

ÖKOSTROMBERICHT 2021

UNSERE ENERGIE MACHT UNS ZUKUNFTSFÄHIG.



INHALT

Vorwort	6
Zusammenfassung	7
Gesetzliche Grundlagen in Österreich	9
> Aktuelle Berichtsperiode	9
> Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG	10
Entwicklung Endverbrauch	13
> Allgemeine Entwicklungen	13
> Anteil Strom aus Erneuerbaren	16
> Erneuerbare abseits vom ÖSG	18
Geförderter Ökostrom gemäß ÖSG 2012	22
> Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG	22
> Das Vergütungsvolumen	36
> Das Unterstützungsvolumen	37
> Investitionszuschüsse der OeMAG	41
> Kosten der OeMAG	44
> Kostenentwicklung für Endverbraucherinnen und -verbraucher	45
Zielerreichungsgrad ÖSG	49
> Zielerreichung auf Basis § 4 (4) ÖSG 2012 – 2010 bis 2020	49
> Ausscheiden aus dem Fördersystem	51
> Fazit Zielerreichungsgrad	53
Ausgleichsenergie	54
> Grundlagen des Ausgleichsenergiesystems	54
> Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom	56
Energiegemeinschaften	59
> Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen – § 16a EIWOG	59
> Erneuerbare- und Bürger-Energie-Gemeinschaften – §16c und § 16b EIWOG	59
Entwicklung auf internationaler und europäischer Ebene	62
> Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020	62
> Council of European Energy Regulators – CEER	62
Anhang	64
> Exkurs Betriebskostenzuschlag 2020	64

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr	13
Abbildung 2	Energetischer Endverbrauch nach Sektoren 1990, 2017, 2018 und 2019	14
Abbildung 3	Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) von 1990 bis 2020	14
Abbildung 4	Prognose energetischer Endverbrauch	15
Abbildung 5	Anteil Strom aus Erneuerbaren (im Inland erzeugt) am Endverbrauch	17
Abbildung 6	Physikalische Importsalden nach Nachbarstaaten	17
Abbildung 7	Anteil anrechenbarer Erneuerbarer 2010 bis 2019	18
Abbildung 8	Anteil anrechenbarer Erneuerbarer in den einzelnen Sektoren 2010 bis 2019	19
Abbildung 9	Anteile am Bruttoinlandsverbrauch und dem energetischen Endverbrauch Strom 2019	20
Abbildung 10	Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches 2019	20
Abbildung 11	Anteil des geförderten Ökostroms am Endverbrauch 2003 bis 2020	23
Abbildung 12	Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2020	23
Abbildung 13	Entwicklung der installierten Leistung im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2020	24
Abbildung 14	Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2020	25
Abbildung 15	Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2020	25
Abbildung 16	Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2020	27
Abbildung 17	Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2020	28
Abbildung 18	CO ₂ -Vermeidungskosten von Ökostrom in Österreich	29
Abbildung 19	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank	31
Abbildung 20	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank	31
Abbildung 21	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank (2019 und 2020)	32
Abbildung 22	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank (2019 und 2020)	32
Abbildung 23	In HKN-Datenbank eingetragene Förderungen 2020	35
Abbildung 24	Von der OeMAG abgenommene KWKW 2007 bis 2020	35
Abbildung 25	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2020	36
Abbildung 26	Das Unterstützungsvolumen – Beispiel	37
Abbildung 27	Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012	38
Abbildung 28	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2020	39
Abbildung 29	Unterstützungsbedarf aus ÖFB und ÖSP	40
Abbildung 30	Entwicklung der Ökostromkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh	46
Abbildung 31	Stromkostenentwicklung Musterhaushalt in Wien 3.500 kWh/a	46
Abbildung 32	Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW	47

Abbildung 33	Zusätzlich installierte Leistung OeMAG exkl. Investitionsförderung 2010 bis 2020	50
Abbildung 34	Zusätzlich installierte Leistung OeMAG inkl. Investitionsförderung und Nachlauf 2010 bis 2020	50
Abbildung 35	Ausscheiden aus dem Fördersystem 2020 bis 2030	52
Abbildung 36	Regelreserve und Ungleichgewichte	54
Abbildung 37	Entstehung und Zuordnung der Kosten	55
Abbildung 38	Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003 bis 2020	58
Abbildung 39	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. € von 2003 bis 2020	58
Abbildung 40	Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2019	64
Abbildung 41	Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2018	65
Abbildung 42	Entwicklung der Mittelwerte – absolut und prozentuell	66
Abbildung 43	Entwicklung der Mediane – absolut und prozentuell	66
Abbildung 44	Kostensteigerung 2006 bis 2020 unter Berücksichtigung von zusätzlichen Wärmeerlösen	67

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Wasserkrafterzeugungskoeffizient 2010 bis 2020	16
Tabelle 2	Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2020 und 2019	26
Tabelle 3	Installierte Leistung (in kW) pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2020	33
Tabelle 4	Anzahl der Anlagen pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2020	34
Tabelle 5	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2020 sowie Prognose für 2021	39
Tabelle 6	Investitionsförderung Kleinwasserkraft	41
Tabelle 7	Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft	42
Tabelle 8	Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft	43
Tabelle 9	Investitionsförderung Kraft-Wärmekopplung	43
Tabelle 10	Entwicklung der Ökostrompauschale	45
Tabelle 11	Ökostromförderbeitrag	45
Tabelle 12	Ausbauziele laut ÖSG 2012 – zusätzlich installierte Leistung verglichen mit 2010	49
Tabelle 13	Ausgleichsenergieaufwendungen 2020	56
Tabelle 14	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2005 bis 2020)	57
Tabelle 15	Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen in Österreich – Stand Februar 2021	59
Tabelle 16	Zusammenfassung Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürger-Energie-Gemeinschaften	60

VORWORT

Der Ökostrombericht der E-Control stützt sich auf § 52 Abs 1 Ökostromgesetz. Darin ist vorgesehen, dass eine Analyse vorzunehmen ist, inwieweit die Ziele des Gesetzes erreicht wurden, welche Veränderungen im Vergleich zu den Vorjahren erfolgt sind und welche Auswirkungen dies für die Endverbraucherinnen und -verbraucher hat. Im Bericht sind überdies detaillierte Analysen über Ausmaß und Ursache der Stromverbrauchsentwicklung, ergänzt mit Maßnahmenoptionen zur Reduktion des Stromverbrauchs anzuführen. Überdies kann die E-Control – so die Vorgabe des § 52 Abs 1 Ökostromgesetz – Vorschläge zur Verbesserung oder Adaptierung der Fördermechanismen und sonstiger Regelungen des Gesetzes vorsehen. Schließlich soll der Bericht die Mengen sowie die Aufwendungen für elektrische Energie aus Anlagen auf Basis von Photovoltaik, Geothermie, Windkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas beinhalten.

Über diesen Bericht hinausgehend veröffentlicht die E-Control auf ihrer Website www.e-control.at regelmäßig Daten zur Ökostromentwicklung. Die Marktpreisentwicklung,

Ökostrommengen und Vergütungsvolumina, Ausgleichsenergiemengen und -aufwendungen werden auf dieser Internetseite quartalsweise aktualisiert. Schließlich sei darauf hingewiesen, dass Informationen zu Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweisen im jährlichen Stromkennzeichnungsbericht enthalten sind, der auch unter www.e-control.at verfügbar ist.

Der Ökostrombericht wird entsprechend § 52 Ökostromgesetz dem Nationalrat vorgelegt. Darüber hinaus soll dieser Bericht allen interessierten Stakeholdern dazu dienen, einen objektiven Überblick über die Entwicklungen des Ökostroms in Österreich zu gewinnen. Wir hoffen, dass diese Darstellung auch heuer wieder eine hilfreiche Grundlage für künftige Entscheidungen im Bereich Ökostrom, sei es auf politischer, aber auch auf technischer und wirtschaftlicher Ebene, bieten kann.

Hierbei handelt es sich um den letzten Bericht gemäß § 52 ÖSG. Ab nächstem Jahr wird dieser durch den EAG-Monitoring-Bericht gemäß § 90 EAG ersetzt.



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



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

ZUSAMMENFASSUNG

Die E-Control hat gemäß § 52 Abs 1 Ökostromgesetz 2012 die Erreichung der Ökostromziele laufend zu überwachen. Zu diesem Zweck wird jährlich der Ökostrombericht veröffentlicht. Die Entwicklungen der geförderten Ökostromerzeugung in Österreich und die damit verbundenen Rahmenbedingungen stehen im Mittelpunkt dieses Berichts – Bezugsjahr ist 2020. Dabei werden die folgenden inhaltlichen Komponenten beleuchtet:

- > die Entwicklung von Kosten, Mengen und Unterstützungsausmaß
- > die Zielsetzungen und der aktuelle Grad der Zielerreichung
- > Ausgleichsenergie bzw. Kosten der Abwicklungsstelle
- > Entwicklungen auf europäischer Ebene

Nach einem Anstieg bei der Abnahme von Ökostrom durch die OeMAG im Jahr 2019 kam es 2020 wieder zu einem Rückgang. Nach einem Anteil von 17,7%¹ im Jahr 2019, welcher auf 10.406 GWh gefördertem Ökostrom bei einer Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher von 58.876 GWh basierte, weisen die Zahlen für 2020 einen Anteil von 16,8% aus. Dabei sank der von der OeMAG abgenommene Ökostrom auf 9.549 GWh (-8% verglichen mit 2019) an, wobei die Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher gleichzeitig auf 56.870 GWh gesunken ist.

Nach einem neuen Höchststand 2019 von 6.208 GWh im Bereich Windkraft kam es hier 2020 zu einem Rückgang auf 5.591 GWh, was nunmehr der dritthöchsten Abnahmemenge nach 2019 und 2017 entspricht. Trotz der steigenden Eigenversorgung wurde die abgenommene Menge im Bereich der Photovoltaik um 17% auf 827 GWh gesteigert. Im Bereich der festen Biomasse kam es erneut zu einem Rückgang, wobei dies nicht ausschließlich auf Stilllegungen zurückzuführen ist, sondern Anlagen teilweise abseits des Ökostromgesetzes mittels Bundesländerförderungen weiterbetrieben werden.² Bei Biogas kam es zu einem leichten Anstieg (+9 GWh) und auch bei der Kleinwasserkraft wurden verglichen mit 2019 122 GWh mehr abgenommen.

Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien von 2019 auf 2020 in Bezug auf die zu Grunde liegenden Mengen der OeMAG:

- > Windkraft -10%
- > Photovoltaik +17%
- > Kleinwasserkraft +9%
- > Biomasse fest -31%
- > Biogas +2%

Bei den installierten Leistungen der Erzeugungsanlagen gab es mit Stichtag 31.12.2020 in Summe erneut einen An-

¹ Hinweis: Der Anteil des geförderten Ökostroms errechnet sich aus der erzeugten und von der OeMAG abgenommenen Menge im Vergleich zur Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher (öffentliches Netz) in Österreich.

² Hinweis: Gesamtzahlen zum Ökostrom (also auch abseits der ÖSG-Förderung) werden im Abschnitt „Exkurs Ökostrom generell – mehr als ÖSG 2012“ dargestellt.

stieg. Nach einem Zuwachs von 272 MW im Jahr 2019 waren es zusätzlich 104 MW Ende 2020. Bei der Kleinwasserkraft (-11 MW), der festen Biomasse (-52 MW) und der Windkraft (-53 MW) gab es jeweils Rückgänge, welche durch den Zuwachs bei der Photovoltaik (+221 MW) kompensiert wurden.

Aufgrund der gesunkenen Mengen (bezogen auf die Einspeisung) sank auch das Vergütungsvolumen um 91 Mio. EUR von 1.077 Mio. EUR auf 986 Mio. EUR. Das berechnete Unterstützungsvolumen stieg indes trotz des geringeren Vergütungsvolumens aufgrund des geringeren Marktpreises auf 595 Mio. EUR an (582 Mio. EUR 2019). Für das Jahr 2020 wurde ein durchschnittlicher Marktpreis von 43,57 EUR/MWh angesetzt (nach 50,12 EUR/MWh für 2019).

Von Seiten der OeMAG wurden 49 Mio. EUR an direkten Ausgleichsenergiezahlungen an die Verrechnungsstelle im Jahr 2020 geleistet. Nachdem das Ökostromgesetz eine Abnahmepflicht von zugewiesenem Ökostrom vorsieht, ergeben sich im Falle von zu hohen Prognosen neben den Kosten für die Beschaffung Einnahmen aus der Zuweisung dieser Ausgleichsenergie. Aufgrund des zuvor genannten Effekts von zusätzlichen Einnahmen aus der Zuweisung ergaben sich für das Jahr 2020 aliquote Ausgleichsenergiekosten von 23 Mio. EUR.

GESETZLICHE GRUNDLAGEN IN ÖSTERREICH

Aktuelle Berichtsperiode

Für die Erstellung dieses Berichts waren weiterhin das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012)³ und dessen zugehörige Verordnungen die wesentlichen rechtlichen Grundlagen.

Das ÖSG 2012 regelt

- > welche Technologien gefördert werden (§ 12 ÖSG 2012);
- > die Art und Weise der Förderungen (§ 12, § 13, § 17, § 24, § 25, § 26, § 27 und § 27a ÖSG 2012);
- > die Abwicklung der Antragstellung (§ 7, § 8, § 15, § 15a und § 15b ÖSG 2012);
- > die Höhe des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens und dessen Verteilung über die einzelnen Technologien (§ 23 ÖSG 2012) sowie
- > die Aufbringung der Fördermittel (§ 44 ÖSG 2012).

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 die folgenden Verordnungen erlassen:

- > Ökostrom-Einspeisetarifverordnung
- > Ökostromförderbeitragsverordnung

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

- > Jährliche Festlegung der zuzuweisenden Herkunftsnachweispreise
- > Ausnahme von der Pflicht zur Entrichtung der Ökostrompauschale
- > Kostenbefreiung für einkommensschwache Haushalte

Veränderungen im Bereich des Betriebskostenzuschlags und der aliquoten Ausgleichsenergiekosten werden mittels Gutachten durch die E-Control dokumentiert.

Neben dem ÖSG 2012, als Kernstück der Ökostromförderung, gibt es in Österreich noch eine ganze 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.

³ Anm.: Mit Redaktionsschluss war das EAG noch nicht in Kraft.

Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG

Am 7.7.2021 wurde das Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) BGBl. I Nr. 150/2021 im Nationalrat beschlossen. Neben dem EAG als völlig neuem Gesetz, welche das Ökostromgesetz im Wesentlichen ablöst, wurden auch weitere Gesetzesmaterien wie z. B. das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, das Gaswirtschaftsgesetz 2011 und das E-ControlG adaptiert.

Im Grunde genommen spiegelt das EAG nun größtenteils die wesentlichen Anforderungen der EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen⁴ und die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020⁵ wider. Verglichen mit den Anfängen der Förderung von Strom aus Erneuerbaren sind dies sowohl eine marktbasierende Vergabe der Förderung als auch eine marktbasierende Festlegung der Förderhöhe.

Ziele – § 4 EAG

Das zentrale Ziel des EAGs besteht darin, den Gesamtstromverbrauch im Jahr 2030 national bilanziell zu 100% aus erneuerbaren Quellen zu decken. Um dieses Ziel erreichen zu können, wird angenommen, dass die jährliche Stromerzeugung aus Erneuerbaren bis zum Jahr 2030 um 27 TWh gesteigert werden muss. Dabei sieht das EAG vor, dass diese zusätzlichen Mengen wie folgt aufgebracht werden:

- > 11 TWh aus Photovoltaik
- > 10 TWh aus Wind

- > 5 TWh aus Wasserkraft
- > 1 TWh aus Biomasse

Mittel – § 7 EAG

Für die oben angeführte Zielerreichung werden im arithmetischen Mittel von drei aufeinander folgenden Kalenderjahren maximal 1 Mrd. EUR zur Verfügung gestellt. Sollte dieser Grenzwert überschritten werden, so sind die Mittel der Folgejahre bis zum Jahr 2030 proportional zu kürzen. Wenn durch diese Kürzung die Zielerreichung gefährdet wird, muss die Bundesregierung dem Nationalrat zur Sicherstellung der Zielerreichung eine neue Gesetzesvorlage übermitteln.

Fördersystem

Neben Investitionsförderungen, welche es bereits im ÖSG gab, setzt das EAG zukünftig auf Marktprämien, welche einen Zuschuss zum vermarkteten Strom darstellen und die fixen Einspeisetarife ablösen.

Marktprämien sind für Wasserkraft (§ 10 Abs 1 Z 1 EAG), Wind (§ 10 Abs 1 Z 2 EAG), Photovoltaik (§ 10 Abs 1 Z 3 EAG), Biomasse (§ 10 Abs 1 Z 4 und 6 EAG) und Biogas (§ 10 Abs 1 Z 5 und 7 EAG) vorgesehen. Dabei wird größtenteils zwischen Neuerrichtungen und Erweiterungen bzw. Revitalisierungen unterschieden. Gleichzeitig wurden, wie bisher, Größenklassen für die jeweiligen Technologien festgelegt.

Der anzulegende Wert (vergleichbar mit einem fixen Einspeisetarif) wird mittels Ausschreibung

⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>

⁵ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)&from=DE](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/HTML/?uri=CELEX:52014XC0628(01)&from=DE)

oder Verordnung festgelegt. Um in der Folge die Marktprämie bestimmen zu können, werden vom anzulegenden Wert im Fall von Biomasse und Biogas der Referenzmarktpreis und für die übrigen Technologien der technologie-spezifische Referenzmarktwert abgezogen.

Anlagen müssen weiterhin an das öffentliche (österreichische) Netz angeschlossen sein. Daneben müssen sie zukünftig ferngesteuert regelbar sein und über einen Lastprofilzähler oder ein intelligentes Messgerät verfügen (§ 10 Abs 2 EAG).

§ 54 EAG sieht vor, dass Bestandsanlagen in das neue System wechseln können. Nähere Vorgaben zur Höhe der Marktprämie können mittels Verordnung festgelegt werden.

Investitionszuschüsse sind für Photovoltaikanlagen (bis 1 MWp) und Stromspeicher 60 Mio. Euro jährlich (§ 56 EAG), Wasserkraftanlagen 5 Mio. Euro jährlich (§ 56a EAG), Windkraftanlagen von 20 kW bis 1 MW 1 Mio. Euro jährlich (§ 57 EAG) und neu errichtete Biomasseanlagen bis 50 kW 4 Mio. Euro jährlich (§57a EAG) vorgesehen.

Förderdauer

Die Laufzeit der Förderung beträgt 20 Jahre (§ 16 EAG) ab Inbetriebnahme, wobei für rohstoffabhängige Anlagen Folgeförderungen (§ 52 und § 53 EAG) möglich sind.

Vergabe

Für Photovoltaikanlagen > 10 kW (2. Abschnitt 2. Unterabschnitt EAG), Biomassean-

lagen von 0,5 MWel bis 5 MWel (2. Abschnitt 3. Unterabschnitt EAG) und möglicherweise ab dem Jahr 2024 für Windkraftanlagen (2. Abschnitt 4. Unterabschnitt EAG) sieht das EAG Ausschreibungen vor.

Dabei sollen im Bereich der Photovoltaik 700 MW jährlich (§ 31 Abs 1 EAG) in zwei Runden (§ 31 Abs 2 EAG) ausgeschrieben werden, wobei für Freiflächenanlagen ein Abschlag von 25% (§ 33 Abs 1 EAG) zur Anwendung kommen soll.

Im Bereich der Biomasse sollen jährlich 7,5 MW (§ 36 Abs 1 EAG) in zumindest einer Runde (§ 36 Abs 2 EAG) ausgeschrieben werden.

Für Wind sollen, abhängig von dem Ergebnis eines Evaluierungsberichts, ab 2024 jährlich 400 MW (§ 41 Abs 1 EAG) in mindestens zwei Ausschreibungsrunden (§ 41 Abs 2 EAG) vergeben werden.

Aufbringung

Verglichen mit Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag im ÖSG hat sich der Aufbringungsmechanismus für das EAG nicht wesentlich geändert. Die aufzubringenden Fördermittel sind zukünftig durch die Erneuerbare-Förderpauschale (§ 73 EAG), welche weiterhin alle 3 Jahre neu festzulegen ist, und durch den Erneuerbaren-Förderbeitrag (§ 75 EAG) aufzubringen. Neben der Kostenbefreiung für einkommensschwache Haushalte (§ 72 EAG) soll es zukünftig auch eine zusätzliche Kostendeckelung für Haushalte (§ 72a EAG) geben. Abhängig vom Nettoeinkommen

des Haushalts werden Erneuerbare-Förderpauschale und Erneuerbaren-Förderbeitrag auf 75 Euro jährlich begrenzt.

Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften – EEG

§ 79 Abs 1 EAG beginnt wie folgt: „Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft darf Energie aus erneuerbaren Quellen erzeugen, die eigenerzeugte Energie verbrauchen, speichern oder verkaufen.“

Weiters kann diese im Bereich der Aggregation tätig sein und andere Energiedienstleistungen erbringen, wobei für die Teilnehmer die freie Lieferantenwahl erhalten bleiben muss. Der Hauptzweck einer EEG darf nicht im finanziellen Gewinn liegen und die Teilnahme ist freiwillig, wobei die Teilnahme für Privatunternehmen nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit sein darf. Weitere Information dazu sind im Abschnitt „Energiegemeinschaften“ zu finden.

ENTWICKLUNG ENDVERBRAUCH

Allgemeine Entwicklungen

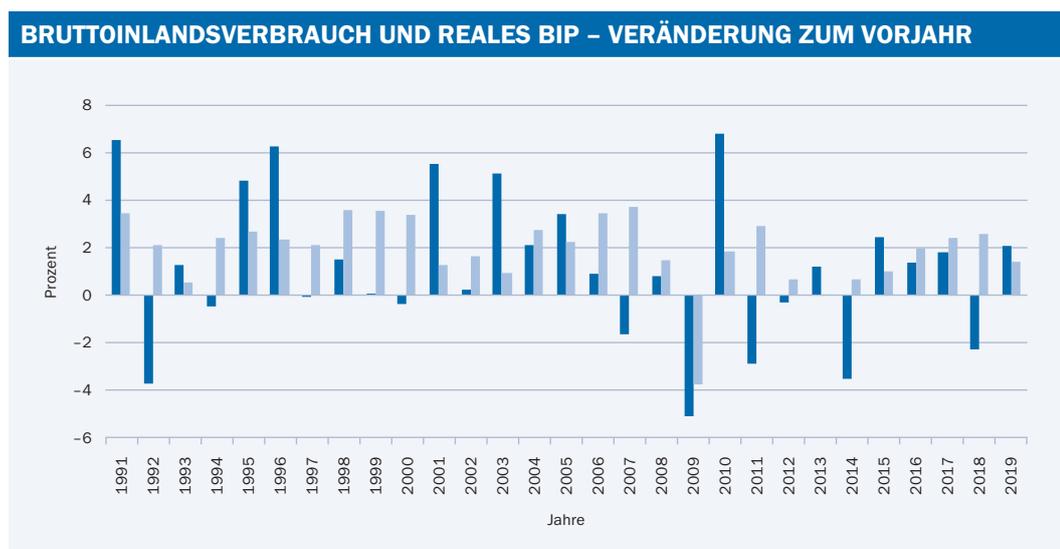
An dieser Stelle werden einige Kennzahlen zum Gesamtenergieverbrauch angeführt. Dabei stellt die Entwicklung des gesamten Energieverbrauches bei der Diskussion über den Anteil von erneuerbaren Energieträgern im Allgemeinen einen wesentlichen Faktor dar.

Wirtschaftswachstum ohne zusätzlichen Energieverbrauch bzw. mit geringerem Energieeinsatz gilt als essenzielles Ziel, was sich in der Bestrebung, das reale BIP und den Bruttoinlandsverbrauch zu entkoppeln, widerspiegelt. Nach 2014 konnte dieses Ziel jedoch nur 2018 erneut erreicht werden (siehe Abbildung 1). Nach einem Rückgang um 2,3% von 2017 auf 2018 stieg der Bruttoinlandsverbrauch um 2,1% auf 1.454 PJ, womit in

etwa der Verbrauch von 2017 (1.458 PJ) erreicht wurde. Gleichzeitig stieg das reale BIP im Jahr 2019 um 1,4%.

Der gesamte energetische Endverbrauch stieg ausgehend von 1.126 PJ in 2018 auf 1.139 PJ im Jahr 2019. Dabei gab es den größten Anstieg im Bereich Dienstleistungen (+3,4%). Den absolut größten Zuwachs im Jahr 2019 gab es im Bereich Verkehr mit 9 PJ. In Abbildung 2 ist der energetische Endverbrauch nach Sektoren für das Jahr 1990 als Basis, sowie die Jahre 2017 bis 2019 als Vergleich dargestellt.

Verglichen mit 1990 hat sich der energetische Endverbrauch des Verkehrs mittlerwei-



■ Bruttoinlandsverbrauch Energie
■ BIP real

Abbildung 1
Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr

Quelle: Statistik Austria, E-Control

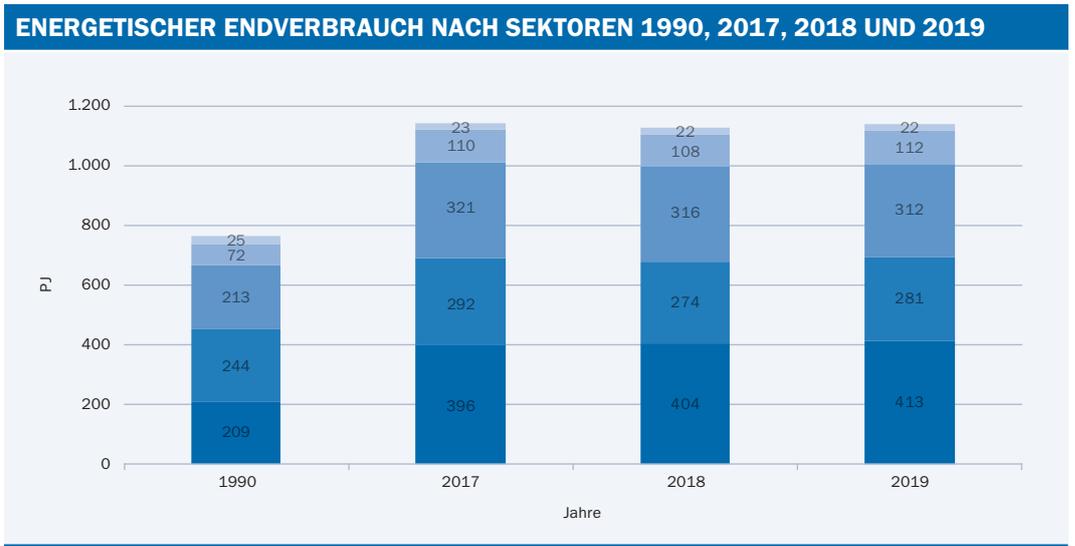


Abbildung 2
Energetischer Endverbrauch nach Sektoren 1990, 2017, 2018 und 2019

Quelle: Statistik Austria, E-Control

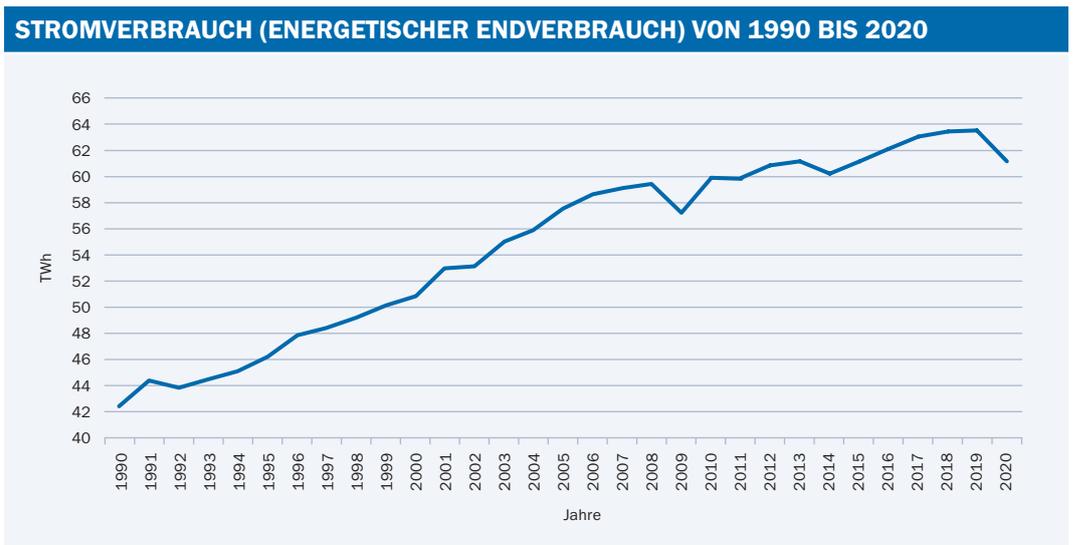


Abbildung 3
Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) von 1990 bis 2020

Quelle: Statistik Austria, E-Control

PROGNOSE ENERGETISCHER ENDVERBRAUCH

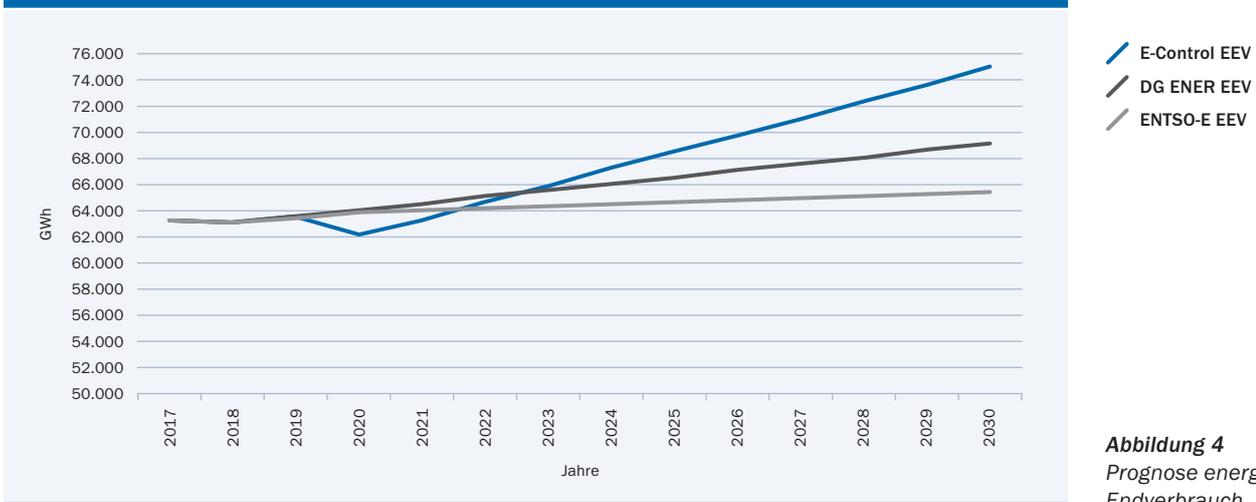


Abbildung 4
Prognose energetischer Endverbrauch

Quelle: Statistik Austria, E-Control

le beinahe verdoppelt, gefolgt vom Bereich Dienstleistungen, welcher um 55% mehr Energie verbraucht als 1990. Einzig und allein im Bereich der Landwirtschaft ging der energetische Endverbrauch um 10% zurück.

In Abbildung 3 ist der gesamte Stromverbrauch (bezogen auf den energetischen Endverbrauch) dargestellt. Dieser lag (gemäß vorläufiger Daten von Statistik Austria mit Stand Juli 2021) im Jahr 2020 bei 61,2 TWh (nach 63,5 TWh 2019). Gleichzeitig betrug der Anteil von Strom am gesamten energetischen Endverbrauch in Österreich 21%. Insgesamt lag der Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) im Jahr 2020 um 44,5% über dem Niveau von 1990. Der Rückgang des Ver-

brauchs im Jahr 2020 kann auf die COVID-19-Krise zurückgeführt werden.

In Abbildung 4 sind Prognosen für die Entwicklung des energetischen Endverbrauchs dargestellt. Es sind drei unterschiedliche Szenarien dargestellt, die alle von einem Anstieg des energetischen Endverbrauchs ausgehen. Am deutlichsten fällt dabei der Anstieg in der Prognose der E-Control aus mit einem Anstieg auf über 74 TWh. Näheres dazu kann im „Monitoring Report Versorgungssicherheit Strom 2020“⁶ gefunden werden.

⁶ <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/MonitoringReportVersorgungssicherheitStrom2020final.pdf>

Anteil Strom aus Erneuerbaren

Nach ersten Auswertungen⁷ lag der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren (inländische Erzeugung) am Verbrauch im Jahr 2020 bei rund 81%. In Abbildung 5 ist die Entwicklung des Inlandsstromverbrauchs inklusive Pumpstrom dargestellt sowie der Anteil von Strom aus Erneuerbaren (gefördertem Ökostrom und Wasserkraft).

In Tabelle 1 ist der Wasserkrafterzeugungskoeffizient der Jahre 2010 bis 2020 dargestellt. Der Rückgang des abgenommenen Stroms im Jahr 2011 kann mit einem vergleichsweise schlechten Wasserjahr begründet werden.

2019 und 2020 waren wiederum bessere Wasserjahre, was sich auch mit den vorigen Ergebnissen deckt.

Ergänzend folgt eine Darstellung der grenzüberschreitenden Strommengen. In Abbildung 6 sind die monatlichen physikalischen Importsalden für 2020 dargestellt. Von Mai bis September gab es jeweils ein Exportplus und in den übrigen Monaten ein Importplus. Dabei wurde im Jänner mit 1.107 GWh die größte Menge importiert und im Juni 2020 mit 770 GWh die größte Menge exportiert.

WASSERKRAFTERZEUGUNGSKOEFFIZIENT 2010 BIS 2020											
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Jänner	0,90	1,21	1,30	1,35	0,96	1,30	0,81	0,70	1,48	1,19	0,90
Februar	0,83	0,98	0,98	1,23	0,95	0,89	1,31	0,93	1,11	1,13	1,34
März	1,01	0,81	1,28	1,06	0,92	0,90	0,90	1,08	0,87	1,30	1,06
April	0,78	0,76	1,03	1,11	0,93	1,03	0,96	0,84	1,18	1,11	0,84
Mai	0,96	0,68	1,01	1,11	1,02	1,07	0,94	0,93	1,01	1,01	0,85
Juni	1,02	0,86	1,04	0,97	0,87	0,97	1,07	0,78	0,91	1,10	0,96
Erstes Halbjahr (nicht mit Strommengen gewichtet)	0,92	0,88	1,11	1,14	0,94	1,03	1,00	0,88	1,10	1,14	0,99
Juli	0,93	0,87	1,04	0,92	0,92	0,77	1,09	0,87	0,75	0,84	1,01
August	1,09	0,92	0,91	0,79	1,10	0,76	1,10	1,09	0,66	0,88	1,06
September	1,16	0,90	1,19	1,05	1,31	0,81	0,98	1,26	0,81	0,85	1,15
Oktober	0,96	1,13	1,24	1,15	1,16	0,99	0,95	1,09	0,73	0,85	1,33
November	1,10	0,78	1,33	1,40	1,32	0,79	1,07	1,18	0,82	1,10	1,11
Dezember	1,13	0,84	1,24	1,00	1,00	0,80	0,82	1,14	1,04	1,00	0,94
Jahr (mit Strommengen gewichtet)	0,99	0,88	1,11	1,07	1,03	0,92	1,00	0,98	0,93	1,02	1,03

Tabelle 1
Wasserkrafterzeugungskoeffizient 2010 bis 2020

Quelle: E-Control

⁷ Aufgrund statistischer Nachberechnungen kann sich dieser Wert in weiterer Folge noch leicht verändern.

ANTEIL STROM AUS ERNEUERBAREN (IM INLAND ERZEUGT) AM ENDVERBRAUCH

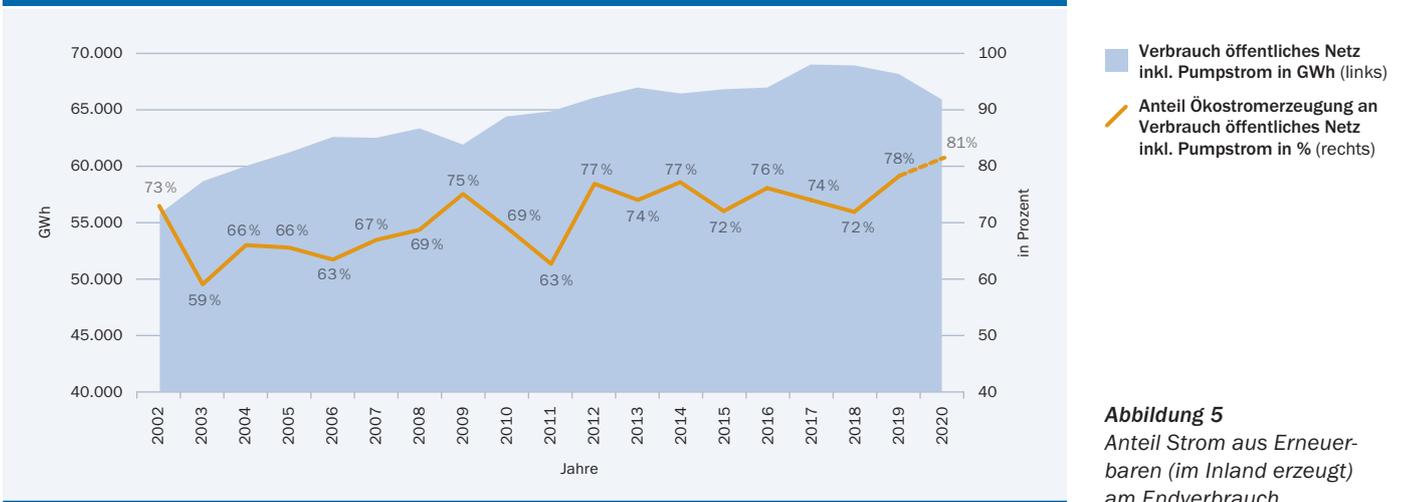


Abbildung 5
Anteil Strom aus Erneuerbaren (im Inland erzeugt) am Endverbrauch

Quelle: E-Control

PHYSIKALISCHE IMPORTSALDEN NACH NACHBARSTAATEN



Abbildung 6
Physikalische Importsalden nach Nachbarstaaten

Quelle: E-Control

Erneuerbare abseits vom ÖSG

Basierend auf Daten der Statistik Austria werden die Anteile der anrechenbaren Erneuerbaren gemäß EU-Richtlinie Erneuerbare Energien 2009/28/EG im Elektrizitätssektor und im Bereich Wärme und Kühlen in Abbildung 7 dargestellt. Der österreichische Elektrizitätssektor ist von erneuerbaren Erzeugungstechnologien geprägt und auch in der Fernwärmeerzeugung spielen diese eine wichtige Rolle. Der Anteil anrechenbarer Erneuerbarer stieg im Bereich Stromerzeugung von 74,2% (2018) auf 75,1% im Jahr 2019, wobei er im Bereich Wärme und Kühlen im selben Zeitraum von 34,2% auf 33,8% gesunken ist.

An dieser Stelle sei erneut angemerkt, dass in Abbildung 5 nicht die Berechnungen laut der EU-Richtlinie zugrunde liegen. Um eine Prognose für 2020 erstellen zu können und entsprechende Vergleichswerte zu haben, wird in Abbildung 5 die Erzeugung aus Erneuerbaren laut veröffentlichter E-Control-Statistik dem Verbrauch aus dem öffentlichen Netz inkl. Pumpstrom gegenübergestellt.

In Abbildung 8 wird der Anteil der anrechenbaren Erneuerbaren in den einzelnen Sektoren und deren Entwicklung seit 2011 dargestellt. Den niedrigsten Anteil im Jahr 2019 weist mit 9,8% der Verkehrssektor auf, den höchsten mit 52,6% der Dienstleistungssektor auf.

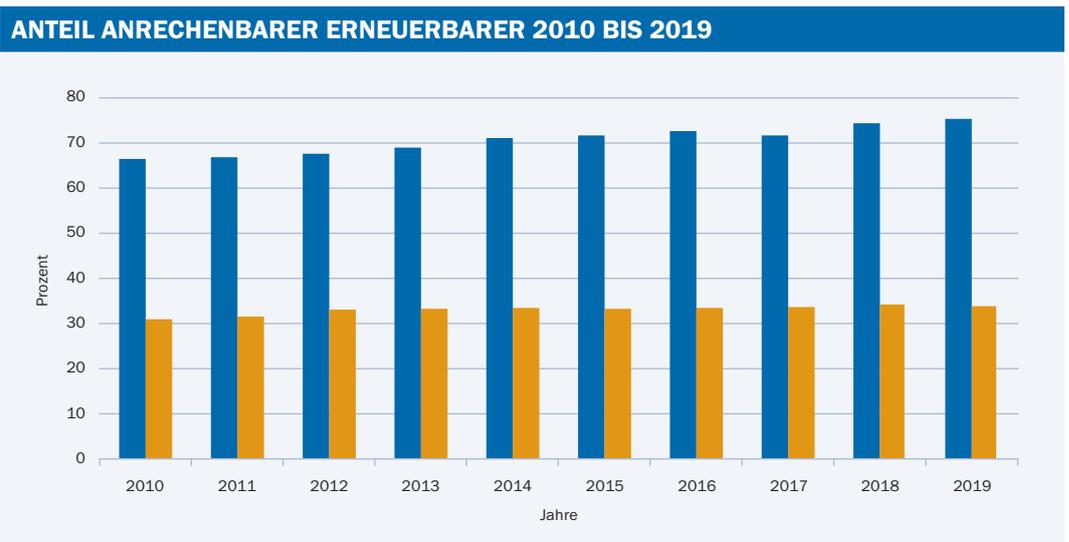
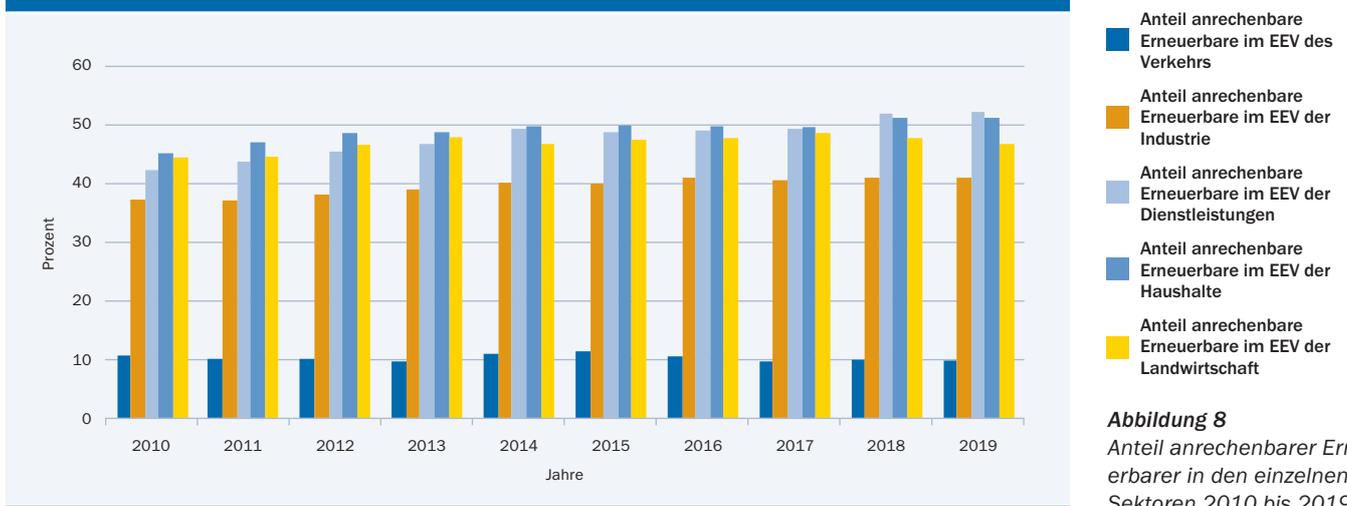


Abbildung 7
Anteil anrechenbarer Erneuerbarer 2010 bis 2019

Quelle: Statistik Austria

ANTEIL ANRECHENBARER ERNEUERBARER 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 8
Anteil anrechenbarer Erneuerbarer in den einzelnen Sektoren 2010 bis 2019

Quelle: Statistik Austria

tor, gefolgt von den Haushalten mit 51,1%. Grundsätzlich kam es zu keinen größeren Veränderungen in den vergangenen Jahren, die auf systematische Anpassungen hindeuten würde.

In Abbildung 9 wurden der energetische Endverbrauch Strom, die erneuerbare Gesamtstromproduktion (basierend auf der Systematik der Erneuerbaren-EU-Richtlinie) und der geförderte Ökostrom im Jahr 2019 (10.406 GWh) ins Verhältnis gesetzt. Laut Statistik Austria belief sich dabei:

- > der Bruttoinlandsverbrauch auf 403.854 GWh
- > der energetische Endverbrauch

(EEV) Strom auf 63.512 GWh

- > die erneuerbare Gesamtstromproduktion auf 55.592 GWh

Der energetische Endverbrauch Strom hat 15,7% des Bruttoinlandsverbrauchs im Jahr 2019 ausgemacht. Aufgrund des hohen Anteils von erneuerbarem Strom am energetischen Endverbrauch Strom (87,5%) macht sich dies im Verhältnis zum Bruttoinlandsverbrauch bemerkbar. Dieser Anteil belief sich auf 13,8%. Betrachtet man den geförderten Ökostrom, für den im Jahr 2019 über 1 Mrd. EUR an Einspeisetarifen ausbezahlt wurden bzw. ein Unterstützungsvolumen von 582 Mio. EUR, so machte dieser 2,6% vom Bruttoinlandsverbrauch aus.

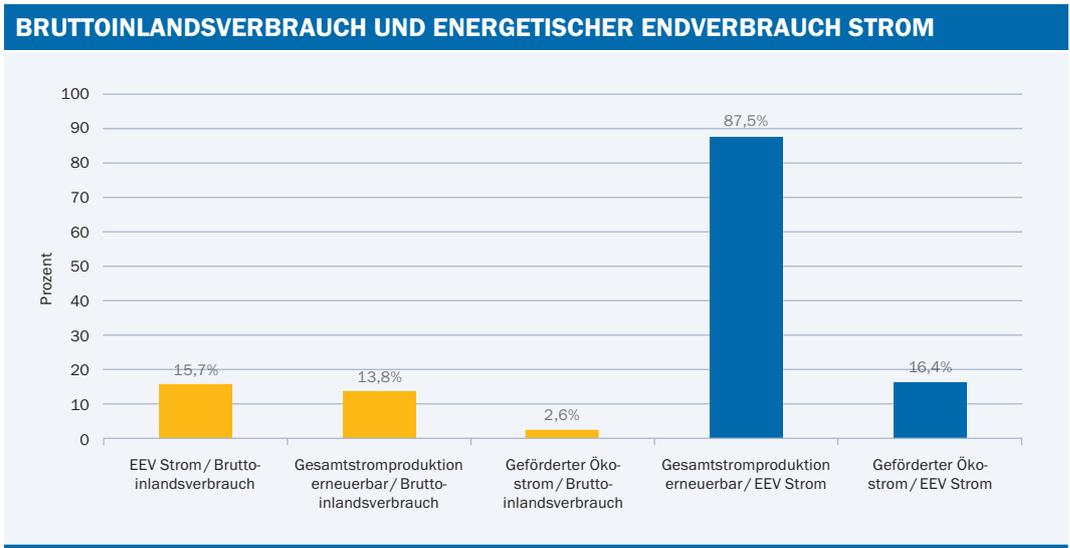


Abbildung 9
 Anteile am Bruttoinlandsverbrauch und dem energetischen Endverbrauch Strom 2019

Quelle: Statistik Austria

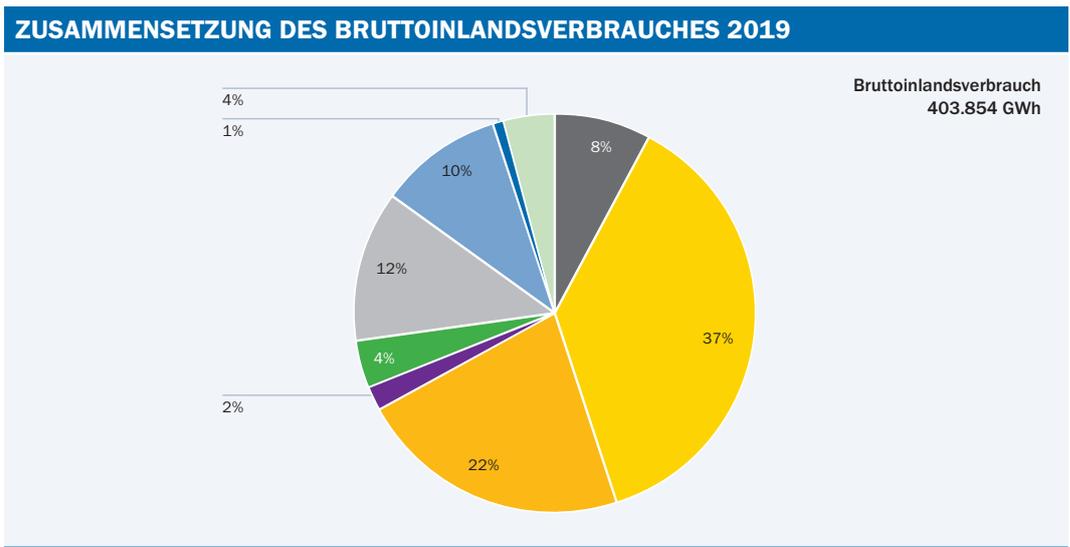


Abbildung 10
 Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches 2019

Quelle: Statistik Austria, E-Control

In Abbildung 10 ist weiters die Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches aus dem Jahr 2019 dargestellt. Der Bruttoinlandsverbrauch belief sich auf 395.381 GWh und wurde dabei zu 67% (272.610 GWh) durch Erdöl, Erdgas und Kohle bzw. durch jeweilige Produkte dieser Kategorien abgedeckt, was nach 263.068 GWh im Jahr 2018 einen Anstieg um 4% bedeutet. Wie bereits in den vorigen Grafiken dargestellt, ist auch hier zu erkennen, dass vor allem im Verkehr bzw. Wärmebereich weiterhin die größten Potenziale vorhanden sind.

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 2020 dargestellt. Es wird auf Aspekte der CO₂-Vermeidung eingegangen, um so einen wesentlichen Nutzen des Ökostromausbaus hervorzuheben. Weiters werden die

mittels Investitionszuschüsse 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.

Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG

ANTEIL AM ENDVERBRAUCH, GWH, MW, ANZAHL

Der Anteil von durch die OeMAG abgenommenem Ökostrom ging im Jahr 2020 auf 16,8% zurück, nachdem dieser im Jahr 2019 auf 17,7% gestiegen war (siehe Abbildung 11). Dieser Rückgang ergab sich trotz einer gesunkenen Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher (von 58.876 GWh in 2019 auf 56.870 GWh in 2020), welche als Basis für die Berechnung des Anteils dient. Wie in den vergangenen Jahren hatte die Windkraft den größten Anteil an der Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher, wobei dieser Anteil von 10,54% (im Jahr 2019) auf 9,83% fiel. Wie folgend ersichtlich, ging die geringere Menge jedoch nicht mit einem Rückgang der kontrahierten installierten Leistung einher. Dieser Zuwachs wird deutlich von der PV getragen, welche

geringer Volllaststunden und somit eine geringere Erzeugung hat.

Seit 2003 kam es sechsmal zu einem Rückgang der abgenommenen Menge, wobei diese zwischen 2011 und 2017 durchgehend gestiegen ist. Dieser Anstieg war von einem Zuwachs bei der Windkraft getrieben und nachdem es 2018 zu einem deutlichen Rückgang im Bereich der Windkraft kam, konnte dieser auch durch andere Technologien nicht ausgeglichen werden. Dabei gilt anzumerken, dass 2017 ein überdurchschnittlich gutes Windjahr war. Für 2019 ergab sich wiederum ein anderes Bild. Die Windkraft konnte deutlich auf 6,2 TWh zulegen (+1.147 GWh), gefolgt von der Photovoltaik, welche 2019 bei 707 GWh (+87 GWh) stand. Im Gegensatz dazu kam es 2020 erneut zu einem Rückgang in der abgenommenen Windmenge,

ANTEIL DES GEFÖRDERTEN ÖKOSTROMS AM ENDVERBRAUCH



Abbildung 11
Anteil des geförderten Ökostroms⁸ am Endverbrauch 2003 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

VON DER OEMAG ABGENOMMENE ÖKOSTROMMENGEN

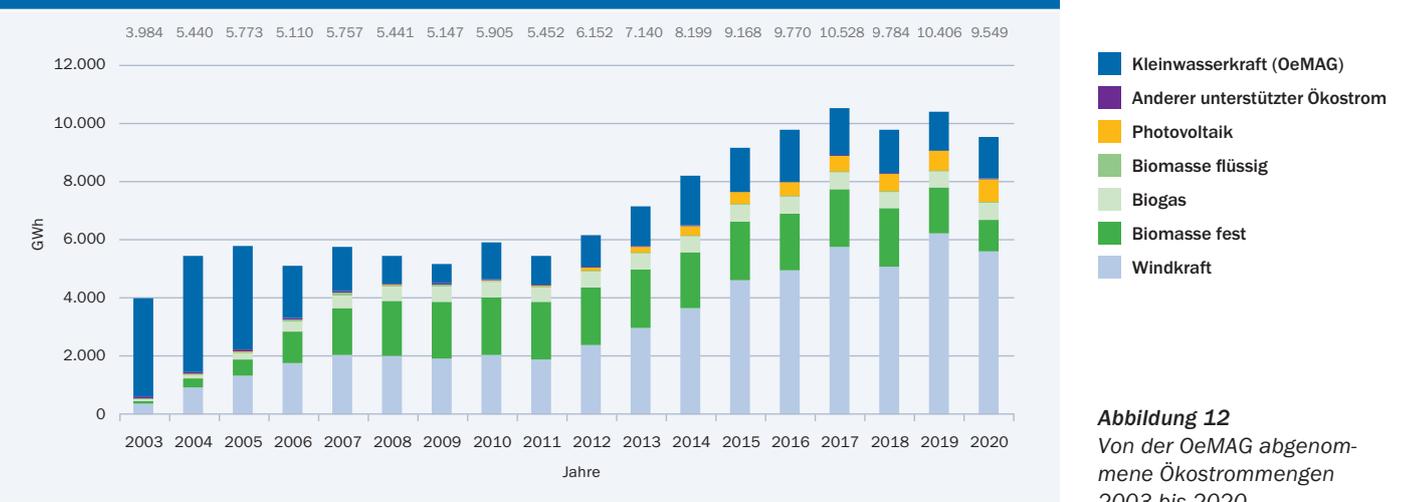


Abbildung 12
Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

⁸ Anmerkung: Es sind alle Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis auf Basis des ÖSG mit der OeMAG stehen, erfasst. Somit auch alle jene Anlagen bzw. Einspeisemengen, die von der OeMAG zu Marktpreis abgenommen werden. Darin nicht enthalten sind Energiemengen für den Eigenverbrauch – also Anlagen, die zwar einen Vertrag mit der OeMAG haben, aber sich nicht die gesamte Energie vergüten lassen, sondern einen Teil selbst verbrauchen (Stichworte: „Überschusseinspeiser bei PV“ oder „Industrieanlagen“). Dies gilt für alle folgenden Darstellungen in diesem Abschnitt.

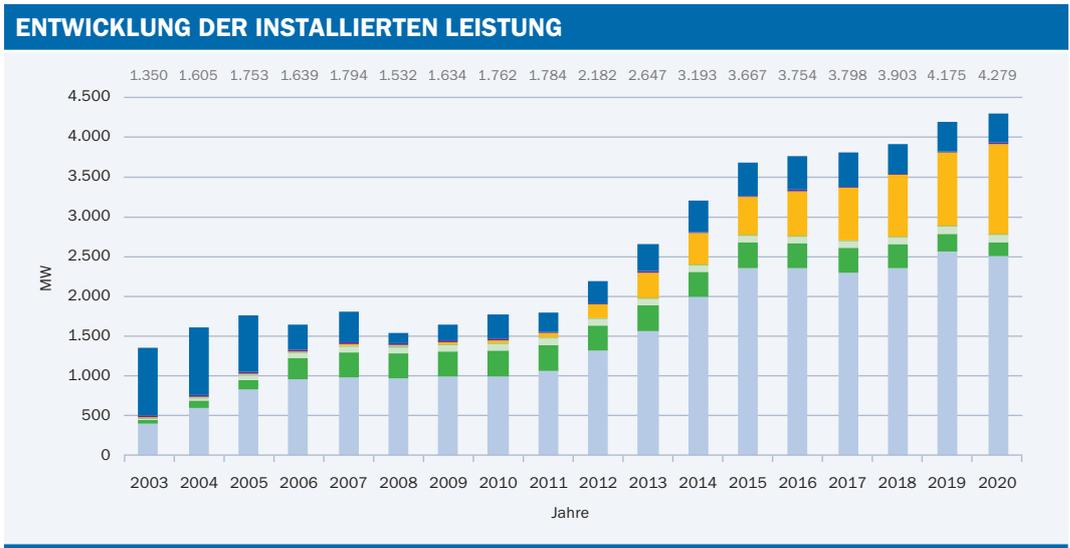


Abbildung 13
Entwicklung der installierten Leistung im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

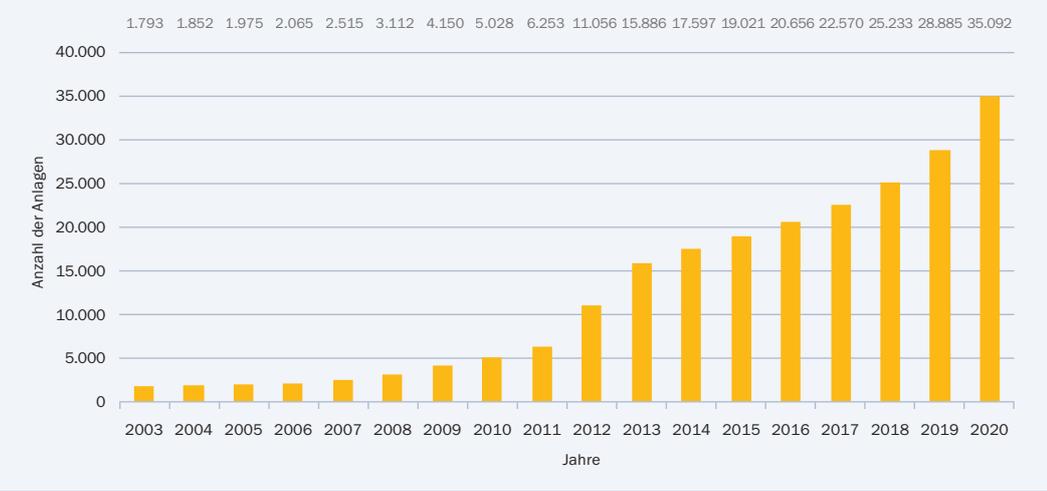
welche vergleichbar mit dem Jahr 2018 ist (siehe Abbildung 12). Vor allem im Bereich feste Biomasse kam es 2020 zusätzlich zu einem deutlichen Rückgang, wobei durch die OeMAG neben dem ÖSG 517 GWh aufgrund Biomasseförderung-Grundsatzgesetz vermarktet werden.

Bezüglich der installierten Leistung ergibt sich ein ähnliches Bild wie in den Jahren 2015 bis 2018. In Summe ergab sich ein Anstieg um 104 MW, wobei dieser Anstieg 2020 ausschließlich auf die Photovoltaik zurückzuführen ist. Diese Entwicklung ist in Abbildung 13 dargestellt. Erstmals seit 2017 gab es hier im Bereich der Windkraft einen Rückgang um 53 MW, gefolgt von der festen

Biomasse mit einem Rückgang von 52 MW. Dabei werden 98 MW basierend auf dem Biomasseförderung-Grundsatzgesetz von der OeMAG abseits des ÖSG vermarktet. Im Bereich der Windkraft sind auch aufgrund des Wartelistenabbaus und vorgezogener Fördermittel deutliche Mengen an installierter Leistung, welche noch nicht gebaut wurde, vorhanden. Der Anstieg der Leistung im Bereich der Photovoltaik, verbunden mit der gesunkenen abgenommenen Menge, verdeutlicht die immer stärkere Bedeutung des Eigenverorgungsanteils.

In Summe über alle Technologien stieg die kontrahierte Leistung von 4.175 MW im Jahr 2019 auf 4.279 MW im Jahr 2020.

ANZAHL DER PV-ANLAGEN



■ Photovoltaik

Abbildung 14
Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

ANZAHL DER ANLAGEN (exkl. PV)



- Kleinwasserkraft (OeMAG)
- Geothermie
- Deponie- und Klärgas
- Biomasse flüssig
- Biomasse fest
- Biogas
- Windkraft

Abbildung 15
Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

VERGLEICH DER WICHTIGSTEN KENNZAHLEN DER ANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNIS MIT DER OEMAG 2020 UND 2019						
Energieträger	Installierte Leistung in MW	Einspeisemenge in GWh	Anzahl Anlagen	Vergütung netto in Mio. €	Geförderter Ökostrom-Einspeisanteil in % der Gesamtabgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
2020					1)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	358	1.455,7	1.860	81,0	2,6%	5,56
Sonstige Ökostromanlagen	3.921	8.092,9	36.008	905,1	14,2%	11,18
Windkraft	2.495	5.590,8	463	510,4	9,8%	9,13
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	177	1.094,7	130	136,7	1,9%	12,49
Biomasse gasförmig *)	85	570,5	278	99,6	1,0%	17,45
Biomasse flüssig	0	0,1	9	0,0	0,00%	5,30
Photovoltaik	1.149	826,9	35.092	158,1	1,45%	19,11
Deponie- und Klärgas	14	9,7	34	0,4	0,02%	4,50
Geothermie	1	0,1	2	0,0	0,00%	3,98
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	4.279	9.548,6	37.868	986,1	16,8%	10,33
2019					2)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	368	1.333,6	1.877	78,7	2,3%	5,90
Sonstige Ökostromanlagen	3.806	9.072,6	29.805	998,6	15,4%	11,01
Windkraft	2.548	6.207,7	447	564,5	10,5%	9,09
Biomasse fest inkl. Abfall mhBA	228	1.581,8	138	195,4	2,7%	12,35
Biomasse gasförmig *)	86	561,4	283	97,6	1,0%	17,38
Biomasse flüssig	1	0,2	14	0,0	0,00%	6,16
Photovoltaik	928	707,3	28.885	140,3	1,20%	19,84
Deponie- und Klärgas	14	14,0	36	0,8	0,02%	5,59
Geothermie	1	0,2	2	0,0	0,00%	5,25
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	4.175	10.406,2	31.682	1.077,3	17,7%	10,35

Tabelle 2
Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2020 und 2019

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 56.870 GWh für das Gesamtjahr 2020 (Stand 07/2021)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 58.876 GWh für das Gesamtjahr 2019 (Stand 07/2021)

Quelle: OeMAG, E-Control – vorläufige Werte, Stand Juli 2021

Die Entwicklung der Anzahl der Anlagen war auch 2020 durch die Photovoltaik getrieben. Dabei waren im Jahr 2020 um 6.207 mehr PV-Anlagen bei der OeMAG unter Vertrag als 2019 (siehe Abbildung 14). Die Entwicklung der Anzahl der übrigen Technologien ist in Abbildung 15 dargestellt.

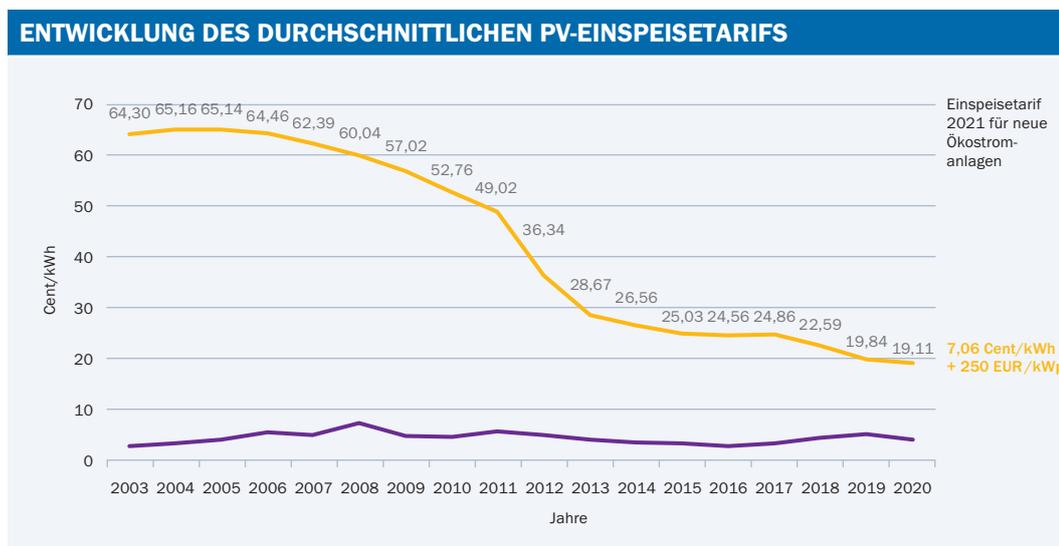
In Tabelle 2 werden nochmals die einzelnen Werte für Ausbau, Leistung, Einspeisemengen und Vergütung des Jahres 2020 zusammengefasst und 2019 gegenübergestellt.

DURCHSCHNITTliche EINSPEISETARIFE

In Abbildung 16 und Abbildung 17 wird der Verlauf der durchschnittlichen Einspeisetarife

von 2003 bis 2020 dargestellt. Die durchschnittlichen Einspeisetarife errechnen sich aus dem Vergütungsvolumen pro Technologie geteilt durch die jeweils unterstützte Menge. Etwaige Zuschläge sind bei dieser Berechnung inkludiert.⁹ Dazu zählt auch der Anteil des Investitionszuschusses, der in Kombination mit dem Einspeisetarif im Bereich der Photovoltaik gewährt wird.

Bei der Photovoltaik kam es erneut zu einem Rückgang, welcher auf dem Ende der Tarifaufzeit von Altanlagen mit deutlich höheren Einspeisetarifen und auf einer Vielzahl an neuen Anlagen mit deutlich geringeren Einspeisetarifen beruht.



Photovoltaik
Marktpreis

Abbildung 16
Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

⁹ Hierbei handelt es sich um die gesamte von der OeMAG abgenommene Menge. Somit ist auch jener Anteil inkludiert, der zum Marktpreis vergütet wird. Die Zuschläge beziehen sich auf Biogas, wobei von 2009 bis 2011 der Rohstoffkostenzuschlag und ab 2012 der Betriebskostenzuschlag ausbezahlt wurde.

- Biogas
- Biomasse fest
- Windkraft
- Kleinwasserkraft
- Marktpreis

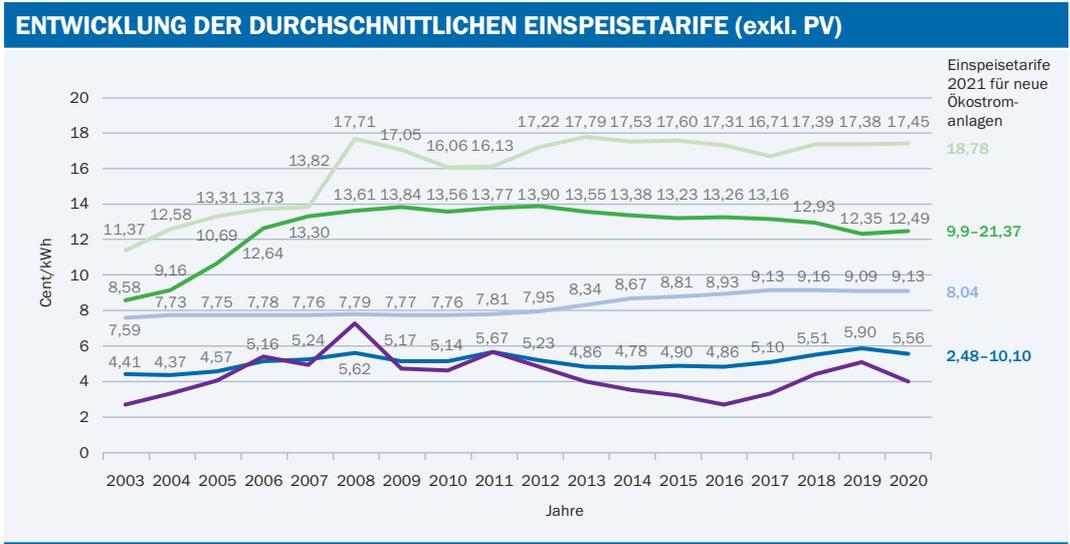


Abbildung 17
Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

CO₂-VERMEIDUNG DURCH GEFÖRDERTEN ÖKOSTROM

Ein Eckpunkt der Förderung von Strom aus Erneuerbaren ist die Vermeidung von CO₂. Sie stellt den zentralen Nutzen und Beitrag zur Energie- und Klimapolitik dar. Die Berechnungen aus dem letzten Ökostrombericht wurden hier erneut durchgeführt bzw. aktualisiert.

Ausgehend davon, dass bei der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren kein CO₂ anfällt bzw. die Erzeugung beim Einsatz von biogenen Energieträgern CO₂-neutral ist, wurde diese einem Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk (GuD-Anlage) bzw. einem Braunkohlekraftwerk gegenübergestellt. Dabei wurde für die Berechnungen angenommen, dass bei der

Erzeugung in einer GuD-Anlage 0,44 t CO₂ pro MWh anfallen und in einem Braunkohlekraftwerk 1,025 t CO₂ pro MWh.

In Summe wurden im Jahr 2020 von der OeMAG 9.549 GWh Strom abgenommen. Ausgehend von den oben angeführten Parametern konnten dadurch 4,2 Mio. t (verglichen mit Strom aus GuD-Anlagen) bis 9,8 Mio. t CO₂ (verglichen mit Strom aus Braunkohlekraftwerken) vermieden werden. Laut Klimaschutzbericht 2020¹⁰ des Umweltbundesamtes betragen im Jahr 2018 die Treibhausgas-Emissionen Österreichs 79,0 Mio. t CO₂-Äquivalent (nach 82,26 Mio. t CO₂-Äquivalent im Jahr 2017). Die Messeinheit CO₂-Äquivalent berücksichtigt neben CO₂ als solchem

¹⁰ Siehe: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/rep0738.pdf>

auch andere Treibhausgase wie z. B. Methan (CH₄). Legt man die Mengen des geförderten Ökostroms von 2020 auf das CO₂-Äquivalent von 2018 um, so ergeben diese erneut eine CO₂-Reduktion von ungefähr 5 bis 11%.

Von der OeMAG wurden von 2003 bis inkl. 2020 in Summe 128.706 GWh Strom abgenommen. In Summe konnten so 57 (verglichen mit Strom aus GuD-Anlagen) bis 132 Mio. t CO₂ (verglichen mit Strom aus Braunkohlekraftwerken) vermieden werden.

Ausgehend von den durchschnittlichen Einspeisetarifen und einem durchschnittlichen Marktpreis¹¹ von 39,93 EUR/MWh im Jahr 2020, wurden einzelne Technologien mit oben angeführten GuD-Anlagen und Braun-

kohleanlagen verglichen. Vom durchschnittlichen Einspeisetarif wurde der Marktpreis abgezogen, was wiederum in etwa dem Förderbedarf entspricht. In Abbildung 18 sind die sich daraus ergebenden Bandbreiten dargestellt. Vergleicht man jene Kleinwasserkraft-Anlagen, welche einen Vertrag mit der OeMAG haben, mit einem Braunkohlekraftwerk und bezieht man den Mehrwert rein auf die CO₂-Vermeidung, so würde diese 48 EUR/t CO₂ ausmachen. Verglichen mit der GuD-Anlage wären es 111 EUR/t CO₂. Für die Bandbreite der EU Emission Allowances¹² wurde die Preisspanne 2020 herangezogen.

Die angeführte Betrachtung bezog sich ausschließlich auf den von der OeMAG abgenommenen Ökostrom. Wenn man an dieser Stelle

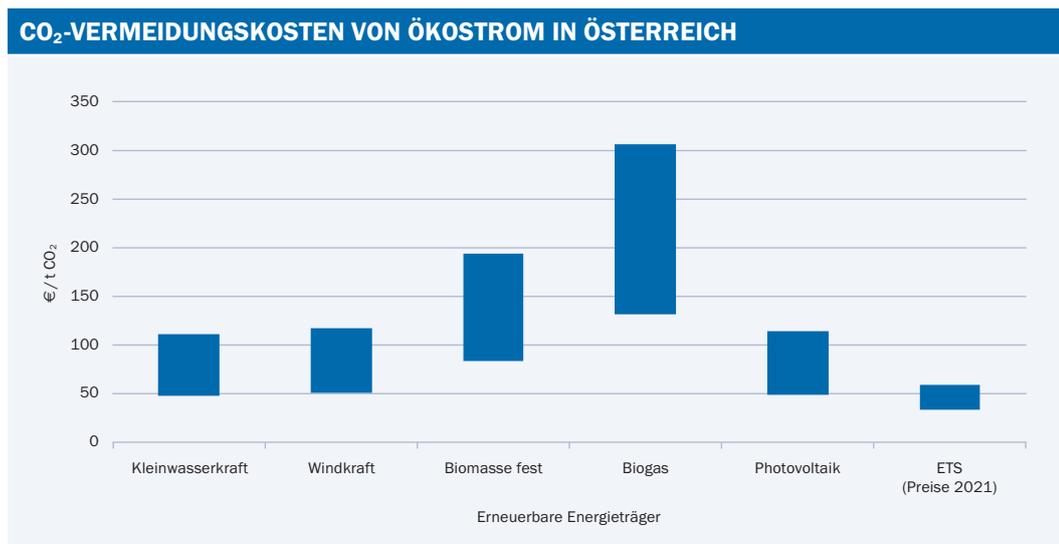


Abbildung 18
CO₂-Vermeidungskosten von Ökostrom in Österreich

Quelle: E-Control

¹¹ Basierend auf dem Durchschnitt des quartalsweise veröffentlichten Marktpreises laut § 41 Abs 1 ÖSG 2012

¹² <https://www.eex.com/en/markets/environmental-markets/emissions-auctions>

bereits auf den nächsten Abschnitt vorgeht, dann ist zu sehen, dass im österreichischen System bereits weit mehr vergleichbarer Ökostrom (mittlere und große Wasserkraft sind nicht inkludiert) enthalten ist. Würde man diese Ökostrommenge von 16 TWh heranziehen und dieselbe Systematik anwenden, dann ergäbe sich in Summe eine CO₂-Reduktion von ungefähr 8 bzw. 17% gegenüber Strom aus den eingangs definierten GuD-Anlagen bzw. Braunkohlekraftwerken.

EXKURS ÖKOSTROM GENERELL – MEHR ALS ÖSG 2012

An dieser Stelle wird eine Auswertung der verfügbaren Daten aus der HKN-Datenbank¹³ durchgeführt. Dies erfolgt, um jene Ökostrommengen abschätzen zu können, die über die geförderten Mengen der OeMAG hinausgehen. Hier kann es zu Abweichungen hinsichtlich der von der OeMAG gemeldeten Anlagen kommen. Rohstoffabhängige Anlagen¹⁴ mit gemischter Einspeisung wurden von dieser Betrachtung ausgenommen, da hier eine Abgrenzung der Leistung auf erneuerbar bzw. nicht erneuerbar nicht ohne weiteres möglich ist. Gleichzeitig kann es bei der installierten Leistung weitere Unschärfen geben. Die installierte Leistung ist für die eingetragenen

Anlagen auf Monatsbasis vorhanden. Aufgrund der großen Anzahl an Anlagen wurde bei der Zusammenstellung auf den maximalen Leistungswert pro Zählpunkt zurückgegriffen. Würde z. B. die Leistung im Laufe des Jahres 2020 für einen Zählpunkt aus irgendeinem Grund reduziert werden, so scheint dies bei dieser Auswertung nicht entsprechend auf, da der maximale 12-Monatswert herangezogen wurde.

In Abbildung 19 ist die Leistung der Anlagen im Jahr 2020 und in Abbildung 20 der eingespeiste Strom gegenübergestellt. Der deutlichste Unterschied ist weiterhin bei der Kleinwasserkraft zu erkennen. Die OeMAG hatte laut Daten der HKN-Datenbank 368 MW Kleinwasserkraft im Jahr 2020 unter Vertrag, wobei jedoch laut Datenbank aus 1.367 MW (nach 1.413 MW 2019) Strom geliefert wurde. Bei der Photovoltaik waren um 390 MW (389 MW 2019) und bei der Windkraft 720 MW (615 MW 2019) mehr Anlagen in der Datenbank registriert, als der OeMAG zugeordnet waren.

In Abbildung 21 wird wiederum, basierend auf der HKN-Datenbank, die oben angeführte Leistung für die Jahre 2019 und 2020 ver-

¹³ Sämtliche Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, sind gesetzlich dazu verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile ihrer Stromerzeugung dem Endkunden zur Kenntnis zu bringen. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert ausschließlich auf sogenannten Nachweisen. Die Energie-Control Austria ist die zuständige Stelle für die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Nachweisen und für die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung in Österreich.

Gem. § 10. Abs 1 Ökostromgesetz 2012 administriert die Energie-Control Austria die Stromnachweisdatenbank. In dieser Datenbank werden die klassischen Prozesse Erzeugung, Handel und Konsum bzw. Entwerten von Nachweisen für die Stromkennzeichnung abgebildet. Jede MWh, die in das öffentliche Netz eingespeist wird, erhält einen elektronischen Nachweis, der zur Kennzeichnung von Stromlieferungen an Endkunden eingesetzt werden kann.

¹⁴ z. B. das Kraftwerk Dürnrohr

STROM AUS GEFÖRDERTEN ANLAGEN UND ANLAGEN AUS DER HKN-DATENBANK

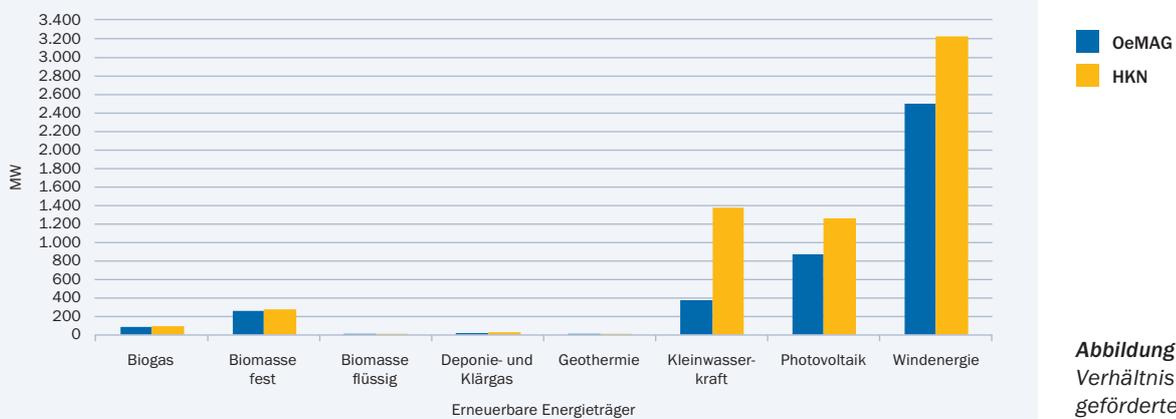


Abbildung 19
Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank

Quelle: E-Control

STROM AUS GEFÖRDERTEN ANLAGEN UND ANLAGEN AUS DER HKN-DATENBANK

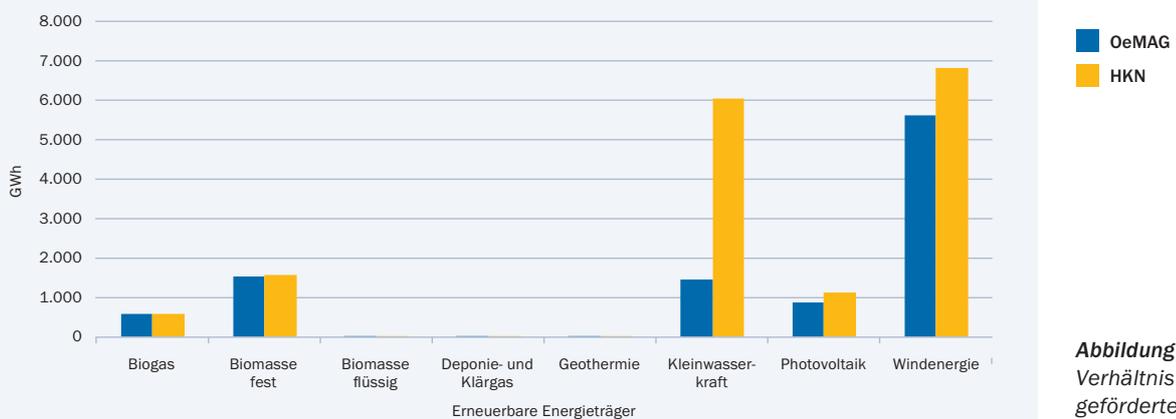


Abbildung 20
Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank

Quelle: E-Control

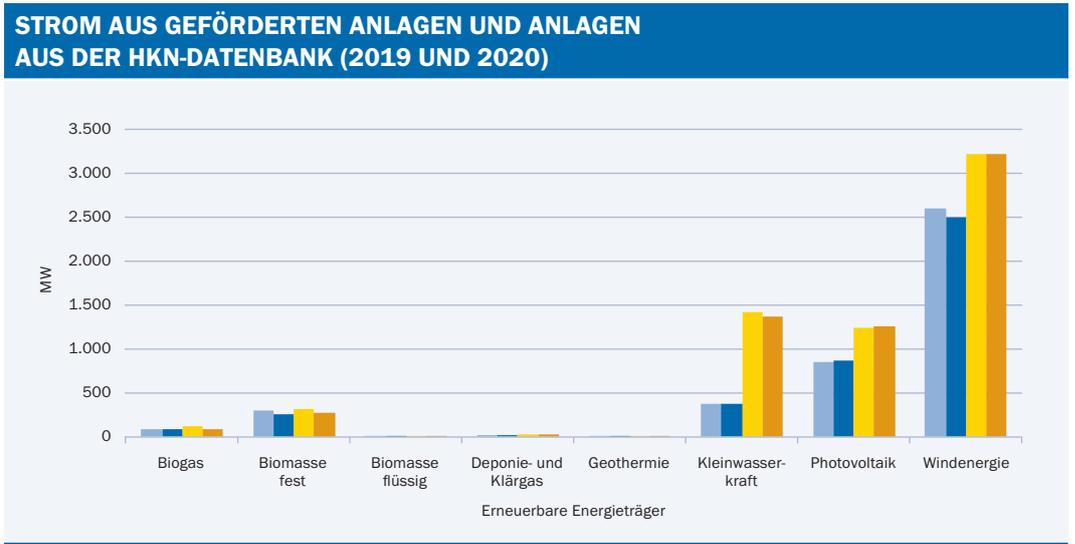


Abbildung 21
 Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank (2019 und 2020)

Quelle: E-Control

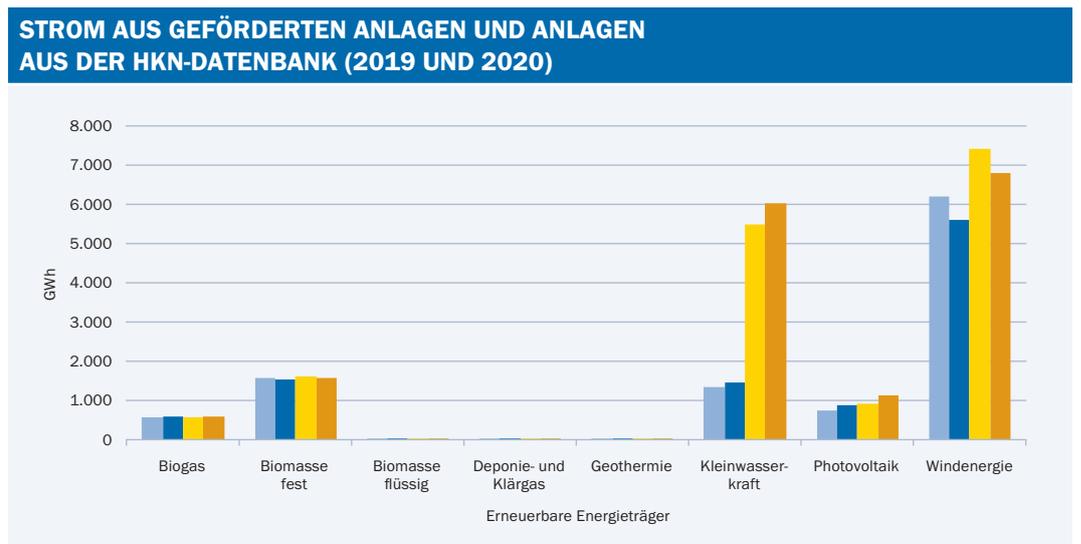


Abbildung 22
 Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank (2019 und 2020)

Quelle: E-Control

glichen. Deutlich ersichtlich ist, dass auch bei der Windenergie und Photovoltaik immer mehr Leistung abseits der OeMAG besteht.

In Abbildung 22 wird die abgenommene Strommenge in GWh betrachtet. Hier kam es 2020 im Bereich der Windkraft zu einem allgemeinen Rückgang der Produktion trotz gleichbleibender Leistung, wenn man die HKN-Daten betrachtet. Bei der Kleinwasserkraft gab es trotz geringerer installierter Leistung einen Zuwachs der Mengen.

Betrachtet man den abgenommenen Strom des Jahres 2020, so wurden laut Datenbank für die OeMAG 10.018 GWh Nachweise generiert. Insgesamt wurden aber 16.076 GWh Herkunftsnachweise für Ökostromanlagen generiert. Die für die OeMAG generierten

Nachweise würden einem Anteil von 17,6% an der Abgabe an Endverbraucherinnen und -verbraucher entsprechen. Zieht man den Wert aus der HKN-Datenbank heran, so würde der gesamte Ökostrom sogar auf einen Anteil von 28,3% (nach 27,2% im Jahr 2019) kommen.

Ergänzend zu den vergangenen Jahren wurde auch die Verteilung über die Bundesländer genauer analysiert. Unter den eingangs angeführten Einschränkungen wurde in Tabelle 3 die installierte Leistung und in Tabelle 4 die Anzahl der Anlagen pro Bundesland dargestellt – wiederum bezogen auf die Gesamtwerte aus der HKN-Datenbank.

Weiters wurde eine Auswertung nach den eingetragenen Förderungen der HKN-Datenbank

INSTALLIERTE LEISTUNG PRO BUNDESLAND LAUT HKN-DATENBANK – 2020

in kW	Biogas	Biomasse fest	Biomasse flüssig	Deponiegas	Geothermie	Kleinwasserkraft bis 10 MW	Photovoltaik	Windenergie	Gesamt
Burgenland	7.765	31.350	0	0	0	1.786	50.457	1.138.360	1.229.719
Kärnten	3.975	60.041	198	450	0	169.694	122.639	1.360	358.355
Niederösterreich	31.100	56.897	158	0	0	98.725	398.875	1.710.354	2.296.108
Oberösterreich	14.143	40.824	10	4.864	665	133.977	360.048	47.275	601.805
Salzburg	5.240	19.790	0	0	0	181.405	60.206	10	266.651
Steiermark	14.089	18.766	16	600	250	378.871	308.500	259.100	980.191
Tirol	3.253	26.120	0	2.104	0	322.729	86.641	35	440.883
Vorarlberg	3.589	2.445	80	0	0	79.993	91.780	0	177.887
Wien	400	24.400	0	920	0	6.395	39.127	7.375	78.617
Gesamt	83.553	280.632	461	8.938	915	1.373.575	1.518.274	3.163.868	6.430.215

Tabelle 3

Installierte Leistung (in kW) pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2020

Quelle: E-Control

ANZAHL DER ANLAGEN PRO BUNDESLAND LAUT HKN-DATENBANK – 2020

Anzahl der Anlagen	Biogas	Biomasse fest	Biomasse flüssig	Deponiegas	Geothermie	Kleinwasserkraft bis 10 MW	Photovoltaik	Windenergie	Gesamt
Burgenland	19	10	0	0	0	17	4.583	289	4.918
Kärnten	23	22	1	1	0	319	6.109	2	6.477
Niederösterreich	85	28	3	0	0	516	38.134	250	39.016
Oberösterreich	60	18	1	2	1	603	28.763	13	29.461
Salzburg	15	10	0	0	0	250	2.922	1	3.198
Steiermark	36	33	2	1	1	578	15.658	23	16.332
Tirol	14	11	0	2	0	472	4.215	5	4.719
Vorarlberg	27	5	2	0	0	136	8.232	0	8.402
Wien	1	1	0	1	0	4	2.406	5	2.418
Gesamt	280	138	9	7	2	2.895	111.022	588	114.941

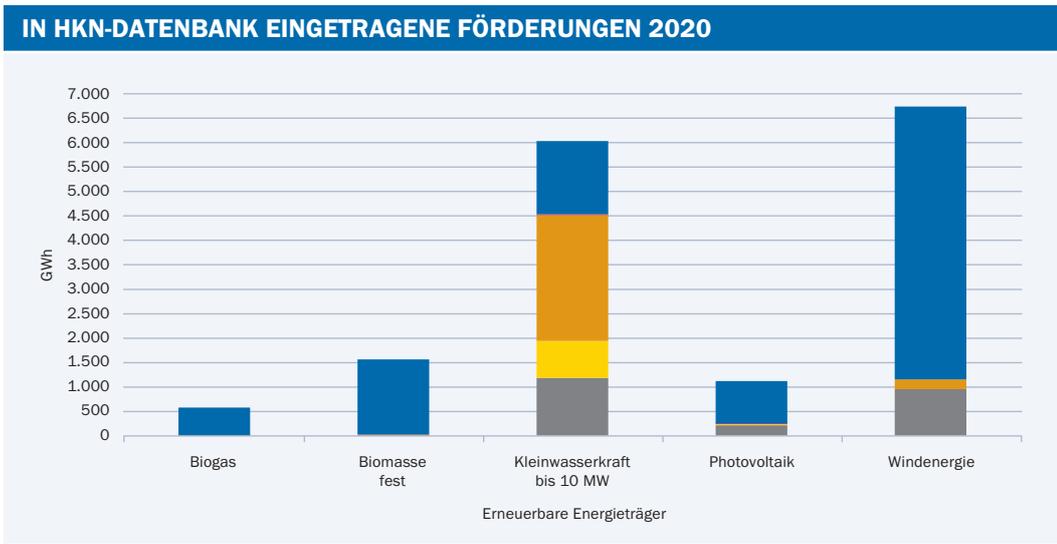
Tabelle 4

Anzahl der Anlagen pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2020

Quelle: E-Control

durchgeführt. Diese ist in Abbildung 23 zu finden. Von der OeMAG abgenommener Strom wird generell als Produktionsförderung in die Datenbank gemeldet. Bei den Anlagen, welche unter „Förderung unbekannt“ vermerkt sind, handelt es sich hauptsächlich um Anlagen, die nach dem Ende der regulären Tariflaufzeit aus dem Fördersystem gefallen sind. Bei der Kleinwasserkraft gibt es einen großen Anteil an Anlagen, die „keine Förderung“ als Merkmal haben. Dies bedeutet, dass diese Anlagen zumindest seit Erfassung in der Datenbank keine Förderung zur Errichtung oder zum Betrieb erhalten haben, aber es bedeutet nicht, dass diese Anlagen keinerlei Förderungen erhalten haben.

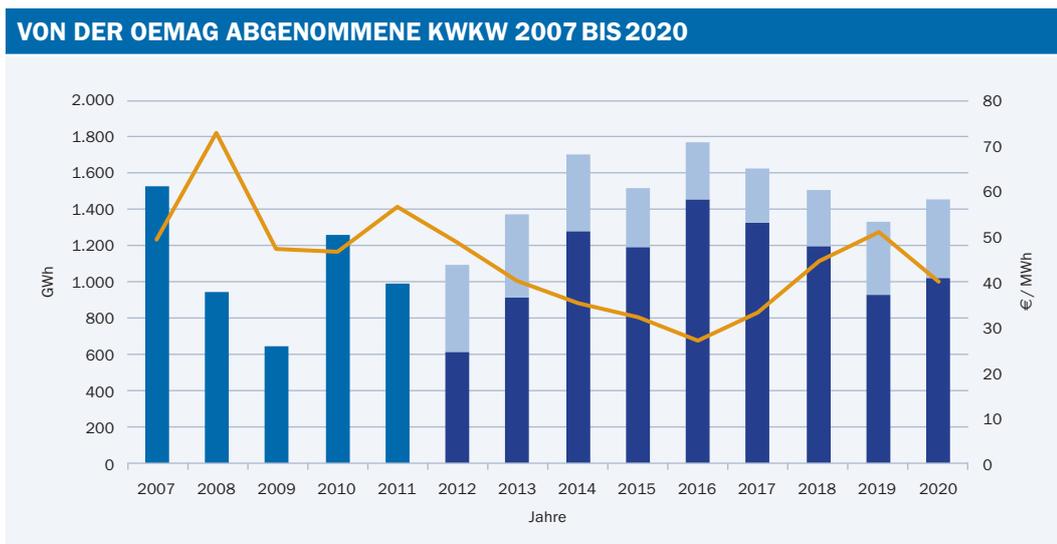
Im Zuge dessen wurde erneut die Zusammensetzung des von der OeMAG abgenommenen Stroms aus Kleinwasserkraft näher betrachtet. In Abbildung 24 wurde der Verlauf von 2007 bis 2020 dargestellt, wobei aufgrund der Datenbasis für die Jahre 2012 bis 2020 eine Aufspaltung nach der Förderart vorgenommen wurde. In Summe wurden im Jahr 2020 30% des Stroms der Kleinwasserkraftanlagen, welche mit der OeMAG einen Vertrag haben, zum Marktpreis laut § 41 Abs 1 ÖSG 2012 vergütet. Die abgenommene Menge stieg von 1.332 GWh 2018 auf 1.456 GWh. Dabei ist der zum Marktpreis abgenommene Anteil von 405 GWh auf 434 GWh angestiegen und lag somit bei 30% der gesamten abgenommenen Menge.



- Produktionsförderung
- kombinierte Invest- und Produktionsförderung
- keine Förderung
- Investförderung
- Förderung unbekannt

Abbildung 23
In HKN-Datenbank eingetragene Förderungen 2020

Quelle: E-Control



- KWKW OeMAG
- KWKW MP
- KWKW Tarif
- Marktpreis (rechts)

Abbildung 24
Von der OeMAG abgenommene KWKW 2007 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

Das Vergütungsvolumen

Das Vergütungsvolumen entspricht der Summe der gesamten ausbezahlten Einspeisetarife für den geförderten Ökostrom. Darin ist der Marktwert des geförderten Ökostroms inkludiert. Seit 2003 hat sich das Vergütungsvolumen ungefähr verfünffacht. 2020 kam es nach 2009, 2011 und 2018 zum vierten

Mal zu einem Rückgang des Vergütungsvolumens, welcher jeweils auf einem Rückgang der abgenommenen Menge basiert (siehe Abbildung 25). Insgesamt lag der Wert 2020 bei 986 Mio. EUR, wobei der Rückgang auf geringere Windkraft- und Biomassemengen zurückzuführen ist.

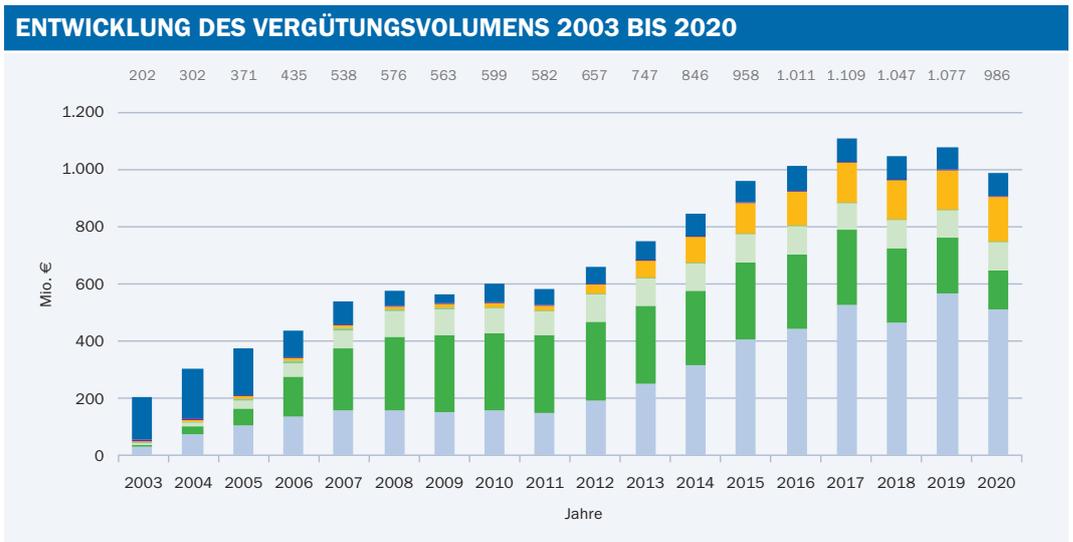


Abbildung 25
Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

Das Unterstützungsvolumen

In Abbildung 26 wird erneut der Zusammenhang zwischen Unterstützungsvolumen und Vergütungsvolumen beispielhaft dargestellt. Das Unterstützungsvolumen zuzüglich des Marktwertes und abzüglich der Aufwendungen¹⁵ für Ausgleichsenergie, administrativer und finanzieller Aufwendungen 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

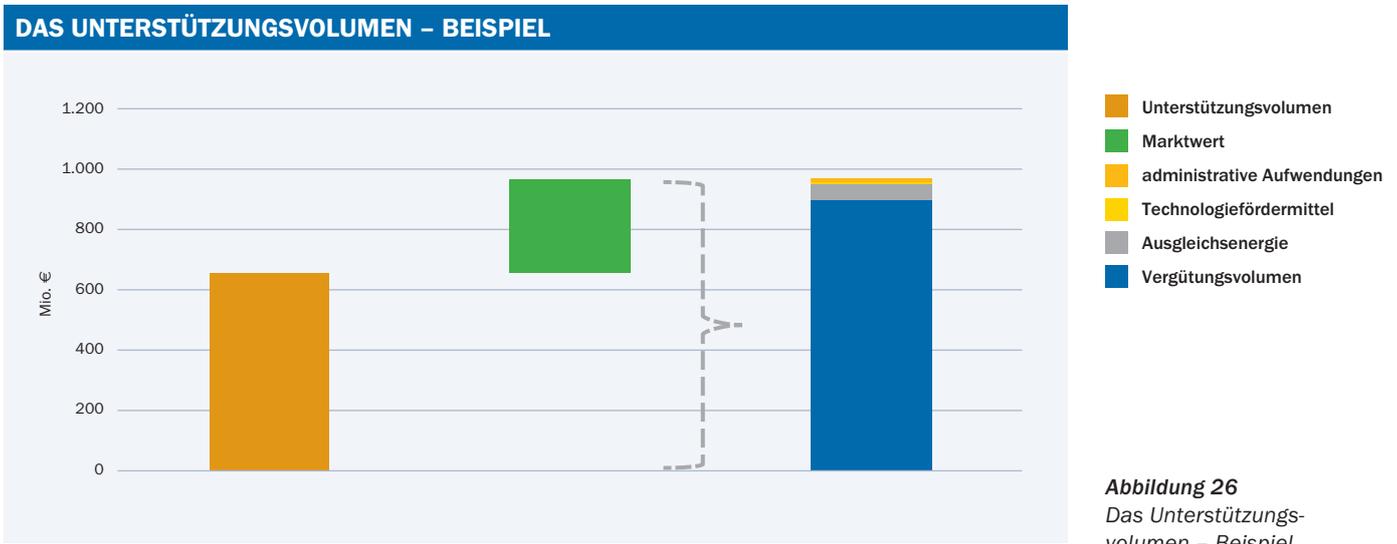


Abbildung 26
Das Unterstützungsvolumen – Beispiel

Quelle: E-Control

¹⁵ Anmerkung: Dabei handelt es sich um Kosten, die bei der Förderstelle aufgrund der Abwicklung anfallen und welche von Endverbraucherinnen und -verbrauchern zu tragen sind.

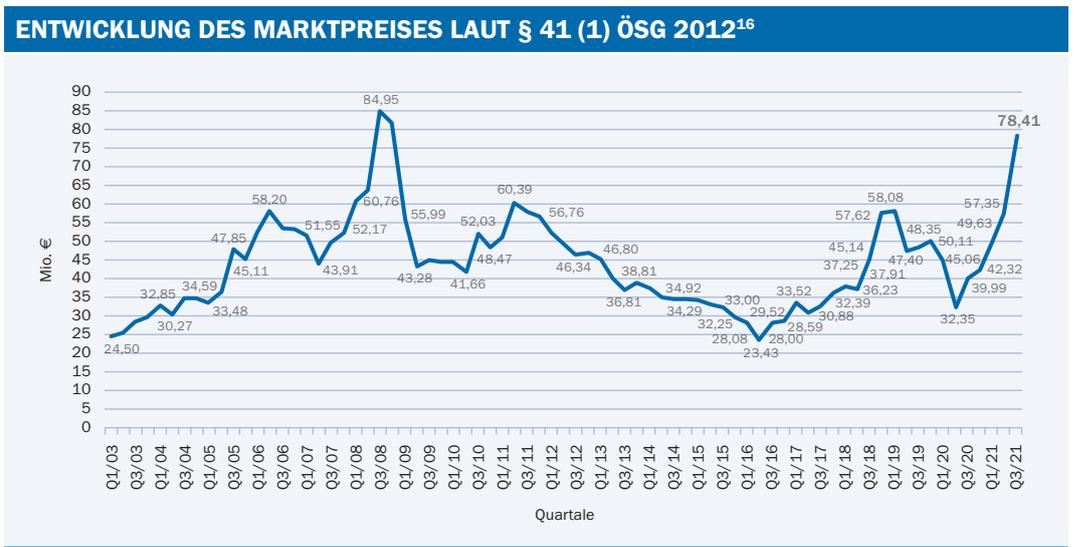


Abbildung 27
Entwicklung des
Marktpreises laut
§ 41 (1) ÖSG 2012¹⁶

Quelle: E-Control

ein durchschnittlicher Marktpreis verwendet. 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 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 78,41 EUR/MWh im dritten Quartal 2021 (siehe Abbildung 27). Dieser Anstieg kann auf einen Anstieg der CO₂- und Brennstoffpreise zurückgeführt werden.

Die Entwicklung des Unterstützungsvolumens und dessen Zusammensetzung seit dem Jahr 2003 ist in Tabelle 5 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 ei-

¹⁶ 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 2020



Abbildung 28
Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2020

Quelle: OeMAG, E-Control

ENTWICKLUNG DES UNTERSTÜTZUNGSVOLUMENS 2003 BIS 2020 SOWIE PROGNOSE FÜR 2021

in Mio. €	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Marktpreis	2,57	3,06	3,79	5,21	5,11	6,43	5,91	4,58	5,35	5,21	4,51	3,68	3,37	2,86	3,07	3,86	5,01	4,36	5,29
Windkraft	24	50	75	71	74	42	49	78	56	83	154	248	333	367	403	287	265	279	280
Biomasse fest	16	26	43	87	156	142	160	184	171	179	196	195	209	212	207	186	119	91	150
Biogas	17	18	25	32	51	61	60	63	58	68	65	77	81	83	79	78	70	76	71
Biomasse flüssig	1	2	3	5	10	4	3	3	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Photovoltaik	8	8	8	8	8	9	11	13	17	32	67	82	96	110	127	117	106	123	115
Anderer unterstützter Ökostrom	3	3	2	1	3	1	1	2	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe „Sonstiger“ Ökostrom	70	108	155	205	303	259	284	343	304	362	485	602	720	773	816	669	560	569	617
Kleinwasserkraft (OeMAG)	69	77	67	-7	12	-7	-4	7	4	1	16	30	35	47	44	33	22	26	31
Summe unterstützter Ökostrom	139	184	223	198	315	252	280	350	308	363	501	631	755	820	860	702	582	595	648

Tabelle 5
Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2020 sowie Prognose für 2021

Quelle: OeMAG/Öko-BGVs, E-Control

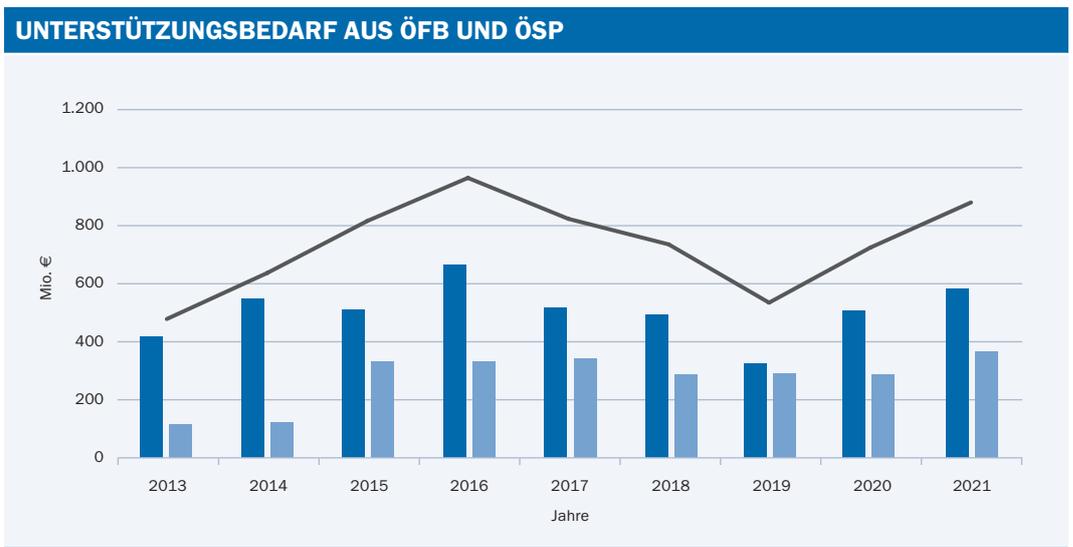


Abbildung 29
Unterstützungsbedarf aus ÖFB und ÖSP

Quelle: OeMAG, E-Control

nem durchschnittlichen Marktpreis und den eingespeisten Mengen.

Für das erste Halbjahr 2021 ergibt sich ein durchschnittlicher Marktpreis von 5,3 Cent/kWh. Basierend auf diesen 5,3 Cent/kWh und einer ersten Prognose von Ende 2020, die von einem Anstieg der abgenommenen Menge ausgegangen ist, würde sich für das Jahr 2021 ein Anstieg des Unterstützungsvolumens auf 648 Mio. EUR ergeben. Ausgehend von einem weiteren Anstieg des Marktpreises im dritten Quartal auf 78,41 EUR/MWh ist zu erwarten, dass das

tatsächliche Unterstützungsvolumen für 2021 unter dem oben errechneten (auf Basis des durchschnittlichen Marktpreises des ersten Halbjahres) liegen wird.

Im Vergleich dazu ist in Abbildung 29 dargestellt, welche Mittel die OeMAG aufgrund der jeweiligen Ökostromförderbeitrags- bzw. Ökostrompauschaleverordnung jährlich eingehoben hat (inkl. einer Prognose für das Jahr 2021). An dieser Stelle ist zu erwähnen, dass die Finanzierung des Fördersystems rollierend ist. Etwaige Überhänge werden entsprechend im Folgejahr eingepreist.

Investitionszuschüsse der OeMAG

Das Ökostromgesetz sieht neben der Produktionsförderung mit Einspeisetarifen auch noch Investitionszuschüsse als Fördermechanismus vor. Diese Investitionszuschüsse gelten für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen sowie Anlagen auf Basis von Ablauge und ab 2018 auch für Photovoltaik und Stromspeicher. Außerhalb der Möglichkeiten des Ökostromgesetzes besteht für Ökostromanlagenbetreiber die Möglichkeit einer Unterstützung über Bundesländerförderprogramme sowie über andere Umweltförderprogramme.

Zum Stand der Investitionszuschüsse für Kleinwasserkraftanlagen durch die OeMAG ist festzuhalten, dass seit dem Inkrafttreten des bundeseinheitlichen Ökostromgesetzes bis zum 30.06.2021 für 333 neu errichtete Kleinwasserkraftanlagen Investitionszuschüsse in Höhe von 218 Mio. EUR und für 96 revitalisierte Anlagen im Ausmaß von 16 Mio. EUR gewährt wurden. Im Zuge der Endabrechnung von insgesamt 346 Anlagen kam es zu Betragskürzungen in einer Summe von 14 Mio. EUR. Weitere 14 Anträge für

INVESTITIONSFÖRDERUNG KLEINWASSERKRAFT							
Status per 30.6.2021	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	433	347.011	1.439,96	4.150	217,96	147,92	9,85
abgewiesen/zurückgezogen	86	50.948	218,17		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	14	15.242	71,63		0,00	0,00	0,00
genehmigt	58	67.501	293,94		56,51	0,00	9,85
genehmigt - endabgerechnet	275	213.320	856,21		161,45	147,92	0,00
Revitalisierung	159	78.882	191,51	2.428	16,43	7,40	0,16
abgewiesen/zurückgezogen	57	30.206	69,68		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	6	6.494	12,85		0,00	0,00	0,00
genehmigt	25	22.072	54,29		8,30	0,00	0,16
genehmigt - endabgerechnet	71	20.110	54,69		8,13	7,40	0,00
Gesamt	592	425.893	1.631,47		234,40	155,33	10,01
bereits genehmigt	429	323.003	1.259,14		234,40	155,33	10,01
Betragskürzungen/Endabrechnung	346				-14,26		
Fördermittelzusicherung netto					220,13		

Tabelle 6
Investitionsförderung Kleinwasserkraft

Quelle: OeMAG

Neuanlagen und 6 Anträge für revitalisierte Anlagen lagen zu diesem Zeitpunkt dem Beirat zur Begutachtung vor (siehe auch Tabelle 6). Im Vergleich zur letztjährigen Auswertung wurden 30 Projekte (20 Mio. EUR) neu genehmigt. Im Falle von Revitalisierungen entspricht die Angabe der Engpassleistung (geplante EPL in kW) der Gesamtleistung nach Revitalisierung.

Bei der Mittleren Wasserkraft wurden mit Stand 30.6.2021 für den Neubau von 11 Mittleren Wasserkraftanlagen 62 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt, bei den Revitalisierungen wurden für 2 Anlagen 1,82 Mio. EUR gewährt (Tabelle 7). Final end-

abgerechnet wurden inzwischen 7 Anlagen, damit wurde die Fördermittelzusicherung um einen Betrag von 1,41 Mio. EUR korrigiert. Im Vergleich zur letztjährigen Auswertung wurde 3 Projekte (23 Mio. EUR) neu genehmigt.

In Tabelle 8 ist eine Simulation zum Fördererfolg der Investitionszuschüsse für Wasserkraft dargestellt. Der Ausbau und die Abrechnung 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

INVESTITIONSFÖRDERUNG MITTLERE WASSERKRAFT							
Status per 30.6.2021	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	979,51	4.555	62,23	31,43	4,20
abgewiesen/zurückgezogen	4	49.302	225,15		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	0	0	0,00		0,00	0,00	0,00
genehmigt	5	70.844	335,96		29,42	0,00	4,20
genehmigt – endabgerechnet	6	94.910	418,39		32,81	31,43	0,00
Revitalisierung	4	58.498	78,65	1.344	1,82	1,08	0,00
abgewiesen/zurückgezogen	1	13.140	29,83		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	1	16.523	17,18		0,00	0,00	0,00
genehmigt	1	12.498	12,29		0,71	0,00	0,00
genehmigt – endabgerechnet	1	16.337	19,35		1,11	1,08	0,00
Gesamt	19	273.554	1.058,16		64,05	32,51	4,20
bereits genehmigt	13	194.589	786,00		64,05	32,51	4,20
Betragskürzungen/Endabrechnung	7				-1,41		
Fördermittelzusicherung netto					62,64		

Tabelle 7
Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft

Quelle: OeMAG

FÖRDEREFFEKT INVESTITIONSZUSCHÜSSE WASSERKRAFT

EPL (MW) - Zuwachs kumuliert															PROGNOSE Nachlaufeffekte *)				
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	
Kleinwasserkraft (genehmigt)	3	22	44	79	101	133	163	199	207	213	228	245	255	276	290	290	292	292	
Kleinwasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Summe Zuwachs Kleinwasserkraft	3	22	44	79	101	133	163	199	207	213	228	245	255	276	290	290	292	292	
Mittlere Wasserkraft (genehmigt)	0	16	16	35	55	67	81	96	96	96	96	132	132	132	146	146	169	169	
Mittlere Wasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7	7	7	7	
Summe Zuwachs Mittlere Wasserkraft	0	16	16	35	55	67	81	96	96	96	96	132	132	132	152	152	175	175	
Summe Zuwachs Kleine und Mittlere Wasserkraft (MW)	3	37	60	114	156	200	244	295	304	310	325	377	387	408	442	442	468	468	

*) Aufgrund der Umsetzungsfrist von bis zu 3 Jahren ab Vertragsabschluss (Verlängerungsmöglichkeit +2 weitere Jahre), werden die vollen Effekte der Fördermittel bis inkl. Jahr 2020 teilweise erst später wirksam.

Tabelle 8

Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG KRAFT-WÄRMEKOPPLUNG

Status per 30.6.2021	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. €
Fernwärme	11	1.425.212	1.246,99	875	37,40	34,93	0,00
abgewiesen/zurückgezogen	1	2.200	1,35		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	0	0	0,00		0,00	0,00	0,00
genehmigt	1	24.500	8,01		2,12	0,00	0,00
genehmigt - endabgerechnet	9	1.398.512	1.237,63		35,28	34,93	0,00
Prozesswärme	18	214.121	372,84	1.741	21,55	13,50	0,00
abgewiesen/zurückgezogen	5	41.944	30,47		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	0	0	0,00		0,00	0,00	0,00
genehmigt	5	48.599	183,48		7,75	0,00	0,00
genehmigt - endabgerechnet	8	123.578	158,90		13,80	13,50	0,00
Gesamt	29	1.639.333	1.619,83		58,94	48,44	0,00
bereits genehmigt	23	1.595.189	1.588,02		58,94	48,44	0,00
Betragskürzungen/Endabrechnung	17				-0,64		
Fördermittelzusicherung netto					58,30		

Tabelle 9

Investitionsförderung Kraft-Wärmekopplung

Quelle: OeMAG

Effekte der Fördermittel teilweise erst später wirksam werden. Aus diesem Grund wurde von Seiten OeMAG eine Prognose der Entwicklung bis 2025 erstellt.

Per 30.6.2021 wurden für 23 Kraft-Wärme-kopplungs-Anlagen (KWK-Anlage) 59 Mio.

EUR an Investitionszuschüssen genehmigt. Es sind inzwischen 17 Anlagen endabgerechnet, dadurch ergab sich eine Betragskürzung der genehmigten maximalen Fördersumme um 0,64 Mio. EUR auf 58 Mio. EUR.

Kosten der OeMAG

Nachdem das Fördersystem zusätzliche Komponenten abseits von Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag umfasst, wird dies kurz anhand der Jahresabschlüsse der OeMAG dargestellt.

Von 2013 bis 2016 stiegen die Umsatzerlöse der OeMAG kontinuierlich von 803 Mio. EUR auf 1.289 Mio. EUR. Im Jahr 2017 sanken sie auf 1.221 Mio. EUR, 2018 folgte ein Anstieg der Erlöse auf 1.247 Mio. EUR und 2019 sanken sie auf 1.058 Mio. EUR. Im Jahr 2020 stiegen die Umsatzerlöse wiederum auf 1.179 Mio. EUR. Die Haupteinnahmequelle stellt weiterhin der Ökostromförderbeitrag dar. Nach 413 Mio. EUR im Jahr 2013 beliefen sich die Einnahmen aus dem Ökostromförderbeitrag im Jahr 2020 auf 504 Mio. EUR (2019 – 322 Mio. EUR).

Demgegenüber stehen Aufwendungen wie z. B. jene für die Ökostromeinspeisung. Aufgrund des Rückgangs der Mengen kam es hier zu einer Reduktion von 1.112 Mio. EUR auf 998 Mio. EUR im Jahr 2020. Im Bereich

der Aufwendungen für Ausgleichsenergie kam es zu einem Anstieg von 41 Mio. EUR auf 49 Mio. EUR.

Relevant für etwaige Vergleiche ist der Posten „Veränderung Mehrertrags- und Mehrkostenausgleich für systembedingte Über- und Unterdeckungen aus Vorjahren i.S.d. § 42 Abs 2 ÖSG 2012“. Bei der Festlegung des Ökostromförderbeitrags werden etwaige Differenzbeträge mitberücksichtigt. Kam es im Vorjahr z. B. zu einer Unterdeckung – sprich es kam zu einer Prognoseabweichung und die vereinnahmten Mittel waren zu gering –, so wird dieser Fehlbeitrag für die nächste Festlegung des Ökostromförderbeitrags mitberücksichtigt. Ergab sich aufgrund des Überhangs für 2019 ein deutlich niedrigerer Ökostromförderbeitrag für 2019, so machte dieser Posten für den Ökostromförderbeitrag deutlich weniger aus.

Der Personalaufwand stieg im gleichen Zeitraum von 2013 bis 2020 von 523.156 EUR auf 1 Mio. EUR.

Kostenentwicklung für Endverbraucherinnen und -verbraucher

Das ÖSG 2012 sieht einen Aufbringungsmechanismus vor, der sich neben der Ökostrompauschale (früher Zählpunktpauschale) aus einem prozentuellen Aufschlag auf das Netznutzungsentgelt, das Netzverlustentgelt und Kosten für die Herkunftsnachweise zusammensetzt. Die Entwicklung der Ökostrompauschale ist in Tabelle 10 dargestellt.

In Tabelle 11 ist die Entwicklung des Ökostromförderbeitrags inkl. Vergütungsvolumen und Marktpreis dargestellt. Im Gegensatz zur Ökostrompauschale wird der Ökostromförderbeitrag jährlich neu festgelegt und dient somit direkt und unmittelbar zur Abdeckung des schwankenden Förderbedarfs.

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

Tabelle 10
Entwicklung der Ökostrompauschale

Quelle: E-Control

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

Tabelle 11
Ökostromförderbeitrag

Quelle: E-Control

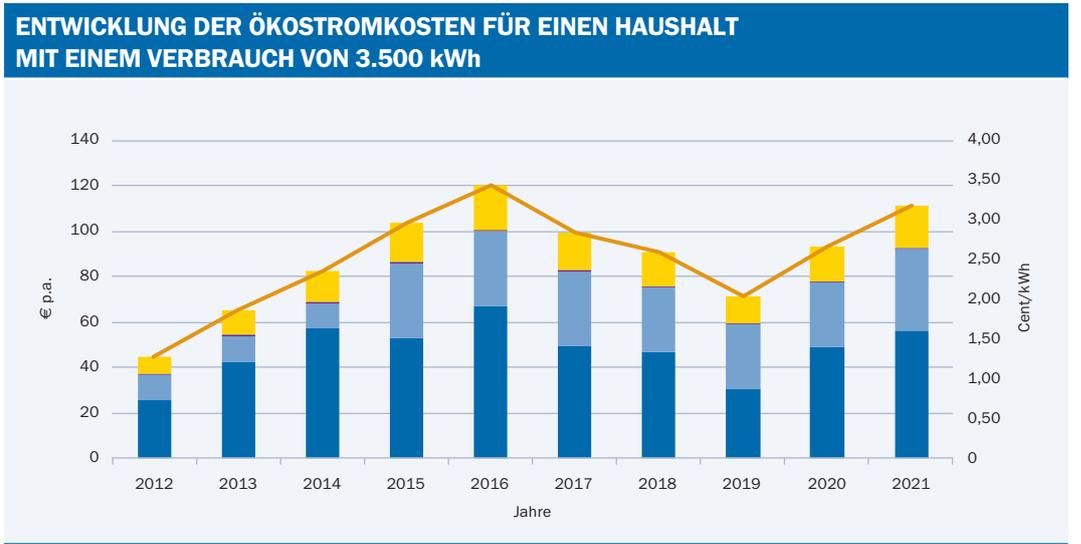


Abbildung 30
Entwicklung der Ökostromkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh

Quelle: E-Control

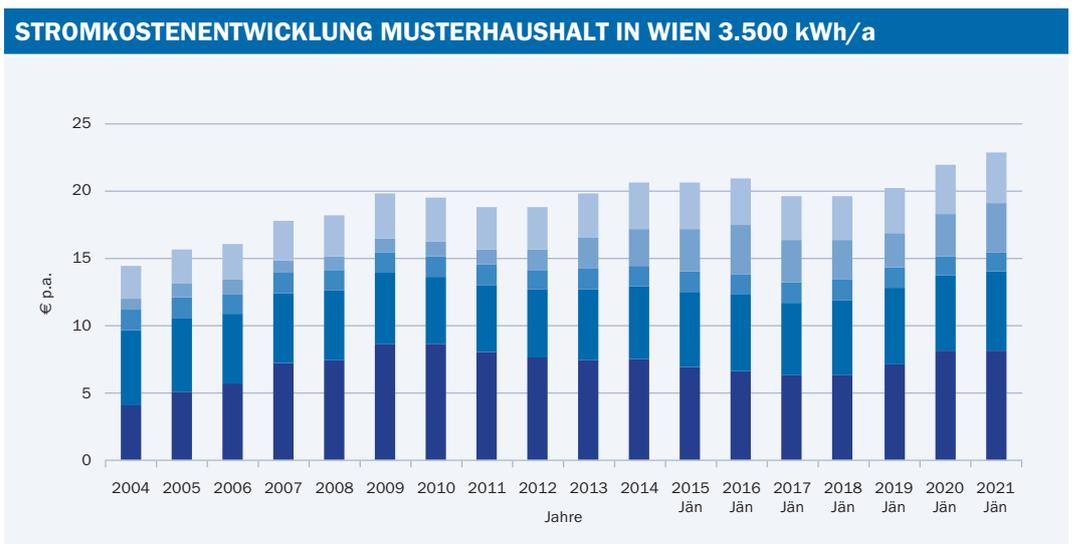


Abbildung 31
Stromkostenentwicklung Musterhaushalt in Wien 3.500 kWh/a

* Ökostromkosten und Gebrauchsabgabe Stadt Wien

Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMKOSTEN FÜR EIN INDUSTRIEUNTERNEHMEN AUF NE 3 MIT EINEM VERBRAUCH VON 55.000 MWh UND EINER LEISTUNG VON 12 MW



Abbildung 32
 Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW

Quelle: E-Control

In Abbildung 30 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. Halbjahr 2012 in Kraft getreten ist. Mit der Novelle wurde von einem Verrechnungspreis, zu welchem der gesamte geförderte Ökostrom den Lieferanten zugewiesen wurde und durch welchen die Förderkosten zu decken waren, auf den Ökostromförderbeitrag, die Ökostrompauschale und eine Zuweisung zum Marktpreis umgestellt.

In Abbildung 31 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 Jänner verglichen. In Summe stiegen die Stromkosten im Jänner 2021 auf einen neuen Höchststand von 22,86 Cent/kWh. Der Netzpreis stieg für Wien leicht an, wobei der höhere Ökostromförderbeitrag und die höheren Abgaben maßgeblich für den Anstieg der Gesamtkosten waren.

In Abbildung 32 ist eine Berechnung für ein Industrieunternehmen mit einem Verbrauch von 55.000 MWh dargestellt. Aufgrund der Staffelung der Systementgelte fällt die relative Steigerung hier geringer aus.

Aufgrund des Aufbringungsmechanismus, der primär von der Netzebene abhängt, kann eine Zurechnung zu einzelnen Kundengruppen nicht durchgeführt werden. Für den Aufbringungsmechanismus ist es unerheblich, ob die Endverbraucherinnen und -verbraucher ein Haushalt oder ein kleines Gewerbe sind. Was jedoch gesagt werden kann, ist, dass ungefähr 60% der aufzubringenden Fördermittel von Endverbraucherinnen und -verbrauchern auf der Netzebene 7 erbracht werden (auf der neben Haushaltskundinnen und -kunden auch vorwiegend kleine Gewerbebetriebe angeschlossen sind) und die übrigen Endverbraucherinnen und -verbraucher 40% der Kosten tragen.

ZIELERREICHUNGS- GRAD ÖSG

Wie in den letzten Jahren wird in diesem Abschnitt genauer auf die Ziele des ÖSG 2012 eingegangen. Trotz unterschiedlicher Ausgangssituationen und den diversen Ausführungen in den vergangenen Ökostromberichten hinsichtlich der Zielerreichung wurden die Ziele bei der Novelle des ÖSG 2012 nicht angepasst. Diese technologiespezifischen Wer-

te werden in Tabelle 12 nochmals dargestellt. Dabei wurden Anlagen hauptsächlich mittels fixen Einspeisetarifen gefördert. Daneben gab es für Kleinwasserkraftanlagen und mittlere Wasserkraft die Förderung mittels Investitionszuschüsse, welche 2019 auch für die Photovoltaik eingeführt wurden.

AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 – ZUSÄTZLICH INSTALLIERTE LEISTUNG				
	2015		2020	
	MW	GWh	MW	GWh
Wasserkraft	700	3.500	1.000	4.000
Windkraft	700	1.500	2.000	4.000
Biomasse und Biogas	100	600	200	1.300
Photovoltaik	500	500	1.200	1.200

Tabelle 12
Ausbauziele laut ÖSG 2012
– zusätzlich installierte
Leistung verglichen mit 2010

Quelle: E-Control

Zielerreichung auf Basis § 4 (4) ÖSG 2012 – 2010 bis 2020

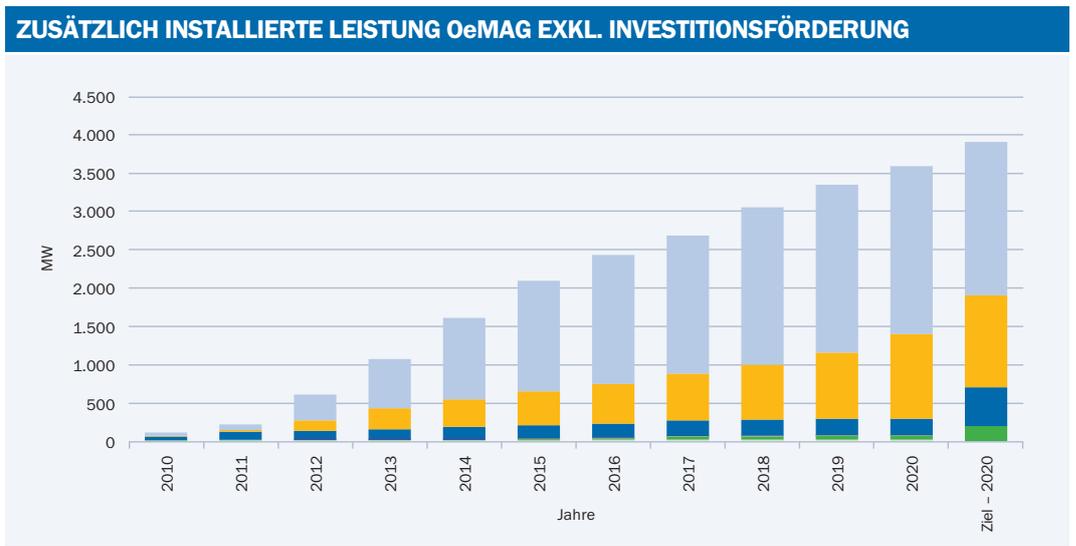
In Abbildung 33 ist die Entwicklung der zusätzlich installierten Leistung dargestellt. In einem ersten Schritt wurde in dieser Darstellung nur jene zusätzliche Leistung abgebildet, die seit Beginn 2010 mittels fixen Einspeisetarifen jährlich neu in das Fördersystem hinzugekommen ist (bzw. mittels Vertrag kontrahiert wurde).

In einem weiteren Schritt wurden jene Mengen, die im Bereich der Kleinwasserkraft und mittleren Wasserkraft und seit 2019 auch

der Photovoltaik mittels Investitionszuschusses gefördert wurden, hinzugefügt (siehe Abbildung 34). Gleichzeitig wurde eine weitere Säule „Nachlauf“ eingefügt, der die zusätzlichen Mengen im Bereich der Investitionsförderung Wasserkraft darstellt. Aufgrund der Umsetzungsfrist von bis zu 3 Jahren ab Vertragsabschluss sowie einer Verlängerungsmöglichkeit um weitere zwei Jahre werden die vollen Effekte der Fördermittel bis inkl. Jahr 2020 teilweise erst später wirksam.

- Windkraft ■
- Photovoltaik ■
- Kleinwasserkraft ■
- Deponie- und Klärgas ■
- Biomasse flüssig ■
- Biomasse fest inkl. Abfall mhBA ■
- Biogas ■

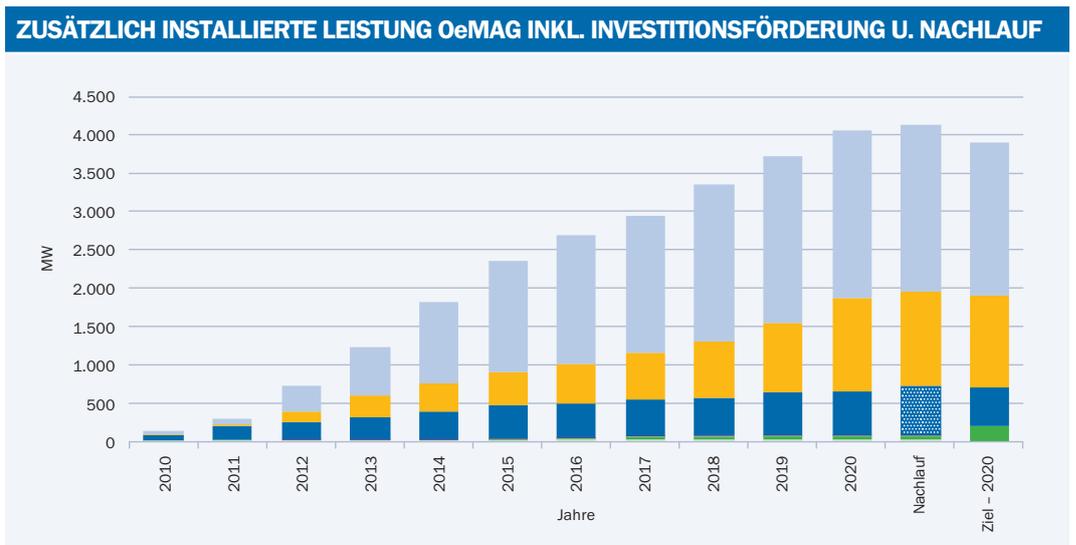
Abbildung 33
Zusätzlich installierte Leistung OeMAG exkl. Investitionsförderung 2010 bis 2020



Quelle: E-Control

- Windkraft ■
- Photovoltaik ■
- Kleinwasserkraft ■
- Deponie- und Klärgas ■
- Biomasse flüssig ■
- Biomasse fest inkl. Abfall mhBA ■
- Biogas ■

Abbildung 34
Zusätzlich installierte Leistung OeMAG inkl. Investitionsförderung und Nachlauf 2010 bis 2020



Quelle: E-Control

Unter Berücksichtigung der zusätzlich installierten Leistung, die durch fixe Einspeisetarife und Investitionszuschüsse basierend auf dem ÖSG gefördert wurde, ergibt sich für das Jahr 2019 in Summe eine zusätzlich installierte Leistung von 3.583 MW. Das Ausbauziel von 2.000 MW im Bereich der Windkraft wurde bereits 2018 erreicht. Dies gilt auch für die Kleinwasserkraft, wenn man jene Anlagen, welche mittels Investitionszuschusses (inkl. Mittlere Wasserkraft) gefördert wurden, miteinbezieht.

In Abb. 34 wird der Stand inkl. investitionsgeförderter Leistung bis Ende 2020 dargestellt.

> In Summe würden sich so 4.053 MW ergeben, womit das Ziel von zusätzlichen

3.900 MW verglichen mit Ende 2009 erfüllt wurde.

- > Wie bereits erwähnt, wurden die Ziele bei der Windkraft und der Kleinwasserkraft (inkl. Investitionsförderung) bereits vorzeitig erfüllt.
- > Im Bereich der Photovoltaik konnten 2019 und 2020 beträchtliche zusätzliche Mengen kontrahiert werden (+487 MW), wodurch das Zubauziel von 1.200 MW erfüllt werden konnte.
- > Bei den rohstoffabhängigen Technologien war das Erreichen des Ausbauziels von zusätzlichen 200 MW stets außer Frage, vor allem nachdem die vorhandenen Mittel hauptsächlich für den Weiterbestand von vorhandenen Anlagen eingesetzt wurden.

Ausscheiden aus dem Fördersystem

Für das 100%-Ziel 2030 gibt es einen entscheidenden Faktor, der bei den vorangegangenen Betrachtungen nicht einbezogen wurde – jene Anlagen, die das Ende ihrer Förderlaufzeit erreichen. Wie im Abschnitt „Exkurs Ökostrom generell – mehr als ÖSG 2012“ (Seite 30) zu erkennen ist, ist nicht zu erwarten, dass der Betrieb diese Anlagen mit sofortiger Wirkung nach Ende der Förderlaufzeit eingestellt wird, gleichzeitig ist deren Weiterbestand unter Marktbedingungen jedoch nicht garantiert. Im Bereich der Photovoltaikanlagen ist davon auszugehen, dass diese weiterbetrieben werden. Bei der Kleinwas-

serkraft ist ebenfalls zu erwarten, dass diese aufgrund der langen Lebensdauern unter dem Gesichtspunkt von längeren Betriebsdauern über die Förderdauer hinaus geplant wurden. Für die rohstoffabhängigen Technologien ist nur in speziellen Ausnahmefällen ein Weiterbetrieb ohne Betriebsförderungen zu erwarten und im Bereich der Windkraft wird sich die Frage hinsichtlich Repowering bzw. der Errichtung von geförderten Neuanlagen auf bestehenden Plätzen stellen. Vor allem hier kann sich die kurze Förderlaufzeit von 13 Jahren negativ auswirken.

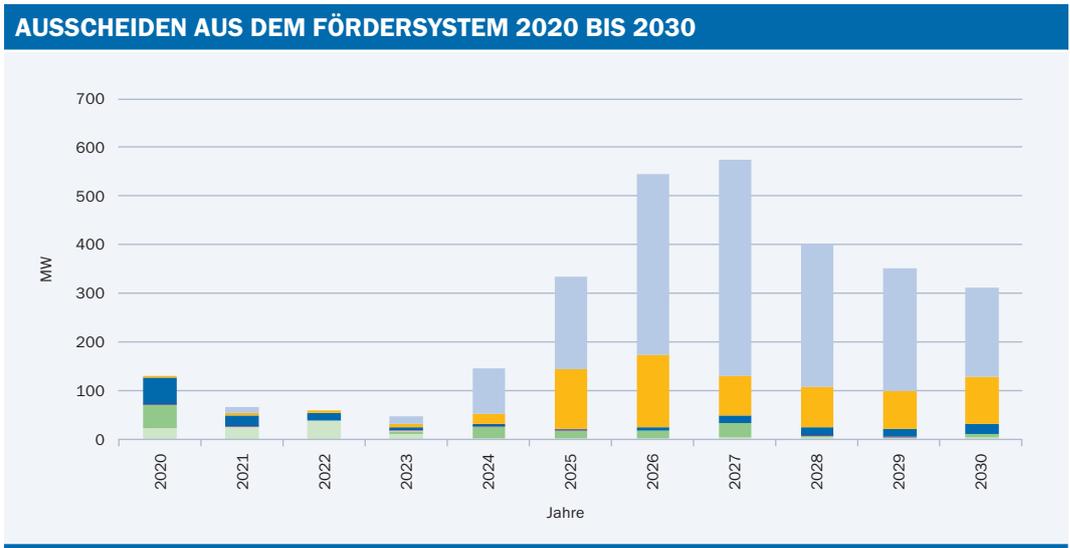


Abbildung 35
Ausscheiden aus dem
Fördersystem 2020 bis 2030

Quelle: E-Control

In Abbildung 35 sind jene Mengen, die bis 2030 aus dem Fördersystem fallen, dargestellt. Hier muss frühzeitig berücksichtigt werden, in welcher Form vor allem die Windkraftanlagen, die das Ende ihrer regulären Förderlaufzeit erreichen, weiterbetrieben werden können. In Deutschland und anderen Ländern beträgt die reguläre Förderlaufzeit z. B. 20 Jahre. Aus technischer Sicht spricht somit wenig gegen einen Weiterbetrieb von

beinahe all jenen Anlagen. Abhängig von den jeweiligen Bundesländerregelungen wird sich jedoch die Frage stellen, ob genügend Flächen für den zusätzlichen Ausbau vorhanden sind oder ob nicht allein aufgrund einer Flächenbegrenzung bestehende Anlagen durch leistungsstärkere, neue Anlagen ersetzt werden müssen, damit die mengenmäßigen Ausbauziele überhaupt erreicht werden können.

Fazit Zielerreichungsgrad

In Summe konnten die Zubauziele bezogen auf die zusätzlich installierte Leistung erreicht werden. Abseits der rohstoffabhängigen Technologien konnten auch die technologiespezifischen Zubauziele erreicht werden.

Was sich jedoch aufgrund des Abbaus diverser Wartelisten deutlich bemerkbar gemacht hat, ist, dass ein großer Anteil der kontrahierten Anlagen noch nicht am Netz ist. Für die Jahre 2014 bis 2020 gibt es dazu detaillierte Auswertungen. So wurden in diesem Zeitraum in Summe 3.190 MW kontrahiert und 34% davon – 1.093 MW – waren Mitte 2021 noch nicht in Betrieb. Der Großteil davon entfällt mit 849 MW auf die Windkraft, gefolgt von der Photovoltaik mit 170 MW.

Gerade im Bereich der Windkraft kann man mit großer Wahrscheinlichkeit von einer gewissen Start/Stop-Phase in den vergangenen Jahren sprechen. Wie effektiv es war,

dem ausschließlich mit zusätzlichen beziehungsweise vorgezogenen Kontingenten und einer Verlängerung der erlaubten Errichtungsdauer entgegenzuwirken, ist aufgrund der beträchtlichen, sich noch nicht in Betrieb befindlichen Kapazitäten fraglich. Das EAG sieht hier zusätzliche 400 MW pro Jahr vor. Ziel muss es sein, dass diese Kapazitäten bis 2030 jeweils sehr zeitnahe tatsächlich in Betrieb gehen. Geht man davon aus, dass Anlagen möglicherweise bis zu 4 Jahre Zeit haben, um in Betrieb zu gehen, so könnte der Fall eintreten, dass man nur bis 2026/2027 Zeit hat, jene Menge zu kontrahieren, die im Jahr 2030 tatsächlich das 100%-Ziel unterstützt.

Für die Zielerreichung ist es unerlässlich, Anlagen möglichst rasch an das Netz zu bringen. Die E-Control setzt sich seit Längerem für eine Beschleunigung des Netzanschlusses ein und wird das Thema aktiv weiterverfolgen.

AUSGLEICHSENERGIE

Wie in den vergangenen Jahren werden in der Folge die Ausgleichsenergiekosten der OeMAG dargestellt, wobei zunächst die Grundlagen kurz erläutert werden.

Grundlagen des Ausgleichsenergiesystems

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 36 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. des Verbrauchs 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 Ausgleichs-

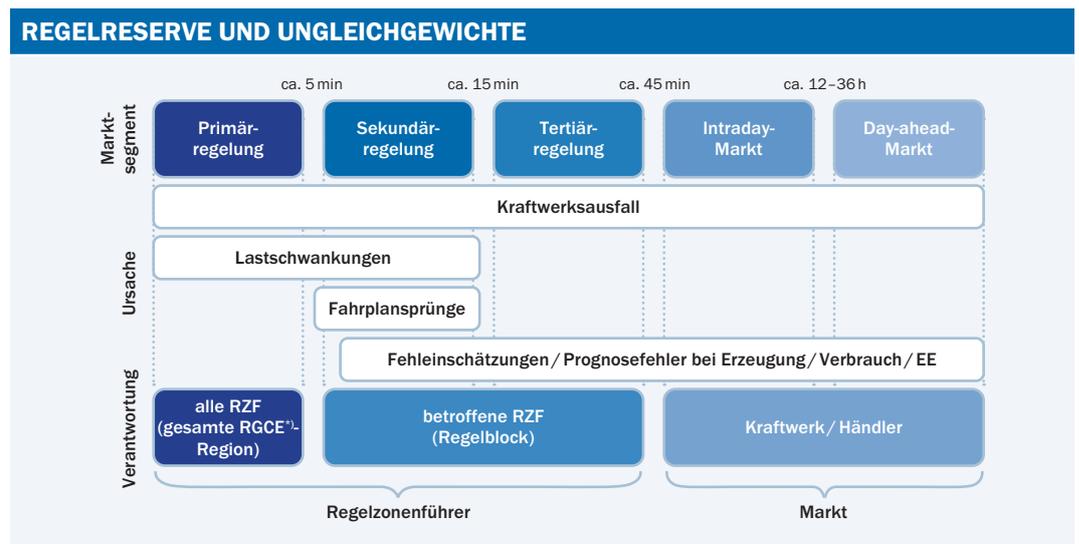


Abbildung 36
Regelreserve und
Ungleichgewichte

*) Regional Group Continental Europe

Quelle: E-Control

energie um ein Vielfaches höher sein als die Regelenergie, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen meist gegenseitig ausgleichen.

Die Ausgleichsenergie wird den einzelnen Bilanzgruppen auf Basis der erfassten Mengen und des Ausgleichsenergiepreises in Rechnung gestellt.

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 ha-

ben, ausgeglichen zu sein bzw. die Regelzone beim Ausgleich zu unterstützen. Ergänzend wird durch zwei weitere Komponenten bei der Berechnung des Ausgleichsenergiepreises sichergestellt, dass diese Anreize jederzeit vorhanden sind. Mitte 2021 wurde die Einbeziehung der Börsepreise modifiziert, damit 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 der Regelzone, die systemkritisch werden würden, möglichst nicht auftreten.

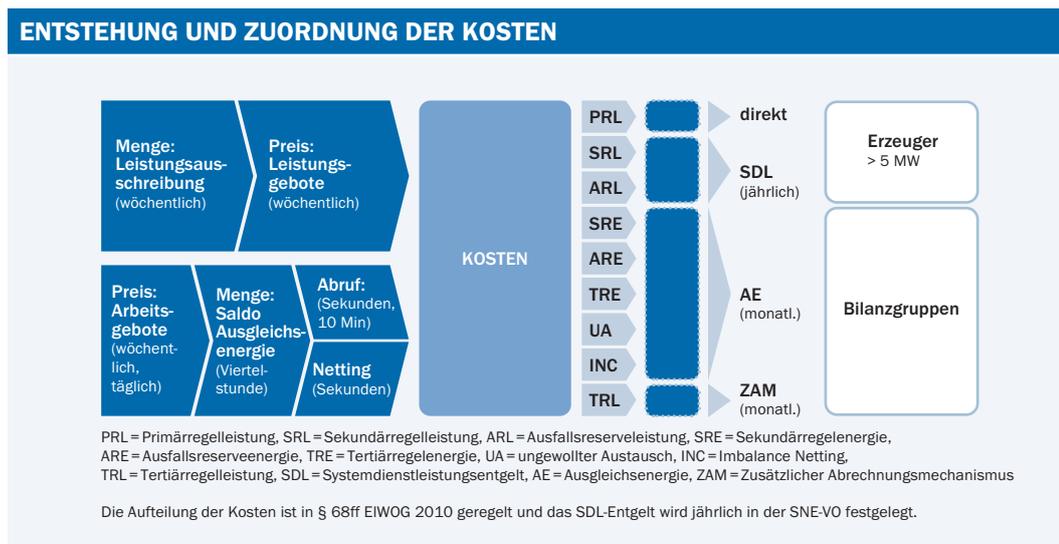


Abbildung 37
Entstehung und Zuordnung der Kosten

Quelle: E-Control

Über die Ausgleichsenergieverrechnung werden die Kosten für Sekundärregel-, Ausfallregel- und Tertiärregelenergie, ungewollten Austausch und das Imbalance Netting durch die Bilanzgruppen getragen. Die Tertiärregelleistung wird über den zusätzlichen Abrechnungsmechanismus ebenfalls von den Bilanzgruppen getragen (siehe Abbildung 37).

Die Kosten für die Vorhaltung von Sekundärregel- und Ausfallreserveleistung 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 Verbraucherinnen und -verbraucher, bleibt den Bilanzgruppenverantwortlichen überlassen.

Das Ausgleichsenergiesystem wurde (z. B. Verrechnung Ausgleichsenergie) und wird (z. B. Regelarbeitsmarkt mit Ende 2020) laufend den europäischen Vorgaben (Guideline on Electricity Balancing – EBGL, Clean Energy package etc.) sowie an nationale Erfordernisse angepasst und die internationalen Kooperationen entsprechend weiterentwickelt.

Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom

AUSGLEICHSENERGIEAUFWENDUNGEN 2020			Österreich gesamt
Ökostromabnahme	GWh		9.548,64
	Mio. €		986,15
AE-Bezug durch OeMAG	GWh		657
	Mio. €		46,52
AE-Lieferung durch OeMAG	GWh		-391
	Mio. €		1,80
Summe AE – direkter Aufwand (Mio. €)			49,10
Summe effektive AE (GWh) ¹⁾			1048,14
Summe effektive AE – Aufwand (Mio. €) ²⁾			23,17
AE – Aufwendungen pro kWh Ökostrom (Cent/kWh)			0,24

Tabelle 13
Ausgleichsenergieaufwendungen 2020

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, März 2021

Quelle: OeMAG, April 2021

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

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ökostromabnahme (inkl. Kleinwasserkraft) in GWh	5.773	5.110	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
Eingespeiste Windkraft in GWh	1.328	1.738	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
Summe Ausgleichsenergiemenge in GWh	728	873	865	768	709	675	656	726	939	1.136	1.304	1.307	1.219	1.010	1.038	1.048
Summe Effektive Ausgleichsenergiekosten in Mio. €	22,11	26,03	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

Tabelle 14

Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2005 bis 2020)

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zu den Aliquoten AE und Verwaltungsaufwendungen, März 2021

In Tabelle 13 sind die Mengen und Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie 2020 dargestellt. Bei einer Ökostromabnahmemenge von insgesamt 9.549 GWh wurden 657 GWh Ausgleichsenergie bezogen und 391 GWh geliefert, das sind in Summe 1.048 GWh. Der effektive Ausgleichsenergieaufwand belief sich auf 23 Mio. EUR. Insgesamt mussten somit für 1 kWh Ökostrom, die von der OeMAG abgenommen wurde, im Durchschnitt noch 0,24 Cent für Ausgleichsenergie bezahlt werden.

Im Jahr 2019 betragen die aliquoten Ausgleichsenergieaufwendungen 4 Mio. EUR, im Jahr 2020 lagen diese bei 23 Mio. EUR. Die Berechnungen in der Dokumentation zu den aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsener-

gie (Gutachten zur Bestimmung der AE 2020) ergaben dabei spezifische aliquote AE-Kosten von 0,361 Cent/kWh für Windkraftanlagen und 0,076 Cent/kWh für die übrigen Ökostromanlagen. Diese sind bei der Bestimmung des kontrahierbaren Einspeisetarifvolumens entsprechend zu berücksichtigen.

In Tabelle 14 wird die vergütete Ökostrommenge sowie jene Menge aus Windkraftanlagen den Ausgleichsenergiemengen und den entsprechenden Kosten gegenübergestellt.

In Abbildung 38 und Abbildung 39 werden die abgenommenen Mengen den Ausgleichsenergiemengen und den Kosten dieser gegenübergestellt.

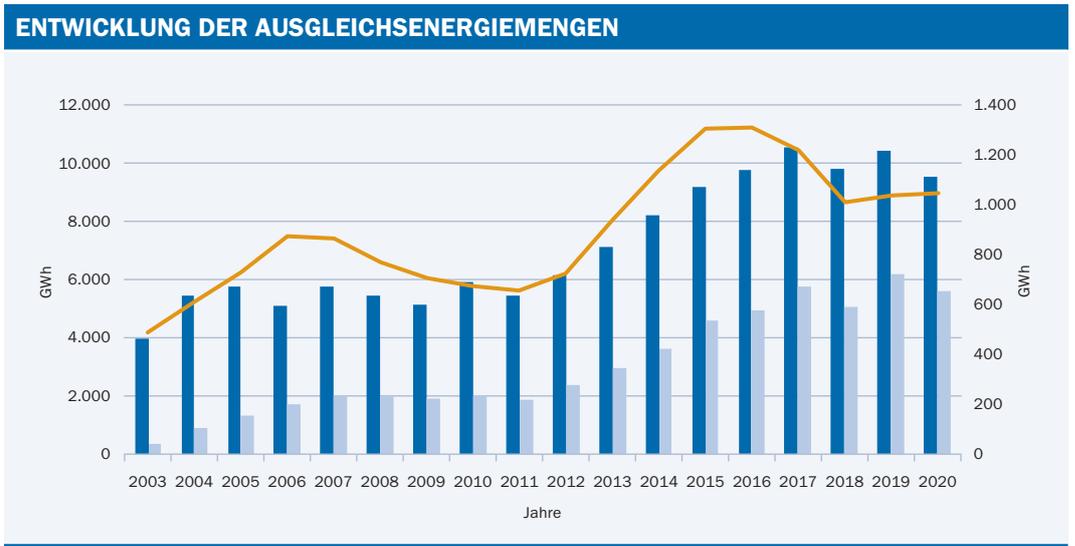


Abbildung 38
Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003 bis 2020

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zur Aliquoten AE vom 03/2021

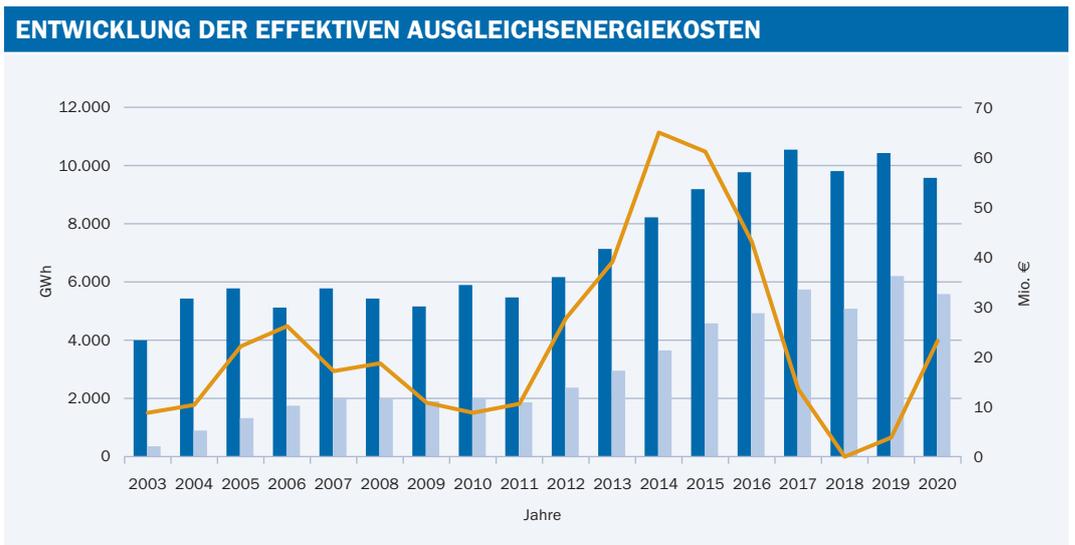


Abbildung 39
Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. € von 2003 bis 2020

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zur Aliquoten AE vom 03/2021

ENERGIE- GEMEINSCHAFTEN

Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen – § 16a EIWOG

In den letzten beiden Ökostromberichten wurde bereits näher auf den § 16a EIWOG eingegangen. Dieser sieht keine Beschränkung auf erneuerbare Technologien vor. Hier schließen sich mehrere in einem Haus lebende Konsumentinnen und Konsumenten zusammen, um selbst-

erzeugten Strom zu verbrauchen. In Tabelle 15 sind Zahlen von §-16a-Anlagen von Anfang 2021 zu sehen. Verglichen mit Anfang 2020 konnten die Zahlen nochmals deutlich gesteigert werden. So waren damals 291 Anlagen in Betrieb, 134 in Umsetzung und 337 in Planung.

GEMEINSCHAFTLICHE ERZEUGUNGSANLAGEN IN ÖSTERREICH			
	In Betrieb	In Umsetzung	In Planung
Wien	19	30	307
Niederösterreich	8	11	5
Oberösterreich	143	61	158
Tirol	43	8	12
Steiermark	41	57	20
Salzburg	40	8	6
Kärnten	14	4	15
Vorarlberg	66	14	13
Burgenland	30	10	14
Summe	404	203	550

Tabelle 15
Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen in Österreich – Stand Februar 2021

Quelle: Österreichs E-Wirtschaft

Erneuerbare- und Bürger-Energie-Gemeinschaften – § 16c und § 16b EIWOG

Sowohl mit der Erneuerbaren-Richtlinie als auch mit der Strombinnenmarkt-Richtlinie wurde ein rechtlicher Rahmen geschaffen, um die technischen Möglichkeiten auch formal und organisatorisch zur Umsetzung zu bringen – man spricht nun von „Erneuerba-

re-Energie-Gemeinschaften“ bzw. „Bürger-Energie-Gemeinschaften“. Dadurch soll der Ausbau der Erneuerbaren in Europa noch dynamischer werden, die breite Masse erreichen und gleichzeitig die Akzeptanz gesteigert werden.

Die Richtlinien als Basis

Die Erneuerbaren-RL sieht die Möglichkeit von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften vor. Dabei sollen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass sich Endkundinnen und -kunden und insbesondere Haushalte, unter Beibehaltung ihrer Rechte und Pflichten, an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beteiligen dürfen. Diese Gemeinschaften sind berechtigt, erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen. Umfasst sind alle erneuerbaren Energieträger. Ein wesentlicher Punkt bei den leitungsgebundenen Energieträgern: Der jeweilige Verteilernetzbetreiber muss mit den Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zusammenarbeiten, um die Energieverteilung innerhalb der Gemeinschaften zu ermöglichen.

Neben der Erneuerbaren-RL sieht auch die Strombinnenmarkt-RL Energiegemeinschaften vor. Dabei wird jedoch von Bürger-Energie-Gemeinschaften gesprochen. Der Zweck dieser Gemeinschaften liegt in der Erzeugung, Verteilung, Lieferung und dem Verbrauch von elektrischer Energie. Ergänzt wird dies noch durch Elemente wie Speicherung, Energieeffizienz, Ladestationen und weitere Dienstleistungen.

Die wesentlichsten Unterschiede zur Erneuerbaren-RL liegen darin, dass Bürger-Energie-Gemeinschaften per se nicht lokal begrenzt sind und Mitgliedstaaten diesen die Möglichkeit zur Betreibung eines Verteilernetzes einräumen können.

ZUSAMMENFASSUNG ERNEUERBARE-ENERGIE-GEMEINSCHAFTEN UND BÜRGER-ENERGIE-GEMEINSCHAFTEN	
Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften	Bürger-Energie-Gemeinschaften
> Fokus auf lokale Ebene	> Grundsätzlich ähnlich der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, aber ohne die lokale Einschränkung
> Mitgliedstaaten sollen sicherstellen, dass Bürger Erneuerbare Energie (nicht nur Strom) gemeinsam nutzen können	> Auf Strom limitiert
> Sollen an allen relevanten Märkten teilnehmen können (direkt oder via Aggregatoren)	> Sollen an allen relevanten Märkten teilnehmen können und zusätzlich für „Balancing“ verantwortlich sein
> Sollen in einem etwaigen Fördersystem entsprechend berücksichtigt werden	> Wichtig: Bürger-Energie-Gemeinschaften kann die Möglichkeit des Betriebes eines eigenen Netzes eingeräumt werden
> Dadurch soll die Akzeptanz für den Ausbau der Erneuerbaren erhöht und auch Energiearmut bekämpft werden	

Tabelle 16
Zusammenfassung
Erneuerbare-Energie-
Gemeinschaften und
Bürger-Energie-
Gemeinschaften

Quelle: E-Control

Stand in Österreich

Österreich hat im Jahr 2017 ein Vorläufermodell zu den Energie-Gemeinschaften implementiert – die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage (§ 16a EIWOG). Dabei wird geregelt, dass Bewohnerinnen und Bewohner sowie Nutzerinnen und Nutzer eines Mehrfamilienhauses gemeinsam eine Stromerzeugungsanlage betreiben können (z. B. PV auf dem Dach oder Mikro-KWK im Keller). Mieterinnen und Mieter sowie Eigentümerinnen und Eigentümer können sich an einer Anlage beteiligen und auf privatrechtlichem Weg die Aufteilung des erzeugten Stroms vereinbaren. Der Erfolg war zunächst etwas eingeschränkt. Als eindeutig hat sich erwiesen, dass das Modell eher im Neubau als im Gebäudebestand zur Anwendung kommt. Dies liegt einerseits vor allem daran, dass es nicht einer nachträglichen Zustimmung der Bewohnerinnen und Bewohner sowie Nutzerinnen und Nutzer des Gebäudes bedarf und andererseits daran, dass die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage bereits bei der Errichtung mitgeplant werden kann.

Mit Erlass des EAGs und vor allem der Novelle des EIWOGs wurde die rechtliche Basis für Energiegemeinschaften in Österreich geschaffen. Eingangs wurde Bezug auf das EAG

genommen, welches sich mit der Förderung von Strom aus Erneuerbaren beschäftigt und klarstellt, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ebenfalls Förderungen beantragen können.

An dieser Stelle sollen weitere Punkte erörtert werden. EEGs basieren auf dem Prinzip von gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen. Strom aus einer oder mehreren Erzeugungsanlagen soll lokal genutzt werden, wozu eine Zuteilung auf 15-min.-Basis erfolgt. Dabei gilt laut § 16c Abs 1 EIWOG: „... Verbrauchsanlagen der Mitglieder oder Gesellschafter müssen mit den Erzeugungsanlagen über ein Niederspannungs-Verteilnetz und den Niederspannungsteil der Transformatorstation (Lokalbereich) oder über das Mittelspannungsnetz und die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk (Regionalbereich) im Konzessionsgebiet eines Netzbetreibers verbunden sein.“ In Abhängigkeit davon, wo die Erzeugungsanlagen im Verhältnis zu den Verbrauchsanlagen an das öffentliche Netz angeschlossen sind, gibt es lokale und regionale EEGs. Für beide ist ein verringertes Systemnutzungsentgelt festzulegen, da für den innerhalb der EEG erzeugten und verbrauchten Strom nicht alle Netzebenen genutzt werden.

ENTWICKLUNG AUF INTERNATIONALER UND EUROPÄISCHER EBENE

In diesem Abschnitt werden regelmäßig aktuelle Entwicklungen im Bereich der Erneuerbaren aufgegriffen.

Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020

Die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020¹⁷ wurden bis Ende 2021 verlängert, wobei die Kommission dabei ist, diese zu adaptieren. Aus Sicht der Kommission sollen die Leitlinien flexibler werden, wobei vermehrt auf Definitionen vom Primärrecht (z. B. Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen¹⁸) verwiesen werden soll.

Neben neuen Beihilfeinstrumenten wie z. B. CO₂-Differenzverträgen (Carbon Contract for Differences-CCfDs) soll es zukünftig mög-

lich sein, bis zu 100% einer Finanzierungslücke durch Förderungen decken zu können. Gleichzeitig soll die Pflicht zur Einzelgenehmigung von großen Projekten fallen, wenn diese unter einem bereits genehmigten Fördersystem gefördert werden sollen.

Die Regelungen für Investitionen, die möglicherweise nicht den Zielen für 2030 und 2050 entsprechen, wie z. B. Investitionen in Erdgas, sollen ebenfalls gestraft werden. Dadurch sollen auch „stranded costs“ (verlorene Kosten) vermieden werden.

Council of European Energy Regulators – CEER

Der „status review of renewable support schemes in Europe for 2018 and 2019“¹⁹ wurde im Juni 2021 auf CEER-Ebene veröffentlicht. Der Bericht beleuchtet den Stand der Dinge im Bereich der Förderungen von Erneuerbaren hinsichtlich der unterstützten Mengen, den Ausgaben, der Marktintegration sowie weitere Formen von Unterstützung. Dabei ist

anzumerken, dass der Bericht einen Mix aus unterschiedlichen Unterstützungssystemen mit unterschiedlichen Unterstützungsdauern darstellt.

Der Bericht hat gezeigt, dass geförderter Ökostrom im Jahr 2019 durchschnittlich mit 97,95 EUR/MWh unterstützt wurde, was ver-

¹⁷ [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52014XC0628(01))

¹⁸ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001>

¹⁹ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/ffe624d4-8fbb-ff3b-7b4b-1f637f42070a>

glichen mit 96,29 EUR/MWh im Jahr 2017 einen leichten Anstieg bedeuten würde. Ein derartiger Vergleich ist jedoch nur bedingt zulässig, da nicht exakt dieselben Mitgliedsländer Informationen geliefert haben und daneben noch weitere Variablen, wie z.B. der jeweilige durchschnittliche Marktpreis der Mitgliedstaaten (durchschnittlich 40,37 EUR/MWh in 2017 und durchschnittlich 49,57 EUR/MWh in 2019) eine bedeutende Rolle spielen.

Die Analyse der zur Verfügung gestellten Informationen hat gezeigt, dass der Übergang

von fixen Einspeisetarifen hin zu marktbasier-
ten Förderungen wie z. B. Marktprämien noch
nicht abgeschlossen ist, wobei die Fördermit-
tel in der Regel mittels nichtsteuerlicher Ab-
gaben eingehoben werden.

Es ist ebenfalls zu sehen, dass erneuerbare
Anlagen grundsätzlich ähnlich wie konventio-
nelle Anlagen behandelt werden, wenn es um
Ausgleichsenergieverantwortung geht, wobei
zu erwähnen ist, dass es für kleinere Anlagen,
unabhängig ihrer Art oftmals andere Regelun-
gen gibt.

ANHANG

Exkurs Betriebskostenzuschlag 2020

Laut § 22 ÖSG 2012 hat die E-Control zu überprüfen, ob der gewährte Betriebskostenzuschlag in seiner Höhe gerechtfertigt war. Dabei kann die Höhe des Betriebskostenzuschlags maximal 4 Cent/kWh betragen. Als Vergleichsbasis dienen dazu seit der Novelle des ÖSG 2012 die nominellen Betriebskosten des Jahres 2006. Von den Anlagenbetreibern werden dazu Daten hinsichtlich der Kosten, des erzeugten Stroms und der Wärme sowie der eingesetzten Rohstoffe, wobei sich diese auf das Vorjahr beziehen, zur Verfügung gestellt.

Insgesamt standen für die Auswertung zum diesjährigen Betriebskostenzuschlag Daten

von 27 Anlagen mit einer durchschnittlichen Engpassleistung von 407 kW zur Verfügung. Die Reduktion ist auf Änderungen im Bereich der Nachfolgetarife zurückzuführen – eine Kombination aus Nachfolgetarif und Betriebskostenzuschlag ist nicht vorgesehen.

Die Anlagen speisten insgesamt 88 GWh Strom ein und verwerteten 67 GWh Wärme. Dazu wurden im Jahr 2019 insgesamt 0,8 PJ an Substraten eingesetzt.

In Abbildung 40 ist der Anteil der Einsatzstoffe aus dem Jahr 2019 und in Abbildung 41 die Auswertung für das Jahr 2018 ersicht-

- Maissilage
- Grassilage
- sonstige NAWAROS
- Roggen-GP S
- Bioabfall
- Sudangras
- Kartoffel
- Rindermist
- Hühnermist
- Schweinegülle
- Pferdekot
- Rüben
- Hirse
- Getreidereinigungsabfälle
- div. Getreide
- Massensrübe

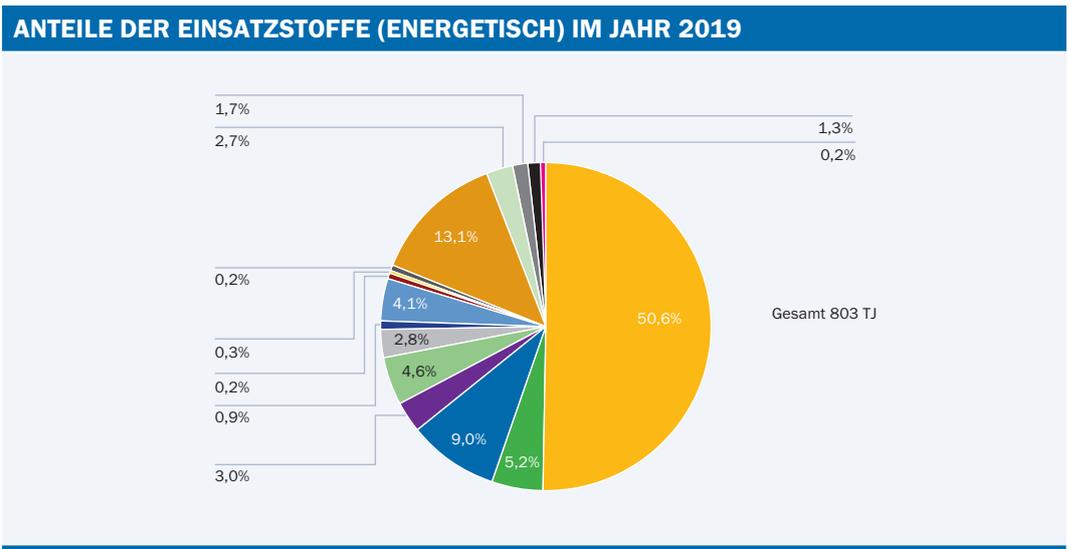


Abbildung 40
Anteile der Einsatzstoffe
(energetisch) im Jahr 2019

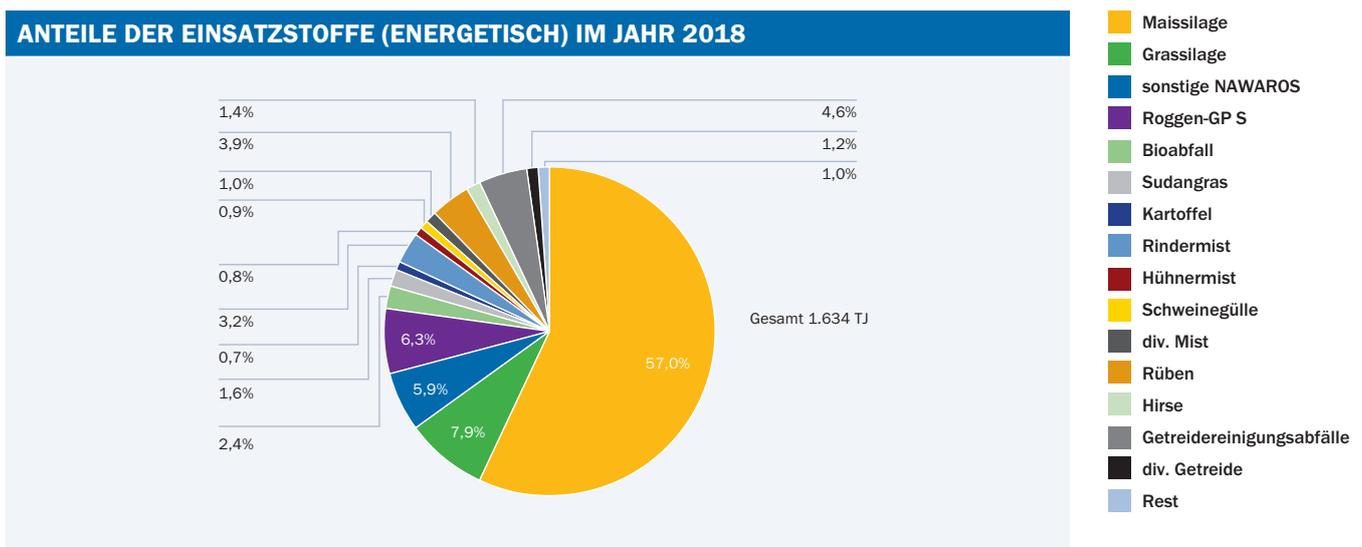
Quelle: E-Control

lich. Dabei ist zu erkennen, dass Maissilage und zugehörige Rohstoffe bei den verbleibenden Anlagen weiterhin den größten Anteil ausmachen.

Vergleicht man die Kosten aus dem Jahr 2020 mit nominellen Kosten von 2006, so erkennt man, dass es weiterhin die deutlichsten Kostensteigerungen im Bereich der Substrate bzw. der Arbeitserledigungskosten gab. Betrachtet man den Mittelwert (siehe Abbildung 51), kam es im Bereich der Arbeitserledigungskosten zu einer Steigerung von 130%, beim Median (siehe Abbildung 52) gab es die höchste Steigerung im Bereich der Substratkosten mit 122%. Für die Summe aller Kostenfaktoren gesehen

ergeben sich Steigerungen von 69% für den Mittelwert und 72%, wenn man den Median heranzieht.

Ein weiterer Punkt, der im Zuge der Dokumentation beachtet wird, ist die Entwicklung der Wärmeerlöse. Hätte eine Anlage aus dem Jahr 2006 bis heute einen konstanten Rohstoffeinsatz sowie eine konstante Stromerzeugung und Wärmenutzung, so gilt zu berücksichtigen, dass aufgrund des Abnahmepreises für Wärme diese Anlage zusätzliche Einnahmen lukriert. Dazu wird die Entwicklung des Index „Energie aus Biomasse“ herangezogen. Dabei ergab sich, dass im Jahr 2020 0,17 Cent/kWh aufgrund von gesteigerter Wärmeeinnahmen in Abzug zu bringen sind.



Quelle: E-Control

Abbildung 41
Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2018

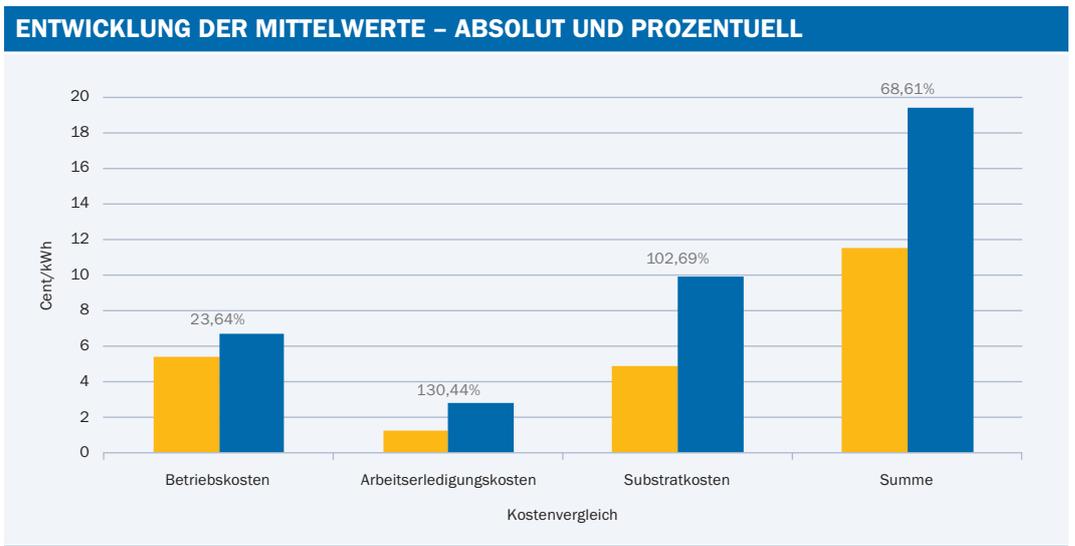


Abbildung 42
Entwicklung der Mittelwerte
– absolut und prozentuell

Quelle: E-Control

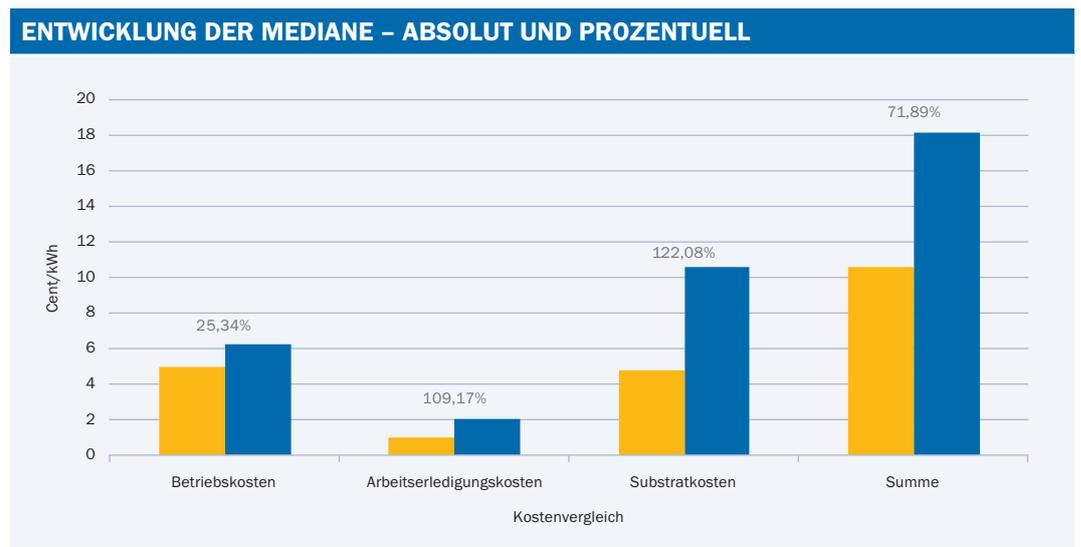


Abbildung 43
Entwicklung der Mediane –
absolut und prozentuell

Quelle: E-Control

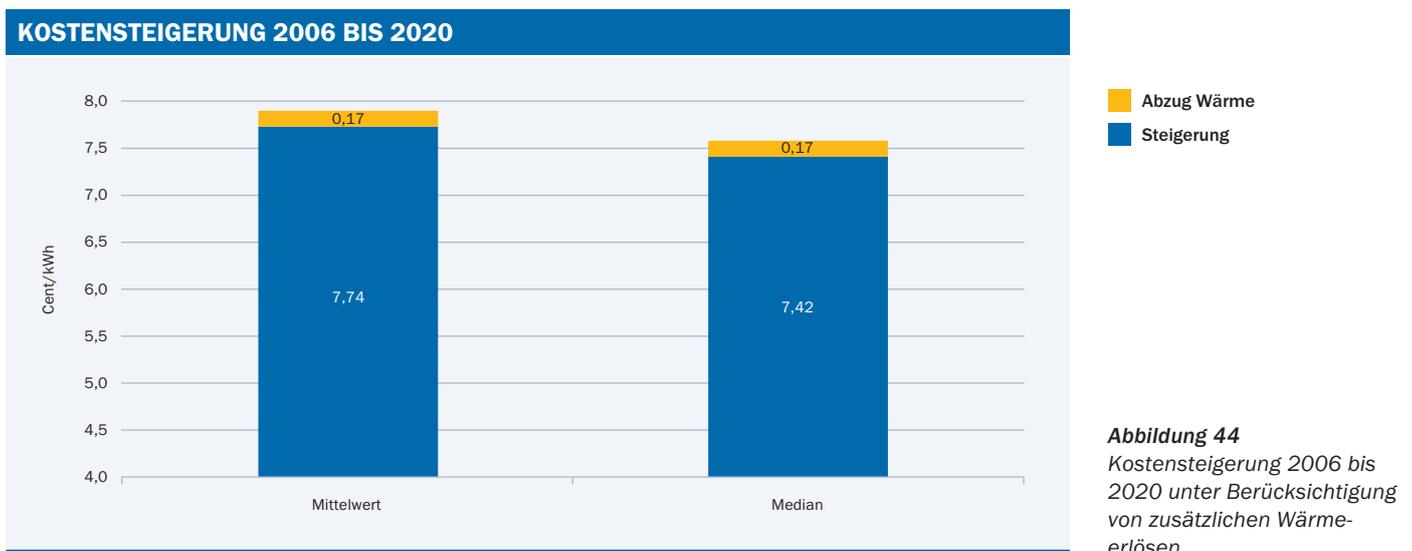


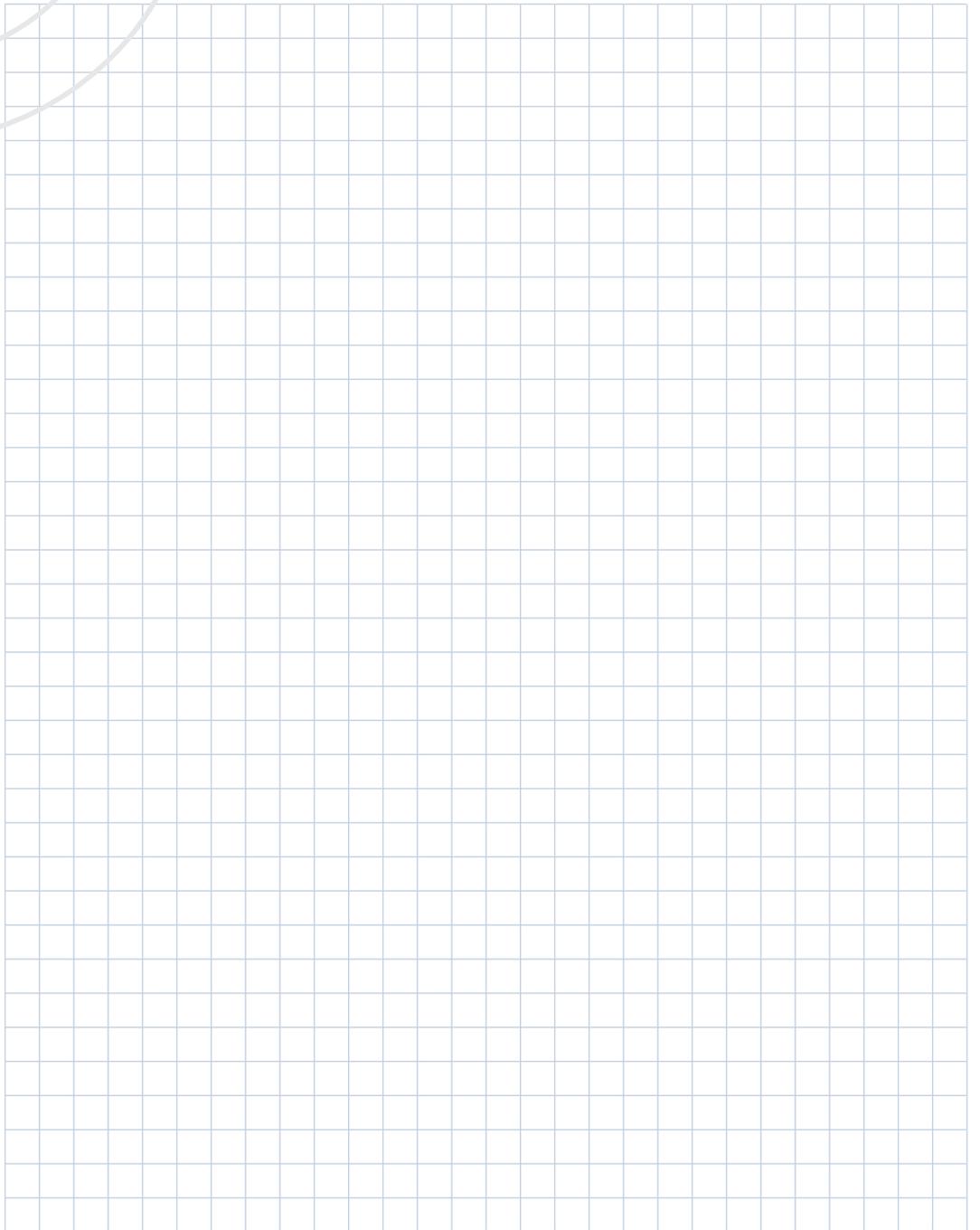
Abbildung 44
 Kostensteigerung 2006 bis 2020 unter Berücksichtigung von zusätzlichen Wärmeerlösen

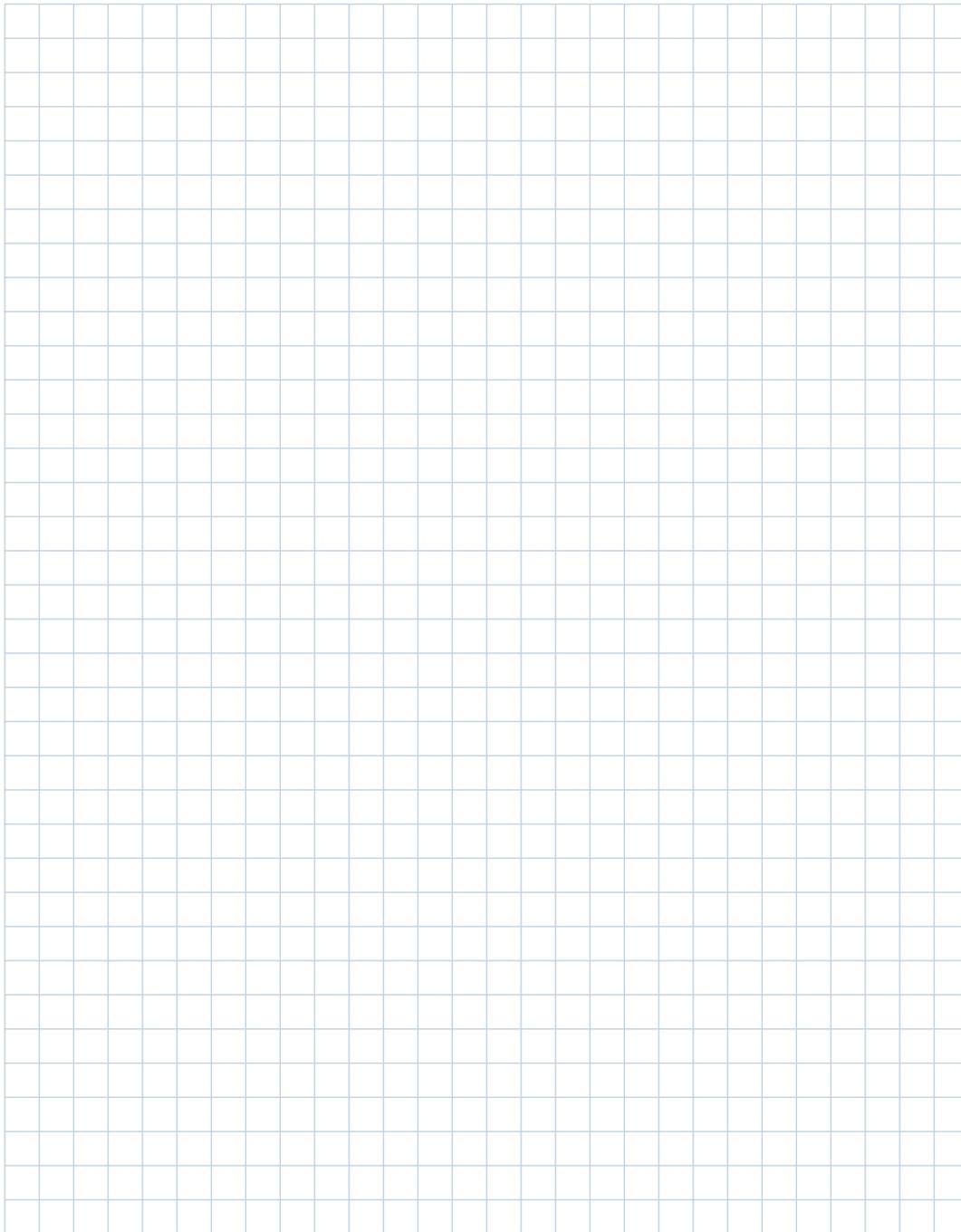
Quelle: E-Control

Betrachte man die Entwicklung der gesamten Kosten zwischen 2006 und 2020, so ergibt sich aus den zur Verfügung stehenden Daten eine Steigerung von 7,90 (Mittelwert) bzw. 7,59 Cent/kWh (Median). Diese Steigerung ergibt sich ohne Berücksichtigung einer Steigerung der Einnahmen im Wärmebereich.

Würde man in der Folge selbst die berechtigten Anlagen, welche ab dem Jahr 2007 hinzugekommen sind, mit 0,17 Cent/kWh bewerten, so käme man auf eine Steigerung von 7,74 Cent/kWh (Mittelwert) bzw. 7,42 Cent/kWh (Median). Dieses Ergebnis wurde in Abbildung 44 dargestellt.

NOTIZEN





Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

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

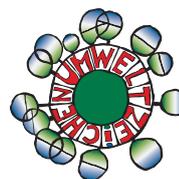
Text: E-Control

Druck: DER SCHALK, 2486 Pottendorf

Hinweis zu den statistischen Daten:

Die Daten im Ökostrombericht wurden so weit wie möglich nach dem aktuellsten Stand eingearbeitet – Redaktionsschluss für den Bericht war Juni 2020. Die meisten nationalen Daten stammen aus den Datenbanken der E-Control, von der OeMAG und von der Statistik Austria.

© E-Control 2021



Gedruckt nach der Richtlinie „Druckerzeugnisse“
des Österreichischen Umweltzeichens,
Michael Schalk Ges.m.b.H., UZ-Nr. 1260

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung, des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Hinweis im Sinne des Gleichbehandlungsgesetzes: Im Sinne der leichteren Lesbarkeit wurde bei Begriffen, Bezeichnungen und Funktionen die kürzere, männliche Form verwendet. Selbstverständlich richtet sich die Publikation an alle Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: Juni 2021

