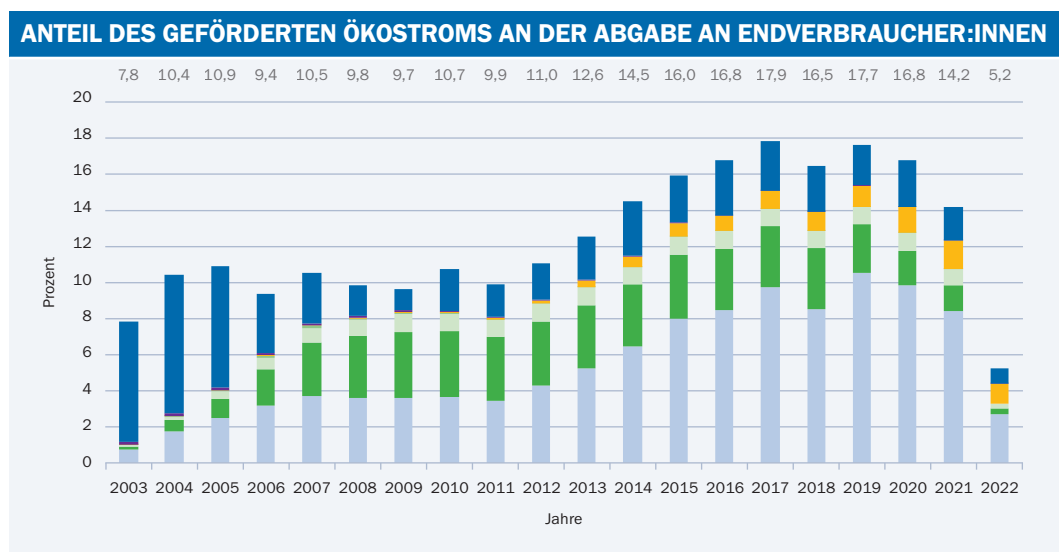


Abbildung 8
Anteil des geförderten Ökostroms an der Abgabe an Endverbraucher:innen 2003 bis 2022

Quelle: OeMAG, E-Control

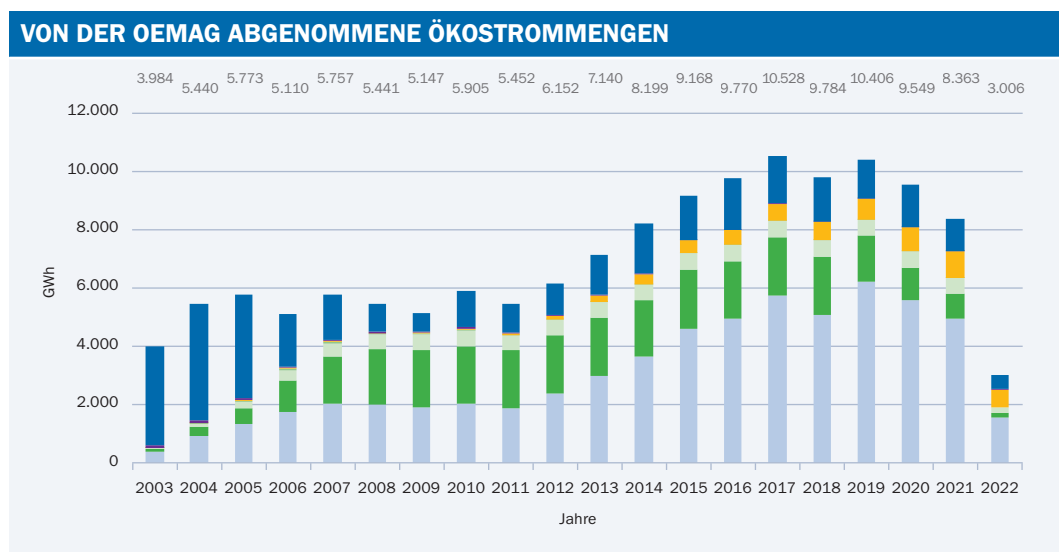


Abbildung 9
Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2022

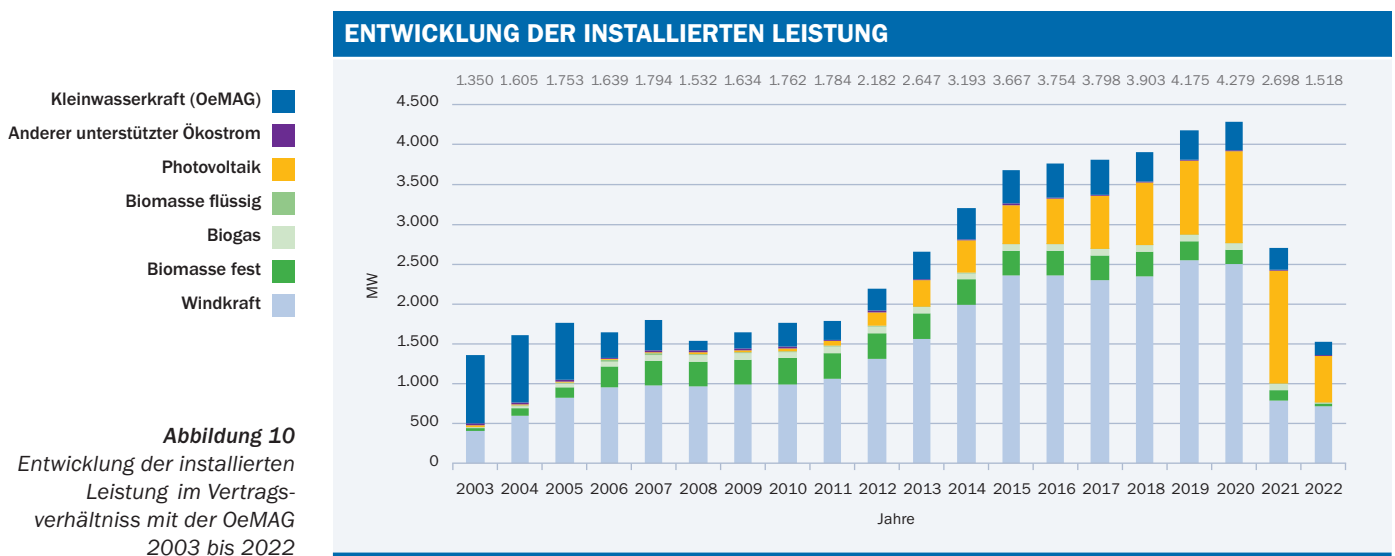
Quelle: OeMAG, E-Control

Kam es bis 2020 grundsätzlich zu einem kontinuierlichen Anstieg der installierten Leistung, welche ihren Strom zum Einspeisetarif oder Marktpreis alt an die OeMAG geliefert hat, so fiel dieser Wert mit Stichtag 31.12.2021 ungefähr auf das Niveau von Ende 2013 und erreichte mit 1.518 MW am 31.12.2022 ungefähr jenes von 31.12.2008, wobei sich die Leistung deutlich unterschiedlich zusammensetzt. Diese Entwicklung ist in Abbildung 10 dargestellt. Nachdem Windkraftanlagen bereits vermehrt 2021 aus dem Fördersystem ausgetreten sind, folgten 2022 PV-Anlagen. Hier sank die kontrahierte Leistung von 1.420 MW auf 583 MW Ende 2022. An dieser Stelle gilt es zu erwähnen, dass jene Anlagen, die noch nach dem ÖSG erstmalig kontrahiert wurden, mindestens

12 Monate im regulären Fördersystem an die OeMAG liefern müssen.

In Summe über alle Technologien sank die kontrahierte Leistung von 2.698 MW Ende 2021 auf 1.518 MW Ende 2022.

Stieg die Anzahl der kontrahierten Anlagen in den letzten Jahren noch aufgrund des Bestandes bzw. der neuen PV-Anlagen, so kam es 2022 erstmals seit 2008 in Summe zu einem Rückgang. Dabei hat sich die Anzahl der kontrahierten Anlagen bei der PV beinahe auf 21.821 Anlagen halbiert (siehe Abbildung 11). Bei den übrigen Technologien war der Rückgang bei Biogas (-82%) und Biomasse fest (-63%) am höchsten (siehe Abbildung 12).



Quelle: OeMAG, E-Control

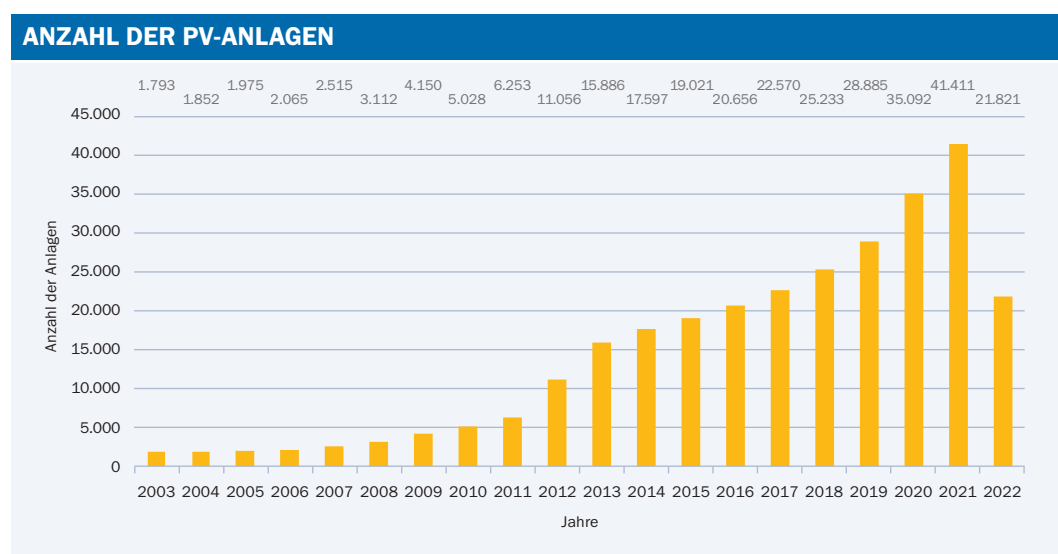


Abbildung 11
Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2022

Quelle: OeMAG, E-Control

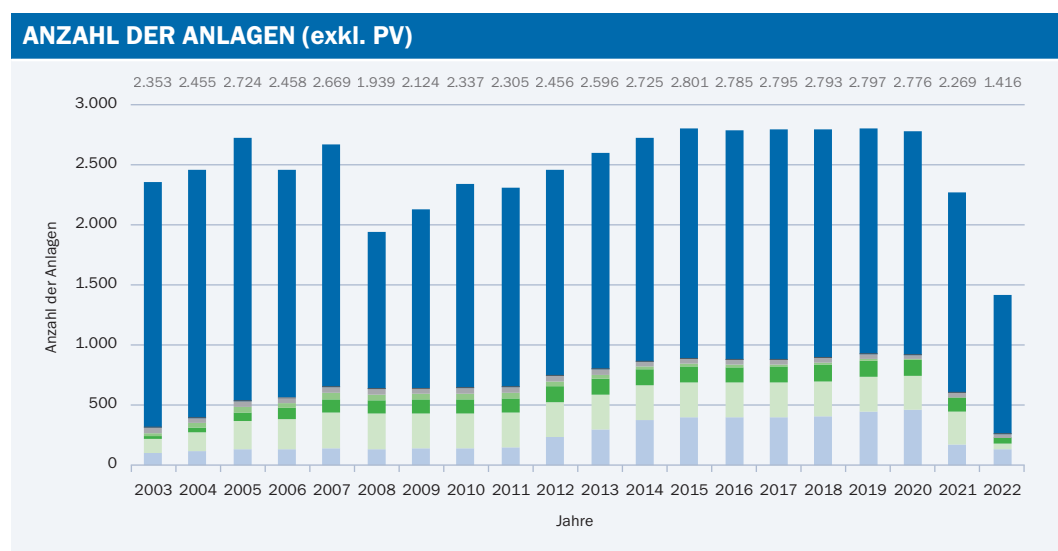


Abbildung 12
Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2022

Quelle: OeMAG, E-Control

VERGLEICH DER WICHTIGSTEN KENNZAHLEN DER ANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNIS MIT DER OEMAG 2022 UND 2021

Energieträger	Installierte Leistung in MW	Einspeisemenge in GWh	Anzahl Anlagen	Vergütung netto in Mio. €	Geförderter Ökostrom-Einspeisanteil in % der Gesamtabgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
2022	1)					
Kleinwasserkraft (unterstützt)	166	487,0	1.159	139,5	0,8%	28,64
Sonstige Ökostromanlagen	1.352	2.519,0	22.078	526,5	4,4%	20,90
Windkraft	713	1.556,9	131	340,3	2,7%	21,85
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	37	162,0	44	29,1	0,3%	17,95
Biomasse gasförmig *)	8	172,0	48	31,7	0,3%	18,40
Biomasse flüssig	0	0,0	4	0,0	0,0%	0,00
Photovoltaik	583	620,1	21.821	123,0	1,1%	19,84
Deponie- und Klärgas	11	7,9	28	2,5	0,0%	31,52
Geothermie	1	0,0	2	0,0	0,0%	26,75
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	1.518	3.005,9	23.237	666,0	5,2%	22,16
2021	2)					
Kleinwasserkraft (unterstützt)	271	1.093,5	1.670	79,2	1,9%	7,25
Sonstige Ökostromanlagen	2.427	7.269,9	42.010	833,3	12,4%	11,46
Windkraft	779	4.948,0	168	462,3	8,4%	9,34
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	130	838,6	119	104,9	1,4%	12,51
Biomasse gasförmig *)	83	542,9	272	96,3	0,9%	17,74
Biomasse flüssig	0	0,0	5	0,0	0,00%	6,64
Photovoltaik	1.420	933,5	41.411	169,2	1,59%	18,12
Deponie- und Klärgas	14	6,8	33	0,5	0,01%	7,24
Geothermie	1	0,0	2	0,0	0,00%	7,01
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	2.698	8.363,4	43.680	912,5	14,2%	10,91

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 57.433 GWh für das Gesamtjahr 2022 (Stand 07/2023)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 58.835 GWh für das Gesamtjahr 2021 (Stand 07/2023)

Quelle: OeMAG, E-Control – vorläufige Werte, Stand Juli 2023

Tabelle 11
Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2022 und 2021

In Tabelle 11 werden nochmals die einzelnen Werte für Ausbau, Leistung, Einspeisemengen und Vergütung basierend auf dem ÖSG des Jahres 2022 zusammengefasst und 2021 gegenübergestellt.

MARKTPREIS NEU – ÖSG

Mit dem Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (EAG-Paket) wurde auch die Abnahme zum Marktpreis durch die OeMAG § 13 ÖSG 2012 novelliert. Seit damals haben nur mehr Erneuerbare-Anlagen unter 500 kW das Recht, ihren Strom zum Marktpreis laut § 41 Abs 1 ÖSG 2012 an die OeMAG zu verkaufen. Die OeMAG ist wiederum dazu verpflichtet, diesen Strom und die entsprechenden Her-

kunftsnachweise bestmöglich zu vermarkten, und kann diesen nicht mehr, wie davor, den Lieferanten zuweisen.

Aufgrund der 500-kW-Einschränkung wird hier in der Folge von „Marktpreis neu“ gesprochen. Davor hatten größenunabhängig alle Erneuerbaren-Anlagen die Möglichkeit, ihren Strom an die OeMAG zu verkaufen. Jene Anlagen, die bereits vor dem EAG-Paket einen aufrechten Abnahmevertrag zum „Marktpreis alt“ mit der OeMAG hatten, können ohne Einschränkungen weiterhin ihren Strom an die OeMAG verkaufen, sind in den folgenden Auswertungen jedoch nicht erfasst.

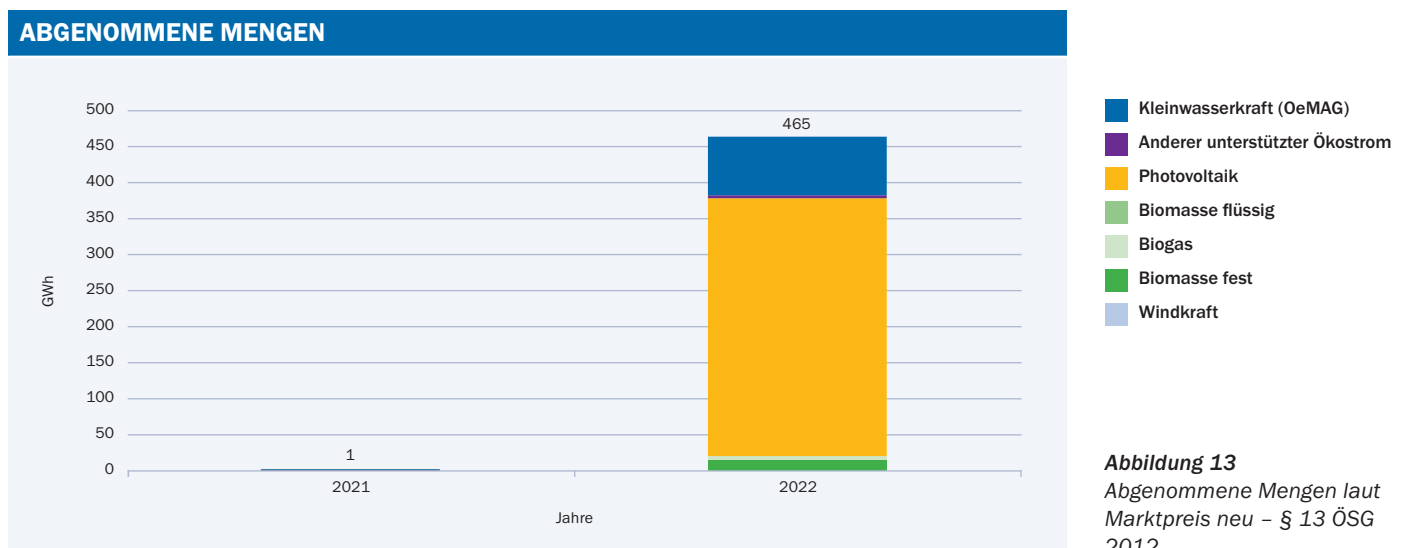


Abbildung 13
Abgenommene Mengen laut Marktpreis neu – § 13 ÖSG 2012

Quelle: OeMAG, E-Control

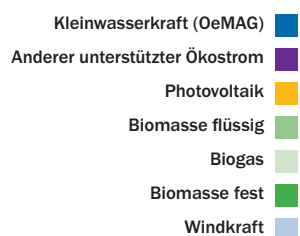
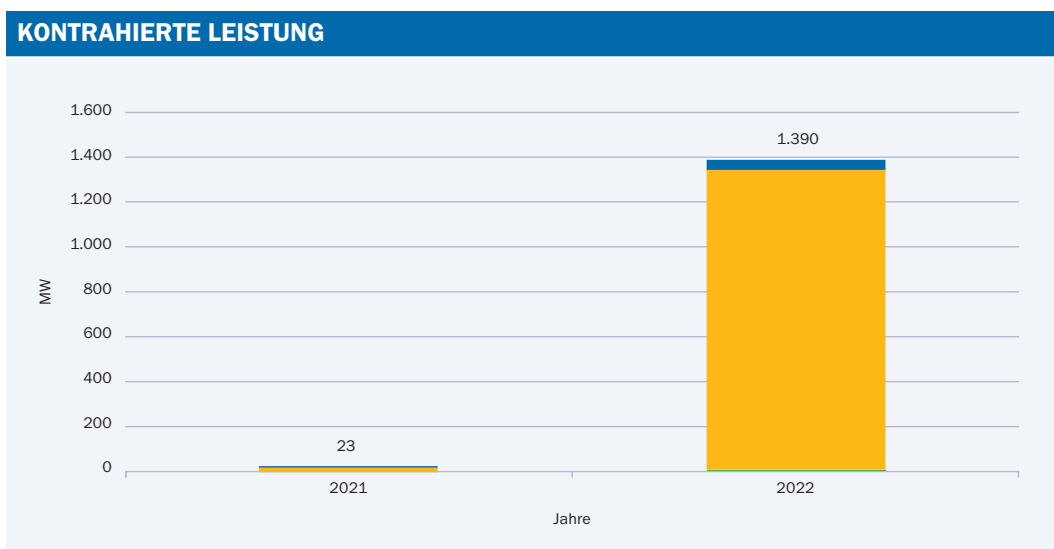
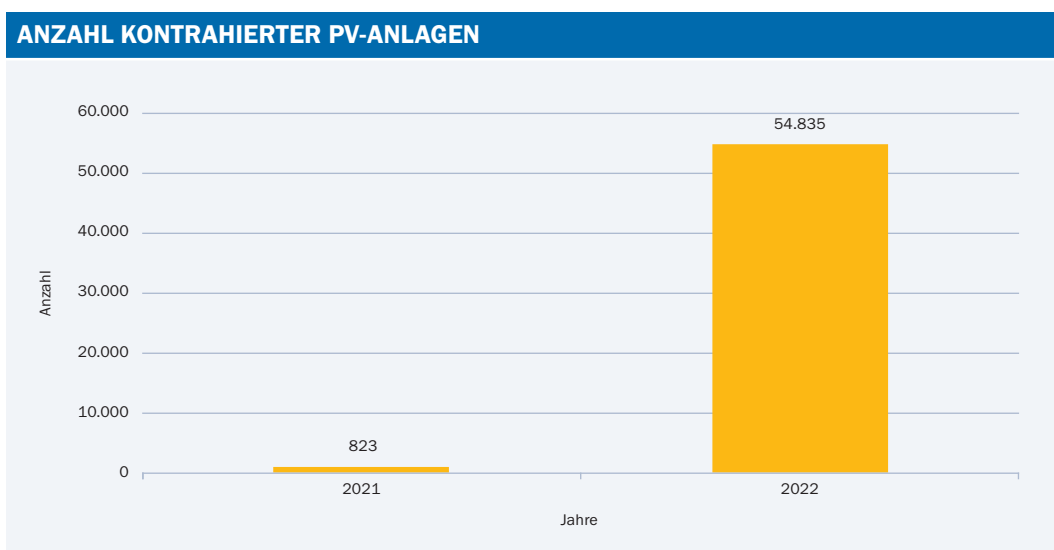


Abbildung 14
Kontrahierte Leistung laut
Marktpreis neu – § 13 ÖSG
2012

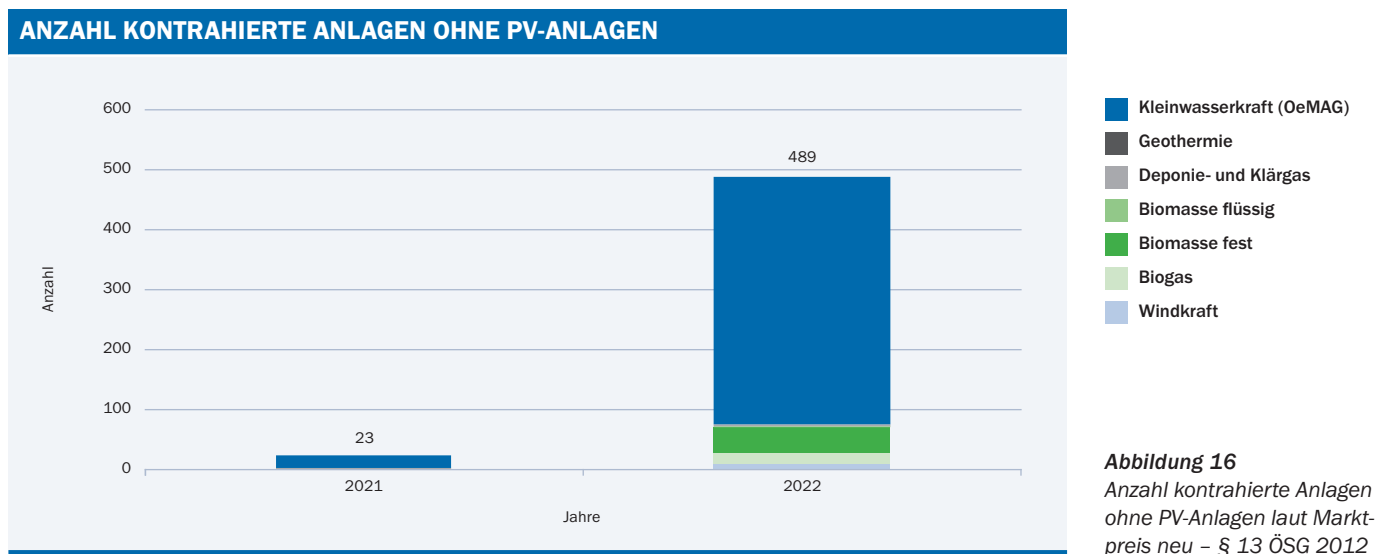


Quelle: OeMAG, E-Control

Abbildung 15
Anzahl kontrahierter PV-
Anlagen laut Marktpreis neu
– § 13 ÖSG 2012



Quelle: OeMAG, E-Control



Quelle: OeMAG, E-Control

In Abbildung 13 sind die abgenommenen Mengen laut § 13 ÖSG 2012 dargestellt. Dabei ist ersichtlich, dass es zu einem deutlichen Anstieg der Mengen kam, welcher auf dem hohen Marktpreis beruht. Aufgrund der 500-kW-Grenze ist hauptsächlich Strom aus PV-Anlagen für diesen Anstieg verantwortlich.

Diese Bild spiegelt sich auch bei der kontrahierten Leistung laut § 13 ÖSG 2012 wider, wobei PV-Anlagen mit 1.334 MW den Großteil der kontrahierten Leistung von 1.390 MW (mit Stichtag 31.12.2022) ausgemacht haben. Hier ist ebenfalls ein deutlicher Anstieg von

23 MW (31.12.2021) auf besagte 1.390 MW Ende 2022 zu beobachten (siehe Abbildung 14).

Wie bei den abgenommenen Mengen und der Leistung sind auch die Anzahl der PV-Anlagen ausschlaggebend. Hier wurden von der OeMAG im Laufe des Jahres 2022 mehr als 54.000 PV-Anlagen laut Marktpreis neu unter Vertrag genommen (siehe Abbildung 15). Im Bereich der Kleinwasserkraft wurden im Vergleichszeitraum ungefähr 400 Anlagen unter Vertrag genommen (siehe Abbildung 16).

ENTWICKLUNG STROM- UND GASVERBRAUCH

Allgemeine Entwicklungen

An dieser Stelle werden weiterführende Kennzahlen zum Gesamtenergieverbrauch angeführt. Die Bestrebung, das reale BIP und den Bruttoinlandsverbrauch zu entkoppeln, konnte in den vergangenen 30 Jahren nur selten erreicht werden (siehe Abbildung 17). In den meisten Jahren geht ein Anstieg des BIP mit einem Anstieg beim Bruttoinlandsverbrauch Energie bzw. vice versa einher. Dabei ging der Bruttoinlandsverbrauch laut vorläufigem Wert von Statistik Austria⁸ im Jahr 2022 auf 1.355 PJ (nach 1.429 PJ in 2021) zurück und das reale BIP stieg gleichzeitig um 4,8%.

In Abbildung 18 ist der energetische Endverbrauch nach Sektoren für das Jahr 1990 als

Basis sowie die Jahre 2019 bis 2021 als Vergleich dargestellt. Dabei ist der energetische Endverbrauch des Verkehrs seit 1990 um 68% gestiegen, gefolgt vom Bereich Dienstleistungen, welcher um 49% mehr Energie verbraucht. Wie in den vergangenen Jahren ist der energetische Endverbrauch, verglichen mit dem Stand von 1990, nur im Bereich der Landwirtschaft gesunken (-5%), wobei es 2021 auch im Bereich der Landwirtschaft zu einem Anstieg um 1 PJ kam.

Die Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (Inlandstromverbrauch) aus dem öffentlichen Netz ist in Abbildung 19 dargestellt. Dieser sank von 64.443 GWh 2021

Bruttoinlandsverbrauch Energie
BIP real

BRUTTOINLANDSVERBRAUCH UND REALES BIP – VERÄNDERUNG ZUM VORJAHR

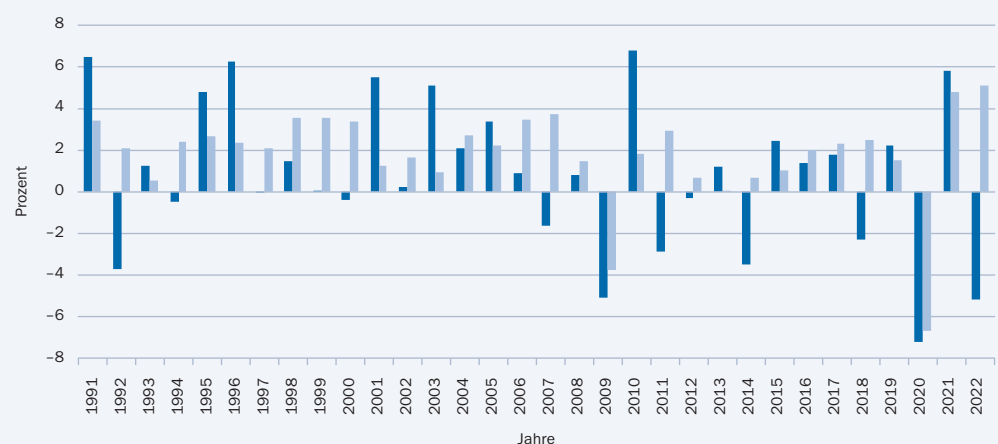


Abbildung 17
Bruttoinlandsverbrauch und
reales BIP – Veränderung
zum Vorjahr

Quelle: Statistik Austria, OeNB

⁸ <https://www.statistik.at/statistiken/energie-und-umwelt/energie/energiebilanzen>

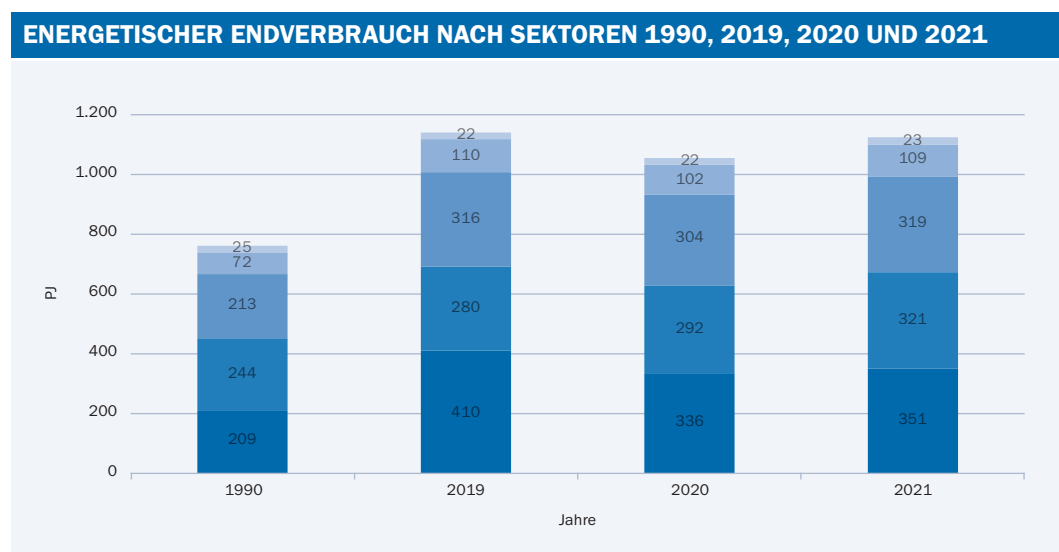


Abbildung 18
Energetischer Endverbrauch nach Sektoren 1990, 2019, 2020 und 2021

Quelle: Statistik Austria

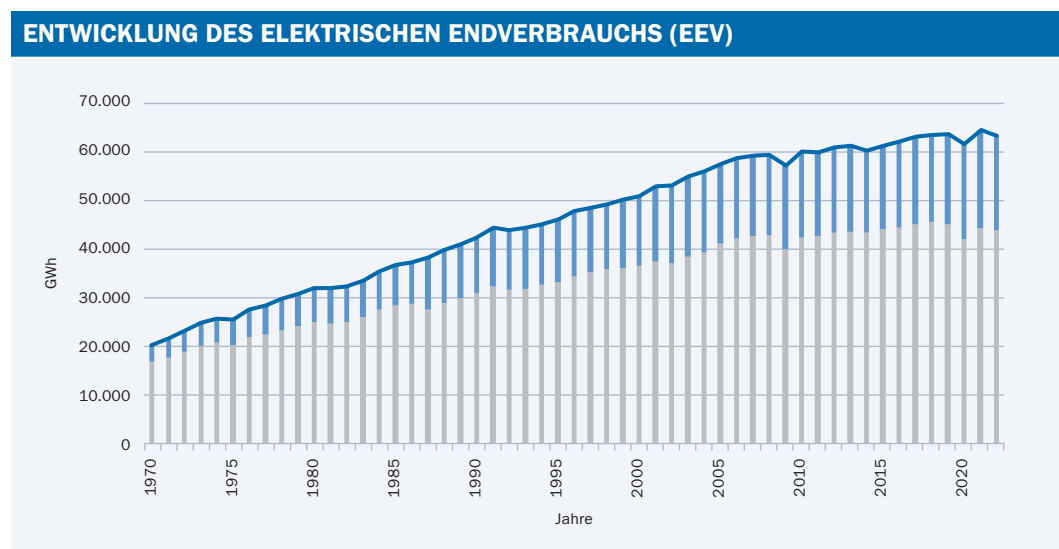
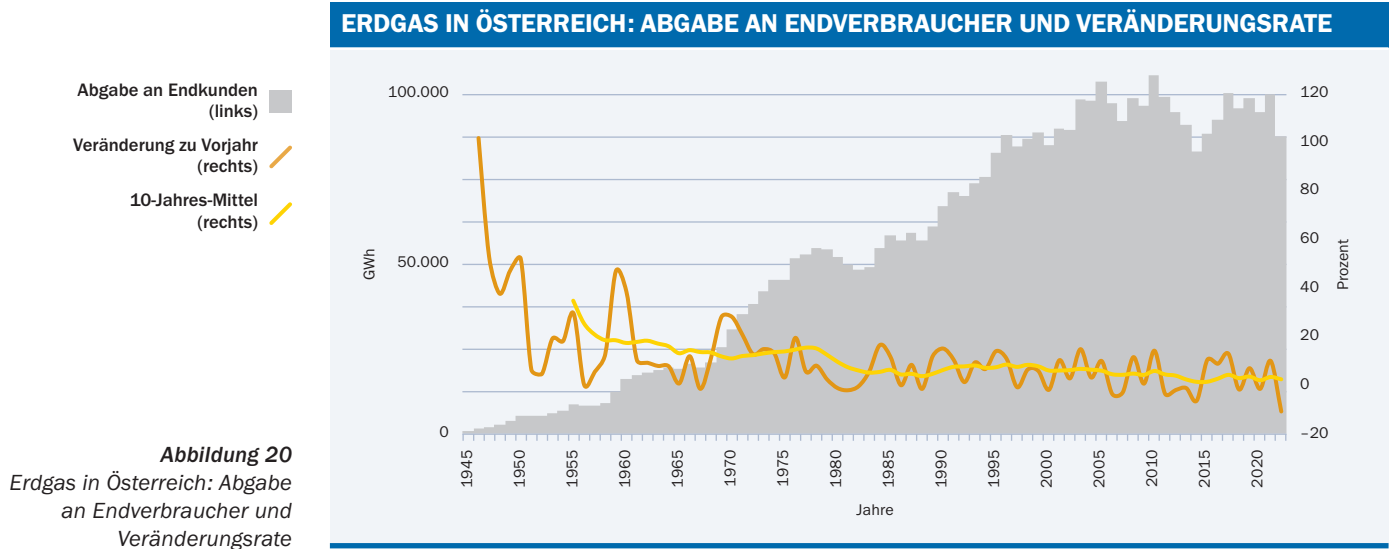


Abbildung 19
Entwicklung des elektrischen Endverbrauchs (EEV)

Quelle: E-Control



Quelle: E-Control

auf 63.299 GWh im Jahr 2022. Dabei ist zu erkennen, dass die Haushalte für weniger als 1/3 des Inlandsstromverbrauchs verantwortlich sind. Betrachtet man den gesamten Verbrauch, also inkl. Erzeugung und Verbrauch vor Ort, so sank dieser 2022 auf 71.057 GWh nach 72.402 GWh im Jahr 2021.

In Abbildung 20 ist die Abgabe von Erdgas an Endkund:innen dargestellt. Abseits von 2014 (79 TWh) lag dieser Wert in den 2000ern stets über 80 TWh bzw. 2010 sogar bei 102 TWh. Im Jahr 2022 lag die Abgabe an Endkund:innen bei 86.433 GWh nach 92.292 GWh im Jahr 2021.

AUFWENDUNGEN FÜR FÖRDERUNGEN

Gefördert gemäß EAG

Das EAG sieht für erneuerbaren Strom mit Investitionsförderungen und Marktprämien zwei wesentliche Instrumente als Unterstützung vor. Im Jahr 2022 wurden einerseits bereits investitionsgeförderte Anlagen errichtet, währenddessen für Marktprämien erst die ersten Auktionen stattgefunden haben.

MARKTPRÄMIE BASIEREND AUF EAG

Im Bereich der Marktprämie gab es 2022 zwei Möglichkeiten, diese zu erlangen – via Antrag oder via Ausschreibung. Durchgeführt und abgewickelt werden diese Förderungen von der EAG-Abwicklungsstelle⁹.

Ausschreibungen

Auf Basis der EAG-Marktprämienverordnung 2022¹⁰ (EAG-MPV 2022) wurden im Jahr 2022 vier Ausschreibungen von der EAG-Abwicklungsstelle zur Vergabe von Marktprämien laut EAG durchgeführt.

Bei der gemeinsamen Ausschreibung von Wind- und Wasserkraftanlagen, welche am 6.12.2022 mit einem Ausschreibungsvolumen von 20 MW und einem Höchstpreis von 8,5 Cent/kWh stattfand, wurden laut Veröffentlichung auf der Website der EAG-Abwicklungsstelle¹¹ keine Gebote abgegeben.

Die übrigen drei Ausschreibungen fanden am 13.12.2022 statt. Dabei wurden folgende Leistungen ausgeschrieben:

- > 700 MW_{peak} Photovoltaik
- > 7,5 MW_{el} Anlagen auf Basis von Biomasse
- > 190 MW Windkraftanlagen

Die Höchstpreise für die Ausschreibungen 2022 (und 2023) sind in § 4 Abs 1 EAG-PV 2022 angeführt, wobei diese wie folgt lauten:

- > für neu errichtete und erweiterte Photovoltaikanlagen: 9,33 Cent/kWh
- > für neu errichtete Anlagen auf Basis von Biomasse: 18,22 Cent/kWh
- > für repowerte Anlagen auf Basis von Biomasse: 17,47 Cent/kWh
- > für neu errichtete und erweiterte Windkraftanlagen (Normstandort): 8,22 Cent/kWh

Bei der Ausschreibungsrunde für Photovoltaik wurden 145 Gebote mit einer eingereichten Leistung von 417 MW abgegeben, davon wurden 131 Gebote mit einer Leistung von 398 MW bezuschlagt. Der niedrigste Zuschlagswert belief sich, obwohl das Ausschreibungsvolumen nicht ausgeschöpft werden konnte, auf 5,63 Cent/kWh, der höchste auf 9,33 Cent/kWh und der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert belief sich auf 7,37 Cent/kWh.

Bei Anlagen auf Basis von Biomasse wurden zwei Gebote mit einer eingereichten Leistung von 12 MW abgegeben, wobei ein Gebot mit

⁹ <https://www.eag-abwicklungsstelle.at/>

¹⁰ https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_II_369/BGBLA_2022_II_369.html

¹¹ <https://www.eag-abwicklungsstelle.at/veroeffentlichungen>

einer Leistung von 5 MW bezuschlagt wurde. Der Zuschlagswert belief sich dabei auf 15,99 Cent/kWh.

Im Bereich der Windkraft wurden sechs Gebote mit einer eingereichten Leistung von 45 MW abgegeben. Alle Gebote wurden hier mit einem Zuschlagswert von 8,22 Cent/kWh bezuschlagt.

Aktuelle Ergebnisse zu Ausschreibungen können auf der Website der EAG-Förderabwicklungsstelle unter „Veröffentlichungen“ gefunden werden.

In Summe wurden 449 MW von möglichen 918 MW im Bereich der Marktprämie auf Basis Ausschreibung ausgeschöpft.

Antrag

Im Jahr 2022 waren Marktprämien mittels Antrag für folgende Leistungen vorgesehen:

- > 200 MW Windkraftanlagen
- > 90 MW Wasserkraftanlagen
- > 7,5 MW Anlagen auf Basis von Biomasse
- > 1,5 MW Anlagen auf Basis von Biogas

Im 3. Abschnitt der EAG-MPV 2022 sind Bestimmungen zum Antrag auf Marktprämie zu finden und in § 8 Abs 1 EAG-MPV 2022 ist z.B. der anzulegende Wert (AZW) für Windkraftanlagen, welche mittels Antrag 2022 die Marktprämie beantragen konnten,

für einen Normstandort mit 7,98 Cent/kWh festgelegt.

So wurden 2022 im Bereich der Windkraftanlagen 17 Anträge mit einer eingereichten Leistung von 146 MW gestellt, wobei alle Anträge bedeckt waren, nachdem bis zu 200 MW vergeben werden konnten.

Im Bereich der Wasserkraft wurden keine Anträge gestellt.

Bei Anlagen auf Basis von Biomasse wurden 33 Anträge mit einer eingereichten Leistung von 12 MW gestellt, wobei 24 Anträge mit einer Leistung von 7,2 MW bedeckt waren.

Bei Anlagen auf Basis von Biogas wurden keine Anträge gestellt.

In Summe wurden 153 MW von möglichen 299 MW im Bereich der Marktprämie auf Basis Antrag 2022 ausgeschöpft.

Für Anlagen auf Basis von Biomasse und Biogas können auch Nachfolgeprämien auf Antrag genehmigt werden. Davon haben 2022 41 Anlagen auf Basis von Biogas mit einer eingereichten Leistung von 7 MW Gebrauch gemacht.

INVESTITIONSZUSCHÜSSE BASIEREND AUF EAG

In den folgenden Tabellen werden die Investitionszuschüsse laut EAG für das Jahr 2022

dargestellt. Diese sieht dabei die Möglichkeit von Investitionszuschüssen für Photovoltaik und Speicher, Wasserkraft, Wind und Biomasse vor. Dazu sind im EAG § 56 bis § 57a Mindestwerte bezüglich der Fördermittel veranschlagt, wobei mittels EAG-Investitionszuschüsseverordnung-Strom¹² die tatsächlich zu vergebenden Mittel festgelegt werden.

Im EAG sind für Photovoltaikanlagen und Stromspeicher jährlich mindestens 60 Mio. EUR vorgesehen, wobei laut Informationen der EAG-Förderabwicklungsstelle 300 Mio. EUR für 2022 zur Verfügung gestellt wurden.

Im Jahr 2022 wurden bei der OeMAG für Investitionszuschüsse rund 165.000 Anträge für Photovoltaik-Anlagen und rund 61.000 Anträge für Stromspeicher eingebracht. Die beantragte Förderhöhe hat sich dabei für Photovoltaik-Anlagen auf 625 Mio. EUR und bei Stromspeichern auf 163 Mio. EUR belaufen.

Basierend auf dem verfügbaren Kontingent von 300 Mio. EUR sind in Tabelle 12 die kontingentierten Photovoltaik-Anlagen und in Tabelle 13 die kontingentierten Stromspeicher aus 2022 zu sehen. Dabei könnten mit Stand 3.8.2023 aus Mitteln des Jahres 2022 1.191 MW bzw. 61.748 Photovoltaik-Anlagen unter Vertrag genommen werden.

Im Bereich der Stromspeicher könnten mit Stand 3.8.2023 aus Mitteln des Jahres 2022 382 MWh bzw. 25.572 Anlagen unter Vertrag genommen werden (siehe Tabelle 13).

In Tabelle 14 sind die bereits abgerechneten Photovoltaik-Anlagen und Stromspeicher aus dem Jahr 2022 dargestellt. Dabei wurden in Summe 49.835 Anlagen (36.338 Photovoltaik-Anlagen und 13.587 Stromspeicher) mit einer Engpassleistung von 450 MW (95 Mio. EUR) und einer Speicherkapazität von

INVESTITIONSFÖRDERUNG PHOTOVOLTAIK – 2022		
Status per 3.8.2023	Anzahl	Gesamtleistung in kWp
Bestätigt	48.267	740.065
Endabrechnung erfasst	62	1.090
Vertrag versendet	13.400	441.164
Vertrag in Arbeit	0	0
Kontingentprüfung	7	7.755
Nachforderung Unterlagen	12	929
Summe	61.748	1.191.003

Tabelle 12
Investitionsförderung
Photovoltaik – 2022

Quelle: OeMAG

¹² https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_II_149/BGBLA_2022_II_149.html

INVESTITIONSFÖRDERUNG STROMSPEICHER – 2022

Status per 3.8.2023	Anzahl	Nettokapazität in kWh
Bestätigt	18.319	249.770
Endabrechnung erfasst	32	403
Vertrag versendet	7.220	132.191
Vertrag in Arbeit	1	17
Kontingentprüfung	0	0
Nachforderung Unterlagen	0	0
Summe	25.572	382.381

Tabelle 13
Investitionsförderung
Stromspeicher – 2022

Quelle: OeMAG

BEREITS ABGERECHNETE ZUSCHÜSSE (ODER KURZ VOR ABRECHNUNG)

	Anzahl	Gesamt- leistung in kWp/kWh	Investitions- zuschuss in €
Investitionszuschuss Photovoltaik	36.338	449.391	94.572.635
Investitionszuschuss Stromspeicher	13.497	187.868	32.970.202
Summe	49.835	637.259	127.542.836

Tabelle 14
Bereits abgerechnete
Zuschüsse (oder kurz vor
Abrechnung)

Quelle: OeMAG

188 MWh (33 Mio. EUR) abgerechnet, wobei in Summe 128 Mio. EUR an Förderungen ausgeschüttet wurden.

Für Wasserkraftanlagen sind laut EAG mindestens 5 Mio. EUR jährlich vorgesehen. Laut Informationen der EAG-Förderabwicklungsstelle wurden für 2022 48 Mio. EUR zur Verfügung gestellt.

In Tabelle 15 sind die Ergebnisse für Wasserkraft bis 2 MW mit Stand von 14.07.2023 dargestellt. In diesem Bereich gab es 35 Anträge für Neubauten und 28 im Bereich der Revitalisierung. In Summe handelt es sich dabei um eine Engpassleistung (im Falle von Revitalisierungen entspricht die Angabe der Engpassleistung der Gesamtleistung nach Revitalisierung) von 14 MW, welche mit

INVESTITIONSFÖRDERUNG WASSERKRAFT BIS 2 MW – 2022

Status per 14.7.2023	Anträge	Geplante EPL in kW	Förderfähige Kosten in €	Förderfähige Kosten in €/kW	maximale Förderhöhe in €	maximale Förderhöhe in €/kW	AUSBEZAHLT final endabge- rechnet in €
Neubau	35	10.690	69.642.406	6.514	16.739.038	1.566	
in Begutachtung	34	10.648	69.141.713				
endabgerechnet	1	43	500.693		83.460		83.460
Revitalisierung	28	4.130	8.827.487	2.137	2.080.436	504	
in Begutachtung	26	4.025	8.415.286				
endabgerechnet	2	105	412.201		70.050		70.050
Summe	63	14.821	78.469.893		18.819.474		
endabgerechnet	3	148	912.894		153.510		153.510

geplante EPL in kW: Im Falle von Revitalisierungen entspricht die Angabe der Engpassleistung der Gesamtleistung nach Revitalisierung

Tabelle 15

Investitionsförderung Wasserkraft bis 2 MW – 2022

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG WASSERKRAFT 2 BIS 25 MW – 2022

Status per 14.7.2023	Anträge	Geplante EPL in kW	Förderfähige Kosten in €	Förderfähige Kosten in €/kW	maximale Förderhöhe in €	maximale Förderhöhe in €/kW	AUSBEZAHLT final endabge- rechnet in €
Neubau	2	20.460	107.058.535	5.233	16.238.009	794	
in Begutachtung	2	20.460	107.058.535				
endabgerechnet							
Revitalisierung	2	5.541	2.995.000	541	562.800	102	
in Begutachtung	2	5.541	2.995.000				
endabgerechnet							
Summe	4	26.001	110.053.535		16.800.809		

geplante EPL in kW: Im Falle von Revitalisierungen entspricht die Angabe der Engpassleistung der Gesamtleistung nach Revitalisierung

Tabelle 16

Investitionsförderung Wasserkraft 2 bis 25 MW – 2022

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG WIND BIS 1 MW – 2022							
Status per 14.7.2023	Anträge	Geplante EPL in kW	Förderfähige Kosten in €	Förderfähige Kosten in €/kW	maximale Förderhöhe in €	maximale Förderhöhe in €/kW	AUSBEZAHLT final endabge- rechnet in Mio. €
Neubau	1	900	1.159.500	1.288	347.850	387	
in Begutachtung	1	900	1.159.500				
endabgerechnet							

Tabelle 17

Investitionsförderung Wind bis 1 MW – 2022

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG BIOMASSE BIS 50 kW – 2022							
Status per 14.7.2023	Anträge	Geplante EPL in kW	Förderfähige Kosten in €	Förderfähige Kosten in €/kW	maximale Förderhöhe in €	maximale Förderhöhe in €/kW	AUSBEZAHLT final endabge- rechnet in Mio. €
Neubau	11	350	3.131.578	8.947	822.820	2.351	
in Begutachtung	11	350	3.131.578				
endabgerechnet							

Tabelle 18

Investitionsförderung Biomasse bis 50 kW – 2022

Quelle: OeMAG

maximal 19 Mio. EUR gefördert würden. Es konnten bereits 3 Anlagen (1 Neubau, 2 Revitalisierungen) abgerechnet werden, wobei 153.510 EUR ausgeschüttet wurden.

Engpassleistung der Gesamtleistung nach Revitalisierung) von 26 MW, welche mit maximal 17 Mio. EUR gefördert würden. Hier sind noch alle Anträge in Begutachtung.

In Tabelle 16 sind die Ergebnisse für Wasserkraft von 2 bis 25 MW mit Stand von 14.07.2023 dargestellt. In diesem Bereich gab es jeweils 2 Anträge für Neubauten und Revitalisierung. In Summe handelt es sich dabei um eine Engpassleistung (im Falle von Revitalisierungen entspricht die Angabe der

Für Wind von 20 kW bis 1 MW ist laut EAG mindestens 1 Mio. EUR jährlich vorgesehen. Laut Informationen der EAG-Förderabwicklungsstelle wurden für 2022 4 Mio. EUR zur Verfügung gestellt. Dabei wurde 1 Antrag mit einer Engpassleistung von 900 kW gestellt, welcher mit maximal 347.850 EUR gefördert

werden könnte (siehe Tabelle 17). Dieser Antrag war im Erfassungszeitraum noch in Begutachtung.

Für Biomasse bis 50 kWel ist laut EAG mindestens 4 Mio. EUR jährlich vorgesehen. Laut Informationen der EAG-Förderabwicklungsstelle wurden für 2022 6 Mio. EUR zur

Verfügung gestellt. Wie in Tabelle 18 ersichtlich wurden in diesem Bereich 11 Anträge mit einer Engpassleistung von 350 kW eingebracht, wobei die maximale Förderhöhe in Summe 822.820 EUR betragen würde. Die 11 Anträge war im Erfassungszeitraum noch in Begutachtung.

Geförderter Ökostrom gemäß ÖSG 2012

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Kennzahlen des geförderten Ökostroms (gemäß ÖSG 2012) dargestellt. Dabei werden der Anteil am Endverbrauch, die installierte Leistung, die eingespeisten Mengen und die Anzahl der Anlagen genauer betrachtet. Die Entwicklung dieser Kennzahlen wird von 2003 bis 2022 dargestellt. Weiters werden die mittels Investitionszuschüssen geförderten Anlagen, die Entwicklung des Vergütungsvolumens, des Unterstützungsvolumens, der durchschnittlichen Einspeisetarife und der Aufwendungen für Ausgleichsenergie für den geförderten Ökostrom betrachtet.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass jene Anlagen, die aufgrund des Biomasseförderung-Grundsatzgesetzes gefördert werden, hierbei nicht berücksichtigt werden.

DURCHSCHNITTliche EINSPEISETARIFE

In Abbildung 21 und Abbildung 22 wird der Verlauf der durchschnittlichen Einspeisetarife von 2003 bis 2022 dargestellt. Die durchschnittlichen Einspeisetarife stellen einen Jahresdurchschnitt dar und errechnen sich aus dem Vergütungsvolumen pro Technologie geteilt durch die Summe der jeweils unterstützten Strommenge pro Kalenderjahr. Etwaige Zuschläge sind bei dieser Berechnung inkludiert.¹³ Dazu zählt auch der Anteil des Investitionszuschusses, der in Kombination mit dem Einspeisetarif im Bereich der Photovoltaik gewährt wurde.

Aufgrund jener Anlagen, die noch unter dem alten ÖSG 2010 die Möglichkeit zur Lieferung zum Marktpreis an die OeMAG genutzt haben und somit nicht in der Marktpreisbilanzgrup-

¹³ Hierbei handelt es sich um die gesamte von der OeMAG abgenommene Menge. Somit ist auch jener Anteil inkludiert, der zum Marktpreis „alt“ vergütet wird. Die Zuschläge beziehen sich auf Biogas, wobei von 2009 bis 2011 der Rohstoffkostenzuschlag und ab 2012 der Betriebskostenzuschlag ausbezahlt wurden. In der Vergangenheit waren die Marktpreise immer deutlich unter den Einspeisetarifen und haben dadurch den Durchschnittswert gesenkt. Im Gegensatz dazu waren die Marktpreise, vor allem im Jahr 2022, tendenziell deutlich höher als die Einspeisetarife, weswegen die durchschnittlich ausbezahlten Tarife in der Ökobilanzgruppe deutlich gestiegen sind.

Photovoltaik
Marktpreis

ENTWICKLUNG DES DURCHSCHNITTlichen PV-EINSEISETARIFS

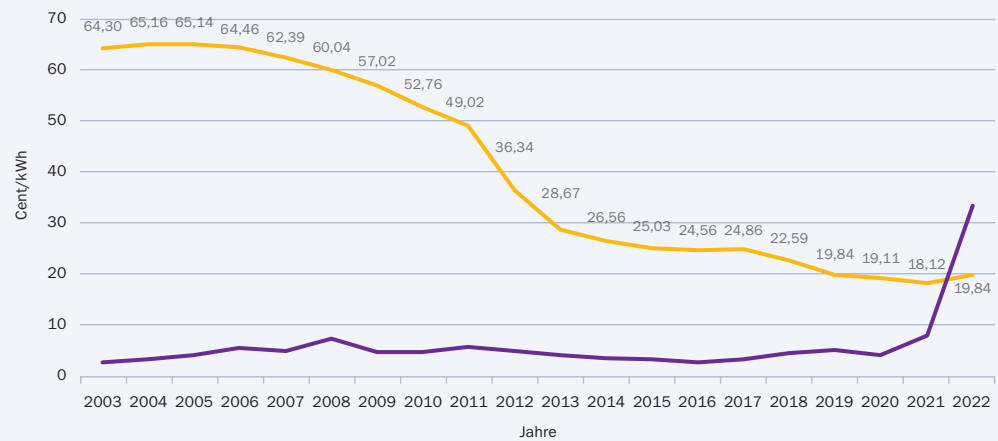


Abbildung 21
Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2022

Quelle: OeMAG, E-Control

Biogas
Biomasse fest
Windkraft
Kleinwasserkraft
Marktpreis

ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTlichen EINSPEISETARIFE (exkl. PV)



Abbildung 22
Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2022

Quelle: OeMAG, E-Control

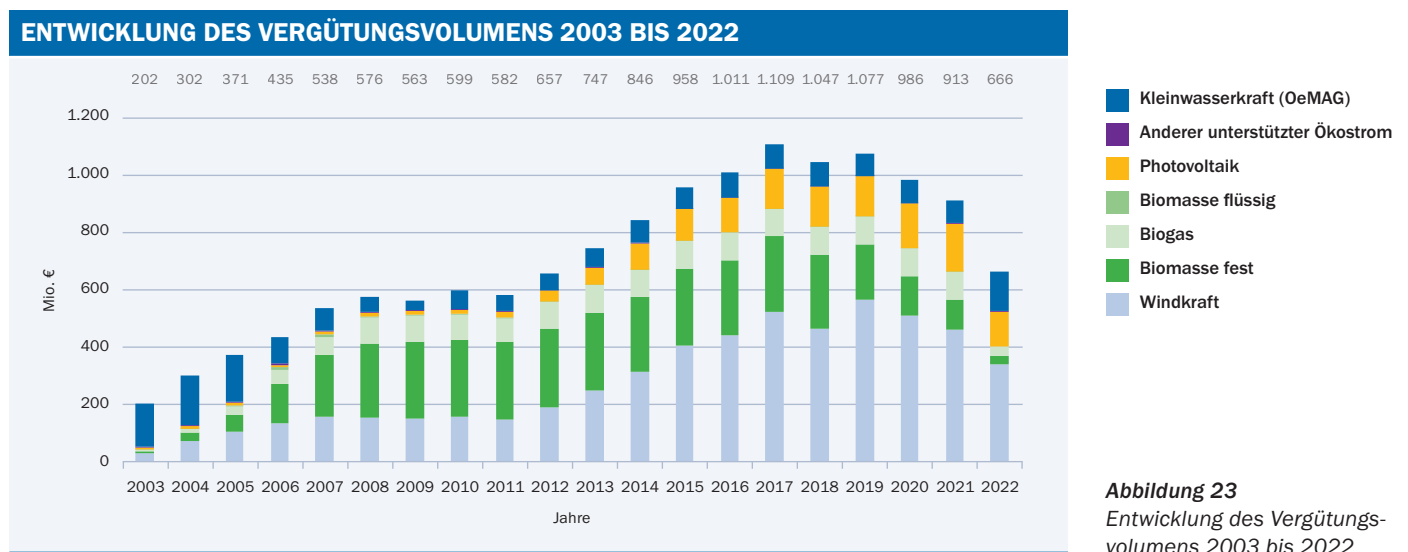


Abbildung 23
Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2022

Quelle: OeMAG, E-Control

pe sind, welcher jene Anlagen zugeordnet werden, die zum „Marktpreis neu“ (siehe Ausführungen im Kapitel Marktpreis neu – ÖSG) nach Einführung des EAGs an die OeMAG liefern, kam es hier durchwegs zu gestiegenen Tarifen, wobei diesen auch höhere Einnahmen aus der Zuweisung gegenüberstehen. Näheres ist dazu bei der Berechnung des Unterstützungsvolumens zu finden.

DAS VERGÜTUNGSVOLUMEN FÜR ABGENOMMENE ÖKOSTROMMENGEN LAUT ÖSG

Das Vergütungsvolumen entspricht der Summe der gesamten ausbezahlten Einspeisetarife für den geförderten Ökostrom. Darin ist

der Marktwert des geförderten Ökostroms inkludiert. Von 2003 bis 2019 hat sich das Vergütungsvolumen ungefähr verfünffacht. Seit 2019 ist das Vergütungsvolumen rückläufig, was mit dem Rückgang der Mengen einhergeht (siehe Abbildung 23). Insgesamt lag das Vergütungsvolumen im Jahr 2022 bei 666 Mio. EUR.

DAS UNTERSTÜTZUNGSVOLUMEN

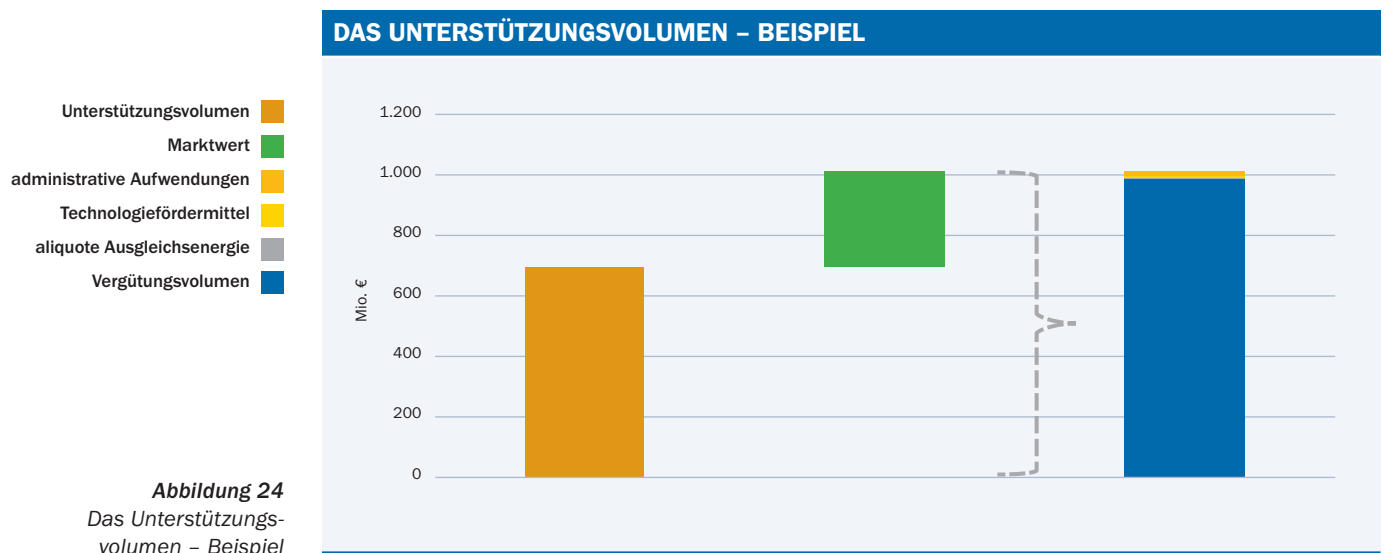
In Abbildung 24 wird erneut der Zusammenhang zwischen Unterstützungsvolumen und Vergütungsvolumen beispielhaft dargestellt. Das Unterstützungsvolumen zuzüglich des Marktwertes und abzüglich der aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie, administ-

rativer und finanzieller Aufwendungen¹⁴ und Aufwendungen für Technologiefördermittel entspricht dabei dem Vergütungsvolumen. Im Ökostrombericht wird stets von einem gerechneten Unterstützungsvolumen, das auf einem durchschnittlichen Marktpreis basiert, ausgegangen.

Um das tatsächliche Unterstützungsvolumen exakt darzustellen, sind aufwendigere Berechnungen auf Anlagenbasis notwendig. Es müsste für jede Anlage für jede Stunde des Jahres ausgewertet werden, welche Förderung diese in der jeweiligen Stunde erhalten hat und welche Nebenkosten (AE-Kosten usw.) angefallen sind. Davon wären dann ex-post die

Einnahmen aus der Zuweisung der jeweiligen kWh zum Day-ahead-Spotmarkt Stundenpreis abzuziehen. Aufgrund der Vergleichbarkeit mit der Vergangenheit und Prognosen für die Zukunft wird jedoch weiterhin ein durchschnittlicher Marktpreis verwendet. Gleichzeitig werden den so errechneten Einnahmen aus der Vermarktung die tatsächlichen Einnahmen der OeMAG gegenübergestellt. Bei einer Umstellung auf ein Prämiensystem entfällt dies, nachdem eindeutig abgegrenzt werden kann, was als Prämien ausbezahlt wird.

Ein steigender Marktpreis bedeutet einen geringeren Finanzierungsbedarf für den Aufbringungsmechanismus, da bereits ein größerer



Quelle: E-Control

¹⁴ Anmerkung: Dabei handelt es sich um Kosten, die bei der Förderstelle aufgrund der Abwicklung anfallen und welche von Endverbraucher:innen zu tragen sind.

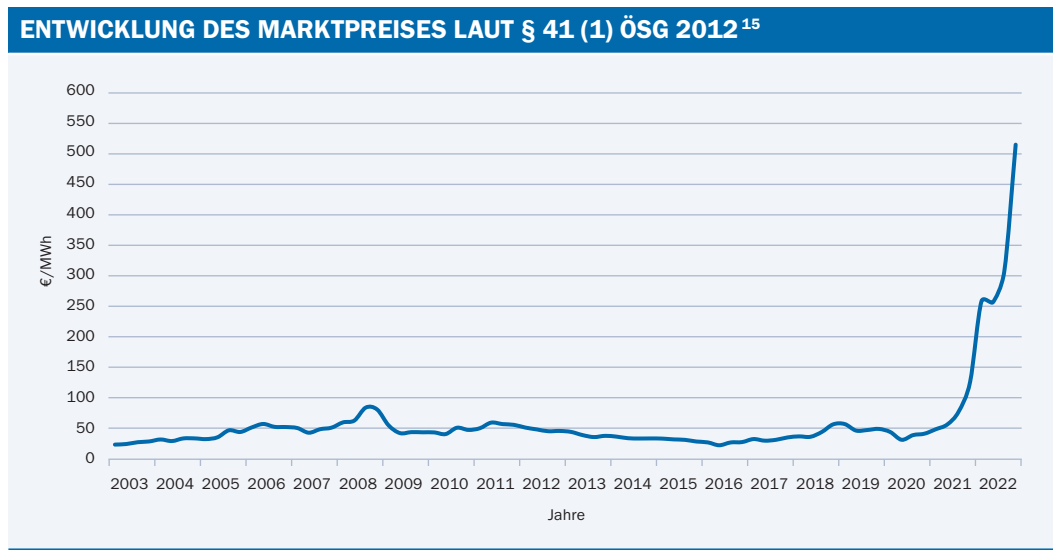


Abbildung 25
Entwicklung des
Marktpreises laut
§ 41 (1) ÖSG 2012¹⁵

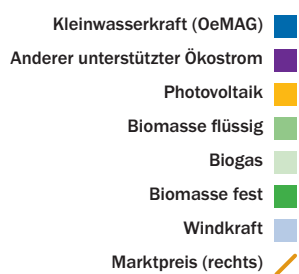
Quelle: E-Control

Teil durch den an die Lieferanten zugewiesenen Ökostrom abgedeckt wird. Seit dem niedrigsten Wert von 23,43 EUR/MWh im zweiten Quartal 2016 ist der Marktpreis bis Anfang 2019 beinahe kontinuierlich auf 58,08 EUR/MWh gestiegen. Nach dem ersten Quartal 2019 sank der Marktpreis deutlich und fiel im zweiten Quartal 2020 mit 32,35 EUR/MWh auf unter 40 EUR/MWh. Ausgehend von diesem Wert kam es zu einem deutlichen Anstieg auf 126,56 EUR/MWh Ende 2021, wobei sich dieser Wert im vierten Quartal 2022 sogar auf 514 EUR/MWh (siehe Abbildung 25) gesteigert hat. Im Jahr 2023 kam es zu einer Entspannung, wobei der Marktpreis laut § 41

Abs 1 ÖSG 2012 im dritten Quartal 2023 immer noch bei 136,91 EUR/MWh lag.

Die Entwicklung des Unterstützungsvolumens und dessen Zusammensetzung seit dem Jahr 2003 ist in Tabelle 19 dargestellt. Hierbei sei darauf verwiesen, dass es sich um Berechnungen der E-Control handelt. Es werden nicht die stündlich zugewiesenen Mengen mit den stündlichen Marktpreisen abgegrenzt, sondern diese Berechnungen basieren auf einem durchschnittlichen Marktpreis und der Summe der eingespeisten Mengen. Dabei wird ab dem Jahr 2020 der Referenzmarktpreis laut EAG genutzt.

¹⁵ Mit der Aufspaltung der gemeinsamen Preiszone DE/AT werden bei der Berechnung des Marktpreises laut § 41 Abs 1 ÖSG 2012 Zug um Zug Phelix-AT Werte, die nun zur Verfügung stehen, herangezogen.



ENTWICKLUNG DES UNTERSTÜTZUNGSVOLUMENS 2003 BIS 2022

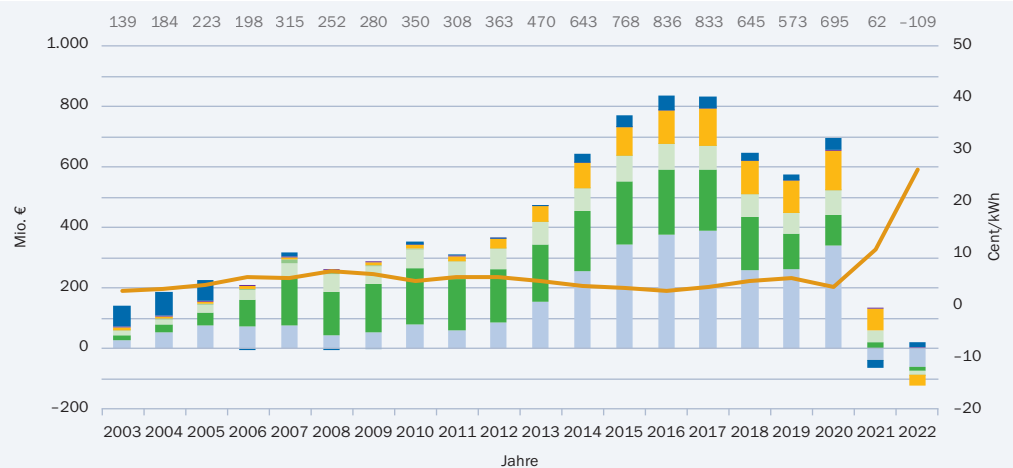
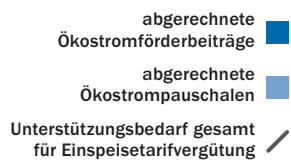


Abbildung 26
 Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2022

Quelle: OeMAG, E-Control



UNTERSTÜTZUNGSBEDARF AUS ÖFB UND ÖSP

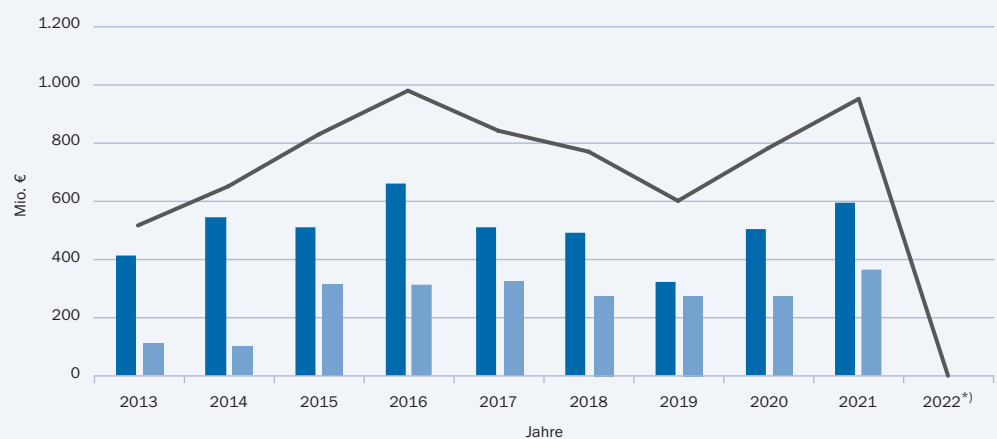


Abbildung 27
 Unterstützungsbedarf aus ÖFB und ÖSP

*) Planwerte gemäß Gutachter des BMNT für die Ökostromförderbeitragsverordnung 2021 inkl. „Strompreisbremse“ für EAG-Pauschale

Quelle: OeMAG

ENTWICKLUNG DES UNTERSTÜTZUNGSVOLUMENS 2003 BIS 2022

in Mio. €	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Marktpreis	2,57	3,06	3,79	5,21	5,11	6,43	5,91	4,58	5,35	5,21	4,51	3,53	3,23	2,70	3,33	4,45	5,10	3,31	10,69	26,14
Windkraft	24	50	75	71	74	42	49	78	56	83	154	253	340	375	389	257	259	337	-39	-63
Biomasse fest	16	26	43	87	156	142	160	184	171	179	196	198	212	215	202	175	118	102	17	-13
Biogas	17	18	25	32	51	61	60	63	58	68	65	78	82	84	77	75	70	82	40	-13
Biomasse flüssig	1	2	3	5	10	4	3	3	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Photovoltaik	8	8	8	8	8	9	11	13	17	32	67	82	97	111	125	114	106	132	72	-37
Anderer unterstützter Ökostrom	3	3	2	1	3	1	1	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe „Sonstiger“ Ökostrom	70	108	155	205	303	259	284	343	304	362	485	611	731	786	793	621	552	653	90	-126
Kleinwasserkraft (OeMAG)	69	77	67	-7	12	-7	-4	7	4	1	16	32	37	50	40	25	20	41	-28	16
Summe unterstützter Ökostrom	139	184	223	198	315	252	280	350	308	363	501	643	768	836	833	645	573	695	62	-109

Tabelle 19

Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2022

Quelle: E-Control

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 27 dargestellt, welche Mittel die OeMAG aufgrund der jeweiligen Ökostromförderbeitrags- bzw. Ökostrompauschaleverordnung jährlich eingehoben hat (inkl. einer Prognose für das Jahr 2023). An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die Finanzierung des Fördersystems rollierend ist. Etwaige Überhänge werden entsprechend im Folgejahr eingepreist. Basierend auf diesen Mehreinnahmen waren 2022 und 2023 € 0 über den EAG-Förderbeitrag aufzubringen.

INVESTITIONSZUSCHÜSSE DER OeMAG BASIEREND AUF DEM ÖSG

Das Ökostromgesetz sah neben der Produktionsförderung mit Einspeisetarifen auch noch

Investitionszuschüsse als Fördermechanismus vor. Diese Investitionszuschüsse galten für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen sowie Anlagen auf Basis von Ablage und ab 2018 auch für Photovoltaik und Stromspeicher.

Zum Stand der Investitionszuschüsse für Kleinwasserkraftanlagen durch die OeMAG ist festzuhalten, dass seit dem Inkrafttreten des bundeseinheitlichen Ökostromgesetzes bis zum 14.07.2023 für 342 neu errichtete Kleinwasserkraftanlagen Investitionszuschüsse in Höhe von 225 Mio. EUR und für 96 revitalisierte Anlagen im Ausmaß von 16 Mio. EUR gewährt wurden. Im Zuge der Endabrechnung von insgesamt 371 Anlagen kam es zu Betrags-

INVESTITIONSFÖRDERUNG KLEINWASSERKRAFT – 2022							
Status per 14.7.2023	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final end- abgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Neubau	435	347.459	1.443	4.152	225	161	17
abgewiesen/-gelehnt, zurückgezogen	92	55.482	240				
in Begutachtung	1	5.504	24				
genehmigt	50	53.651	223		50		17
genehmigt – endabgerechnet	292	232.822	956		175	161	
Revitalisierung	160	78.913	192	2.428	16	10	0
abgewiesen/-gelehnt, zurückgezogen	64	34.093	83				
in Begutachtung	0	0	0				
genehmigt	17	17.793	27		5		0
genehmigt – endabgerechnet	79	27.027	82		11	10	
Gesamt	595	426.372	1.634		242	171	17
bereits genehmigt	438	331.293	1.288		242	171	17
Betragskürzungen/Endabrechnung	371				-15		
Fördermittelzusicherung netto					22		

geplante EPL in kW: Im Falle von Revitalisierungen entspricht die Angabe der Engpassleistung der Gesamtleistung nach Revitalisierung.

Tabelle 20

Investitionsförderung Kleinwasserkraft – 2022

Quelle: OeMAG

kürzungen in einer Summe von 15 Mio. EUR. Ein weiterer Antrag für eine Neuanlage lag zu diesem Zeitpunkt dem Beirat zur Begutachtung vor (siehe auch Tabelle 20). Im Vergleich zur letztjährigen Auswertung wurden Verträge von 2 Projekten mangels Umsetzung aufgelöst. Im Falle von Revitalisierungen entspricht die Angabe der Engpassleistung (geplante EPL in kW) der Gesamtleistung nach Revitalisierung.

Bei der Mittleren Wasserkraft wurden mit Stand 14.07.2023 für den Neubau von 11

Mittleren Wasserkraftanlagen 62 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt, bei den Revitalisierungen wurden für 3 Anlagen 4 Mio. EUR gewährt (Tabelle 21). 2022 wurde eine weitere Anlage final endabgerechnet, wobei es zu keiner Betragskürzung im Zuge der Endabrechnung kam.

In Tabelle 22 ist eine Simulation zum Fördereffekt der Investitionszuschüsse für Wasserkraft hinsichtlich kumulierter Engpassleistung (EPL) dargestellt. Der Ausbau und die Abrechnung

INVESTITIONSFÖRDERUNG MITTLERE WASSERKRAFT – 2022

Status per 14.7.2023	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final end- abgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Neubau	15	215.056	980	4.555	62	32	15
abgewiesen/-gelehnt, zurückgezogen	4	49.302	225				
in Begutachtung	0	0	0				
genehmigt	4	53.404	287		29		15
genehmigt – endabgerechnet	7	112.350	467		33	32	
Revitalisierung	4	58.498	79	1.344	4	1	1
abgewiesen/-gelehnt, zurückgezogen	1	13.140	30				
in Begutachtung	0	0	0				
genehmigt	2	29.021	29		3		1
genehmigt – endabgerechnet	1	16.337	19		1	1	
Gesamt	19	273.554	1.058		66	33	16
bereits genehmigt	14	211.112	803		66	33	16
Betragskürzungen/Endabrechnung	8				-1		
Fördermittelzusicherung netto					65		

geplante EPL in kW: Im Falle von Revitalisierungen entspricht die Angabe der Engpassleistung der Gesamtleistung nach Revitalisierung.

Tabelle 21

Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft – 2022

Quelle: OeMAG

FÖRDEREFFEKT INVESTITIONSZUSCHÜSSE WASSERKRAFT

																PROGNOSE Nachlaufeffekte ^{*)}			
EPL (MW) – Zuwachs kumuliert	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
Kleinwasserkraft (genehmigt)	22	44	79	101	133	163	198	207	213	227	244	254	281	293	301	304	307	307	
Kleinwasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Summe Zuwachs Kleinwasserkraft	22	44	79	101	133	163	198	207	213	227	244	254	281	293	301	304	307	307	
Mittlere Wasserkraft (genehmigt)	16	16	35	55	67	81	96	96	96	96	133	133	133	147	165	176	176	176	
Mittlere Wasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Summe Zuwachs Mittlere Wasserkraft	16	16	35	55	67	81	96	96	96	96	133	133	133	147	165	176	176	176	
Summe Zuwachs Kleine und Mittlere Wasserkraft (MW)	37	60	114	156	200	244	295	304	310	323	377	387	413	440	466	481	483	483	

*) Aufgrund der Umsetzungsfrist von bis zu 3 Jahren ab Vertragsabschluss (Verlängerungsmöglichkeit +2 weitere Jahre) werden die vollen Effekte der Fördermittel bis inkl. Jahr 2021 teilweise erst später wirksam.

Tabelle 22

Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG – 2022							
Status per 14.7.2023	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final end- abgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Neubau	11	1.425.212	1.247	875	37	35	0
abgewiesen/-gelehnt, zurückgezogen	1	2.200	1				
in Begutachtung	0	0	0				
genehmigt	1	24.500	8		2		0
genehmigt – endabgerechnet	9	1.398.512	1.238		35	35	
Revitalisierung	18	214.121	373	1.741	22	14	0
abgewiesen/-gelehnt, zurückgezogen	5	41.944	30				
in Begutachtung	0	0	0				
genehmigt	4	44.199	178		7		0
genehmigt – endabgerechnet	9	127.978	164		15	14	
Gesamt	29	1.639.333	1.620		59	49	0
bereits genehmigt	23	1.595.189	1.588		59	49	0
Betragskürzungen/Endabrechnung	18				-1		
Fördermittelzusicherung netto					58		

geplante EPL in kW: Im Falle von Revitalisierungen entspricht die Angabe der Engpassleistung der Gesamtleistung nach Revitalisierung.

Tabelle 23

Investitionsförderung Kraft-Wärme-Kopplung – 2022

Quelle: OeMAG

gemäß Investitionsförderungsschiene erfolgten teilweise in mehreren Schritten, weswegen eine eindeutige Zuordnung teils nicht möglich ist. Daneben gibt es eine Umsetzungsfrist von bis zu 3 Jahren ab Vertragsabschluss (Verlängerungsmöglichkeit um zwei weitere Jahre), weswegen die vollen Effekte der Fördermittel teilweise erst später wirksam werden. Aus diesem Grund wurde von Seiten OeMAG eine Prognose der Entwicklung bis 2026 erstellt.

Per 14.07.2023 wurden für 23 Kraft-Wärme-kopplungs-Anlagen (KWK-Anlage) 58 Mio. EUR

an Investitionszuschüssen genehmigt. Es wurde (verglichen mit 2020) 1 weitere Anlage (in Summe 18) endabgerechnet, wobei sich keine Betragskürzung der genehmigten maximalen Fördersumme (weiterhin 58 Mio. EUR) ergab.

In Tabelle 24 sind die Investitionsförderungen für Photovoltaik mit Stand 26.07.2023 dargestellt. In Summe könnten so noch bis zu 145 MWp mit einem Unterstützungsvolumen von 27 Mio. EUR gefördert werden, wobei z.B. bei 65 Anlagen (in Summe 7 MW)

INVESTITIONSFÖRDERUNG PHOTOVOLTAIK – 2022				
Status per 26.7.2023	Anzahl	Gesamt- leistung in kWp	Unter- stützungs- volumen in €	€/kW
Bestätigt	1.437	118.746	22.135.388	
Vertrag versendet	109	6.941	1.295.042	
Bestellnachweis angefordert	65	6.668	321.990	
Eingereicht	0	0	1.209.847	
Nachforderung Unterlagen	71	7.675	0	
Bestellnachweis hochgeladen	39	3.437	1.524.513	
Bestellnachweis nicht ausreichend	15	1.525	629.769	
Summe	1.736	144.992	27.116.548	187

Tabelle 24
Investitionsförderung
Photovoltaik – 2022

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG STROMSPEICHER – 2022				
Status per 26.7.2023	Anzahl	Netto- kapazität in kWh	Unter- stützungs- volumen in €	€/kWh
Bestätigt	3.636	58.919	10.485.022	
Vertrag versendet	224	3.791	698.884	
Bestellnachweis angefordert	5	58	19.266	
Eingereicht	0	0	11.440	
Nachforderung Unterlagen	22	399	0	
Bestellnachweis hochgeladen	2	28	72.974	
Bestellnachweis nicht ausreichend	6	667	5.508	
Summe	3.895	63.861	11.293.093	177

Tabelle 25
Investitionsförderung
Stromspeicher – 2022

Quelle: OeMAG

ein Bestellnachweis angefordert wurde. Der Großteil der Anlagen (1.437 Anlagen bzw. 119 MW) wurde jedoch bereits bestätigt bzw. für 109 Anlagen (7 MW) wurden Verträge versandt.

Die Investitionszuschüsse für Stromspeicher sind in Tabelle 25 dargestellt. In Summe könnten hier bis zu 64 MWh unterstützt werden mit einem Unterstützungsvolumen von 11 Mio. EUR.

Tabelle 26
Bereits abgerechnete
Zuschüsse (oder kurz vor
Abrechnung)

BEREITS ABGERECHNETE ZUSCHÜSSE (ODER KURZ VOR ABRECHNUNG)			
	Anzahl	Gesamt- leistung in kWp/kWh	Investitions- zuschuss in €
Investitionszuschuss Photovoltaik	1.400	113.609	20.935.142
Investitionszuschuss Stromspeicher	3.612	58.165	10.361.898
Summe	5.012	171.774	31.297.040

Quelle: OeMAG

Tabelle 27
Investitionszuschüsse Tarif-
geförderte PV-Anlagen – 2022

INVESTITIONSZUSCHÜSSE TARIFGEFÖRDERTE PV-ANLAGEN – 2022			
Status per 26.7.2023	Anzahl	Gesamt- leistung in kWp	Unter- stützungs- volumen in €
Bestätigt	4.860	182.033	6.783.531
Vertrag versendet	69	6.023	156.438
Endabrechnung erfasst	114	4.919	143.814
Bestätigt – Endabrechnung erfasst	45	4.438	137.259
Vertragsrelevante Daten erfasst	0	0	0
Bestellnachweis nicht ausreichend	8	731	11.112
Nachforderung Unterlagen	2	30	449
Vertrag in Arbeit	0	0	0
Summe	5.098	198.173	7.232.602

Quelle: OeMAG

In Tabelle 26 werden die bereits abgerechneten Zuschüsse bzw. jene, die kurz vor der Abrechnung stehen, dargestellt. 1.400 Photovoltaikanlagen mit einer Engpassleistung von 114 MWp und 3.612 Stromspeicher mit einer Nettokapazität von 58 MWh wurden bis Juli 2023 auf Basis ÖSG 2010 bereits abgerechnet oder standen kurz vor der Abrechnung.

Dabei wurde für die Photovoltaikanlagen ein Investitionszuschuss von 21 Mio. EUR ausbezahlt und für die Stromspeicher 10 Mio. EUR.

Für Tarifgeförderte PV-Anlagen laut ÖSG gab es eine Kombination aus Einspeisetarif und Investitionszuschuss. So gibt es hier weiterhin in Summe 182 MWp bzw. 4.860 Anlagen

BEREITS ABGERECHNETE ZUSCHÜSSE PV-TARIF (ODER KURZ VOR ABRECHNUNG)

	Anzahl	Gesamt- leistung in kWp/kWh	Investitions- zuschuss in €
Investitionszuschuss Photovoltaik	4.706	176.232	42.112.627
Summe	4.706	176.232	42.112.627

Tabelle 28
Bereits abgerechnete
Zuschüsse PV-Tarif (oder kurz
vor Abrechnung)

Quelle: OeMAG

mit einem jährlichen Unterstützungsvolumen von 7 Mio. EUR, welche noch nicht final abgerechnet wurden (siehe Tabelle 27).

Im Gegensatz dazu konnten bereits 176 MWp und 4.706 Anlagen abgerechnet werden, wo-

bei diese Anlagen neben dem Einspeisetarif in Summe einen Investitionszuschuss von 42 Mio. EUR erhalten haben, was durchschnittlich 239 EUR/kWp entspricht.

Ausgleichsenergie

Wie in den vergangenen Jahren werden in der Folge die Ausgleichsenergiekosten der OeMAG dargestellt.

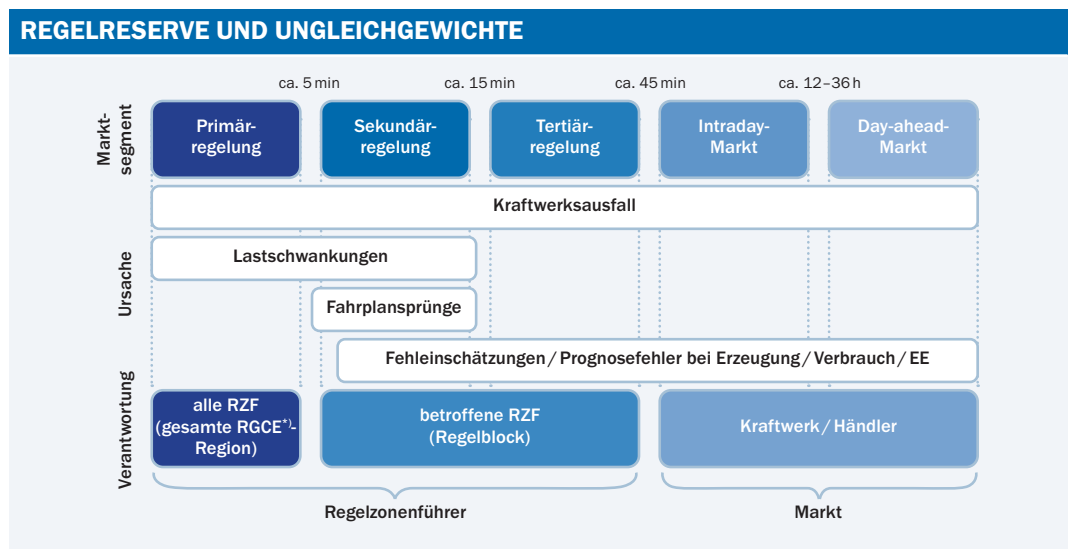
GRUNDLAGEN

AUSGLEICHSENERGIESYSTEM

Zum Verständnis des Begriffs „Ausgleichsenergie“ wird zu Beginn nochmals kurz auf den Begriff „Regelenergie“ eingegangen. Regelenergie stellt die letzte Möglichkeit dar, um Ungleichgewichte auszugleichen. Abbildung 28 ist eine schematische Darstellung der Zusammenhänge und Zugehörigkeiten der einzelnen Marktsegmente, Ursachen für Schwankungen und wer für welche Bereiche verantwortlich ist.

Regelenergie dient physikalisch gesehen dem Zweck der Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Abweichung der tatsächlichen Erzeugung bzw. Verbrauch von der Prognose in einer Bilanzgruppe, z.B. durch Ausfall, verursacht Ausgleichsenergie. Der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen in der Regelzone ergibt den Regelenergiebedarf, für welchen der Regelzonenführer zu sorgen hat. Dabei kann die Summe der Ausgleichsenergie um ein Vielfaches höher sein als die Regelenergie, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen meist gegenseitig ausgleichen.

Abbildung 28
Regelreserve und
Ungleichgewichte



*) Regional Group Continental Europe

Quelle: E-Control

Die jeweilige Höhe des Ausgleichsenergiepreises leitet sich vom Preis der aktivierten Regelenergie ab. Bei positiver Regelenergie muss der Ausgleichsenergiepreis immer höher sein als die Aktivierungskosten in der jeweiligen Viertelstunde. Damit wird sichergestellt, dass es keine Fehlanreize gibt, z.B. für Regelreserveanbieter, und die Bilanzgruppen Anreize haben, ausgeglichen zu sein bzw. die Regelzone beim Ausgleich zu unterstützen. Ergänzend wird durch zwei weitere Komponenten bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises sichergestellt, dass jederzeit korrekte Anreize vorhanden sind. Dazu werden die Börsepreise miteinbezogen, sodass der Ausgleichsenergiepreis höher als der Intraday-Börsepreis

ist, sowie bei großen Auslenkungen der Regelzone ein von der Auslenkung abhängiger Mindestpreis für den Ausgleichsenergiepreis festgelegt (Knappheitspreiskomponente). Die letztgenannte Komponente soll den Bilanzgruppen einen deutlichen Anreiz geben, große Unausgeglichheiten zu vermeiden, damit große Ungleichgewichte in der Regelzone, die systemkritisch werden würden, möglichst nicht auftreten.

Über die Ausgleichsenergieverrechnung werden die Kosten für Sekundärregel-, Ausfallregel- und Tertiärregelenergie, ungewollten Austausch und das Imbalance Netting durch die Bilanzgruppen getragen. Die Tertiärregel-

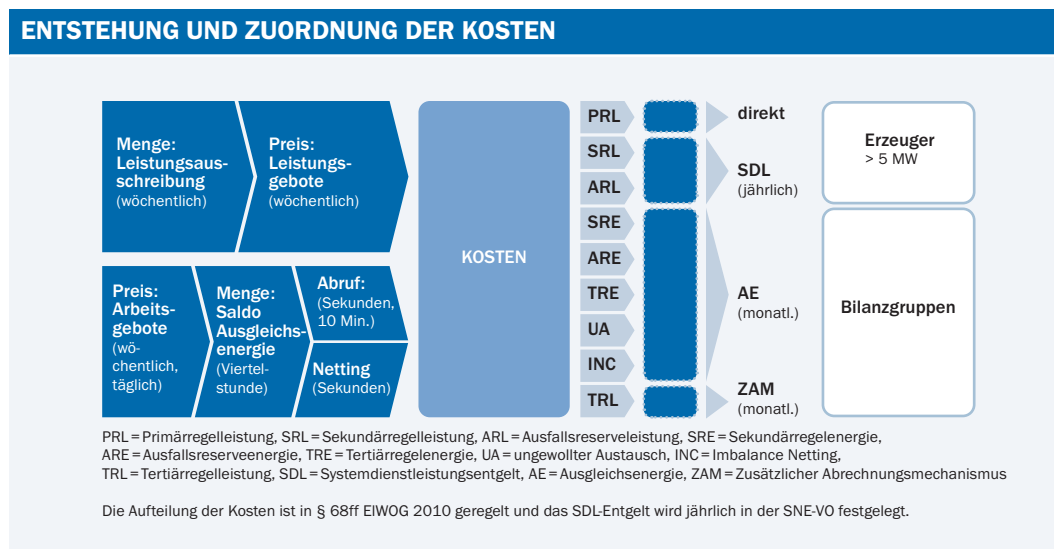


Abbildung 29
Entstehung und Zuordnung
der Kosten

Quelle: E-Control

leistung wird über den zusätzlichen Abrechnungsmechanismus ebenfalls von den Bilanzgruppen getragen (siehe Abbildung 29).

Die Kosten für die Vorhaltung von Sekundärregel- und Ausfallsreserveleistung wird mittels Systemdienstleistungsentgelt von den Erzeugern größer 5 MW getragen. Die Kosten der Primärregelung werden ebenfalls von den Erzeugern über 5 MW getragen.

Die Weiterverrechnung der Kosten der Ausgleichsenergie an die Mitglieder der Bilanzgruppen, wie z.B. Lieferanten oder Verbraucher:innen, bleibt den Bilanzgruppenverantwortlichen überlassen.

Das Ausgleichsenergiesystem wurde (z.B. Verrechnung Ausgleichsenergie) und wird laufend den europäischen Vorgaben (Guideline on Electricity Balancing – EBGL, Clean Energy Package etc.) sowie an nationale Erfordernisse angepasst und die internationalen Kooperationen werden entsprechend weiterentwickelt.

AUSGLEICHSENERGIE- AUFWENDUNGEN FÜR DEN LAUT ÖSG GEFÖRDERTEN ÖKOSTROM

In Tabelle 29 sind die Mengen und Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie 2021 dargestellt. Bei einer Ökostromabnahmemenge von insgesamt 3.006 GWh wurden 203 GWh Ausgleichsenergie bezogen und

ENTWICKLUNG DER AUSGLEICHSENERGIEMENGEN

Ökostromabnahme
(inkl. Kleinwasserkraft)
in GWh (links)

Eingespeiste Windkraft
in GWh (links)

Summe Ausgleichsenergie-
menge (Bezug + Lieferung)
in GWh (rechts)

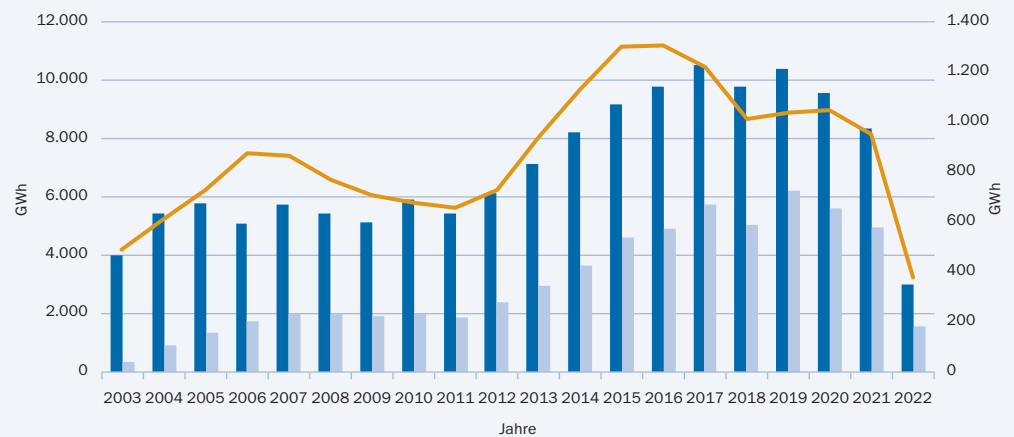


Abbildung 30

Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen von 2003 bis 2022

Quelle: OeMAG, E-Control

ENTWICKLUNG DER EFFEKTIVEN AUSGLEICHSENERGIEKOSTEN

Ökostromabnahme
(inkl. Kleinwasserkraft)
in GWh (links)

Eingespeiste Windkraft
in GWh (links)

Summe Effektive
Ausgleichsenergiekosten
in Mio. € (rechts)

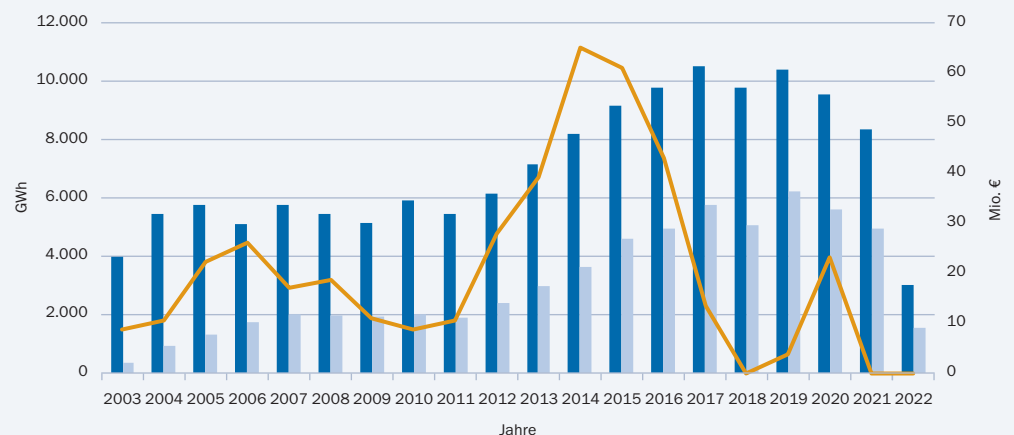


Abbildung 31

Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. EUR von 2003 bis 2021

Quelle: OeMAG bzw. Öko-BGVs, E-Control

AUSGLEICHSENERGIEAUFWENDUNGEN 2022

Österreich gesamt		
Ökostromabnahme	GWh	3.006
	Mio. €	912
AE-Bezug durch OeMAG	GWh	203
	Mio. €	70,41
AE-Lieferung durch OeMAG	GWh	-174
	Mio. €	-18,52
Summe AE – direkter Aufwand (Mio. €)		58
Summe AE (GWh) ¹⁾		377
Summe aliquote AE – Aufwand (Mio. €) ²⁾		0
AE – Aufwendungen pro kWh Ökostrom (Cent/kWh)		0

Tabelle 29
Ausgleichsenergie-
aufwendungen 2022

1) AE-Lieferung in GWh hat zwar ein negatives Vorzeichen, wird hier aber betragsmäßig addiert, um die Gesamtabweichung darzustellen.

2) Quelle: Gutachten zu den aliquoten AE-Aufwendungen, April 2023

Quelle: OeMAG

EFFEKTIVE AE IM VERGLEICH ZUR ABNAHME VON WIND UND ÖKOSTROM (GESAMT)

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ökostromabnahme (inkl. Kleinwasserkraft) in GWh	5.757	5.440	5.147	5.905	5.452	6.152	7.140	8.199	9.168	9.770	10.528	9.784	10.406	9.549	8.363	3.006
Eingespeiste Windkraft in GWh	2.019	1.988	1.915	2.019	1.883	2.386	2.970	3.640	4.592	4.932	5.746	5.061	6.208	5.591	4.948	1.557
Summe Ausgleichsenergiemenge in GWh	865	768	709	675	656	726	939	1.136	1.304	1.307	1.219	1.010	1.038	1.048	952	377
Summe Effektive Ausgleichsenergiekosten in Mio. €	17,11	18,65	10,84	8,67	10,57	27,74	39,02	64,97	60,98	42,98	13,46	0,00	3,75	23,17	0,00	0,00

Tabelle 30

Entwicklung der aliquoten Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2007 bis 2022)

Quelle: OeMAG, E-Control

174 GWh geliefert – in Summe 377 GWh. Aufgrund der Systematik, dass die OeMAG bei einer zu hohen Prognose die Differenz durch eine Ausgleichsenergiemenge abdeckt

und durch diese Zuweisung Einnahmen kreiert, sind im Jahr 2022 keine aliquoten Ausgleichsenergiekosten angefallen.

In Tabelle 30 wird die vergütete Ökostrommenge sowie jene Menge aus Windkraftanlagen den Ausgleichsenergiemengen und den entsprechenden Kosten gegenübergestellt.

In Abbildung 30 und Abbildung 31 werden die abgenommenen Mengen den Ausgleichsenergiemengen und den Kosten dieser gegenübergestellt.

Kostenentwicklung für Endverbraucher:innen

Das EAG sieht einen Aufbringungsmechanismus vor, der sich neben der Erneuerbaren-Förderpauschale (früher Ökostrompauschale) aus einem prozentuellen Aufschlag auf das Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt sowie Kosten für die Herkunftsnachweise zusammensetzt. Die Entwicklung der Erneuerbaren-Förderpauschale ist in Tabelle 31 dargestellt, wobei diese mit der Novelle des EAG (ausgegeben am 14. Februar 2022) nachträglich für das Jahr 2022 für alle Netzebenen auf 0 gesetzt wurde. Auch für das Jahr 2023 ergab sich bei den Be-

rechnungen bezüglich Erneuerbaren-Förderpauschale, dass die Einnahmen aus der Vermarktung des geförderten Ökostroms den Förderbedarf übersteigen. Somit konnte die Erneuerbaren-Förderpauschale für 2023 erneut ausgesetzt werden. Für das Jahr 2024 ist die Erneuerbaren-Förderpauschale neu festzulegen.

In Tabelle 32 ist die Entwicklung des Erneuerbaren-Förderbeitrags (bis 2022 Ökostromförderbeitrag) inkl. Vergütungsvolumen und Marktpreis dargestellt. Im Gegensatz zur Er-

ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN-FÖRDERPAUSCHALE

in €	2012 – 2014	2015 – 2017	2018 – 2020	2021	2022	2023
für die auf Netzebene 1 bis 3 angeschlossenen Netznutzer	35.000	104.444	90.287,70	114.438,65	0	0
für die auf Netzebene 4 angeschlossenen Netznutzer	35.000	104.444	90.287,70	114.438,65	0	0
für die auf Netzebene 5 angeschlossenen Netznutzer	5.200	15.517	13.414,17	17.002,31	0	0
für die auf Netzebene 6 angeschlossenen Netznutzer	320	955	825,49	1.046,30	0	0
für die auf Netzebene 7 angeschlossenen Netznutzer	11	33	28,38	35,97	0	0

Tabelle 31
Entwicklung der Erneuerbaren-Förderpauschale (bis 2022 Ökostrompauschale)

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DES ERNEUERBAREN-FÖRDERBEITRAGS

	Aufschlag EF in %	Vergütungsvolumen in Mio. €	Marktpreis *) in Cent/kWh
2. HJ 2012 (das System wurde unterjährig umgestellt)	15,40	657	4,9
2013	24,07	747	4,0
2014	32,65	846	3,5
2015	30,76	958	3,2
2016	37,11	1.010	2,7
2017	26,80	1.109	3,3
2018	24,58	1.047	4,4
2019	16,24	1.077	5,1
2020	25,68	986	4,0
2021	28,42	913	7,8
2022	0,0	666	33,4
2023	0,0	–	–

*) Durchschnitt der Quartalswerte laut § 41 Abs. 1 ÖSG 2012

Quelle: E-Control

neuerbaren-Förderpauschale (bis 2022 Ökostrompauschale) wird der Erneuerbaren-Förderbeitrag jährlich neu festgelegt und dient somit direkt und unmittelbar zur Abdeckung des schwankenden Förderbedarfs.

In Abbildung 32 ist die Kostenentwicklung für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Bei den Berechnungen für das Jahr 2012 wurde der neue Aufbringungsmechanismus auf das gesamte Jahr 2012 hochgerechnet, nachdem das ÖSG 2012 erst nach dem 1. HJ. 2012 in Kraft getreten ist. Mit der Novelle wurde von einem Verrechnungspreis, zu welchem der gesamte geförder-

te Ökostrom den Lieferanten zugewiesen wurde und durch welchen die Förderkosten zu decken waren, auf den Ökostromförderbeitrag, die Ökostrompauschale und eine Zuweisung zum Marktpreis umgestellt. Wie eingangs erwähnt, wurden die Erneuerbaren-Förderpauschale und der Erneuerbaren-Förderbeitrag für 2022 und 2023 ausgesetzt bzw. beliefen sich auf 0 EUR.

In Abbildung 33 ist die Stromkostenentwicklung eines Musterhaushaltes in Wien mit einem jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Hierbei handelt es sich vor allem beim Anteil des Energiepreises um eine Momentaufnahme, in diesem Fall mit Stand

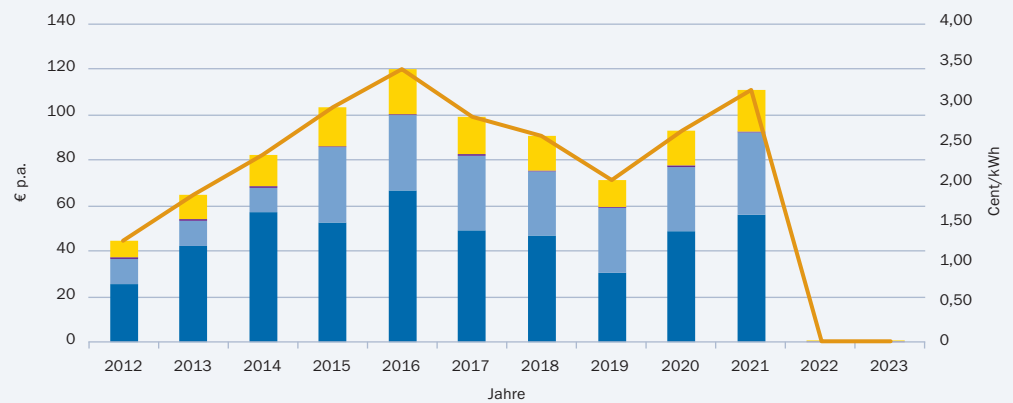
Tabelle 32
Entwicklung des Erneuerbaren-Förderbeitrags (bis 2022 Ökostromförderbeitrag)

USt. ■
 Kosten Herkunftsnachweise ■
 Erneuerbaren-Förderpauschale ■
 Erneuerbaren-Förderbeitrag ■
 Cent/kWh inkl. USt. (rechts) —

Abbildung 32

Entwicklung der Erneuerbaren-Förderkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh

ENTWICKLUNG DER ERNEUERBAREN-FÖRDERKOSTEN FÜR EINEN HAUSHALT MIT EINEM VERBRAUCH VON 3.500 kWh



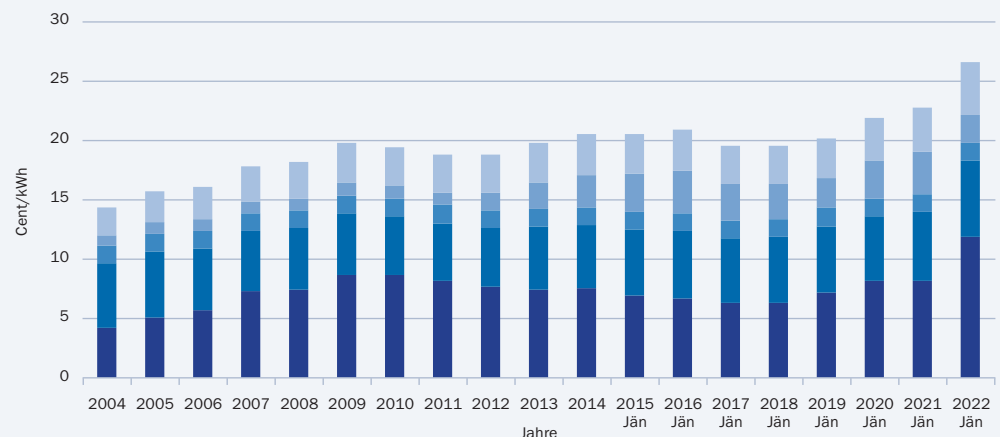
Quelle: E-Control

USt. ■
 Abgaben*) ■
 Energieabgabe ■
 NetznPreis ■
 Energiepreis ■

Abbildung 33

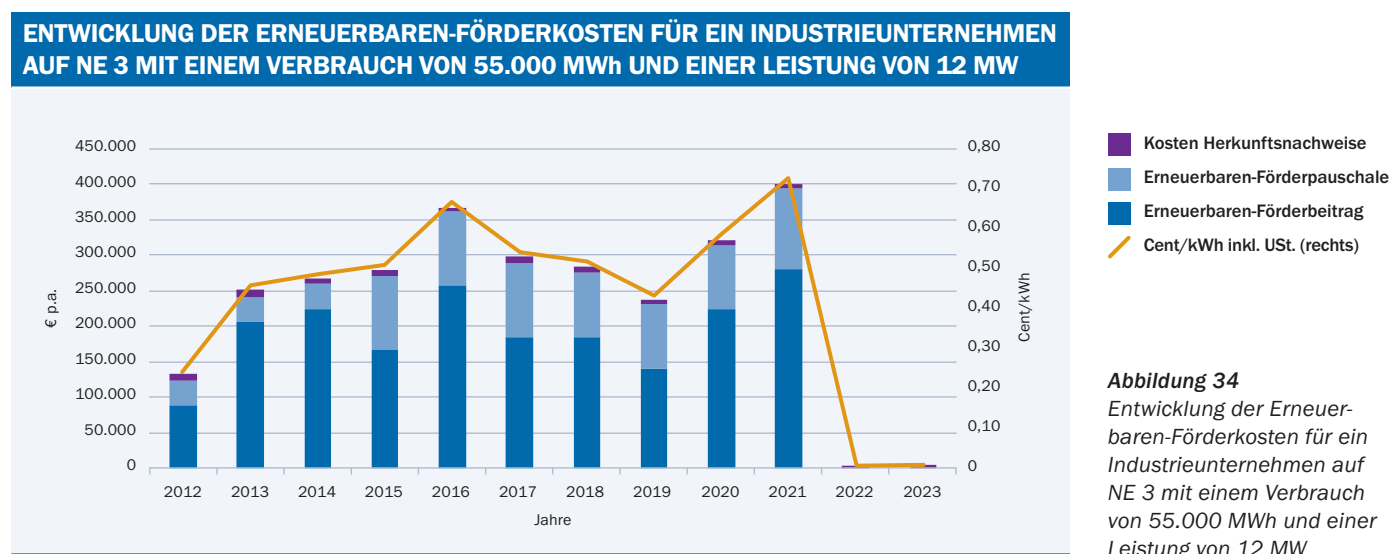
Stromkostenentwicklung Musterhaushalt in Wien 3.500 kWh/a

STROMKOSTENENTWICKLUNG MUSTERHAUSHALT IN WIEN 3.500 kWh/a



*) Öko-(KWK) Stromkosten und Gebrauchsabgabe Stadt Wien

Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

**Abbildung 34**

Entwicklung der Erneuerbaren-Förderkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW

Quelle: E-Control

Jänner verglichen. In Summe stiegen die Stromkosten im Jänner 2022 auf einen neuen Höchststand von 26,68 Cent/kWh – nach 22,68 Cent/kWh im Jänner 2021. Neben dem Energiepreis, der von 8,20 Cent/kWh deutlich auf 11,87 Cent/kWh stieg, stieg auch der Netztarif von 5,79 Cent/kWh auf 6,52 Cent/kWh. Die Abgaben, welche neben der Verbrauchsabgabe der Stadt Wien auch EAG-Förderbeitrag und Pauschale enthalten, gingen bereits im Jänner leicht zurück. In der

Folge sind die Abgaben, nach Aussetzung der EAG-Pauschale für 2022, nochmals leicht gesunken.

In Abbildung 34 ist eine Berechnung für ein Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von 55.000 MWh dargestellt. Auch hier machen sich Erneuerbaren-Förderbeitrag und die ausgesetzte Erneuerbaren-Pauschale bemerkbar.

ZIELERREICHUNG

Angaben zum Grad der Zielerreichung gemäß § 4 Abs 2 EAG – erneuerbarer Strom

§ 4 Abs 2 EAG lautet wie folgt: „Die Neuerrichtung, Erweiterung und Revitalisierung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Quellen sind in einem solchen Ausmaß zu unterstützen, dass der Gesamtstromverbrauch ab dem Jahr 2030 zu 100% national bilanziell aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird.“

Im Jahr 2022 lag der Inlandsstromverbrauch¹⁶ bei 71.057 GWh, wobei sich die Brutto-Stromerzeugung auf 68.803 GWh belief. Davon basierten 13.540 GWh auf fos-

silien Brennstoffen bzw. Derivaten, was im Umkehrschluss bedeutet, dass 55.263 GWh der Brutto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stammte. Umgelegt auf 100% hat sich somit 2022 eine Lücke von 15.794 GWh ergeben, wobei diese in etwa jener von 2021 entspricht.

Im EAG geht der Gesetzgeber von einem notwendigen Zubau von 27 TWh bis 2030 (verglichen mit 2020) aus, um das gestellte 100%-Ziel zu erreichen. Nachdem der Inlandsstromverbrauch (Eigenversorgung be-

ENTWICKLUNG DER ENGPASSLEISTUNG REGELZONE APG

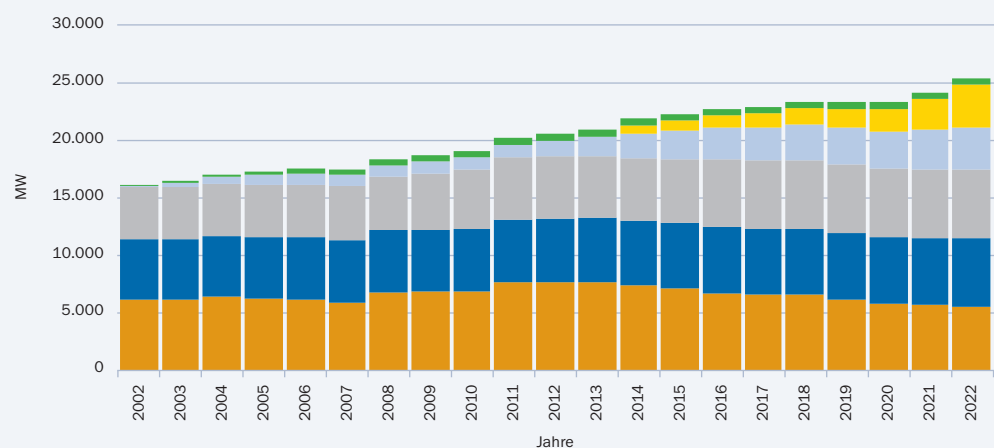
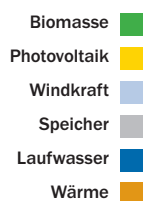


Abbildung 35
Entwicklung der Engpassleistung Regelzone APG

Quelle: E-Control

¹⁶ Ohne Verbrauch für Pumpspeicher

rücksichtigt) 2020 bei 69.830 GWh lag, würde ein Erreichen des im 100%-Ziel postulierten Ausbaus einen Inlandsstromverbrauch von 83.865 GWh¹⁷ 2030 decken.

In Abbildung 35 ist die aktuelle Engpassleistung für die Regelzone APG inkl. fossiler Wärmekraftwerke dargestellt.

In Abbildung 36 und Abbildung 37 wird ausschließlich die Regelzone APG betrachtet, weswegen im Bereich der Speicherkraftwerke z.B. Kraftwerke wie die Illwerke nicht inkludiert sind. Basierend auf dieser Prognose ergibt sich bis 2030 ein Netto-Zubau von ungefähr 16 GW. In Abbildung 37 wird die prognosti-

zierte Leistung für 2030 nochmals detailliert dargestellt, wobei hier der aktuelle Kraftwerkspark um in Bau befindliche Kraftwerke, welche im Zuge der statistischen Erhebungen gemeldet werden, und das 27-TWh-Ziel des EAGs erweitert wurde und Außerbetriebnahmen und Einmottungen abgezogen wurden.

Grundsätzlich handelt sich beim Berichtszeitraum dieses Berichts um das Jahr 2022. Da das EAG teilweise Mitte 2021 in Kraft trat bzw. nach einer Novelle erst vollständig Anfang 2022 und die EAG-Investitionszuschussverordnung-Strom¹⁸ Anfang April 2022 veröffentlicht wurde, gab es im Jahr 2022 nur eine beschränkte Anzahl von mittels EAG ge-

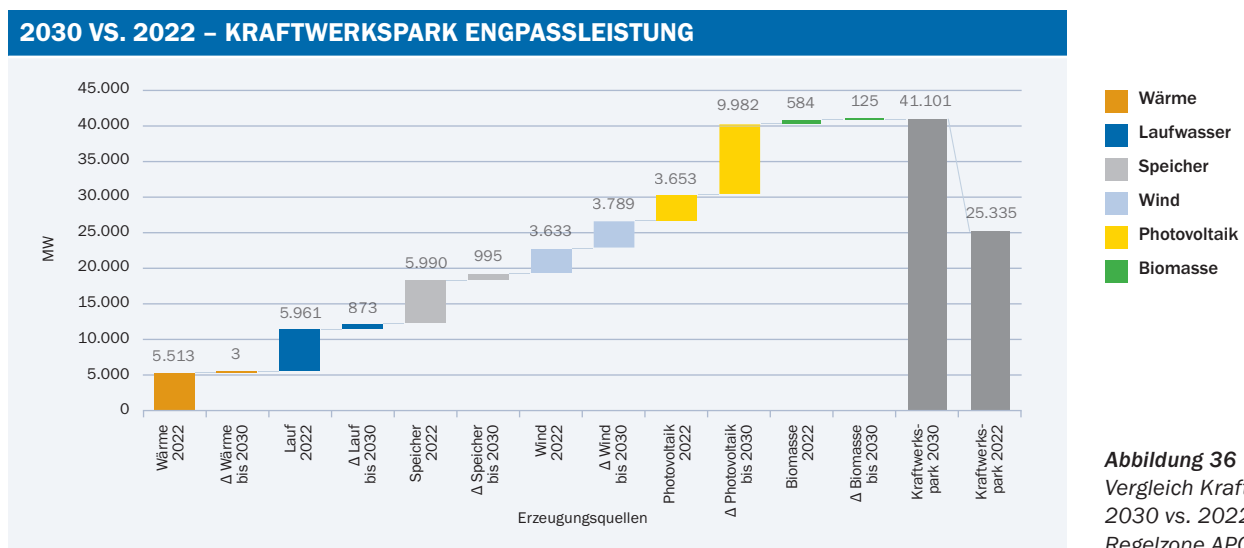


Abbildung 36
Vergleich Kraftwerkspark 2030 vs. 2022, Regelzone APG

Quelle: E-Control

¹⁷ 12.965 GWh Erzeugung basierend auf fossilen Brennstoffen und Derivaten wurden hier in Abzug gebracht

¹⁸ https://www.ris.bka.gv.at/Dokumente/BgblAuth/BGBLA_2022_II_149/BGBLA_2022_II_149.html

Wärme
Laufwasser
Speicher
Wind
Photovoltaik
Biomasse

ÖSTERREICHISCHER KRAFTWERKSPARK 2030, REGELZONE APG

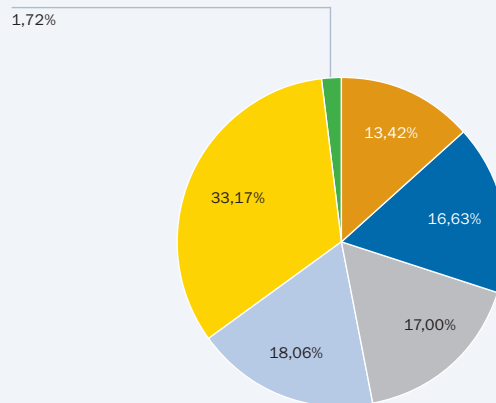


Abbildung 37
Prognostizierter österreichischer Kraftwerkspark 2030, Regelzone APG

Quelle: E-Control

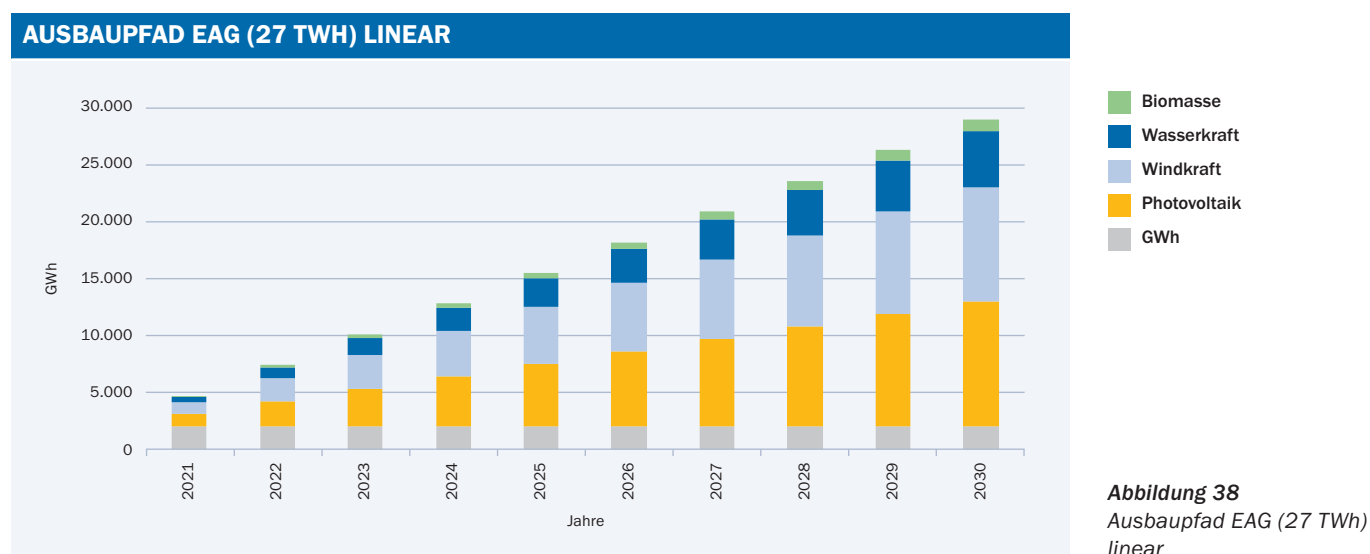
förderten Anlagen (siehe dazu Abschnitt „Gefördert gemäß EAG“).

In Abbildung 38 werden das 27-TWh-Ziel bzw. die gesetzlichen Ziele für die einzelnen Technologien linear über die Jahre 2021 bis 2030 verteilt. So müssten zwischen 2020 und 2030 jährlich zusätzlich 2.700 GWh erzeugt werden, um bis 2030 das Ziel von zusätzlich 27 TWh zu erreichen. Umgerechnet auf die einzelnen Technologien bedeutet das einen jährlichen Zubau von:

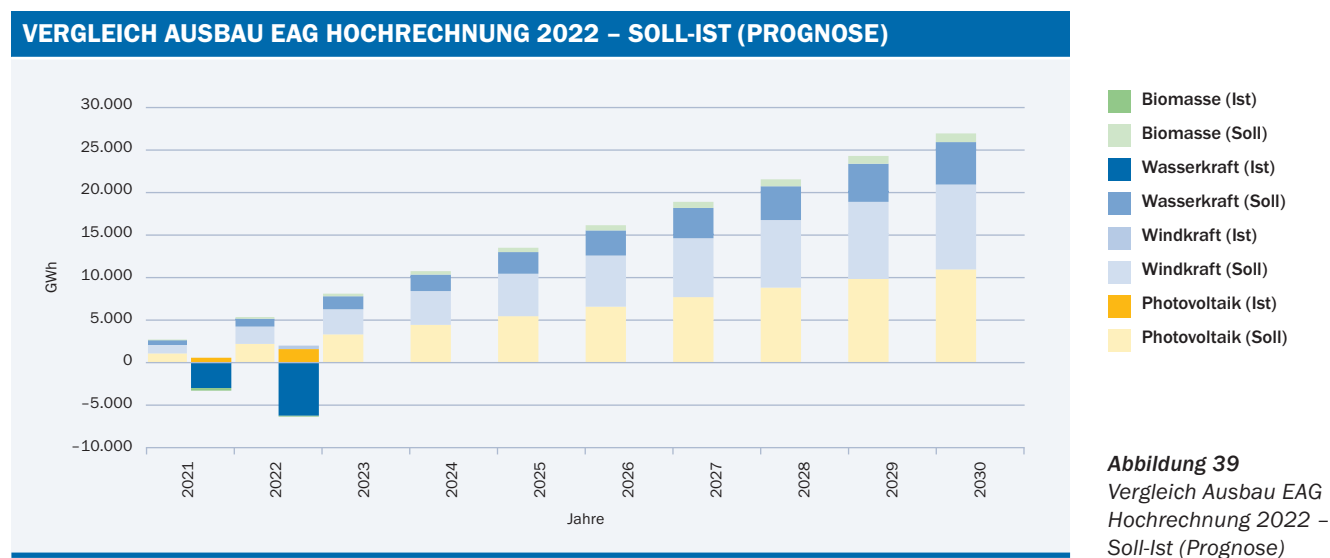
- > 1.100 GWh Photovoltaik
- > 1.000 GWh Wind
- > 500 GWh Wasserkraft
- > 100 GWh Biomasse

In Abbildung 39 werden den linear verteilten EAG-Zielen für die einzelnen Technologien die erzeugten Mengen¹⁹ gegenübergestellt. Gerade bei den rohstoffunabhängigen Technologien, wie Wasser- und Windkraft sowie Photovoltaik, machen sich bessere und schlechtere Jahre bezüglich Wasserverfügbarkeit oder Sonneneinstrahlung mittlerweile deutlich bemerkbar. Nachdem es sich bei dem 100%-Ziel jedoch um eine Momentaufnahme für das Jahr 2030 handelt, müssen die durchschnittlichen Volllaststunden der volatilen Erzeugungstechniken jedenfalls sehr genau im Auge behalten werden. Betrachtet man das Jahr 2022, in welchem verglichen mit 2020 um 5.400 GWh mehr Strom erzeugt werden hätte sollen, so ergibt sich ein deutlicher Aufholbedarf vor

¹⁹ Betriebsstatistik – Gesamte Stromversorgung in Österreich, Bruttostromerzeugung 2022
<https://www.e-control.at/statistik/e-statistik/betriebsstatistik>



Quelle: E-Control



Quelle: E-Control

allen im Bereich der Wasserkraft. Anstatt eines Zuwachses von 1.000 GWh kam es im Vergleichszeitraum zu einem Rückgang um 6.245 GWh. Nach einem Rückgang von 53 GWh im Jahr 2021 konnten bis Ende 2022 (verglichen mit 2020) im Bereich der Windkraft 464 GWh mehr erzeugt werden. Bei der Photovoltaik konnten 2021 bereits 529 GWh mehr erzeugt werden. 2022 waren es dann (verglichen mit 2020) 1.584 GWh, womit das Zubauziel von 1.100 GWh pro Jahr mit 1.055 GWh im Jahr 2022 beinahe erreicht wurde.

Um ein etwas objektiveres Bild hinsichtlich des Zubaus zu bekommen, wurden die zusätzlich notwendigen 27 TWh mittels der im EAG festgelegten Volllaststunden auf Leistung umgerechnet und es ergibt sich daraus ein Zu-

bau von jährlich 1.640 MW (siehe Abbildung 40). Betrachtet man die einzelnen Technologien, so ergeben sich zusätzlich jährlich:

- > 1.100 MW Photovoltaik
- > 400 MW Wind
- > 125 MW Wasserkraft
- > 15 MW Biomasse

In Abbildung 41 wird der errechneten Leistung der Zubau gegenübergestellt. So konnten 2021 im Bereich Photovoltaik, Wind, Wasserkraft und Biomasse 990 MW zugebaut werden und 2022 waren es bereits 1.430 MW. In Summe waren es 2021 und 2022 2.420 MW.

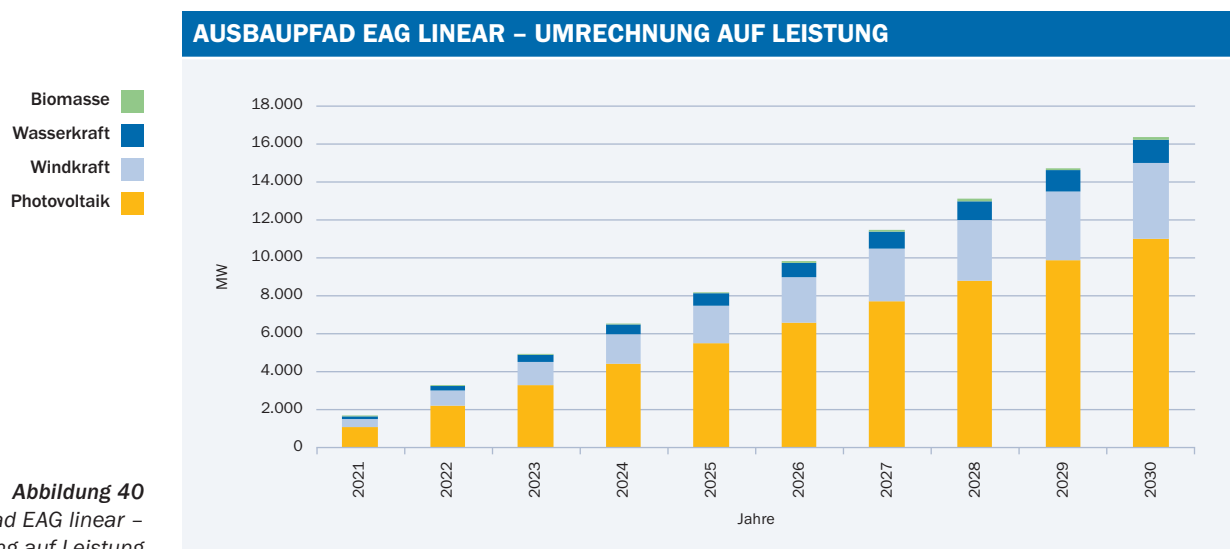
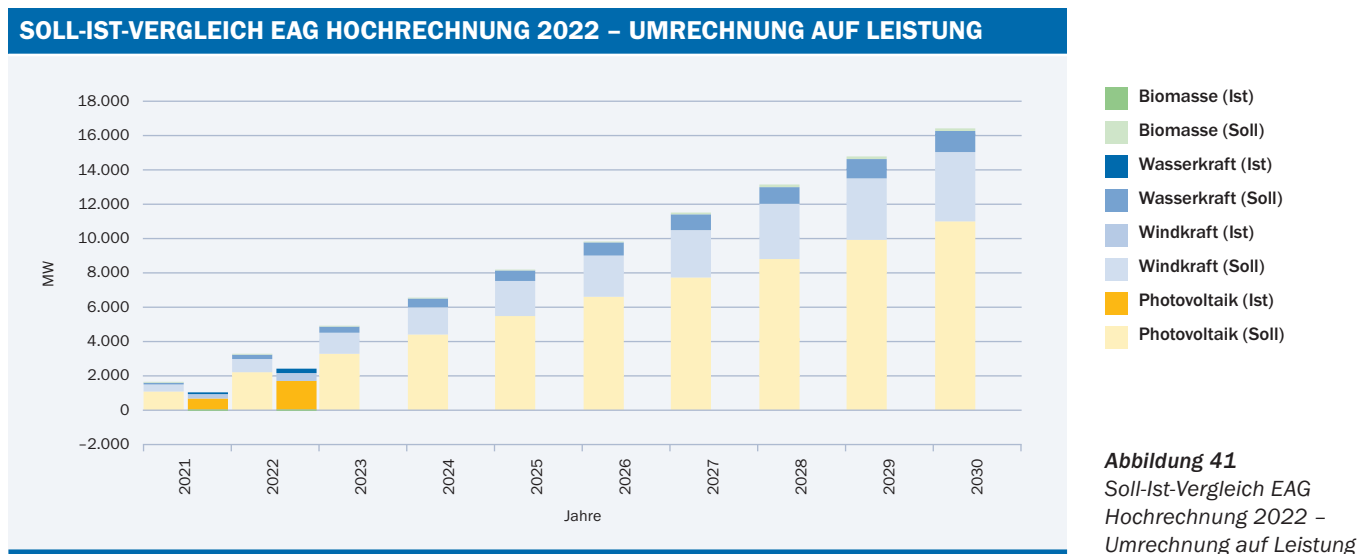


Abbildung 40
Ausbaupfad EAG linear –
Umrechnung auf Leistung

Quelle: E-Control



Angaben zum Grad der Zielerreichung gemäß § 4 Abs 1 Z 7 EAG – erneuerbares Gas

Gemäß §4 Abs 1 Z 7 EAG ist der Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh zu erhöhen. Dabei handelt es sich um erneuerbares Gas, welches in das öffentliche Netz eingespeist wird und für diverse Nutzungsmöglichkeiten entnommen wird.²⁰ Erneuerbare Gase, die im Sinne des ÖSG am

Standort der Erzeugung auch verstromt werden, sind an dieser Stelle nicht Teil der Betrachtung. Für Förderungen laut EAG ist in diesem Bereich die Servicestelle für Erneuerbare Gase zuständig.

Für Daten vor dem Jahr 2022 wird zu Dokumentationszwecken auf Daten des Bilanz-

²⁰ Hinweis: Dabei handelt es sich um die Entnahme von Haushalten, Gewerbe und Industrie für den energetischen Endverbrauch (heizen, kochen, industrielle Prozesse), die Entnahme für die Stromproduktion, die Entnahme für die Wärmeproduktion und eventuell auch die Entnahme für den Verkehrssektor.

Tabelle 33
Inlandsgasverbrauch vs.
Biomethaneinspeisung

INLANDSGASVERBRAUCH VS. BIOMETHANEINSPEISUNG												
in TWh	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Inlandsgasverbrauch	99	95	91	84	89	93	100	96	99	95	100	88
Biomethaneinspeisung	0,05	0,05	0,05	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,15	0,14	0,14	0,12 ^{*)}
Biomethananteil (in %) am Inlandsgasverbrauch	0,05	0,06	0,06	0,11	0,12	0,14	0,15	0,18	0,15	0,15	0,14	0,14

*) Daten aus dem Anlagenregister

Quelle: Biomethanregister, E-Control

gruppenkoordinators zurückgegriffen und für das Jahr 2022 werden jene aus dem Anlagenregister verwendet. Dabei wurde laut aktuellem Stand 2022 weniger erneuerbares Gas in das öffentliche Netz eingespeist. Aufgrund des Rückgangs des Inlandsgasverbrauches lag der Anteil von erneuerbarem Gas aber weiterhin bei 0,14%. Fakt ist, dass es zuletzt

im Bereich der erneuerbaren Gase (vorrangig Biomethan) wenig Dynamik gegeben hat. Dabei muss man auch davon ausgehen, dass potenzielle Anlagenerrichter auf das Erneuerbare-Gas-Gesetz bzw. die damit einhergehende Ausformulierung des Quotenmodells gemäß EAG warten.

INFORMATIONEN ZUM PHYSIKALISCHEN STROM- UND GASAUSTAUSCH

In Abbildung 42 sind die monatlichen physikalischen Importsalden Strom für 2023 dargestellt. Im Mai bis Juni wurde exportiert und in den übrigen Monaten importiert. Dabei wurde im Dezember 2022 mit 1.477 GWh (829 GWh davon aus Deutschland) die größte Menge importiert und im Mai 2022 mit 199 GWh (129 GWh davon nach Deutschland) die größte Menge exportiert.

Über das Jahr gesehen wurden von den angeführten Ländern in Summe 21.326 GWh Strom physikalisch importiert und 12.559 GWh exportiert, was einen Saldo von 8.767 GWh ergibt. Über das Jahr gesehen ergab sich für Deutschland (8.524 GWh) und Tschechien (12.539 GWh) ein positiver Importsaldo und für die übrigen Länder (Schweiz –3.586 GWh, Liechtenstein –298 GWh, Italien –1.490 GWh, Slowenien –4.108 GWh und Ungarn –2.815 GWh) ein negativer Importsaldo. Dabei wurde aus Tschechien ausschließlich importiert und nach Liechtenstein und Italien ausschließlich exportiert.

In Abbildung 43 sind im Vergleich zu 2023 die monatlichen physikalischen Importsalden Strom für 2022 dargestellt. Im Jahr 2022 wurde von Mai bis August jeweils exportiert und in den übrigen Monaten importiert. Dabei wurde im Dezember 2021 mit 1.500 GWh (1.112 GWh davon aus Deutschland) die größte Menge importiert und im Juni 2021 mit 594 GWh (300 GWh davon nach Deutschland) die größte Menge exportiert.

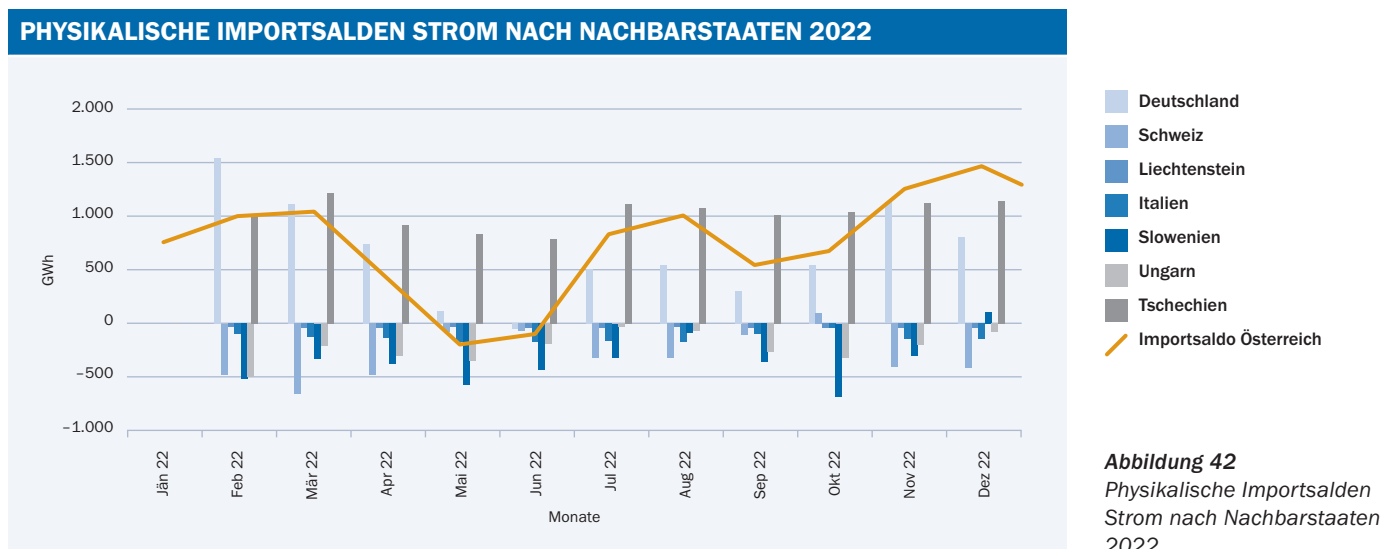
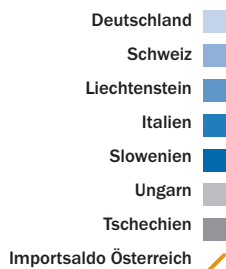


Abbildung 42
Physikalische Importsalden
Strom nach Nachbarstaaten
2022

Quelle: E-Control



PHYSIKALISCHE IMPORTSALDEN STROM NACH NACHBARSTAATEN 2021

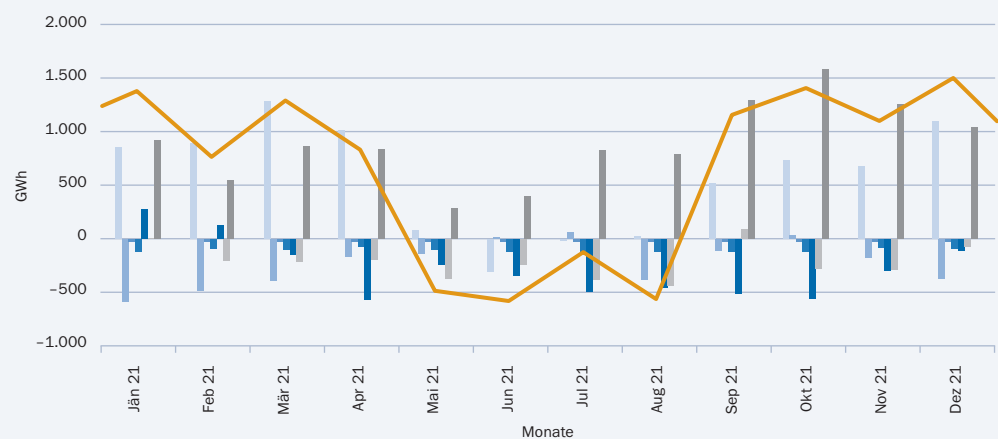


Abbildung 43
 Physikalische Importsalden
 Strom nach Nachbarstaaten
 2021

Quelle: E-Control

Über das Jahr gesehen wurden von den angeführten Ländern in Summe 18.587 GWh Strom physikalisch importiert und 10.931 GWh exportiert, was einen Saldo von 7.656 GWh ergab. Über das Jahr gesehen ergab sich für Deutschland (6.933 GWh) und Tschechien (10.720 GWh) ein positiver Importsaldo und für die übrigen Länder (Schweiz -2.633 GWh, Liechtenstein -303 GWh, Italien -1.246 GWh, Slowenien -3.276 GWh und Ungarn -2.540 GWh) ein negativer Importsaldo. Dabei wurde aus Tschechien ausschließlich importiert und nach Liechtenstein und Italien ausschließlich exportiert.

Verglichen mit 2021 wurden 2022 2.739 GWh Strom mehr importiert und 1.628 GWh mehr

exportiert, wobei im August 2022 deutlich mehr (1.593 GWh) als 2021 importiert wurde, gefolgt von September und Oktober 2022, in welchen deutlich weniger (-623 GWh und -724 GWh) als 2021 importiert wurde.

In Abbildung 44 sind die monatlichen physikalischen Importe und Exporte inkl. Transiten für Gas im Jahr 2022 dargestellt. Über das Jahr 2022 gesehen ergab sich ein Importsaldo von 131.340 GWh. Aus Deutschland beliefen sich die Importe auf 136.842 GWh und Exporte auf 20.400 GWh. In die Schweiz wurden 628 GWh exportiert und 9 GWh importiert. Nach Italien wurden 115.680 exportiert und 3.512 GWh importiert. Nach Slowenien

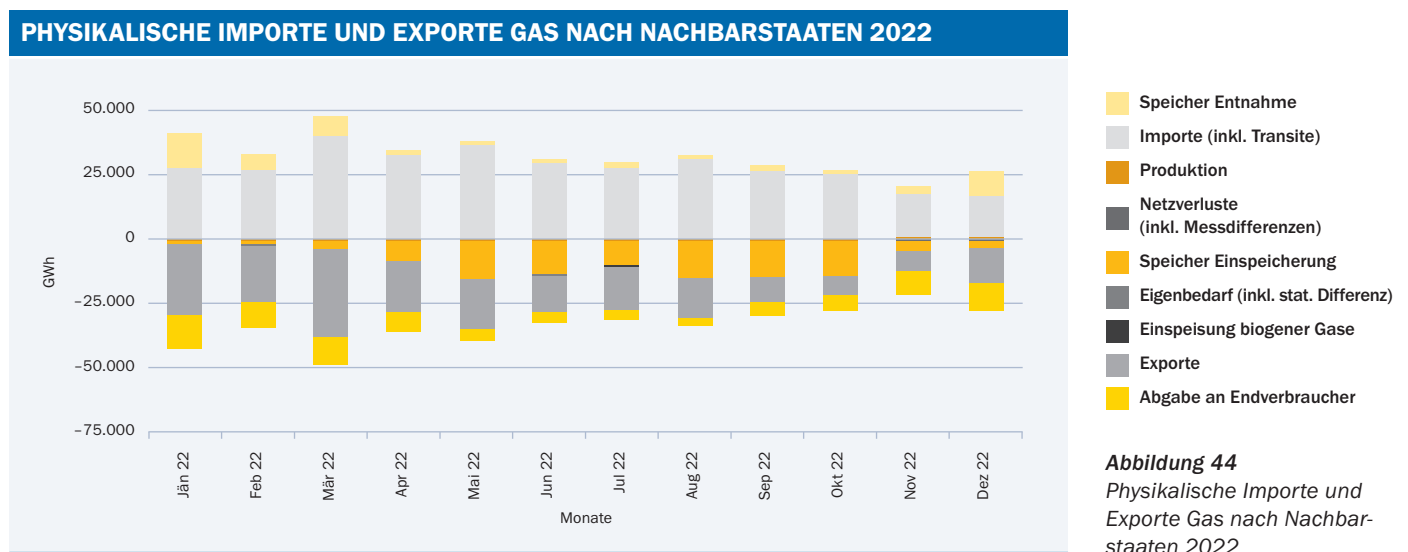


Abbildung 44
Physikalische Importe und Exporte Gas nach Nachbarstaaten 2022

Quelle: E-Control

(11.292 GWh) und Ungarn (35.723 GWh) wurde ausschließlich exportiert bzw. transitiert. Der Großteil der Importe/Transite (196.506 GWh) kam 2022 via Slowakei, wobei 21.807 GWh in die Slowakei exportiert wurden.

In Abbildung 45 sind die monatlichen physikalischen Importe und Exporte inkl. Transiten für Gas im Jahr 2021 dargestellt. Über das Jahr 2021 gesehen ergab sich ein Importsaldo von 50.972 GWh. Nach Deutschland hatten sich die Importe (54.238 GWh) und Exporte (57.178 GWh) ungefähr die Waage gehalten. Nach Italien (297.329 GWh), Schweiz (710 GWh), Slowenien (11.869 GWh) und Ungarn (13.481 GWh) wurde ausschließlich

exportiert bzw. transitiert. Der Großteil der Importe/Transite (377.299 GWh) kam 2021 via Slowakei, wobei 12.979 GWh in die Slowakei exportiert wurden.

Verglichen mit 2021 bleiben 2022, Importe und Export/Transit saldiert, 80.368 GWh mehr Gas in Österreich. Via Deutschland wurde deutlich mehr (136.842 GWh 2022 und 54.238 GWh 2021) importiert und weniger exportiert (20.400 GWh 2022 und 57.178 GWh 2021). Aus der Slowakei wurde mit 196.506 GWh deutlich weniger als 2021 (390.278 GWh) importiert und aus Italien (3.512 GWh) und der Schweiz (9 GWh) wurde 2022 verglichen mit 2021 auch importiert.

- Importe Deutschland ■
- Importe Slowakei ■
- Exporte Slowakei ■
- Exporte Ungarn ■
- Exporte Slowenien ■
- Exporte Italien ■
- Exporte Schweiz ■
- Exporte Deutschland ■

PHYSIKALISCHE IMPORTE UND EXPORTE GAS NACH NACHBARSTAATEN 2021

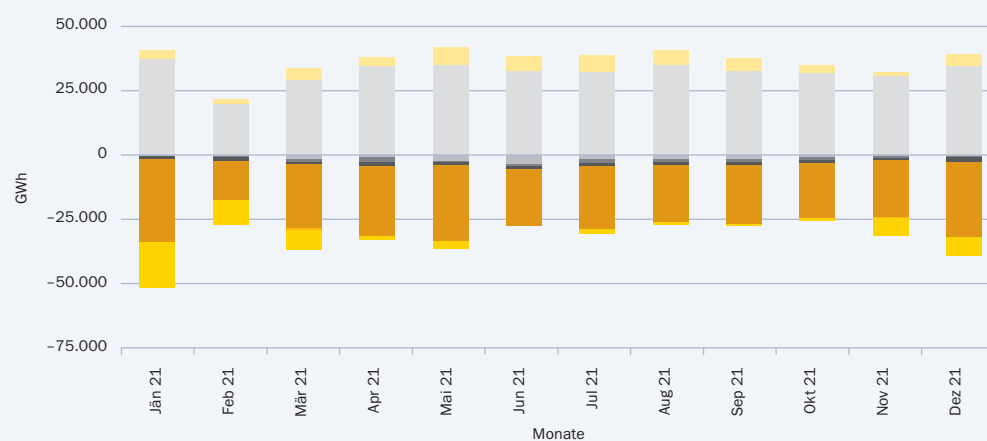


Abbildung 45
Physikalische Importe und Exporte Gas nach Nachbarstaaten 2021

Quelle: E-Control

ENERGIE- GEMEINSCHAFTEN

Anzahl und regionale Verteilung von Erneuerbare- und Bürgerenergiegemeinschaften

Im Zuge der Erstellung des EAG-Monitoring-Berichts wurde bei allen Netzbetreibern abgefragt, ob in ihrem Netzgebiet mit Stichtag 31.12.2022 sowie Stichtag 31.06.2023 Erneuerbare- oder Bürgerenergiegemeinschaften tätig waren.

Burgenland	2
Kärnten	7
Niederösterreich	8
Steiermark	2
Vorarlberg	1
Wien	8

Für die Erhebung wurden mit Stichtag 31.12.2022 vier Bürgerenergiegemeinschaften (BEG) gemeldet: drei davon im Netzgebiet der Wiener Netze und eine im Netzgebiet der Kärnten Netz GmbH. Mit Stichtag 31.06.2023 kam es in diesem Bereich zu einem deutlichen Anstieg auf 28 BEGs. Diese verteilen sich wie folgt:

In Summe waren 192 Verbraucher:innen bzw. Überschusseinspeiser:innen sowie 10 Volleinspeiser:innen Teil der BEGs. Für die größte BEG wurden 42 Verbraucher:innen bzw. Überschusseinspeiser:innen als Mitglieder gemeldet. Die kleinsten bestanden aus einer Verbrauchsanlage bzw. Überschusseinspeiser:in, wobei eine BEG aus

ANZAHL UND REGIONALE VERTEILUNG EEGS MIT STICHTAG 31.12.2022

	lokale EEG	regionale EEG
Burgenland	4	10
Kärnten	12	11
Niederösterreich	17	35
Oberösterreich	14	23
Salzburg	3	7
Steiermark	6	2
Tirol	3	4
Vorarlberg	3	4
Wien	2	1
Summe	64	97

Tabelle 34
Anzahl und regionale Verteilung EEGs mit Stichtag 31.12.2022

Quelle: E-Control

ANZAHL UND REGIONALE VERTEILUNG EEGS MIT STICHTAG 30.06.2023

	lokale EEG	regionale EEG
Burgenland	15	39
Kärnten	17	18
Niederösterreich	36	116
Oberösterreich	106	233
Salzburg	11	15
Steiermark	7	17
Tirol	7	13
Vorarlberg	7	11
Wien	3	4
Summe	209	466

Tabelle 35

Anzahl und regionale Verteilung EEGs mit Stichtag 30.06.2023

Quelle: E-Control

mindestens zwei Mitgliedern zu bestehen hat. Sofern von den Netzbetreibern erfasst bzw. gemeldet, waren 15 der 28 BEGs als Verein ausgestaltet und eine als GmbH.

Mit Stichtag 31.12.2022 wurden 161 Erneuerbare-Energiegemeinschaften (EEG) gemeldet. Davon waren 64 als lokale und 97 als regionale EEGs ausgestaltet (siehe Tabelle 34). Anhand der gemeldeten Rechtsformen ist ersichtlich, dass auch hier hauptsächlich Vereine als Rechtsform gewählt wurden. So waren es in Summe 51 Vereine, gefolgt von 4 Genossenschaften.

Um aktuelle Daten zur Entwicklung zu haben, wurde die Abfrage auch für den Stichtag

30.06.2023 durchgeführt. Im ersten Halbjahr 2023 hat sich die Anzahl an EEGs verglichen mit Ende 2022 mit 675 EEGs mehr als vervierfacht. Dabei waren es 209 lokale und 466 regionale EEGs (siehe Tabelle 35). Bezüglich Rechtsform hat sich die Tendenz zu Vereinen verstärkt, wobei in Summe 123 Vereine gemeldet wurden. Weiters wurden 8 Genossenschaften gemeldet, wobei z.B. auch GesbR, OG, KG oder GmbH & Co KG vorkommen. Die lokalen EEGs umfassen 722 Verbrauchsanlagen bzw. Überschusseinspeiser:innen und 27 Volleinspeiser:innen, und die regionalen EEGs umfassen 5.844 Verbrauchsanlagen bzw. Überschusseinspeiser:innen sowie 568 Volleinspeiser:innen.

Impressum

Eigentümerin, Herausgeberin und Verlegerin:

E-Control
Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien
Tel.: +43 1 24 7 24-0
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-Mail: office@e-control.at
www.e-control.at
Twitter: www.twitter.com/energiecontrol
Facebook: www.facebook.com/energie.control

Für den Inhalt verantwortlich:

Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)
Prof. DI Dr. Alfons Haber, MBA
Vorstand E-Control

Konzeption & Design: Reger & Zinn OG

Text: E-Control

Hinweis zu den statistischen Daten:

Die Daten im EAG-Monitoringbericht wurden so weit wie möglich nach dem aktuellsten Stand eingearbeitet – Redaktionsschluss für den Bericht war Juni 2023. Die meisten nationalen Daten stammen aus den Datenbanken der E-Control, von der OeMAG und von der Statistik Austria.

© E-Control 2023

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die des Nachdrucks, der Übersetzung, des Vortrags, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung durch Fotokopie oder auf anderen Wegen bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, im gesetzlich zulässigen Umfang vorbehalten. Zulässig ist insbesondere die Nutzung von einzelnen Teilen zur gerechtfertigten Zitierung mit Quellenangabe.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: Juni 2023

