

ÖKOSTROMBERICHT 2020

UNSERE ENERGIE FÜR EINE SICHERE ZUKUNFT.



INHALT

Vorwort	7
Zusammenfassung	8
Gesetzliche Grundlagen in Österreich	10
> ÖSG 2012 – Novelle 2019	10
> Biomasseförderung-Grundsatzgesetz	11
Energieverbrauchsentwicklung	12
Geförderter Ökostrom gemäß ÖSG 2012	16
> Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG	16
> Investitionszuschüsse der OeMAG	26
> Kosten der OeMAG	29
> Kostenentwicklung für Endverbraucherinnen und Endverbraucher	30
> CO ₂ -Vermeidung durch geförderten Ökostrom	33
> Ökostrom generell – mehr als ÖSG 2012	35
> Versorgungssicherheit	41
> Biomassekonzepte laut ÖSG 2012	42
Zielerreichungsgrad	43
> Zielerreichung auf Basis § 4 (4) ÖSG 2012 – 2010 bis 2020	43
> Mögliche Entwicklung des Unterstützungsvolumens	46
> Ausscheiden aus dem Fördersystem	49
> Energieeffizienzmaßnahmen und 100% Strom aus Erneuerbaren	50
> Exkurs – Verteilung Volllaststunden	53
> Fazit Zielerreichungsgrad	57
Ausgleichsenergie	58
> Grundlagen Ausgleichsenergiesystem	58
> Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom	60
Erneuerbare in Österreich – mehr als ÖSG	64
> Prosumer	67
Entwicklung auf internationaler und europäischer Ebene	71
> Erneuerbarer Strom nach Ende der Unterstützungsdauer	71
Anhang	74
> Statistische Auswertungen zu Ökostromanlagen aus der Stromnachweisdatenbank	74
> Abfrage Bundesländer	94

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr in %	12
Abbildung 2	Energetischer Endverbrauch nach Sektoren 1990, 2017 und 2018 in PJ	13
Abbildung 3	Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) von 1990 bis 2021 in TWh	14
Abbildung 4	Anteil Strom aus Erneuerbaren (im Inland erzeugt) am Endverbrauch	14
Abbildung 5	Anteil des geförderten Ökostroms am Endverbrauch 2003 bis 2019	17
Abbildung 6	Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2019 in GWh	17
Abbildung 7	Entwicklung der installierten Leistung im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2019	18
Abbildung 8	Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2019	19
Abbildung 9	Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2019	19
Abbildung 10	Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2019	21
Abbildung 11	Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2019	22
Abbildung 12	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2019	22
Abbildung 13	Das Unterstützungsvolumen – Beispiel	23
Abbildung 14	Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012	24
Abbildung 15	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2019	25
Abbildung 16	Stromkostenentwicklung Musterhaushalt in Wien 3.500 kWh/a	32
Abbildung 17	CO ₂ -Vermeidungskosten von Ökostrom in Österreich 2019	34
Abbildung 18	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in MW	36
Abbildung 19	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in GWh	36
Abbildung 20	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank (2018 und 2019) in MW	37
Abbildung 21	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank (2018 und 2019) in GWh	37
Abbildung 22	In HKN-Datenbank eingetragene Förderungen 2019	39
Abbildung 23	Von der OeMAG abgenommene KWKW 2007 bis 2019	40
Abbildung 24	Risikomatrix Versorgungssicherheit	41
Abbildung 25	Zusätzlich installierte Leistung OeMAG exkl. Investitionsförderung 2010 bis 2019	44
Abbildung 26	Zusätzlich installierte Leistung OeMAG inkl. Investitionsförderung 2010 bis 2019	45
Abbildung 27	Zusätzlich installierte Leistung OeMAG inkl. Investitionsförderung 2010 bis 2019 und Prognose für 2020	46
Abbildung 28	Basis-Szenario (Ökostrombericht 2019)	48
Abbildung 29	Szenario PV-hoch (Ökostrombericht 2019)	48
Abbildung 30	Ausscheiden aus dem Fördersystem 2020 bis 2030	50

Abbildung 31	Bilanz der elektrischen Energie – Private Haushalte	51
Abbildung 32	Verbreitung von Geräten in österreichischen Haushalten (Basisjahr 2012)	52
Abbildung 33	Volllaststunden Kleinwasserkraft	54
Abbildung 34	Volllaststunden Windkraft	54
Abbildung 35	Volllaststunden Biomasse	55
Abbildung 36	Volllaststunden Biogas	55
Abbildung 37	Volllaststunden Photovoltaik	56
Abbildung 38	Volllaststunden Wasserkraft > 10 MW	56
Abbildung 39	Regelreserve und Ungleichgewichte	58
Abbildung 40	Entstehung und Zuordnung der Kosten	59
Abbildung 41	Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003 bis 2019	62
Abbildung 42	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. € von 2003 bis 2019	62
Abbildung 43	Anteil anrechenbarer Erneuerbarer 2010 bis 2018	64
Abbildung 44	Anteil anrechenbarer Erneuerbarer in den einzelnen Sektoren 2010 bis 2018	65
Abbildung 45	Anteile am Bruttoinlandsverbrauch und dem energetischen Endverbrauch Strom 2018	66
Abbildung 46	Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches 2018	66
Abbildung 47	Auslaufende Unterstützung – installierte Kapazität	71
Abbildung 48	Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2020)	76
Abbildung 49	Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft nach installierter EPL in kW (Stand 07/2020)	76
Abbildung 50	Regionale Verteilung von Windkraft nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2020)	78
Abbildung 51	Regionale Verteilung von Windkraft nach installierter EPL in kW (Stand 07/2020)	79
Abbildung 52	Erzeugte Windkraft im Jahr 2019 (in kWh) aus produktionsgeförderten Anlagen (OeMAG)	79
Abbildung 53	Regionale Verteilung von fester Biomasse nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2020)	81
Abbildung 54	Regionale Verteilung von fester Biomasse nach installierter EPL in kW (Stand 07/2020)	81
Abbildung 55	Regionale Verteilung von Biogas nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2020)	83
Abbildung 56	Regionale Verteilung von Biogas nach installierter EPL in kW (Stand 07/2020)	83
Abbildung 57	Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2018	84
Abbildung 58	Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2017	85
Abbildung 59	Entwicklung der Mittelwerte – absolut und prozentuell	86
Abbildung 60	Entwicklung der Mediane – absolut und prozentuell	87
Abbildung 61	Kostensteigerung 2006 bis 2019 unter Berücksichtigung von zusätzlichen Wärmeerlösen	87
Abbildung 62	Regionale Verteilung von Photovoltaik nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2020)	89
Abbildung 63	Regionale Verteilung von Photovoltaik nach installierter EPL in kW (Stand 07/2020)	89

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Wasserkrafterzeugungskoeffizient 2008 bis 2019	15
Tabelle 2	Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2018 und 2019	20
Tabelle 3	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2019 sowie Prognose für 2020	25
Tabelle 4	Investitionsförderung Kleinwasserkraft	26
Tabelle 5	Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft	27
Tabelle 6	Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft	28
Tabelle 7	Investitionsförderung Kraft-Wärmekopplung	28
Tabelle 8	Entwicklung der Ökostrompauschale	30
Tabelle 9	Entwicklung Ökostromförderbeitrag	31
Tabelle 10	Entwicklung der Ökostromkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh	31
Tabelle 11	Entwicklung der Ökostromkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW	33
Tabelle 12	Installierte Leistung pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2019	38
Tabelle 13	Anzahl der Anlagen pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2019	38
Tabelle 14	Ausbauziele laut ÖSG 2012 – zusätzlich installierte Leistung verglichen mit 2010	43
Tabelle 15	Parameter Prognose Unterstützungsvolumen	47
Tabelle 16	Mögliche Entwicklung Unterstützungsvolumen 2030	49
Tabelle 17	Ökostrom-Abweichungen: Fahrplanzuweisung zu tatsächlich eingespeisten Mengen in 2019	60
Tabelle 18	Ausgleichsenergieaufwendungen 2019	61
Tabelle 19	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2004 bis 2019)	63
Tabelle 20	§-16a-Anlagen in Österreich – Stand Mitte 2020	67
Tabelle 21	Zusammenfassung Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürger-Energie-Gemeinschaften	69
Tabelle 22	Herausforderungen nach Ende der Förderung	72
Tabelle 23	Kleinwasserkraft im Vertragsverhältnis mit OeMAG	75
Tabelle 24	Durchschnittliche Volllaststunden Kleinwasserkraft 2019	75
Tabelle 25	Windkraftanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG	77
Tabelle 26	Durchschnittliche Volllaststunden Windkraft 2019	77
Tabelle 27	Biomasse-fest-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG	80
Tabelle 28	Durchschnittliche Volllaststunden Biomasse fest 2019	80
Tabelle 29	Biogasanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG	82
Tabelle 30	Durchschnittliche Volllaststunden Biogas 2019	82
Tabelle 31	Photovoltaikanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG	88
Tabelle 32	Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik 2019	88
Tabelle 33	Photovoltaikanlagen – Anträge auf Investitionszuschuss beim Klima- und Energiefonds	91
Tabelle 34	Biomasse-flüssig-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG	92
Tabelle 35	Deponie- und Klärgasanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG	92
Tabelle 36	Geothermieranlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG	93
Tabelle 37	Förderprogramm im Burgenland	94
Tabelle 38	Förderprogramme in Oberösterreich	95
Tabelle 39	Förderprogramme in Wien	96

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 das für die Endverbraucherinnen und Endverbraucher 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, Wellen- und Gezeitenenergie, 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 neuer wieder eine hilfreiche Grundlage für künftige Entscheidungen im Bereich Ökostrom, sei es auf politischer, aber auch auf technischer und wirtschaftlicher Ebene, bieten kann.



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



DI Andreas Eigenbauer
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 2019. 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

2019 kam es, nach dem Rückgang im Jahr 2018 bei der Abnahme von Ökostrom durch die OeMAG, wieder zu einem Anstieg, womit in etwa das Niveau von 2017 erreicht werden konnte. Nach einem Anteil von 16,5%¹ im Jahr 2018, welcher auf 9.784 GWh gefördertem Ökostrom bei einer Abgabe an Endverbraucherinnen und Endverbraucher von 59.268 GWh basierte, weisen die Zahlen für 2019 einen Anteil von 17,7% aus. Dabei stieg der von der OeMAG abgenommene Ökostrom auf 10.406 GWh (+6% verglichen mit 2018) an, wobei die Abgabe an Endverbraucherinnen und Endverbraucher gleichzeitig auf 58.912 GWh gesunken ist. Dies zeigt jedoch

keinen sinkenden Stromverbrauch, sondern nur eine gesunkene Abnahme aus dem öffentlichen Netz.

So kam es z.B. im Bereich der Windkraft zu einem Anstieg um 23%, was nach dem Rückgang 2018 auf 5.061 GWh einem neuen Höchststand 2019 von 6.208 GWh entspricht. Trotz der steigenden Eigenversorgung² wurde die abgenommene Menge im Bereich der Photovoltaik um 14% auf 707 GWh gesteigert. Im Bereich der rohstoffabhängigen Technologien ging die abgenommene Menge zurück. Vor allem bei der festen Biomasse hat sich die ungewisse Situation hinsichtlich der Nachfolgetarifförderung 2019 und das kurzfristig erlassene Biomasseförderung-Grundsatzgesetz bemerkbar gemacht. Dabei kam es zu einem Rückgang von 21%, wobei nicht alle dieser Anlagen stillgelegt wurden, sondern teilweise abseits des Ökostromgesetzes mittels Landesförderungen weiterbetrieben werden.³

Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien im Jahr 2019 im Vergleich zum Jahr 2018 in Bezug auf die von der OeMAG abgenommenen und vergüteten Mengen:

- > Windkraft +23%
- > Photovoltaik +14%
- > Kleinwasserkraft –11%
- > Biomasse fest –21%
- > Biogas –1%

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 Für PV-Anlagen mittels Tarifförderung wurde 2019 ein durchschnittlicher (leistungsgewichtet) Eigenversorgungsanteil von 24% angegeben.

³ Hinweis: Gesamtzahlen zum Ökostrom (also auch abseits der ÖSG-Förderung) werden im Abschnitt „Exkurs Ökostrom generell – mehr als ÖSG 2012“ dargestellt.

Bei der installierten Leistung gab es mit Stichtag 31.12.2019 ebenfalls einen Anstieg. Nach einem Zuwachs von 104 MW im Jahr 2018 waren es 272 MW Zuwachs Ende 2019. Bei der Kleinwasserkraft (–6 MW) und der festen Biomasse (–74 MW) gab es jeweils Rückgänge, welche jedoch unter dem Zuwachs bei der Photovoltaik (+149 MW) und der Windkraft (+204 MW) lagen.

Aufgrund der gestiegenen Mengen stieg auch das Vergütungsvolumen um 30 Mio. EUR von 1.047 Mio. EUR auf 1.077 Mio. EUR. Das berechnete Unterstützungsvolumen ging indes trotz des höheren Vergütungsvolumens aufgrund des gestiegenen Marktpreises auf 582 Mio. EUR zurück (702 Mio. EUR 2018). Für das Jahr 2019 wurde ein durchschnittlicher Marktpreis von 50,12 EUR/MWh angesetzt (nach 38,62 EUR/MWh für 2018). Aufgrund des gestiegenen Marktpreises würden sich, verglichen mit jenem Marktpreis von 2018, bei einer derartigen Berechnung höhere Einnahmen aus der Zuweisung von 122 Mio. EUR ergeben.

Von Seiten der OeMAG wurden 40 Mio. EUR an direkten Ausgleichsenergiezahlungen an die Verrechnungsstelle im Jahr 2019 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 dieses Effekts und eines Überhangs von 7,8 Mio. EUR aus dem Vorjahr ergaben sich für das Jahr 2019 aliquote Ausgleichsenergiekosten von 3,7 Mio. EUR.

Der Anteil von erzeugter Strommenge aus erneuerbaren Quellen am Verbrauch des öffentlichen Netzes inkl. Pumpstrom stieg im Jahr 2019 laut ersten Hochrechnungen auf 78% (72% im Jahr 2018).

GESETZLICHE GRUNDLAGEN IN ÖSTERREICH

Hinsichtlich der gesetzlichen Grundlagen, dem **Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012)** und dessen zugehörigen Verordnungen, kam es Ende 2019 zu kleineren Adaptionen, welche im folgenden Abschnitt angeführt werden.

Das ÖSG 2012 regelt:

- > welche Technologien gefördert werden;
- > die Art und Weise der Förderungen;
- > die Abwicklung der Antragstellung;
- > die Höhe des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens und dessen Verteilung über die einzelnen Technologien sowie
- > die Aufbringung der Fördermittel.

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 etwa bundesweite Förderschienen wie der Klima- und Energiefonds, aber auch eine Vielzahl von regionalen und lokalen Initiativen (siehe Abschnitt „Abfrage Bundesländer“).

ÖSG 2012 – Novelle 2019

Im Herbst 2019 wurde eine Novelle des ÖSG 2012 beschlossen, die am 22.10.2019 in Kraft getreten ist (BGBl. I Nr. 97/2019). Es wurden nur kleinere Adaptionen beschlossen, wobei die Eckpunkte der Novelle wie folgt lauten:

Die Einspeisetarife des Jahres 2019 werden für 2020 ohne Abschlüsse fortgeschrieben.

Für eine Verlängerung der Laufzeit im Bereich Biomasse wurden die erforderlichen Mittel be-

reitgestellt. Diese sollen sich nach den damaligen Hochrechnungen auf ein zusätzliche Unterstützungsvolumen von 9,35 Mio. EUR belaufen.

Unter dem Titel „Abbau der Wartelisten“ wurden folgende Maßnahmen umgesetzt:

- > Für die Windkraft werden 20,5 Mio. EUR (Resttopf und reguläres Unterstützungsvolumen) aus dem Jahr 2021 vorgezogen und 2020 zur Verfügung gestellt.
- > Feste Biomasse erhält 8,7 Mio. EUR zusätzlich für 2020.
- > Investitionszuschuss mittlere Wasserkraft – einmal zusätzlich 30 Mio. EUR, wobei

gleichzeitig die Förderhöhen für den Investitionszuschuss erhöht wurden.

- > Investitionszuschuss PV und Stromspeicher – 2020, 2021 und 2022 jeweils zusätzlich 36 Mio. EUR.
- > Für die Kontingentberechnung wird der Marktpreis des Kalenderjahres vor Vertragsabschluss herangezogen – für 2020 also jener von 2019.
- > Für die Nachfolgetarife bei Anlagen auf Basis von fester Biomasse wird auf die VO aus dem Jahr 2012 zurückgegriffen, wobei der 1%-Abschlag zur Anwendung kommen soll.

Biomasseförderung-Grundsatzgesetz

Nachdem eine geplante Novelle des ÖSG 2012 im Februar 2019 im Bundesrat keine Zweidrittel-Mehrheit gefunden hatte, wurde das Biomasseförderung-Grundsatzgesetz ausgearbeitet und am 28.05.2019 kundgemacht. Dadurch wurde die Förderung von Biomasseanlagen nach Ende der regulären Förderlaufzeit von 15 Jahren den Bundesländern auf Basis von Ausführungsgesetzen verantwortet. Grundsätzlich sieht das Grundsatzgesetz dieselbe Vorgehensweise und Mittelaufbringung wie das ÖSG hinsichtlich Nachfolgetarifen vor. Voraussetzung ist jedoch, dass die Bundesländer Ausführungsgesetze beschließen, die die Höhe der Förderung und die Abwicklung spezifizieren. Die Mengen aus dieser Förderung befinden sich somit außerhalb des Ökostromgesetzes,

wobei das Grundsatzgesetz selbst die Möglichkeit vorsieht, dass Dritte, wie etwa die OeMAG, mit der Abwicklung betraut werden können.

Für das vierte Quartal waren bei der OeMAG 11 derartigen Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von 42 MW und einer abgenommenen Ökostrommenge von 70 GWh unter Vertrag. Diese Menge wurde mit 6,7 Mio. EUR vergütet, was einer durchschnittlichen Vergütung von 9,71 Cent/kWh entspricht.

ENERGIEVERBRAUCHS- ENTWICKLUNG

An dieser Stelle werden die Kennzahlen zum Gesamtenergieverbrauch dargestellt. Dabei stellt die Entwicklung des gesamten Energieverbrauches bei der Diskussion über den Anteil von erneuerbaren Energieträgern im Allgemeinen einen wesentlichen Faktor dar. Näheres dazu ist im Exkurs zum Einfluss von Energieeffizienzmaßnahmen zu finden.

Grundsätzlich gibt es die Bestrebung, das reale BIP und den Bruttoinlandsverbrauch zu entkoppeln – Wirtschaftswachstum ohne zusätzlichen Energieverbrauch bzw. mit geringerem Energieeinsatz. Nach 2014 konnte dieses Ziel 2018 erneut erreicht werden (siehe Abbildung 1). Dabei ging der Bruttoinlandsverbrauch im Jahr 2018, nach einem deutlichen Anstieg von 1.426 PJ (2016) auf 1.457 PJ (2017), auf 1.423 PJ zurück.

Der gesamte energetische Endverbrauch ging im Jahr 2018 um 1,3% auf 1.126 PJ zurück. Den größten Rückgang gab es im Bereich der Haushalte mit –6,6%, gefolgt vom Bereich der Landwirtschaft mit –4,4%. Verglichen mit 1990 hat sich der energetische Endverbrauch des Verkehrs mittlerweile beinahe verdoppelt, gefolgt vom produzierenden Gewerbe, welches um 52% mehr Energie verbraucht als 1990. Einzig und allein im Bereich der Landwirtschaft ging der energetische Endverbrauch um 8,8% zurück.

In Abbildung 3 ist der gesamte Stromverbrauch (bezogen auf den energetischen Endverbrauch) dargestellt. Dieser lag gemäß aktuellen Daten von Statistik Austria im Jahr 2018 bei 63,1 TWh (nach 62,9 TWh 2017). Der Anteil des Stroms am gesamten ener-

Bruttoinlandsverbrauch Energie
BIP real

BRUTTOINLANDSVERBRAUCH UND REALES BIP – VERÄNDERUNG ZUM VORJAHR in %

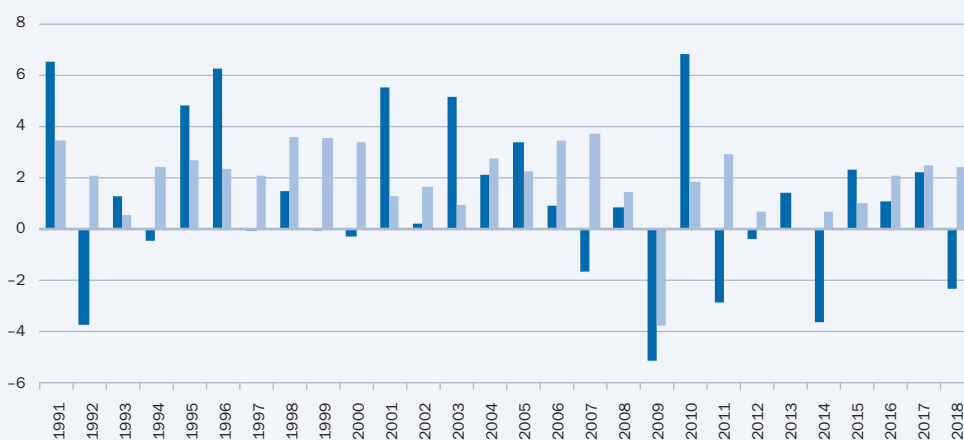


Abbildung 1
Bruttoinlandsverbrauch und
reales BIP – Veränderung
zum Vorjahr in %

Quelle: Statistik Austria, WKO, Berechnungen E-Control

getischen Endverbrauch in Österreich stieg von 20,0% auf 20,4% an. Insgesamt lag der Stromverbrauch im Jahr 2018 um 48,9% über dem Niveau von 1990. Der Stromverbrauch für das Jahr 2019 wurde basierend auf den aktuell verfügbaren Daten prognostiziert und wurde für 2020 unter Berücksichtigung der BIP-Entwicklung hochgerechnet. Der Wert für das Jahr 2021 wurde basierend auf der durchschnittlichen Veränderung der Jahre 2016 bis 2020 hochgerechnet.⁴

Für die folgende Betrachtung sollen vorab nochmals die unterschiedlichen Werte erörtert werden.

Es wurde bereits die Abgabe an Endverbraucherinnen und Endverbraucher aus dem öffentlichen Netz, welche im Jahr 2019 bei 58,9 TWh

lag, angeführt. Weiters gibt es den Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch), welcher laut einer ersten Prognose 2019 bei ungefähr 63,9 TWh lag (siehe Abbildung 3) und laut Statistik Austria jene Energiemenge ist, die Verbraucherinnen und Verbrauchern für die Umsetzung in Nutzenergie zur Verfügung gestellt wird. In der folgenden Betrachtung wird der Verbrauch bezogen aus dem öffentlichen Netz inklusive Pumpstrom, welcher mit 68,1 TWh der höchste Wert ist, als Vergleichsbasis herangezogen. Dieser Vergleich wurde vorgenommen, weil diese Daten von Seiten der E-Control direkt erhoben werden, bei Redaktionsschluss zur Verfügung stehen und somit ein Verlauf dieses Verhältnisses dargestellt werden kann.

Nach ersten Auswertungen lag der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren (inländische Erzeu-

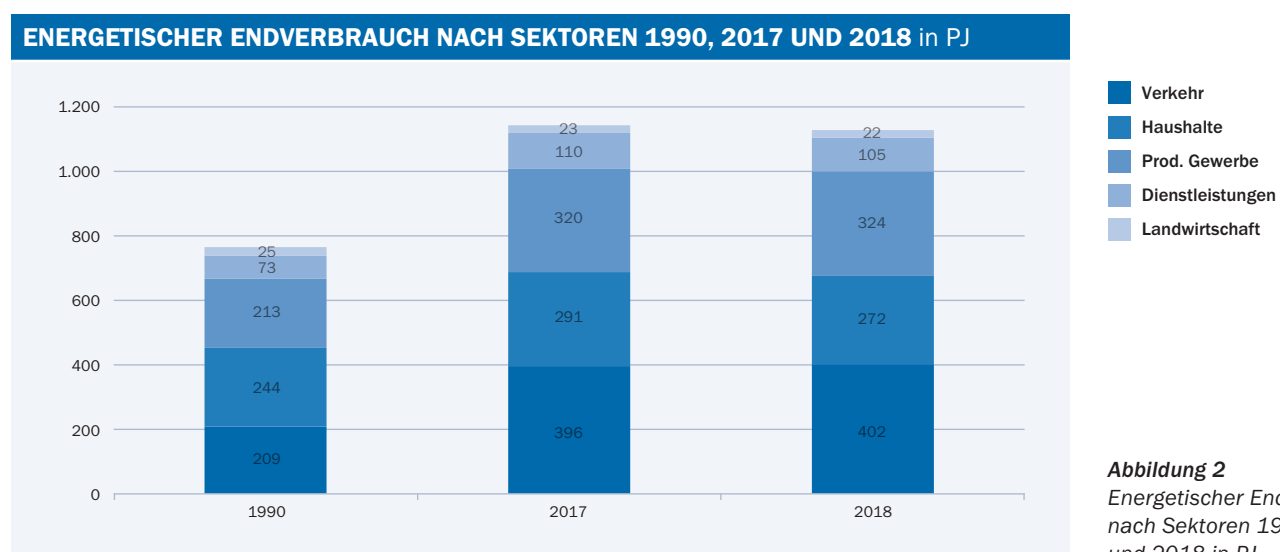


Abbildung 2
Energetischer Endverbrauch nach Sektoren 1990, 2017 und 2018 in PJ

Quelle: Statistik Austria, E-Control

⁴ Die Effekte der COVID-19-Pandemie wurden in dieser ersten Hochrechnung nur bedingt berücksichtigt.

STROMVERBRAUCH (ENERGETISCHER ENDVERBRAUCH) VON 1990 BIS 2021 in TWh

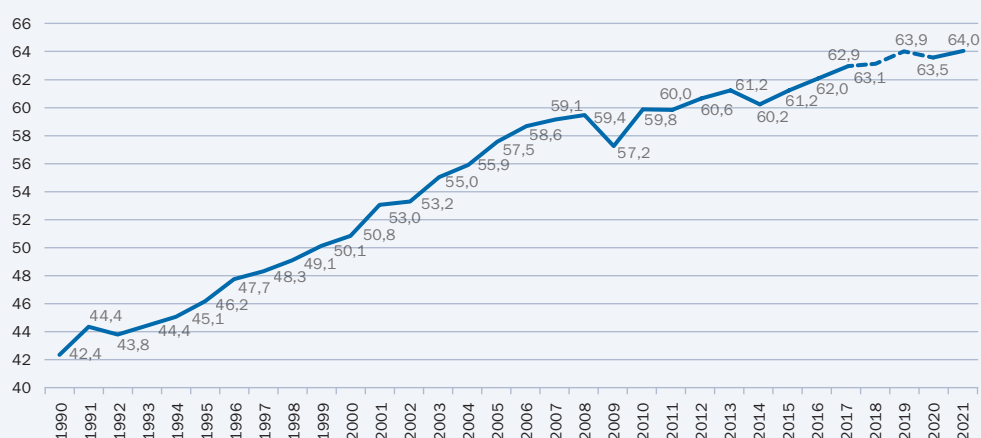


Abbildung 3
Stromverbrauch
(energetischer End-
verbrauch) von 1990 bis
2021 in TWh

Quelle: Statistik Austria, eigene Berechnung E-Control

ANTEIL STROM AUS ERNEUERBAREN (IM INLAND ERZEUGT) AM ENDVERBRAUCH in GWh

Verbrauch öffentliches Netz
inkl. Pumpstrom in GWh (links)

Anteil Ökostromerzeugung an
Verbrauch öffentliches Netz
inkl. Pumpstrom
in % (rechts)

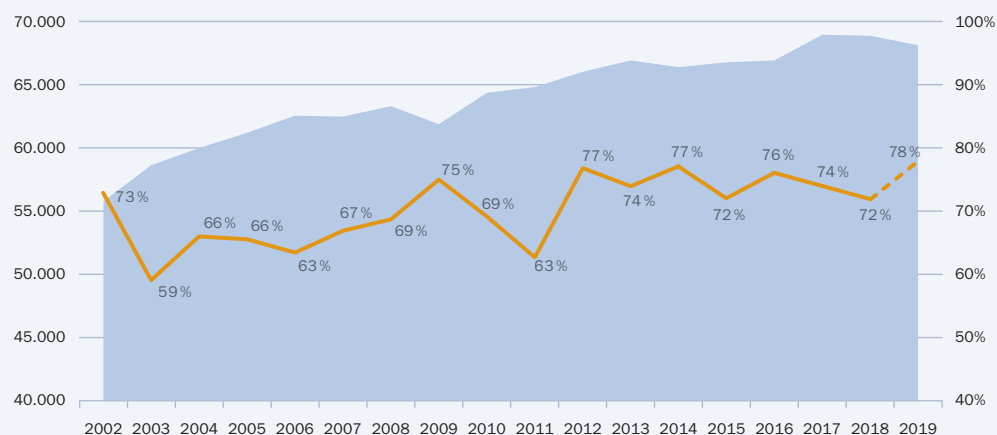


Abbildung 4
Anteil Strom aus Erneuer-
baren (im Inland erzeugt)
am Endverbrauch

Quelle: E-Control

gung) am Verbrauch (öffentliches Netz inkl. Pumpstrom) im Jahr 2019 bei rund 78%.⁵ Aufgrund von Strommengen sonstiger Kraftwerke < 10 MW, welche erst zu einem späteren Zeitpunkt detailliert zugeordnet werden können, ergibt sich zum jetzigen Zeitpunkt noch eine gewisse Unschärfe. Diese Unschärfe besteht aus 6 TWh (8% der gesamten Erzeugung), die noch nicht final zugeordnet werden können. Sie deckt sich mit den zum Redaktionsschluss nicht zuordenbaren Mengen der vergangenen Jahre. Basierend auf der Erfahrung, wie sich diese Menge in den vergangenen Jahren jeweils verteilt hat, würde sich die Erzeugung im Bereich der Wasserkraft mit 44 TWh im Jahr

2019 auf dem Niveau von 2012 bis 2014 (46/44/45 TWh) bewegen. In Abbildung 4 ist die Entwicklung des Verbrauchs im öffentlichen Netz inklusive Pumpstrom dargestellt sowie der Anteil von Strom aus Erneuerbaren (gefördertem Ökostrom und Wasserkraft).

In Tabelle 1 ist der Wasserkrafterzeugungskoeffizient der Jahre 2008 bis 2019 dargestellt. Der Einbruch des abgenommenen Stroms im Jahr 2011 kann mit einem äußerst schlechten Wasserjahr begründet werden und der erwartete Anstieg für 2019 spiegelt sich auch in einem Anstieg des Wasserkrafterzeugungskoeffizienten wider.

WASSERKRAFTERZEUGUNGSKOEFFIZIENT 2008 BIS 2019												
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Jänner	1,05	0,82	0,90	1,21	1,30	1,35	0,96	1,30	0,81	0,70	1,48	1,19
Februar	0,91	0,81	0,83	0,98	0,98	1,23	0,95	0,89	1,31	0,93	1,11	1,13
März	1,15	1,26	1,01	0,81	1,28	1,06	0,92	0,90	0,90	1,08	0,87	1,30
April	1,03	1,37	0,78	0,76	1,03	1,11	0,93	1,03	0,96	0,84	1,18	1,11
Mai	1,05	1,17	0,96	0,68	1,01	1,11	1,02	1,07	0,94	0,93	1,01	1,01
Juni	1,01	1,00	1,02	0,86	1,04	0,97	0,87	0,97	1,07	0,78	0,91	1,10
Erstes Halbjahr (nicht mit Strom- mengen gewichtet)	1,04	1,07	0,92	0,88	1,11	1,14	0,94	1,03	1,00	0,88	1,10	1,14
Juli	1,02	1,11	0,93	0,87	1,04	0,92	0,92	0,77	1,09	0,87	0,75	0,84
August	1,03	1,00	1,09	0,92	0,91	0,79	1,10	0,76	1,10	1,09	0,66	0,88
September	0,87	1,07	1,16	0,90	1,19	1,05	1,31	0,81	0,98	1,26	0,81	0,85
Oktober	0,88	1,00	0,96	1,13	1,24	1,15	1,16	0,99	0,95	1,09	0,73	0,85
November	0,95	0,97	1,10	0,78	1,33	1,40	1,32	0,79	1,07	1,18	0,82	1,10
Dezember	1,04	1,02	1,13	0,84	1,24	1,00	1,00	0,80	0,82	1,14	1,04	1,00
Jahr (mit Strommengen gewichtet)	1,00	1,06	0,99	0,88	1,11	1,07	1,03	0,92	1,00	0,98	0,93	1,02

Tabelle 1
Wasserkrafterzeugungskoeffizient 2008 bis 2019

Quelle: E-Control

⁵ Anmerkung: Die finalen Daten werden erst Mitte/Ende des Jahres 2020 zur Verfügung stehen. Basierend auf Erfahrungswerten wurden die im Augenblick als „sonstiger Strom“ angeführten Mengen den einzelnen Erzeugungstechnologien zugeordnet. Dies wurde in der Grafik (Abbildung 4) durch die unterbrochene Linie berücksichtigt.

GEFÖRDERTER ÖKOSTROM GEMÄSS ÖSG 2012

In diesem Kapitel 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 2019 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 Anlagen, die aufgrund des Biomasseförderung-Grundsatzgesetzes gefördert werden, hierbei nicht berücksichtigt werden. Informationen dazu sind im Abschnitt „Biomasseförderung-Grundsatzgesetz“ zu finden.

Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG

ANTEIL AM ENDVERBRAUCH, GWH, MW, ANZAHL

Der Anteil von durch die OeMAG abgenommenem Ökostrom stieg von 16,5% im Jahr 2018 auf 17,7% im Jahr 2019 (siehe Abbildung 5). Im Gegensatz zum Jahr 2018 kam es auf der einen Seite zu einem Rückgang der Abgabe an Endverbraucherinnen und Endverbraucher von 59.268 GWh (2018) auf 58.912 GWh und gleichzeitig zu einem Anstieg des abgenommenen Ökostroms von 9.784 GWh (2018) auf 10.406 GWh. Die Windkraft konnte ihren Anteil am Endverbrauch nach einem Rückgang von 9,77% (2017) auf 8,54% (2018) deutlich auf 10,54% ausbauen.

Nach einem Rückgang der abgenommenen Menge im Jahr 2011 kam es bis 2017 durch-

gehend zu einem Anstieg. Dieser Anstieg war von einem Zuwachs bei der Windkraft getrieben. 2018 kam es zu einem deutlichen Rückgang im Bereich der Windkraft, welcher auch durch andere Technologien nicht ausgeglichen werden konnte. 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. Dadurch konnte der Rückgang in den anderen Bereichen, vor allem der festen Biomasse mit -432 GWh und der Kleinwasserkraft -172 GWh, abgefedert werden (siehe Abbildung 6).

Bezüglich der installierten Leistung ergibt sich ein etwas ähnliches Bild wie bei den ab-

ANTEIL DES GEFÖRDELTEN ÖKOSTROMS AM ENDVERBRAUCH in %

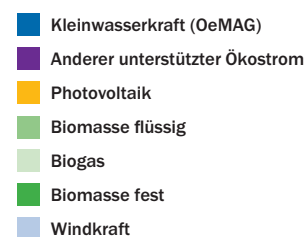
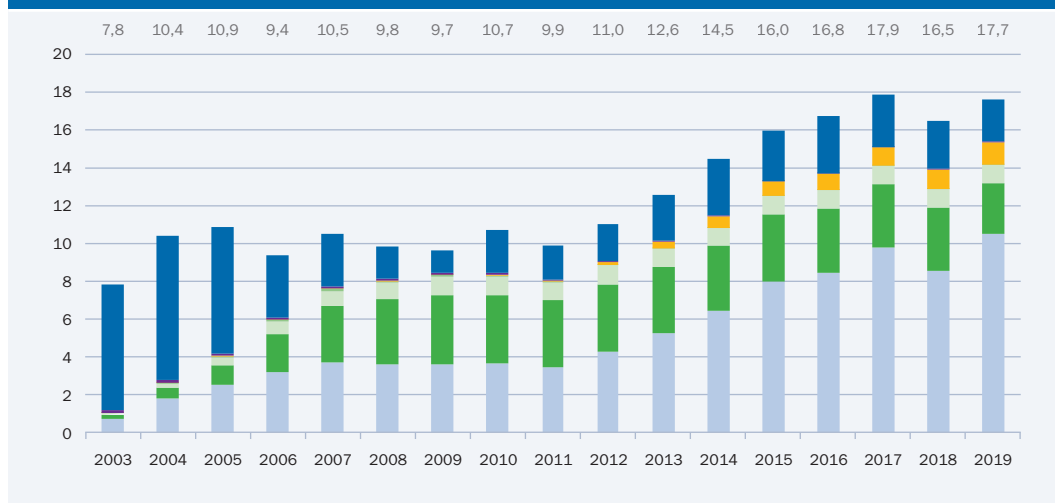


Abbildung 5
Anteil des geförderten Ökostroms⁶ am Endverbrauch 2003 bis 2019

Quelle: OeMAG, E-Control

VON DER OEMAG ABGENOMMENE ÖKOSTROMMENGEN in GWh

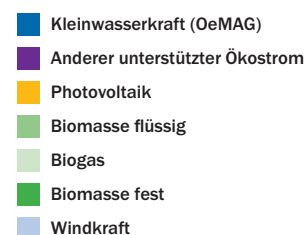
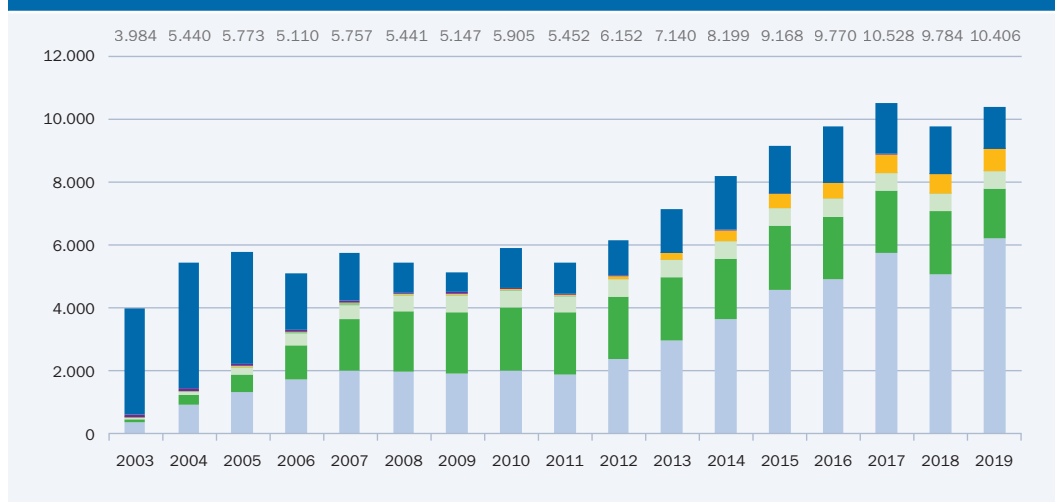


Abbildung 6
Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen⁷ 2003 bis 2019 in GWh

Quelle: OeMAG, E-Control

⁶ Anmerkung: Es sind alle Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis 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“).

⁷ Anmerkung: Es sind alle Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen erfasst.

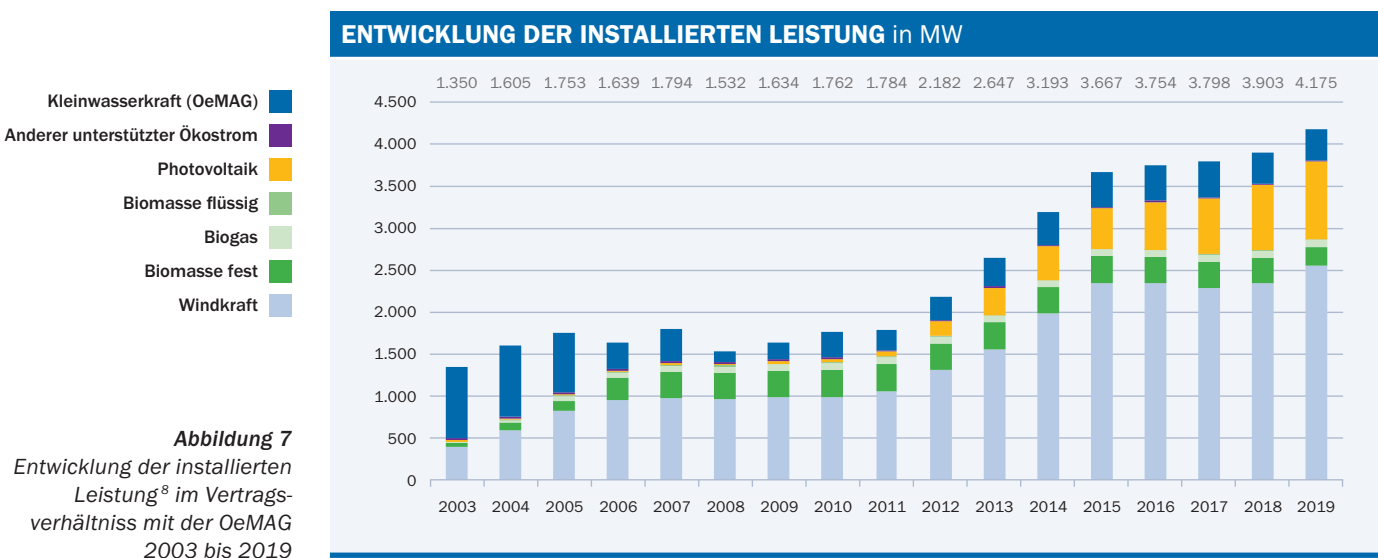
genommenen Mengen: Hier kam es im Jahr 2019, verglichen mit den Vorjahren, zu einem deutlicheren Anstieg, vor allem getrieben von der Windkraft (+204 MW) und gefolgt von der Photovoltaik (+149 MW). Diese Entwicklung ist in Abbildung 7 dargestellt. Den höchsten Rückgang gab es bei der festen Biomasse mit -74 MW, wobei 42 MW basierend auf dem Biomasseförderung-Grundsatzgesetz von der OeMAG abseits des ÖSG zugewiesen werden. Der Anstieg im Bereich der Photovoltaik, verbunden mit den nur leicht angestiegenen abgenommenen Mengen, verdeutlicht die immer stärkere Bedeutung des Eigenversorgungsanteils.

In Summe über alle Technologien stieg die kontrahierte Leistung von 3.903 MW im Jahr

2018 auf 4.175 MW im Jahr 2019 – und damit wurde auch der langjährige Ausbautrend fortgesetzt.

Die Entwicklung der Anzahl der Anlagen war auch 2019 durch die Photovoltaik getrieben. Dabei waren im Jahr 2019 um 3.652 mehr PV-Anlagen bei der OeMAG unter Vertrag als 2018 (siehe Abbildung 8). Die Entwicklung der Anzahl der übrigen Technologien ist in Abbildung 9 dargestellt.

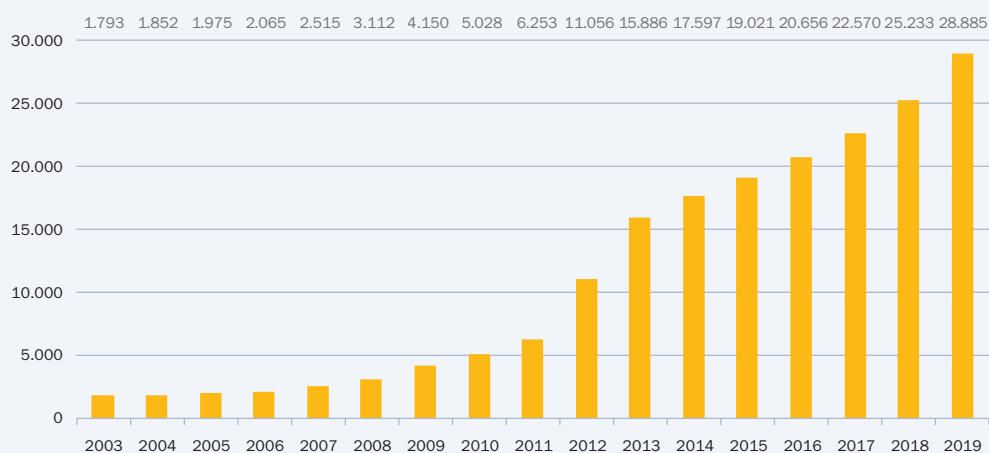
In Tabelle 2 werden nochmals die einzelnen Werte für Ausbau, Leistung, Einspeisemengen und Vergütung des Jahres 2019 zusammengefasst und 2018 gegenübergestellt.



Quelle: OeMAG, E-Control

⁸ Anmerkung: Es sind alle Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, erfasst.

ANZAHL DER PV-ANLAGEN

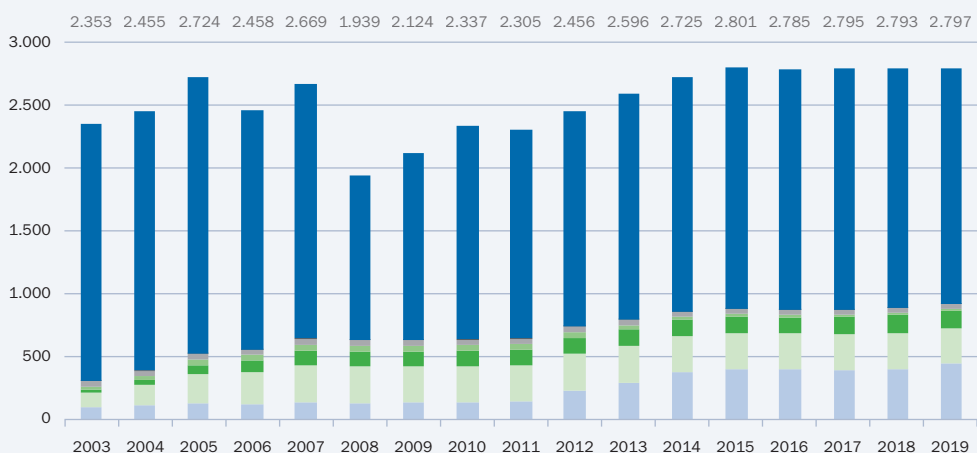


Photovoltaik

Abbildung 8
Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis⁹ mit der OeMAG 2003 bis 2019

Quelle: OeMAG, E-Control

ANZAHL DER ANLAGEN (exkl. PV)



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

Abbildung 9
Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2019

Quelle: OeMAG, E-Control

⁹ Anmerkung: Es sind alle Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, erfasst.

VERGLEICH DER WICHTIGSTEN KENNZAHLEN DER ANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNIS MIT DER OEMAG 2018 UND 2019

Energieträger	Installierte Leistung in MW	Einspeisemenge in GWh	Anzahl Anlagen	Vergütung netto in Mio. €	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % der Gesamtabgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
2019					1)	
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	0,0003%	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	0,0003%	5,25
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	4.175	10.406,2	31.682	1.077,3	17,7%	10,35
2018					2)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	374	1.505,6	1.904	82,9	2,5%	4,78
Sonstige Ökostromanlagen	3.529	8.278,6	26.122	963,7	14,0%	11,64
Windkraft	2.344	5.060,6	404	463,5	8,5%	8,67
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	302	2.013,7	141	260,4	3,4%	13,38
Biomasse gasförmig *)	86	568,0	288	98,8	1,0%	17,53
Biomasse flüssig	1	0,1	15	0,0	0,0001%	13,21
Photovoltaik	779	620,4	25.233	140,1	1,05%	26,56
Deponie- und Klärgas	15	15,8	39	0,8	0,03%	4,58
Geothermie	1	0,2	2	0,0	0,0004%	3,48
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.903	9.784,2	28.026	1.046,5	16,5%	10,70

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 58.912 GWh für das Gesamtjahr 2019 (Stand 05/2020)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 59.268 GWh für das Gesamtjahr 2018 (Stand 05/2020)

Quelle: OeMAG, E-Control – vorläufige Werte, Stand Mai 2020

Tabelle 2
Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2018 und 2019

DURCHSCHNITTliche EINSPEISETARIFE

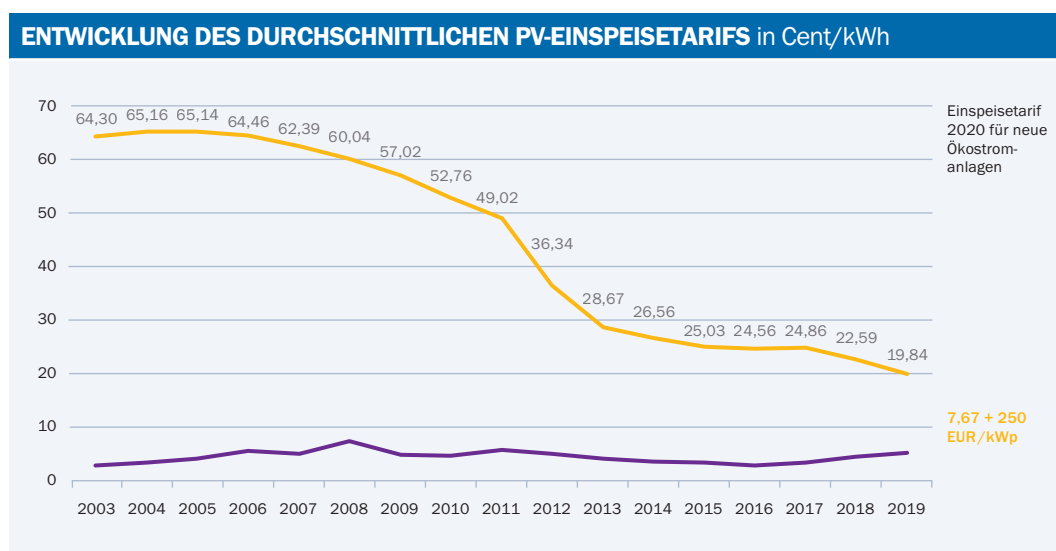
In den Abbildungen 10 und 11 sind der Verlauf der durchschnittlichen Einspeisetarife von 2003 bis 2018 dargestellt. Die durchschnittlichen Einspeisetarife errechnen sich aus dem Vergütungsvolumen pro Technologie, geteilt durch die jeweils unterstützte Menge. Etwaige Zuschläge sind bei dieser Berechnung inkludiert.¹⁰ 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 deutlichen Rückgang, welcher auf dem Ende der Tariffahrtzeit von Altanlagen, die deutlich

höhere Einspeisetarife erhalten haben, und auf einer Vielzahl an neuen Anlagen mit erheblich geringeren Einspeisetarifen beruht. Im Bereich der festen Biomasse kam es ebenfalls zu einem Rückgang, auch wenn dieser weit weniger deutlich ausgefallen ist.

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 mehr als verfünffacht. Nachdem es 2018 zum dritten Mal nach 2009 und 2011 zu einem Rückgang gekommen war, der jeweils mit



Photovoltaik
Marktpreis

Abbildung 10
Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2019

Quelle: OeMAG, E-Control

¹⁰ Hierbei handelt es sich um die gesamte von der OeMAG abgenommene Menge. Somit ist auch jener Anteil inkludiert, der zum Marktpreis vergütet wird.

Biogas
Biomasse fest
Windkraft
Kleinwasserkraft
Marktpreis

ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTlichen EINSPEISETARIFE (exkl. PV) in Cent/kWh

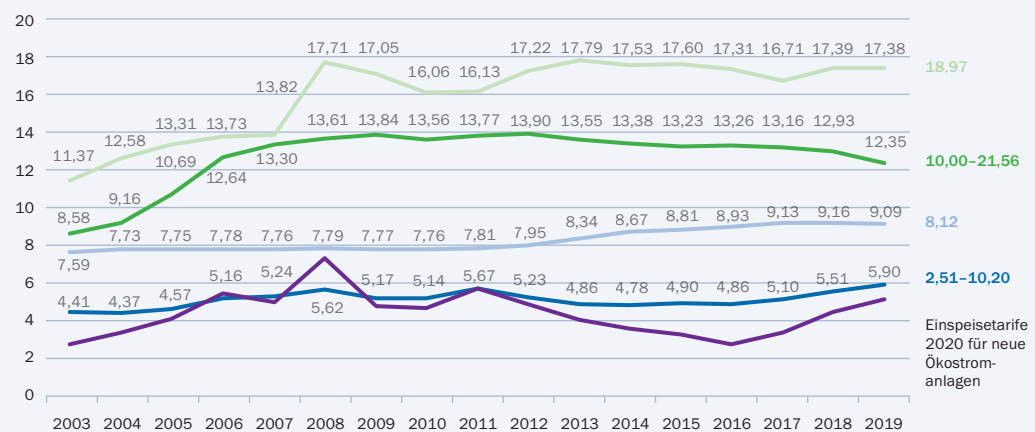


Abbildung 11

Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2019

Quelle: OeMAG, E-Control

ENTWICKLUNG DES VERGÜTUNGSVOLUMENS 2003 BIS 2019 in Mio. €

Kleinwasserkraft (OeMAG)
Anderer unterstützter Ökostrom
Photovoltaik
Biomasse flüssig
Biogas
Biomasse fest
Windkraft

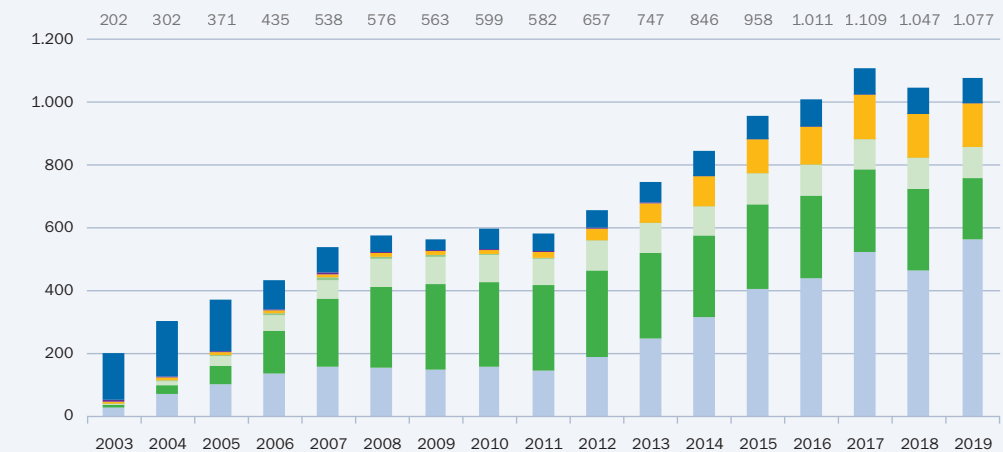


Abbildung 12

Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2019

Quelle: OeMAG, E-Control

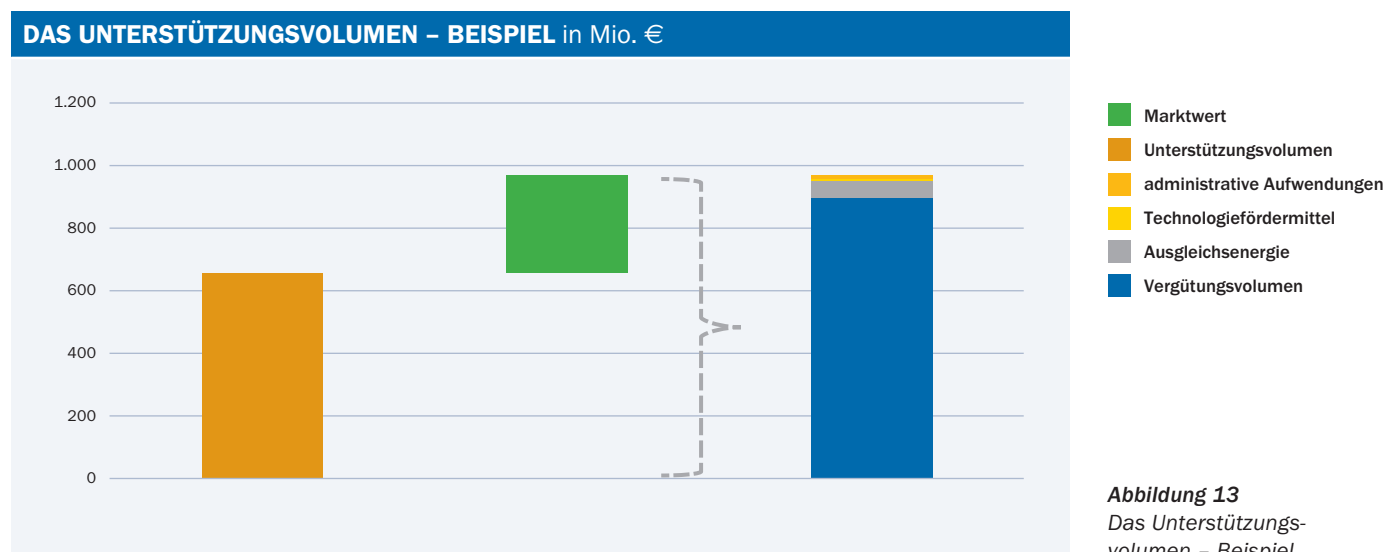
einem Rückgang der Mengen einherging, kam es 2019 wieder zu einem Anstieg (siehe Abbildung 12). Die Leistung der kontrahierten Anlagen, deren Mengenentwicklung und das damit verbundenen Vergütungsvolumen vom ersten Quartal 2020 lässt darauf schließen, dass das Vergütungsvolumen für das Gesamtjahr 2020 mit einer leicht steigenden Tendenz in etwa jenem von 2019 entspricht. Dabei kann noch nicht abgeschätzt werden, wie stark die zusätzlichen Mittel für den Wartelistenabbau (steigernd) schlagend werden bzw. sich jene Biomasseanlagen, welche nicht mehr über das ÖSG vergütet werden, (dämpfend) auswirken.

DAS UNTERSTÜTZUNGSVOLUMEN

In Abbildung 13 wird erneut der Zusammenhang zwischen Unterstützungsvolumen und

Vergütungsvolumen beispielhaft dargestellt. Das Unterstützungsvolumen zuzüglich des Marktwertes und abzüglich der Aufwendungen 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. Zum einen müsste pro Anlage der jeweils gültige Einspeisetarif dargestellt und multipliziert mit der eingespeisten stündlichen Menge ex-post



Quelle: E-Control

mit dem Marktpreis, zu dem zugewiesen wird (Day-ahead-Spotmarkt-Stundenpreis), gegen gerechnet werden. Aufgrund der Vergleichbarkeit mit der Vergangenheit und Prognosen für die Zukunft wird jedoch weiterhin ein durchschnittlicher Marktpreis verwendet. Bei einer Umstellung auf ein Prämiensystem entfällt dies, nachdem eindeutig abgegrenzt werden kann, was als Prämien ausbezahlt wird.

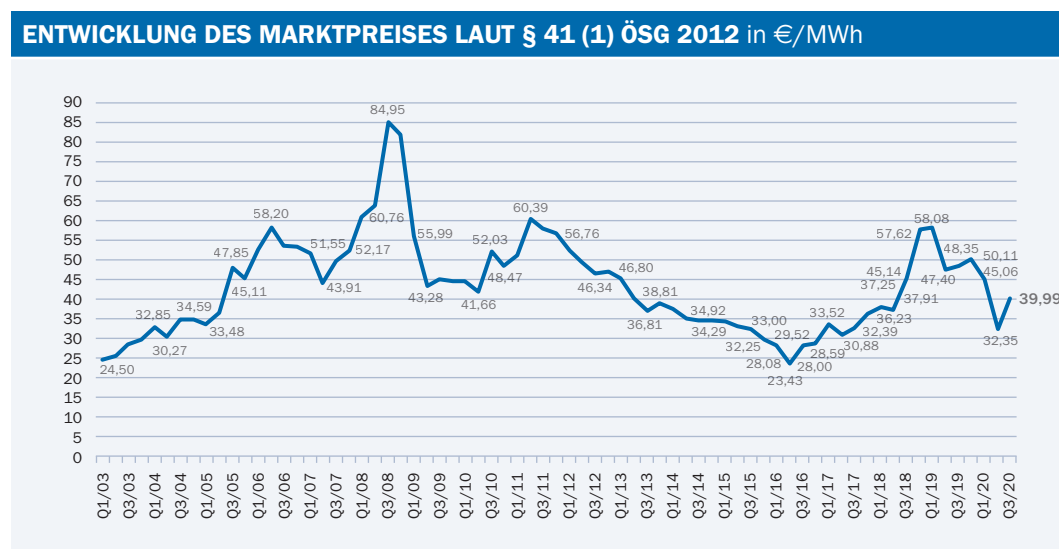
Ein steigender Marktpreis bedeutet einen geringeren Finanzierungsbedarf für den Aufbringungsmechanismus, da bereits ein größerer Teil durch den an die Lieferanten zugewiesenen Ökostrom abgedeckt wird. Seit dem niedrigsten Wert von 23,43 EUR/MWh im zweiten Quartal 2016 ist der Marktpreis beinahe kontinuierlich bis Anfang 2019 auf 58,08 EUR/

MWh gestiegen (siehe Abbildung 14). 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.

Die Entwicklung des Unterstützungsvolumens und dessen Zusammensetzung seit dem Jahr 2003 ist in Tabelle 3 dargestellt. Hierbei sei darauf verwiesen, dass es sich um Berechnungen der E-Control handelt. Es werden nicht die stündlich zugewiesenen Mengen mit den stündlichen Marktpreisen abgegrenzt, sondern diese Berechnungen basieren auf einem durchschnittlichen Marktpreis und den eingespeisten Mengen.

Im letzten Bericht wurde für das Jahr 2019 unter der Annahme eines Marktpreises von

Abbildung 14
Entwicklung des
Marktpreises laut
§ 41 (1) ÖSG 2012¹¹



Quelle: E-Control

¹¹ 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 2019

in Mio. € (links) und Cent/kWh (rechts)

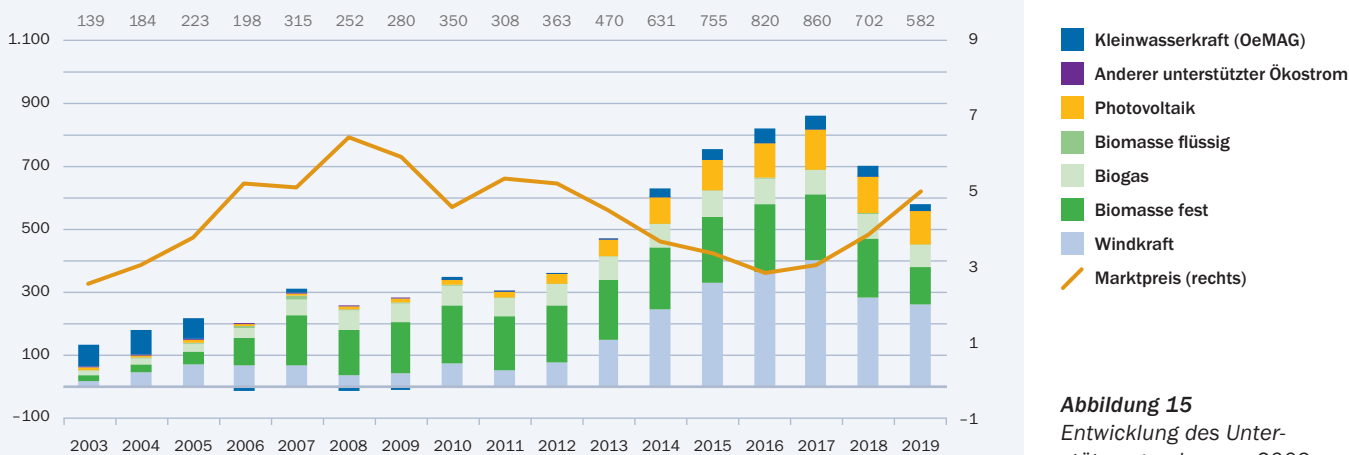


Abbildung 15
Entwicklung des Unterstützungs volumens 2003 bis 2019

Quelle: OeMAG, E-Control

ENTWICKLUNG DES UNTERSTÜTZUNGSVOLUMENS 2003 BIS 2019 SOWIE PROGNOSE FÜR 2020 in Mio. €

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
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	4,42
Windkraft	24	50	75	71	74	42	49	78	56	83	154	248	333	367	403	287	265	343
Biomasse fest	16	26	43	87	156	142	160	184	171	179	196	195	209	212	207	186	119	166
Biogas	17	18	25	32	51	61	60	63	58	68	65	77	81	83	79	78	70	76
Biomasse flüssig	1	2	3	5	10	4	3	3	1	0	1	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	124
Anderer unterstützter Ökostrom	3	3	2	1	3	1	1	2	1	0	1	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	709
Kleinwasserkraft (OeMAG)	69	77	67	-7	12	-7	-4	7	4	1	16	30	35	47	44	33	22	44
Summe unterstützter Ökostrom	139	184	223	198	315	252	280	350	308	363	501	631	755	820	860	702	582	754

Tabelle 3

Entwicklung des Unterstützungs volumens 2003 bis 2019 sowie Prognose für 2020

Quelle: OeMAG/Öko-BGVs, E-Control

5,2 Cent/kWh ein Unterstützungsvolumen von 571 Mio. EUR prognostiziert. Im Nachhinein betrachtet, war der durchschnittliche Marktpreis laut § 41 mit 5,02 Cent/kWh etwas geringer und die abgenommenen Mengen fielen etwas höher aus als prognostiziert. In Summe ergab sich daraus ein errechnetes Unterstützungsvolumen von 582 Mio. EUR.

Für das erste Halbjahr 2020 ergibt sich ein durchschnittlicher Marktpreis von 4,4 Cent/kWh. Basierend auf jenen 4,4 Cent/kWh und einer ersten Prognose von Ende 2019, die von einem Anstieg der abgenommenen Menge ausgegangen ist, würde sich für das Jahr 2020 ein deutlicher Anstieg des Unterstützungsvolumens auf 754 Mio. EUR ergeben.

Investitionszuschüsse der OeMAG

Das Ökostromgesetz sieht neben der Produktionsförderung mit Einspeisetarifen auch noch Investitionszuschüsse als Förderme-

chanismus vor. Diese Investitionszuschüsse gelten für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen sowie Anlagen auf Basis von Ablauf-

INVESTITIONSFÖRDERUNG KLEINWASSERKRAFT							
Status per 30.6.2020	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final endabgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Neubau	415	325.756	1.346,80	4.134	201,69	128,77	18,61
abgewiesen/zurückgezogen	83	45.361	192,16		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	14	17.988	77,96		0,00	0,00	0,00
genehmigt	60	81.513	367,97		60,61	0,00	18,61
genehmigt – endabgerechnet	258	180.894	708,71		141,08	128,77	0,00
Revitalisierung	143	64.937	163,89	2.524	12,50	7,38	0,16
abgewiesen/zurückgezogen	57	30.206	69,68		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	5	2.910	4,31		0,00	0,00	0,00
genehmigt	12	11.740	35,34		4,39	0,00	0,16
genehmigt – endabgerechnet	69	20.081	54,57		8,11	7,38	0,00
Gesamt	558	390.693	1.510,69		214,19	136,14	18,77
bereits genehmigt	399	294.228	1.166,58		214,19	136,14	18,77
Betragskürzungen/Endabrechnung	327				-13,05		
Fördermittelzusicherung netto					201,14		

Tabelle 4
Investitionsförderung Kleinwasserkraft

Quelle: OeMAG

ge 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 30.06.2020 für 318 neu errichtete Kleinwasserkraftanlagen Investitionszuschüsse in Höhe von 201,69 Mio. EUR und für 81 revitalisierte Anlagen im Ausmaß von

12,50 Mio. EUR gewährt wurden. Im Zuge der Endabrechnung von insgesamt 327 Anlagen kam es zu Betragskürzungen in einer Summe von 13,05 Mio. EUR. Weitere 14 Anträge für Neuanlagen und 5 Anträge für revitalisierte Anlagen lagen zu diesem Zeitpunkt dem Beirat zur Begutachtung vor (siehe auch Tabelle 4). Im Vergleich zur letztjährigen Auswertung wurden 21 Projekte (+16,89 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 wurde mit Stand 30.06.2020 für den Neubau von 8

INVESTITIONSFÖRDERUNG MITTLERE WASSERKRAFT							
Status per 30.6.2020	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	13	191.956	860,75	4.484	39,39	31,43	4,20
abgewiesen/zurückgezogen	3	38.502	163,25		0	0,00	0,00
in Begutachtung	2	24.704	119,10		0	0,00	0,00
genehmigt	2	33.840	160,00		6,58	0,00	4,20
genehmigt – endabgerechnet	6	94.910	418,39		32,81	31,43	0,00
Revitalisierung	3	41.975	61,47	1.465	1,82	1,08	0,00
abgewiesen/zurückgezogen	1	13.140	29,83		0	0,00	0,00
in Begutachtung	0	0	0,00		0	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	16	233.931	922,22		41,20	32,51	4,20
bereits genehmigt	10	157.585	610,04		41,20	32,51	4,20
Betragskürzungen/Endabrechnung	7				-1,41		
Fördermittelzusicherung netto					39,80		

Tabelle 5
Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft

Quelle: OeMAG

FÖRDEREFFEKT INVESTITIONSZUSCHÜSSE WASSERKRAFT

EPL (MW) – Zuwachs kumuliert	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Kleinwasserkraft (genehmigt)	3	24	44	79	101	133	163	199	207	213	229	245
Kleinwasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Kleinwasserkraft (Forecast)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Zuwachs Kleinwasserkraft	3	24	44	79	101	133	163	199	207	213	229	245
Mittlere Wasserkraft (genehmigt)	0	16	16	35	55	67	81	96	96	96	96	132
Mittlere Wasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mittlere Wasserkraft (Forecast)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Zuwachs Mittlere Wasserkraft	0	16	16	35	55	67	81	96	96	96	96	132
Summe Zuwachs Kleine und Mittlere Wasserkraft (MW)	3	40	60	114	156	200	244	295	304	310	325	377

Tabelle 6Fördereffekt Investitions-
zuschüsse Wasserkraft

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG KRAFT-WÄRMEKOPPLUNG

Status per 30.6.2020	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	10	1.400.712	1.238,98	885	35,28	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	0	0	0,00		0,00	0,00	0,00
genehmigt – endabgerechnet	9	1.398.512	1.237,63		35,28	34,93	0,00
Prozesswärme	16	211.118	369,02	1.748	19,20	13,45	0,00
abgewiesen/zurückgezogen	3	38.442	26,89		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	2	13.698	70,15		0,00	0,00	0,00
genehmigt	4	35.600	113,63		5,45	0,00	0,00
genehmigt – endabgerechnet	7	123.378	158,34		13,75	13,45	0,00
Gesamt	26	1.611.830	1.608,00		54,48	48,39	0,00
bereits genehmigt	20	1.557.490	1.509,61		54,48	48,39	0,00
Betragskürzungen/Endabrechnung	16				-0,64		
Fördermittelzusicherung netto					53,84		

Tabelle 7

Investitionsförderung Kraft-Wärmekopplung

Quelle: OeMAG

Mittleren Wasserkraftanlagen 39,39 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt, bei den Revitalisierungen wurden für zwei Anlagen 1,82 Mio. EUR gewährt (siehe Tabelle 5). Final abgerechnet wurden inzwischen sieben Anlagen. Damit wurde die Fördermittelzusicherung um einen Betrag von 1,41 Mio. EUR korrigiert. Im Vergleich zur letztjährigen Auswertung wurde ein bereits genehmigter Antrag (-0,83 Mio. EUR) zurückgezogen.

In Tabelle 6 ist eine Simulation zum Fördererfolg der Investitionszuschüsse für Wasserkraft dargestellt. Der Ausbau und die Abrechnung gemäß Investitionsförderungsschiene erfolgt teilweise in mehreren Schritten. Eine eindeutige Abgrenzung durch die OeMAG

konnte nicht erfolgen, weswegen diese Simulation durchgeführt wurde. Darauf basierend hätte sich von 2008 bis 2019 im Bereich der Kleinwasserkraft ein durchschnittlicher Zuwachs von 20 MW ergeben und für die mittlere Wasserkraft von 11 MW.

Nur wenig verändert ist die Situation bei der Kraft-Wärme-Kopplung: Per 30.06.2020 wurden für 20 Kraft-Wärmekopplungs-Anlagen (KWK-Anlage) 54,48 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt. Es sind inzwischen 16 Anlagen endabgerechnet, dadurch ergab sich eine Betragskürzung der genehmigten maximalen Fördersumme um 0,64 Mio. EUR auf 53,84 Mio. EUR.

Kosten der OeMAG

Nachdem das Fördersystem zusätzliche Komponenten abseits von Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag umfasst, sollen diese kurz anhand der Jahresabschlüsse der OeMAG beleuchtet werden

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, wobei sie 2018 leicht auf 1.247 Mio. EUR zulegten und 2019 auf 1.058 Mio. EUR sanken. Die Haupteinnahmequelle stellt weiterhin der Ökostromförderbeitrag dar. Nach 413 Mio. EUR im Jahr

2013 beliefen sich die Einnahmen aus dem Ökostromförderbeitrag im Jahr 2019 auf 322 Mio. EUR (2018: 492 Mio. EUR).

Demgegenüber stehen Aufwendungen, wie z.B. jene für die Ökostromeinspeisung. Aufgrund des Anstiegs der Mengen kam es hier zu einem Anstieg von 1.061 Mio. EUR auf 1.112 Mio. EUR im Jahr 2019. Im Bereich der Aufwendungen für Ausgleichsenergie kam es nach einem Rückgang auf 26 Mio. EUR im Jahr 2018 zu einem Anstieg auf 41 Mio. EUR. Wichtig für etwaige Vergleiche ist der Posten „Veränderung Mehrertrags- und Mehrkos-

tenausgleich für systembedingte Über- und Unterdeckungen aus Vorjahren gem. § 42 Abs. 2 ÖSG 2012“. Bei der Festlegung des Ökostromförderbeitrags werden etwaige Differenzbeträge mitberücksichtigt. Kam es im Vorjahr z.B. zu einer Unterdeckung – d.h., es kam zu einer Prognoseabweichung und die vereinnahmten Mittel waren zu gering –, so

wird dieser Fehlbetrag für die nächste Festlegung des Ökostromförderbeitrags mitberücksichtigt. Der Anstieg des Ökostromförderbeitrags fiel, trotz des Mehrkostenausgleichs und der steigenden abgenommenen Mengen, aufgrund des Überhangs der vergangenen Jahre etwas geringer aus.

Kostenentwicklung für Endverbraucherinnen und Endverbraucher

Das ÖSG 2012 sieht einen Aufbringungsmechanismus vor, der sich neben der Ökostrompauschale (früher Zählpunktpauschale) aus einem prozentuellen Aufschlag auf das Netznutzungsentgelt und das Netzverlustentgelt und Kosten für die Herkunftsnachweise zusammensetzt. Die Entwicklung der Ökostrompauschale ist in Tabelle 8 dargestellt.

In Tabelle 10 ist die Kostenentwicklung für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh dargestellt.

In Abbildung 16 ist die Stromkostenentwicklung eines Musterhaushaltes in Wien mit einem jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Hierbei handelt es sich vor allem

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMPAUSCHALE in €

	2012 – 2014	2015 – 2017	2018 – 2020
für die auf Netzebene 1 bis 3 angeschlossenen Netznutzer	35.000	104.444	90.287,70
für die auf Netzebene 4 angeschlossenen Netznutzer	35.000	104.444	90.287,70
für die auf Netzebene 5 angeschlossenen Netznutzer	5.200	15.517	13.414,17
für die auf Netzebene 6 angeschlossenen Netznutzer	320	955	825,49
für die auf Netzebene 7 angeschlossenen Netznutzer	11	33	28,38

Tabelle 8
Entwicklung der Ökostrompauschale

Quelle: E-Control

ÖKOSTROMFÖRDERBEITRAG in % als Aufschlag auf das Netznutzungs- und das Netzverlustentgelt

	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		

Tabelle 9
Entwicklung
Ökostromförderbeitrag

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMKOSTEN FÜR EINEN HAUSHALT
mit einem Verbrauch von 3.500 kWh

	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh	EUR/a	Cent/kWh
Ökostromförderbeitrag	42,507	—	57,046	—	52,721	—	66,897	—	49,158	—	46,72	—	30,66	—	47,12	—
Ökostrompauschale	11	—	11	—	33	—	33	—	33	—	28,38	—	28,38	—	28,38	—
Kosten Herkunftsnachweise	0,5	—	0,4	—	0,4	—	0,25	—	0,59	—	0,64	—	0,44	—	0,55	—
Summe Öko-Förderungen (exkl. USt)	54	1,54	68	1,95	86	2,46	100	2,86	83	2,36	76	2,16	59	1,70	76	2,17
Summe Öko-Förderungen (inkl. USt)	65	1,85	82	2,35	103	2,95	120	3,43	99	2,84	91	2,60	71	2,04	91	2,61

Tabelle 10

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

Quelle: E-Control

USt
Abgaben *)
Energieabgabe
Netzpreis
Energiepreis

STROMKOSTENENTWICKLUNG MUSTERHAUSHALT IN WIEN 3.500 kWh/a in Cent/kWh

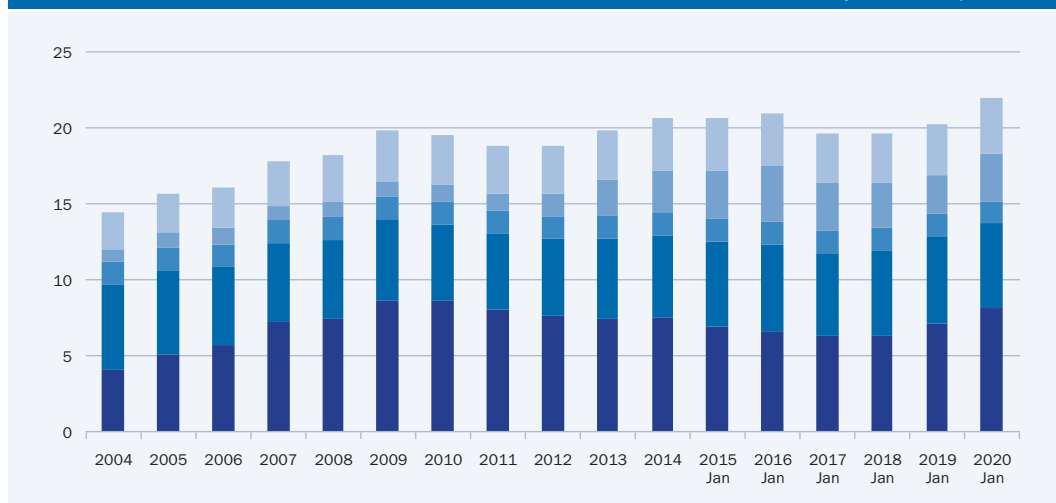


Abbildung 16
Stromkostenentwicklung
Musterhaushalt in Wien
3.500 kWh/a

*) Ökostromkosten und Gebrauchsabgabe Stadt Wien

Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

beim Anteil des Energiepreises um eine Momentaufnahme, in diesem Fall mit Stand Jänner verglichen. In Summe stiegen die Stromkosten im Jänner 2020 auf einen neuen Höchststand von 21,99 Cent/kWh. Der Netzpreis war für Wien leicht rückläufig, wobei jedoch die Abgaben getrieben vom höheren Ökostromförderbeitrag, aber vor allem der Energiepreis deutlich gestiegen sind.

In Tabelle 11 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 der Endverbraucher ein Haushalt oder ein kleines Gewerbe ist. Generell werden ungefähr 60% der aufzubringenden Fördermittel von Endverbraucherinnen und Endverbrauchern auf der Netzebene 7 erbracht (auf der neben Haushaltskunden auch vorwiegend kleine Gewerbebetriebe angeschlossen sind), die übrigen Endverbraucherinnen und Endverbraucher tragen 40% der Kosten.

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMKOSTEN FÜR EIN INDUSTRIEUNTERNEHMEN AUF NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW

	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	EUR/a	Cent/ kWh	EUR/a	Cent/ kWh	EUR/a	Cent/ kWh	EUR/a	Cent/ kWh	EUR/a	Cent/ kWh	EUR/a	Cent/ kWh	EUR/a	Cent/ kWh	EUR/a	Cent/ kWh
Ökostromförderbeitrag	206.156	—	224.650	—	166.384	—	257.766	—	184.602	—	184.866	—	140.462	—	215.928	—
Ökostrompauschale	35.000	—	35.000	—	104.444	—	104.444	—	104.444	—	90.288	—	90.288	—	90.288	—
Kosten Herkunftsnachweise	8.250	—	5.500	—	6.600	—	3.850	—	9.207	—	10.098	—	6.930	—	8.605	—
Summe Öko-Förderungen (exkl. USt)	249.406	0,45	265.150	0,48	277.428	0,50	366.060	0,67	298.253	0,54	285.252	0,52	237.680	0,43	314.821	0,57

Tabelle 11

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

Quelle: E-Control

CO₂-Vermeidung durch geförderten Ökostrom

Ein Eckpunkt der Förderung von Strom aus Erneuerbaren ist die Vermeidung von CO₂ und dies 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 2019 von der OeMAG 10.406 GWh Strom abgenommen. Ausgehend von den oben angeführten Parametern konnten dadurch 4,6 Mio. t (verglichen mit Strom aus GuD-Anlagen) bis 10,7 Mio. t CO₂ (verglichen mit Strom aus Braunkohlekraftwerken) vermieden werden. Laut Klimaschutzbericht 2019¹² des Umweltbundesamtes betrugen im Jahr 2017 die Treibhausgas-Emissionen Österreichs 82,26 Mio. t CO₂-Äquivalent (nach 79,6 Mio. t CO₂-Äquivalent im Jahr 2016). Die Messeinheit CO₂-Äquivalent berücksichtigt neben CO₂ als

¹² Siehe: <https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/publikationen/REP0702.pdf>

solchem auch andere Treibhausgase, wie z.B. Methan (CH_4). Legt man die Mengen des geförderten Ökostroms von 2019 auf das CO_2 -Äquivalent von 2016 um, so ergeben diese erneut eine CO_2 -Reduktion von ungefähr 5 bis 11%.

Von der OeMAG wurden von 2003 bis inkl. 2019 in Summe 119.158 GWh Strom abgenommen. In Summe konnten so 52 (verglichen mit Strom aus GuD-Anlagen) bis 122 Mio. t CO_2 (verglichen mit Strom aus Braunkohlekraftwerken) vermieden werden.

Ausgehend von den durchschnittlichen Einspeisetarifen und einem durchschnittlichen Marktpreis¹³ von 50,99 EUR/MWh im Jahr 2019 wurden einzelne Technologien mit oben angeführten GuD-Anlagen und Braunkohle-

anlagen verglichen. Vom durchschnittlichen Einspeisetarif wurde der Marktpreis abgezogen, was wiederum in etwa dem Förderbedarf entspricht. In Abbildung 17 sind die sich daraus ergebenden Bandbreiten dargestellt. Vergleicht man jene Kleinwasserkraft-Anlagen, die einen Vertrag mit der OeMAG haben, mit einem Braunkohlekraftwerk und bezieht man den Mehrwert rein auf die CO_2 -Vermeidung, so würde diese 37 EUR/t CO_2 ausmachen. Verglichen mit der GuD-Anlage wären es 86 EUR/t CO_2 . Für die Bandbreite der EU Emission Allowances¹⁴ wurde die Preisspanne 2019 herangezogen.

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

CO_2 -VERMEIDUNGSKOSTEN VON ÖKOSTROM IN ÖSTERREICH in €/t CO_2

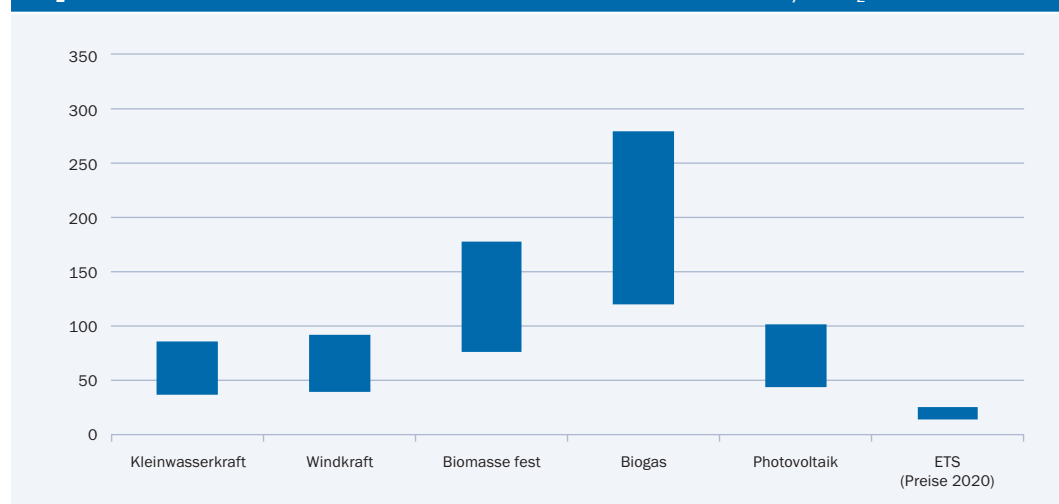


Abbildung 17
 CO_2 -Vermeidungskosten von
Ökostrom in Österreich 2019

Quelle: E-Control

¹³ Basierend auf dem Durchschnitt des quartalsweise veröffentlichten Marktpreises laut § 41 Abs. 1 ÖSG 2012

¹⁴ <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/auktionsmarkt>

bereits dem nächsten Abschnitt vorgreift, 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 Ökostrommen-

ge von 16 TWh heranziehen und dieselbe Systematik anwenden, dann ergäbe sich in Summe eine CO₂-Reduktion von ungefähr 8 bis 17% gegenüber Strom aus den definierten GuD-Anlagen bzw. Braunkohlekraftwerken.

Ökostrom generell – mehr als ÖSG 2012

An dieser Stelle wird eine Auswertung der verfügbaren Daten aus der HKN-Datenbank¹⁵ durchgeführt, um jene Ökostrommengen abschätzen zu können, die über die geförderten Mengen der OeMAG hinausgehen. Hier kann es zu kleineren Abweichungen hinsichtlich der von der OeMAG gemeldeten Anlagen kommen, vor allem bei den rohstoffabhängigen Anlagen mit gemischter Einspeisung. So wurden Kraftwerke¹⁶ aus dieser Betrachtung herausgenommen, nachdem 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 2019 für einen Zählpunkt aus irgendeinem Grund

reduziert werden, so scheint dies bei dieser Auswertung nicht auf, da der maximale 12-Monatswert herangezogen wurde.

In Abbildung 18 sind die Leistung der Anlagen im Jahr 2019 und in Abbildung 19 der eingespeiste Strom gegenübergestellt. Der deutlichste Unterschied ist weiterhin bei der Kleinwasserkraft zu erkennen. Die OeMAG hatte laut Daten der HKN-Datenbank 371 MW Kleinwasserkraft im Jahr 2019 unter Vertrag, wobei jedoch laut Datenbank aus 1.413 MW (nach 1.355 MW 2018) Strom geliefert wurde. Bei der Photovoltaik waren um 389 MW (344 MW 2018) und bei der Windkraft 615 MW (612 MW 2018) mehr Anlagen in der Datenbank registriert, als der OeMAG zugeordnet waren.

In Abbildung 20 wird, basierend auf der HKN-Datenbank, die oben angeführte Leistung für die Jahre 2018 und 2019 verglichen. In Abbildung 21 wiederum wird die abgenommene Strommenge betrachtet.

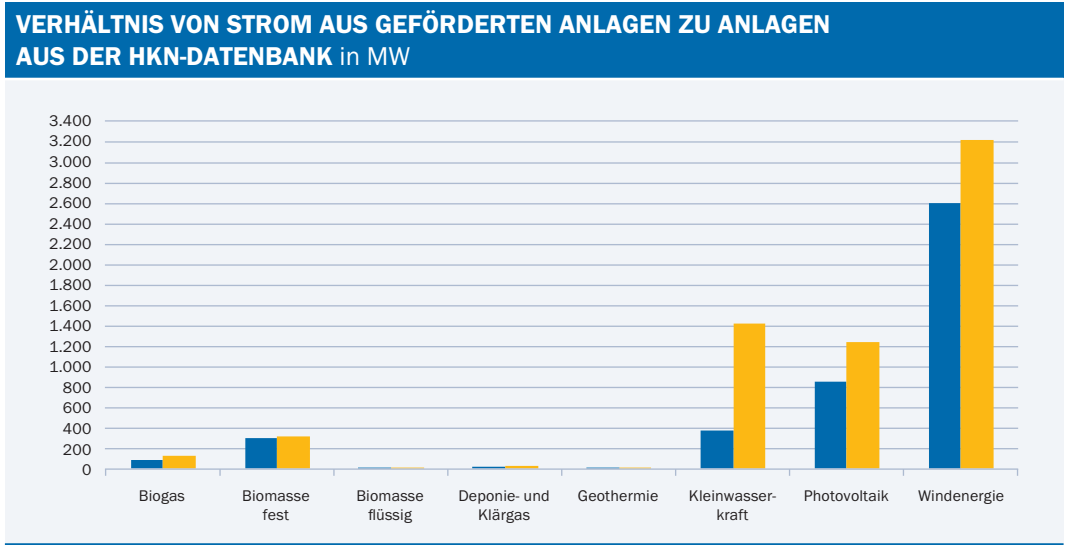
¹⁵ Sämtliche Stromlieferanten, die in Österreich Endkundinnen und -kunden beliefern, sind gesetzlich dazu verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile ihrer Stromerzeugung der Endkundin bzw. dem Endkunden zur Kenntnis zu bringen. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert ausschließlich auf sogenannten Nachweisen. Die E-Control 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 E-Control 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 Endkundinnen und -kunden eingesetzt werden kann.

¹⁶ z.B. das Kraftwerk Dürnrohr

OeMAG ■
HKN ■

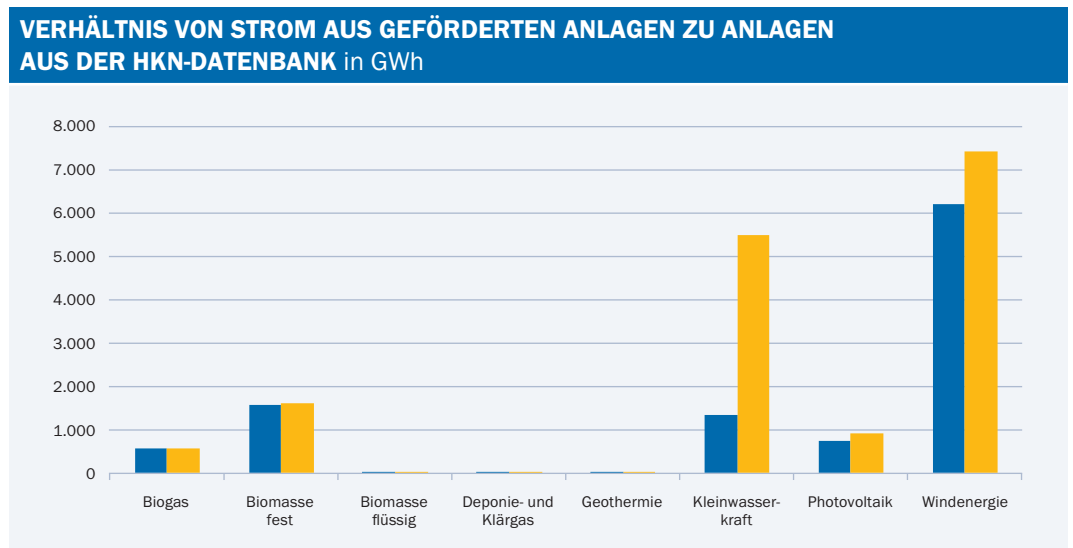
Abbildung 18
Verhältnis von Strom aus
geförderten Anlagen zu
Anlagen aus der HKN-Daten-
bank in MW



Quelle: E-Control

OeMAG ■
HKN ■

Abbildung 19
Verhältnis von Strom aus
geförderten Anlagen zu
Anlagen aus der HKN-Daten-
bank in GWh



Quelle: E-Control

VERHÄLTNIS VON STROM AUS GEFÖRDTEN ANLAGEN ZU ANLAGEN AUS DER HKN-DATENBANK (2018 UND 2019) in MW

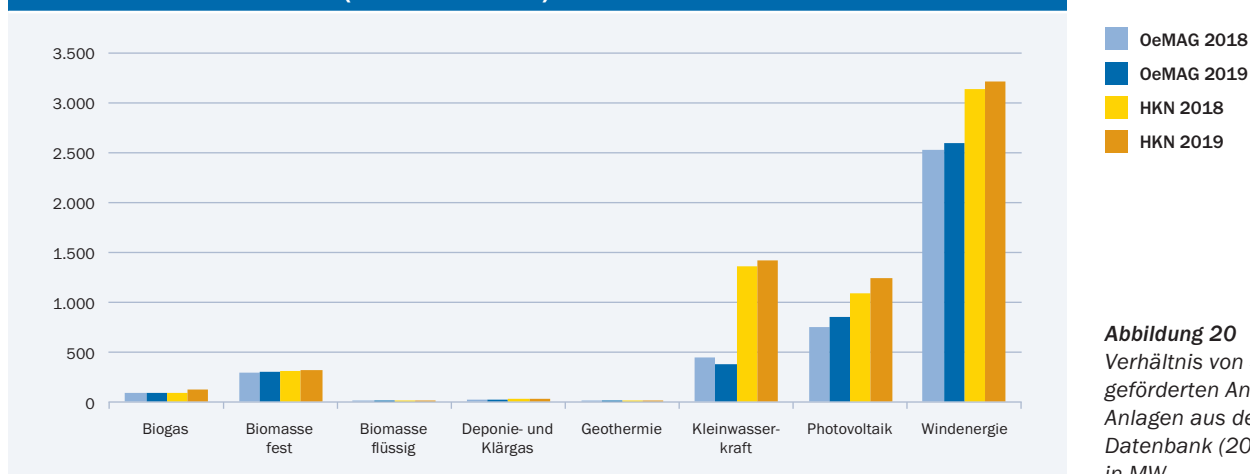


Abbildung 20
Verhältnis von Strom aus
geförderten Anlagen zu
Anlagen aus der HKN-
Datenbank (2018 und 2019)
in MW

Quelle: E-Control

VERHÄLTNIS VON STROM AUS GEFÖRDTEN ANLAGEN ZU ANLAGEN AUS DER HKN-DATENBANK (2018 UND 2019) in GWh

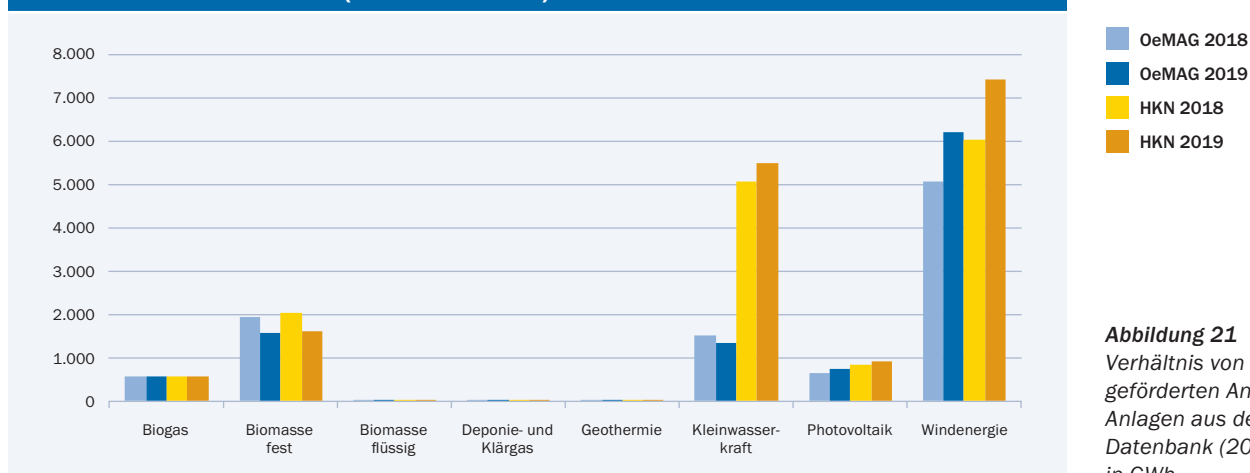


Abbildung 21
Verhältnis von Strom aus
geförderten Anlagen zu
Anlagen aus der HKN-
Datenbank (2018 und 2019)
in GWh

Quelle: E-Control

INSTALLIERTE LEISTUNG PRO BUNDESLAND LAUT HKN-DATENBANK – 2019 in kW

	Biogas	Biomasse fest	Biomasse flüssig	Deponiegas	Geothermie	Kleinwasserkraft bis 10 MW	Photovoltaik	Windenergie	Gesamt
Burgenland	7.765	41.340	0	0	0	1.680	45.144	1.139.910	1.235.839
Kärnten	3.825	55.041	398	1.410	0	179.923	95.150	1.363	337.109
Niederösterreich	31.180	79.314	18	390	0	99.156	321.042	1.758.829	2.289.929
Oberösterreich	14.062	44.208	10	4.974	665	150.886	274.183	47.277	536.265
Salzburg	42.940	19.790	0	0	0	178.803	53.739	10	295.282
Steiermark	14.089	19.533	16	600	250	376.691	247.356	253.696	912.230
Tirol	3.633	26.120	0	2.104	0	339.390	78.667	5	449.919
Vorarlberg	3.519	3.515	80	0	0	79.791	83.260	6	170.170
Wien	400	24.400	0	920	0	6.395	28.082	7.375	67.572
Gesamt	121.412	313.261	521	10.398	915	1.412.715	1.226.623	3.208.470	6.294.315

Tabelle 12

Installierte Leistung pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2019

Quelle: E-Control

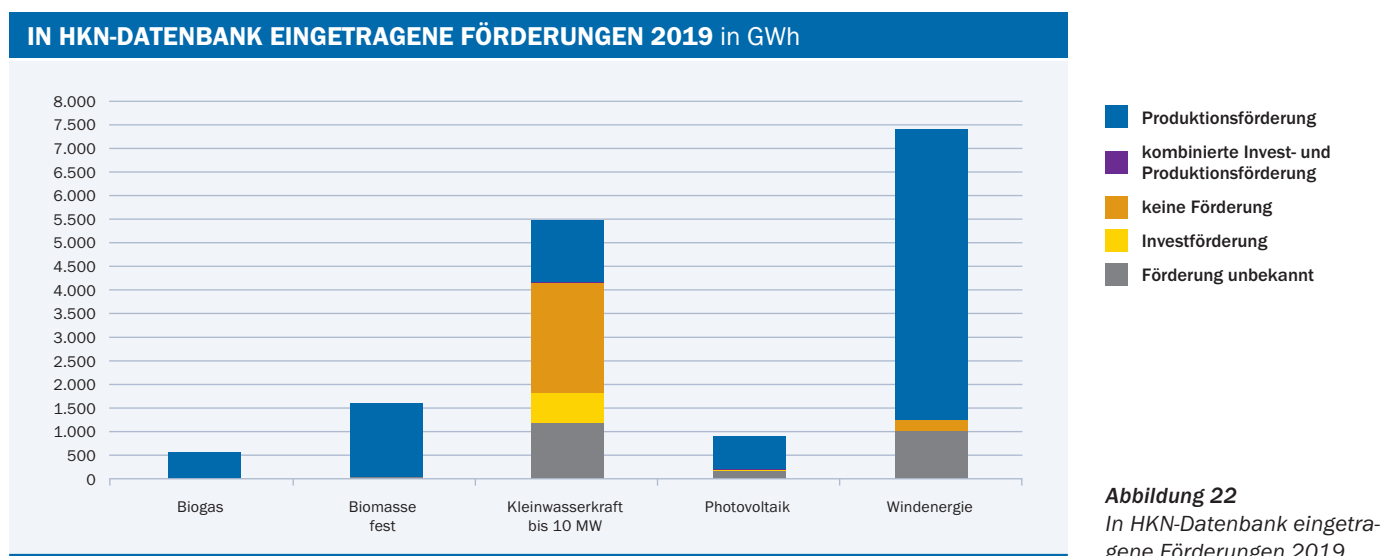
ANZAHL DER ANLAGEN PRO BUNDESLAND LAUT HKN-DATENBANK – 2019

	Biogas	Biomasse fest	Biomasse flüssig	Deponiegas	Geothermie	Kleinwasserkraft bis 10 MW	Photovoltaik	Windenergie	Gesamt
Burgenland	19	11	0	0	0	16	4.327	286	4.659
Kärnten	22	20	2	2	0	305	3.108	3	3.462
Niederösterreich	86	25	2	1	0	517	32.782	272	33.685
Oberösterreich	59	19	1	3	1	601	23.128	14	23.826
Salzburg	16	11	0	0	0	247	2.694	1	2.969
Steiermark	36	31	2	1	1	567	10.779	23	11.440
Tirol	16	11	0	2	0	480	3.827	1	4.337
Vorarlberg	26	6	2	0	0	137	7.296	1	7.468
Wien	1	1	0	1	0	6	2.071	5	2.085
Gesamt	281	135	9	10	2	2.876	90.012	606	93.931

Tabelle 13

Anzahl der Anlagen pro Bundesland laut HKN-Datenbank – 2019

Quelle: E-Control



Quelle: E-Control

Betrachtet man den abgenommenen Strom des Jahres 2019, so wurden laut Datenbank für die OeMAG 10.384 GWh Nachweise generiert. Insgesamt wurden aber 15.996 GWh Herkunftsnachweise durch Ökostromanlagen generiert. Die für die OeMAG generierten Nachweise würden einem Anteil von 17,6% an der Abgabe an Endverbraucherinnen und Endverbraucher entsprechen. Zieht man den Wert aus der HKN-Datenbank heran, so würde der gesamte Ökostrom sogar auf einen Anteil von 27,2% (nach 24,5% im Jahr 2018) kommen.

Ergänzend zu den vergangenen Jahren wurde auch die Verteilung über die Bundesländer genauer analysiert. Unter den anfangs ange-

führten Einschränkungen wurde in Tabelle 12 die installierte Leistung und in Tabelle 13 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 gemacht. Diese ist in Abbildung 22 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 Tarifaufzeit aus dem Fördersystem gefallen sind. Bei der Kleinwasserkraft gibt es einen großen

KWKW OeMAG
KWKW MP
KWKW Tarif
Marktpreis (rechts)

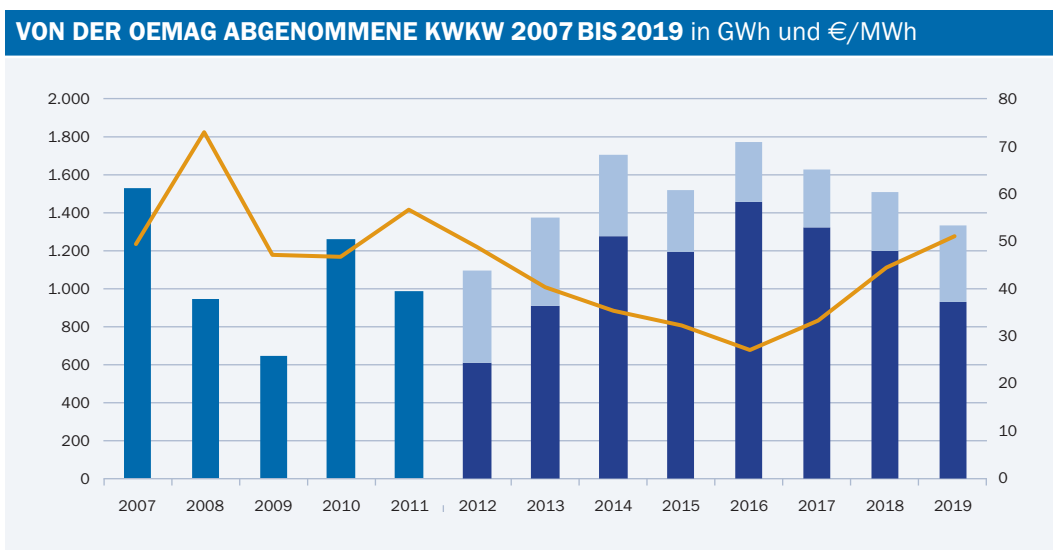


Abbildung 23
Von der OeMAG abgenommene KWKW 2007 bis 2019

Quelle: OeMAG, E-Control

Anteil an Anlagen, die „keine Förderung“ als Merkmal haben. Dies bedeutet, dass diese Anlagen in der jüngeren Vergangenheit 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 23 wurde der Verlauf von 2007 bis 2019 dargestellt, wobei aufgrund der Datenbasis für die Jahre 2012 bis 2019

eine Aufspaltung nach der Förderart vorgenommen werden konnte. In Summe wurden im Jahr 2019 30% des Stroms der Kleinwasserkraftanlagen, welche mit der OeMAG einen Vertrag haben, zum Marktpreis laut § 41 Abs. 1 ÖSG 2012 vergütet. Die abgenommene Menge sank von 1.506 GWh 2018 auf 1.332 GWh, wobei jener Anteil, der zum Marktpreis abgenommen wird, von 308 GWh auf 405 GWh angestiegen ist und somit bei 30% der gesamten abgenommenen Menge lag.

Versorgungssicherheit

Gleichzeitig mit dem Ziel, Strom bilanziell zu 100 Prozent aus Erneuerbaren zu decken, darf das Thema Versorgungssicherheit nicht außer Acht gelassen werden. Bilanziell bedeutet, dass eine Jahresbetrachtung erfolgt und damit – gerade in Wintermonaten oder bei Wetterextremen – der Strom auch konventionell erzeugt werden kann, um eine durchgängige Versorgung sicherstellen zu können. Auf dieses Thema wird von Seiten der E-Control in einem Bericht zum Monitoring der Versorgungssicherheit¹⁷ im Detail eingegangen.

Der Bericht umfasst neben der Bewertung der leistungs- und energieseitigen Versorgungssicherheit Ausführungen über netzseitige Entwicklungen und Maßnahmen sowie

Maßnahmen in außergewöhnlichen Situationen. Zudem wird eine Risikomatrix (siehe Abbildung 24) dargestellt, die die Kraftwerks-situation widerspiegelt.

Unter der Annahme ausreichender Produktion in den Nachbarstaaten wäre davon auszugehen, dass im Jahre 2030 die benötigten Energiemengen für einen eventuellen Import zur Verfügung stehen sollten. Aufgrund der Entwicklungen in vielen Mitgliedstaaten, in denen gesicherte Kraftwerkskapazitäten abgebaut werden, müssen die Pläne der jeweiligen Mitgliedstaaten genau im Auge behalten werden. Basierend darauf sollte die Gewährleistung der Versorgungssicherheit vor allem auch aus einer nationalen Sicht betrachtet werden.

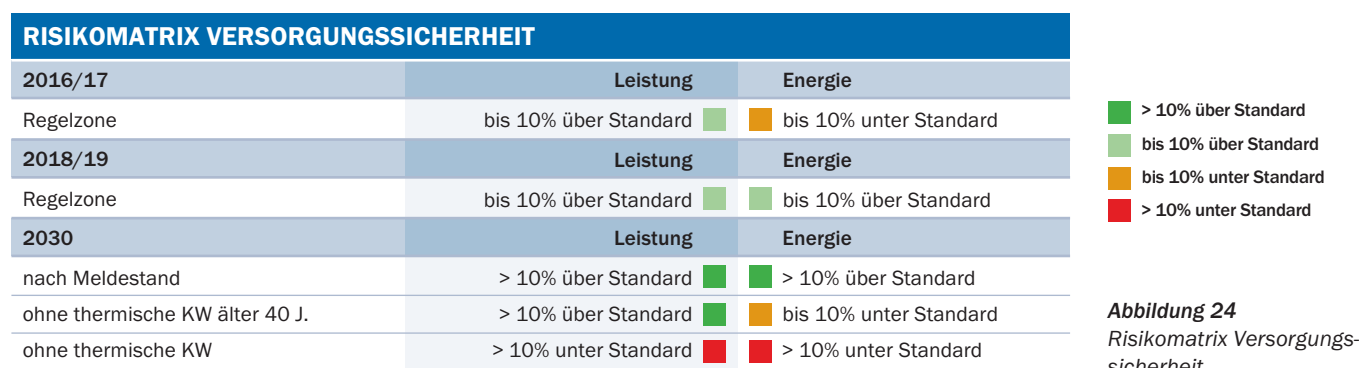


Abbildung 24
Risikomatrix Versorgungssicherheit

Quelle: E-Control

¹⁷ <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811339/MonitoringberichtVersorgungssicherheitStrom2019.pdf/4580423f-cdc0-09b1-a421-ff85724ff6e4?t=1583946417803>

Biomassekonzepte laut ÖSG 2012

Auf Basis der Novelle des ÖSG 2012 soll im Ökostrombericht eine Analyse der nach diesem Bundesgesetz zu erstellenden Rohstoffkonzepte bei Biogas- und Biomasseanlagen durchgeführt werden.

Dazu wurde § 8 Abs. 2 ÖSG 2012 wie folgt ergänzt:

„... Der Landeshauptmann hat diese Nachweise zu prüfen und bei Vorliegen der gesetzlichen Erfordernisse der E-Control und der Ökostromabwicklungsstelle, die erforderlichenfalls die Vergütung der betroffenen Anlage anzupassen hat (§ 18 Abs. 2), umgehend mit einer Bestätigung der Richtigkeit zu übermitteln. Darüber hinaus hat der Landeshauptmann im Fall der Anerkennung der Anlage die Konzepte über die Rohstoffversorgung gemäß Abs. 1 Z 3 umgehend an die Ökostromabwicklungsstelle und die E-Control zum Zweck der Erstellung des Berichts gemäß § 52 Abs. 1 zu übermitteln.“

§ 8 Abs. 1 Z 3 lautet wiederum wie folgt:

„... ein Konzept über die Rohstoffversorgung bei Anlagen, die zumindest teilweise auf Basis von Biomasse oder von Biogas betrieben werden, über zumindest die ersten fünf Be-

triebsjahre. Dieses Konzept hat auch Angaben über eine allfällige Abdeckung aus eigener land- und forstwirtschaftlicher Produktion zu enthalten;“

Im Jahr 2019 wurden 23 Anerkennungsbescheide übermittelt, wovon 17 für Anlagen (4,6 MW) basierend auf fester Biomasse und sechs (3,6 MW) für Biogasanlagen ausgestellt waren.

Von den 17 Biomasseanlagen wurde für eine Anlage angegeben, dass sie ausschließlich mit eigenen Rohstoffen versorgt werden kann. Für vier Anlagen wurde angeführt, dass sie ihren Rohstoffverbrauch aus eigener Produktion und Zukauf decken. 10 Anlagen planten, ihren Verbrauch durch Zukauf zu decken, wobei zwei Anlagen planten, ihre Rohstoffe lokal zuzukaufen. Für zwei Anlagen wurde nur angegeben, dass die Versorgung für die ersten fünf Jahre gesichert ist.

Im Bereich der Biogasanlagen war geplant, dass sich zwei Anlagen selbst versorgen, drei Anlagen eigene Rohstoffe und zugekaufte Rohstoffe nutzen und eine Anlage den Verbrauch ausschließlich über Zukauf abdeckt.

ZIELERREICHUNGSGRAD

Wie in den letzten Jahren wird in diesem Abschnitt genauer auf die Ziele des ÖSG 2012 eingegangen. Trotz unterschiedlicher Ausgangssituation und den diversen Ausführungen in den vergangenen Ökostromberichten hinsichtlich der Zielerreichung, wurden die Ziele bei der Novelle des ÖSG 2012 nicht angepasst. Diese werden in Tabelle 14 nochmals dargestellt.

Dabei wurden Anlagen hauptsächlich mittels fixer Einspeisetarife gefördert. Daneben bestanden für Kleinwasserkraftanlagen und mittlere Wasserkraft die Förderung mittels Investitionszuschüssen, welche 2019 auch für die Photovoltaik eingeführt wurden.

In § 4 Abs. 3 ÖSG 2012 werden die Zielwerte für 2015 erörtert, wobei angeführt wird, dass die Hälfte der 700 MW im Bereich der Wasserkraft durch Klein- und mittlere Wasserkraft abgedeckt werden sollen. Dies bedeutet für die Ziele 2020, dass 500 MW durch Klein- und mittlere Wasserkraft abzudecken sind, womit sich in Summe ein Zielwert von zusätzlichen geförderten 3.900 MW ergibt. Große Wasserkraft ist und war nicht durch Förderungen des ÖSG gedeckt und geht somit in die nun folgenden Darstellungen nicht ein.

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 14
Ausbauziele laut ÖSG 2012
– zusätzlich installierte
Leistung verglichen mit 2010

Quelle: E-Control

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

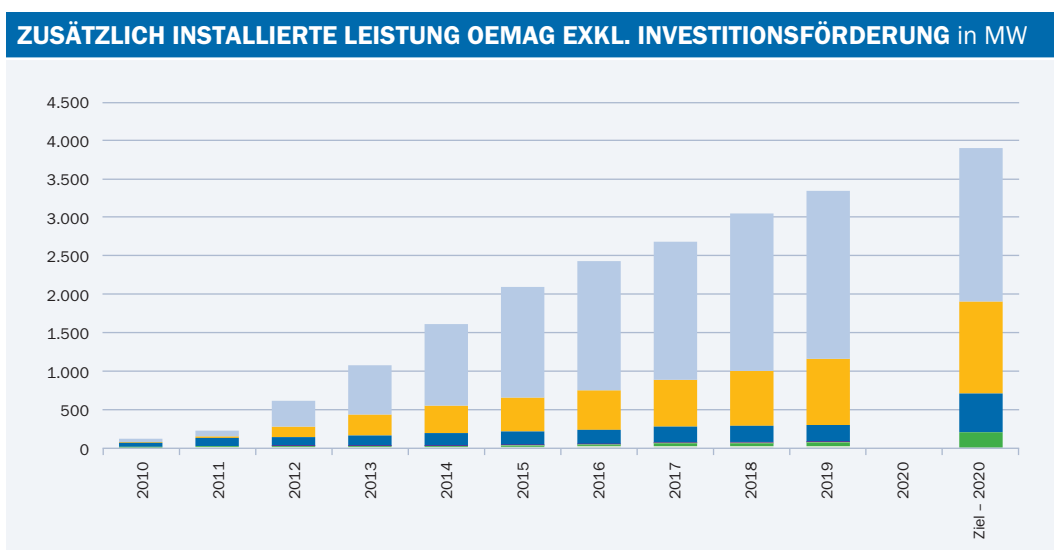
In Abbildung 25 ist die Entwicklung der zusätzlich installierten Leistung dargestellt. In einem ersten Schritt wurde in dieser Darstellung nur jene zusätzliche Leistung dargestellt, die seit Beginn 2010 mittels fixer Ein-

speisetarife jährlich neu in das Fördersystem hinzugekommen sind.

In einem weiteren Schritt wurden jene Mengen, die im Bereich der Kleinwasserkraft und



Abbildung 25
Zusätzlich installierte
Leistung OeMAG exkl.
Investitionsförderung
2010 bis 2019



Quelle: E-Control

mittleren Wasserkraft und seit 2019 auch der Photovoltaik mittels Investitionszuschusses gefördert wurden, hinzugefügt, was in Abbildung 26 ersichtlich ist.

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 3.721 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 Investitionszuschüssen gefördert wurden, miteinbezieht.

In Abbildung 27 wurde der Ist-Stand inkl. investitionsgeförderter Leistung bis Ende 2019 herangezogen und für 2020 eine Prognose basierend auf dem kontrahierten Unterstützungsvolumen erstellt – es handelt sich dabei um das tatsächlich kontrahierte Volumen, diese Anlagen werden u.U. im Jahr 2020 noch nicht alle auch tatsächlich errichtet sein.

- > In Summe würden sich so 4.121 MW ergeben, womit das Ziel von zusätzlichen 3.900 MW verglichen mit Ende 2009 erfüllt wäre.
- > Wie bereits erwähnt, wurden die Ziele bei der Windkraft und der Kleinwasserkraft (inkl. Investitionsförderung) erfüllt.
- > Bei den rohstoffabhängigen Technologien war das Erreichen des Ausbauziels von

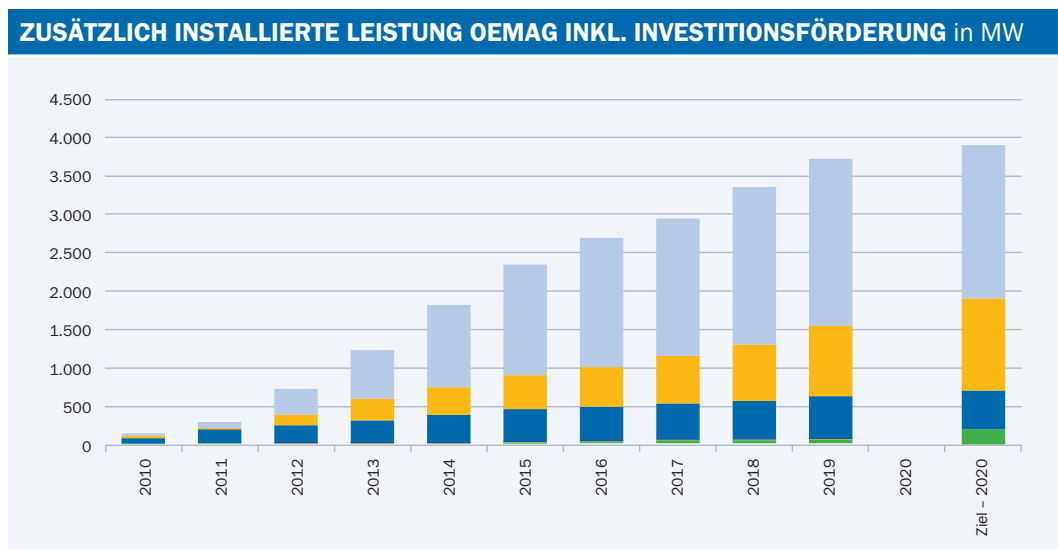


Abbildung 26
Zusätzlich installierte Leistung OeMAG inkl. Investitionsförderung 2010 bis 2019

Quelle: E-Control

zusätzlichen 200 MW stets außer Frage, vor allem nachdem die vorhandenen Mittel sinnvollerweise hauptsächlich für den Weiterbestand von vorhandenen Anlagen eingesetzt wurden.

- > Bei der Photovoltaik wird das Ziel von zusätzlichen 1.200 MW voraussichtlich knapp verfehlt. Aufgrund der Umstellung bezüglich des anzulegenden Marktwertes, womit der Wert des Vorjahres für die Kontingentierung heranzuziehen ist, und die Berücksichtigung des Eigenversorgungsanteils, können mittlerweile deutlich höhere Mengen mit demselben Unterstützungsvolumen unter Vertrag genommen werden. Das Jahr 2019 ist noch nicht zur Gänze

abgeschlossen, aber es konnten nach der Umstellung mit einem Unterstützungsvolumen von 9,4 Mio. EUR ungefähr 214 MW an installierter Leistung kontrahiert werden. Für die Prognose wurde davon ausgegangen, dass im Bereich der Photovoltaik jene Menge, die 2019 kontrahiert wurde, bis zum Jahresende 2020 nochmals hinzugebaut wird und dass jene Mengen, die bei den übrigen Technologien bereits jetzt für 2020 kontrahiert sind, bis zum Jahresende 2020 tatsächlich gebaut werden.

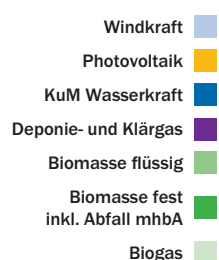
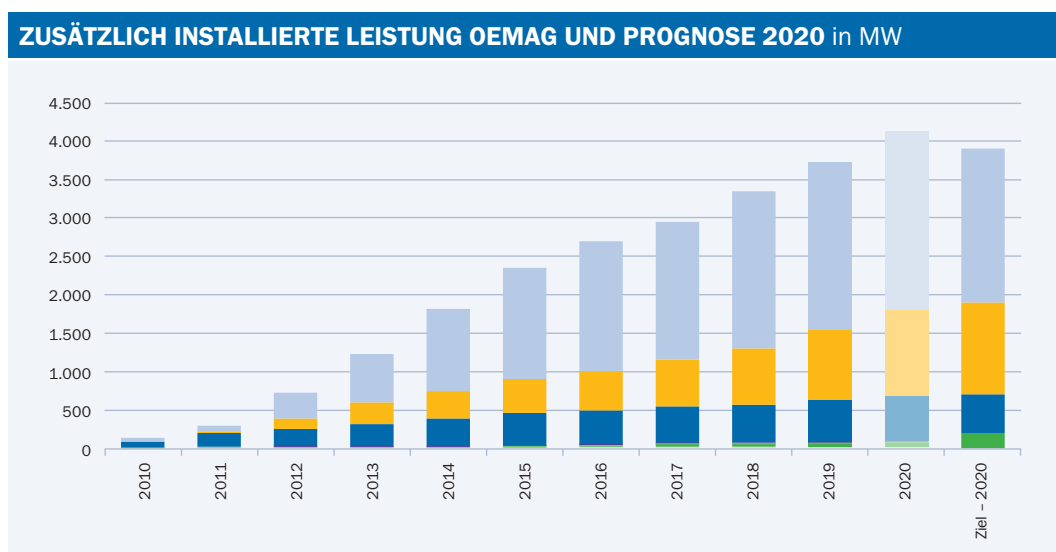


Abbildung 27
Zusätzlich installierte Leistung OeMAG inkl. Investitionsförderung 2010 bis 2019 und Prognose für 2020



Quelle: E-Control

Mögliche Entwicklung des Unterstützungsvolumens

Im letzten Ökostrombericht wurden Prognosen zum Energieverbrauch für das Jahr 2030 angestellt. Dabei wurde davon ausgegangen, dass 76 TWh Strom durch Erneuerbare abgedeckt werden müssen, um das 100%-Ziel zu erreichen. Anhand dieses Wertes und der damaligen Verteilung der Erzeugung soll die mögliche Entwicklung des Unterstützungsvolumens dargestellt werden. Dazu hat die E-Control einige Szenarien kalkuliert, um mögliche Entwicklungen bis 2030 abzuschätzen. Dabei kann allerdings das Unterstützungsvolumen aufgrund des langen Zeitraumes und der zahlreichen Einflussfaktoren nicht exakt prognostiziert werden. Aber es sollte zumindest dargestellt werden, wie sich einzelne Parameter auf das Unterstützungsvolumen grob auswirken.

Als wesentliche Einflussparameter gelten die Volllaststunden der einzelnen Technologien, die ausbezahlten durchschnittlichen Tarife, der Marktpreis für Strom und die installierte Leistung.

PARAMETER PROGNOSE UNTERSTÜTZUNGSVOLUMEN

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

Tabelle 15
Parameter Prognose
Unterstützungsvolumen

Quelle: E-Control

Zunächst werden entsprechende Volllaststunden gewählt. Gleichzeitig wurden für die einzelnen Technologien für den Zeitraum von 2019 bis 2030 jeweils ein konstanter Tarif angesetzt, auf Basis dessen die eingespeisten Energiemengen monetär bewertet werden. Diese Parameter werden in der Tabelle 15 dargestellt.

Sowohl die eingespeiste Menge im Jahr 2019 als auch jene im Jahr 2030 wird bei diesem Ansatz mit dem jeweiligen technologiespezifischen Tarif bewertet.

Für den Marktpreis werden drei Szenarien angenommen, wobei der jeweilige Wert ebenfalls über den gesamten Betrachtungszeitraum konstant gehalten wird.

Marktpreisszenario 1 (MPSZ_1) 3 Cent/kWh
Marktpreisszenario 2 (MPSZ_2) 4,5 Cent/kWh
Marktpreisszenario 3 (MPSZ_3) 6 Cent/kWh

Bezüglich der installierten Leistung werden zwei Szenarien angesetzt. Beide Szenarien

waren bereits im letzten Ökostrombericht 2019 verankert und beziehen sich auf folgende Sachverhalte:

- > ein „Basis-Szenario“, bei dem der Entwicklungstrend linear fortgeschrieben wird und
- > ein „PV-hoch-Szenario“, das einen überproportionalen Ausbau bei der Photovoltaik berücksichtigt.

In den folgenden Abbildungen sind die Entwicklungen der installierten Leistung dargestellt. Es wurde davon ausgegangen, dass die vorhandene Leistung der Jahre 2019 und 2020 erhalten bleibt und die notwendige installierte Leistung, um das oben angenommene Ziel zu erreichen, linear bis 2030 zugebaut wird.

Basierend auf der Entwicklung der installierten Leistung, den angesetzten Volllaststunden, dem Tarif und den Marktpreisen wurde ein jeweils approximatives Unterstützungsvolumen abgeleitet. Die Tabelle 16 stellt die Zusammenfassung der Ergebnisse der ver-

Windkraft
Photovoltaik
Biogas
Biomasse fest
inkl. Abfall mhBA
KuM Wasserkraft

BASIS-SZENARIO (ÖKOSTROMBERICHT 2019) in MW

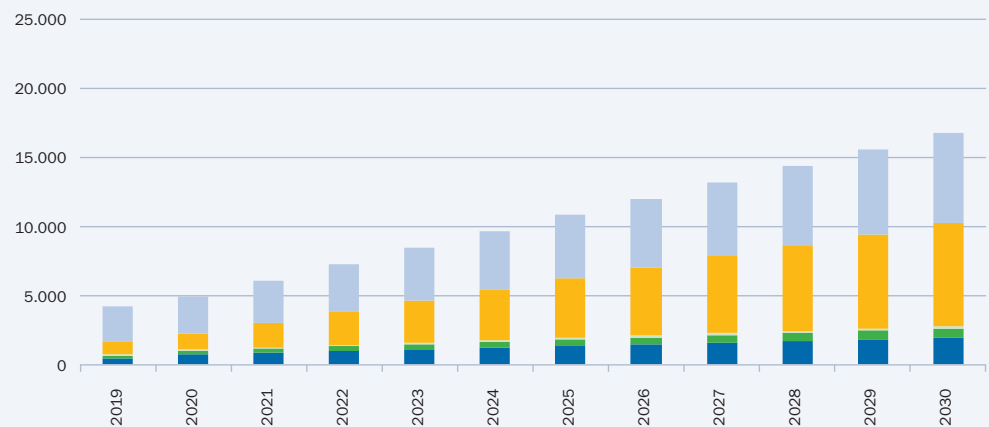


Abbildung 28
Basis-Szenario
(Ökostrombericht 2019)

Quelle: E-Control

Windkraft
Photovoltaik
Biogas
Biomasse fest
inkl. Abfall mhBA
KuM Wasserkraft

SZENARIO PV-HOCH (ÖKOSTROMBERICHT 2019) in MW



Abbildung 29
Szenario PV-hoch
(Ökostrombericht 2019)

Quelle: E-Control

MÖGLICHE ENTWICKLUNG UNTERSTÜTZUNGSVOLUMEN 2030 in Mio. €

	MPSZ_1	MPSZ_2	MPSZ_3
SZ1	1.903	1.302	700
PVe	1.675	1.073	472

Tabelle 16
Mögliche Entwicklung
Unterstützungsvolumen 2030

Quelle: E-Control

schiedenen Szenarien dar. Die Matrix kombiniert dabei die Ausbauszenarien mit den Marktpreisszenarien. Deutlich ist zu sehen, wie sensitiv das Unterstützungsvolumen auf den Marktpreis reagiert. Positiv zu bewerten

ist, dass die verschiedenen Ausbauszenarien in zwei der drei Marktpreisszenarien mit rund 1 Mrd. (oder sogar weniger) an jährlichem Unterstützungsvolumen auskommen.

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“ erleutert wurde, 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 Kleinwasserkraft 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 sehr 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. In Abbildung 30 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

Windkraft
Photovoltaik
Kleinwasserkraft
Klärgas
Deponiegas
Biomasse
Biogas

AUSSCHEIDEN AUS DEM FÖRDESYSTEM 2020 BIS 2030 in MW

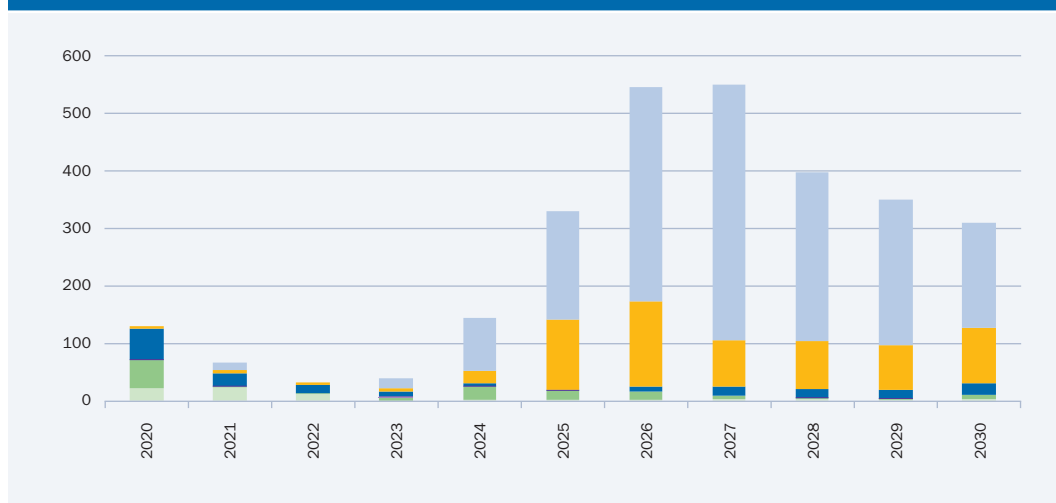


Abbildung 30
Ausscheiden aus dem
Fördersystem 2020 bis 2030

Quelle: E-Control

Förderlaufzeit z.B. 20 Jahre. Aus technischer Sicht sollte somit wenig gegen einen Weiterbetrieb von beinahe sämtlichen dieser Anlagen sprechen. 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 leistungstärkere, neue Anlagen ersetzt werden müssen, damit die mengenmäßigen Ausbauziele überhaupt erreicht werden können.

Energieeffizienzmaßnahmen und 100% Strom aus Erneuerbaren

Das 100%-Strom-aus-Erneuerbaren-Ziel aus der integrierten Klima- und Energiestrategie ist natürlich hochgradig von der Entwicklung des Stromverbrauches bis 2030 abhängig. Verschiedene Berechnungen gehen auch

von einem deutlichen Anstieg des Stromverbrauches aus. Gerade im Bereich der Haushalte gelten hier die Elektromobilität und Wärmepumpen als Treiber – beides Anwendungen bzw. Technologien, die gleichzeitig

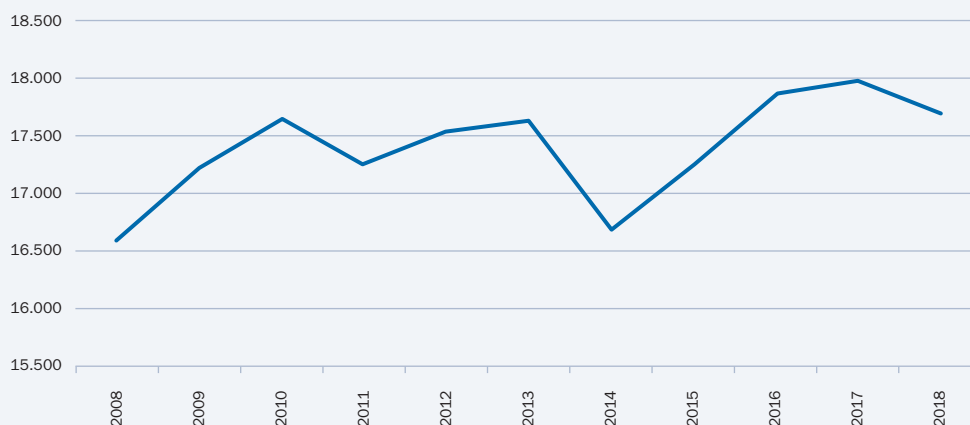
BILANZ DER ELEKTRISCHEN ENERGIE – PRIVATE HAUSHALTE in GWh

Abbildung 31
Bilanz der elektrischen
Energie – Private Haushalte

Quelle: Statistik Austria

auch gepusht und gefördert werden. Laut Berechnungen, die von Österreichs Energie in Auftrag gegeben und von der Österreichischen Energieagentur durchgeführt wurden, müssen insgesamt bis zu 30 TWh an erneuerbaren Energien zugebaut werden.¹⁸ Dieser Wert beinhaltet auch die zu erwartende Verbrauchssteigerung.

Der Stromverbrauch im Haushaltssektor unterlag in der Vergangenheit großen Schwankungen. Vom Jahr 2014 bis zum Jahr 2017 stieg der Verbrauch an, im Jahr 2018 hingegen war es wieder rückläufig. Die Entwicklung ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Neben der Geräteausstattung sind auch kli-

матические und wirtschaftliche Aspekte von Bedeutung. Gerade für das Jahr 2020 ist wohl ein Anstieg, bedingt durch die Covid-19-Maßnahmen (Home Office, Home Schooling etc.), zu erwarten.

Auch laut dem Strom- und Gastagebuch der Statistik Austria ist der durchschnittliche Stromverbrauch der Haushalte in Österreich über einen längeren Zeitraum tendenziell eher rückläufig.¹⁹ Im Jahr 2008 lag dieser bei 4.057,6 kWh, im Jahr 2016 nur noch bei 3.559,9 kWh. Der Hauptgrund für diesen Rückgang ist die Abkehr von Stromheizungen und der Warmwassererzeugung mittels Stroms. Dieser Effekt wird in den nächsten

¹⁸ Österreichs Energie – Stromlinie 04/2018

¹⁹ Siehe Tabelle: Durchschnittlicher Stromverbrauch eines Haushalts in den Gesamtjahren 2008, 2012 und 2016 nach Verbrauchskategorien insgesamt, Statistik Austria.

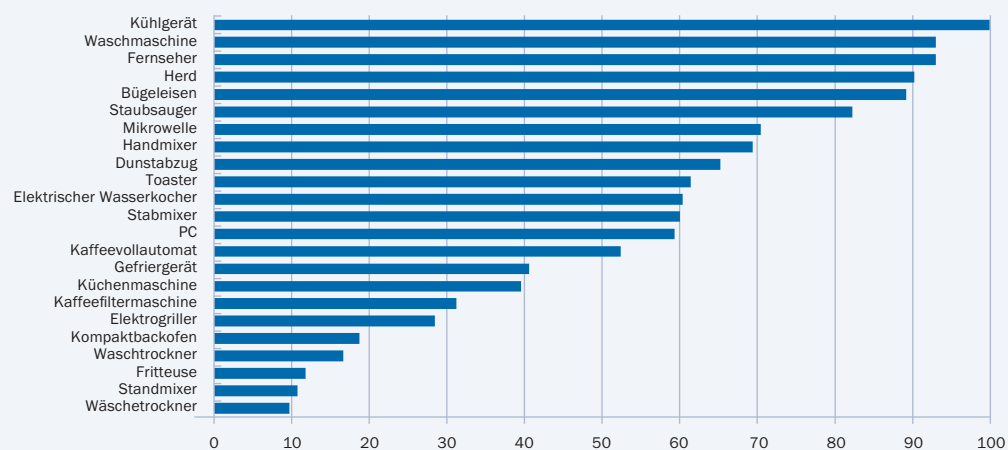
VERBREITUNG VON GERÄTEN IN ÖSTERREICHISCHEN HAUSHALTEN in %

Abbildung 32
Verbreitung von Geräten in
österreichischen Haushalten
(Basisjahr 2012)

Quelle: E-Control

Jahren jedoch sicher wieder durch die bereits erwähnten Wärmepumpen aufgehoben.

Abbildung 32 zeigt die Verbreitung von elektrischen Geräten in Österreich.²⁰ Für bestimmte Kategorien, beispielsweise EDV Geräte, sind noch Steigerungen zu erwarten. Dies gilt insbesondere auch für Klimaanlagen, deren Einsatz aktuell noch recht gering sind.

Haupttreiber für den Stromverbrauch in Haushalten wird neben den Wärmepumpen jedoch die Elektromobilität sein. Ein Großteil der Energie im Bereich Individualverkehr wird sich in die Elektrizitätsbilanz verschieben.

Ein Anstieg des Stromverbrauchs (nicht nur im Haushaltssektor) würde sich auch auf die Erfüllung des Ausbauziels an erneuerbaren Energien für das Jahr 2030 auswirken. Der potenzielle Verbrauchsanstieg müsste zusätzlich mittels erneuerbarer Energien gedeckt werden.

Zur Absicherung der Stabilität des Stromsystems bei geplanten 100% erneuerbaren Energien wird auch die Flexibilität des Stromverbrauchs eine Rolle spielen. Es muss möglich sein, plötzliche Leistungsspitzen abzufedern und so die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

²⁰ Abbildung 32 zeigt, wie viele Haushalte in Prozent über ein bestimmtes Gerät verfügen. Als Beispiel: Rund 70% der Haushalte sind mit einer Mikrowelle ausgestattet.

Exkurs – Verteilung Volllaststunden

Die Grafiken dieses Abschnitts basieren ausschließlich auf Daten der Herkunftsnachweisdatenbank (HKN-Datenbank). Diese sind auf monatlicher Basis vorhanden, was für die Darstellung Folgendes bedeutet:

- > Für die installierte Leistung wurde der höchste Monatswert herangezogen.
- > Für die eingespeiste Menge wurden die Monatswerte summiert.
- > Für die berechneten Volllaststunden wurde die Summe der eingespeisten Menge durch den Höchstwert der installierten Leistung dividiert.
- > Anlagen, deren berechnete Volllaststunden 8.760 Stunden übersteigen, wurden nicht berücksichtigt.
- > Anlagen wurden basierend auf Postleitzahlen Gemeindecodes²¹ zugeordnet.
- > Wenn ein Gemeindecode mehr als zwei Postleitzahlen umfasst, wurden ausschließlich Anlagen der ersten beiden Postleitzahlen erfasst.
- > Die Volllaststunden wurden basierend auf Gemeindecodes gemittelt (gesamte installierte Leistung und gesamte eingespeiste Menge pro Gemeindecode).

Die installierte Leistung von Anlagen kann sich durch Erweiterungen oder einen Rückbau ändern. Nicht immer werden diese von den Anlagenbetreibern zeitgerecht nachgetragen. Dadurch ergeben sich Anlagen, die mehr als

8.760 Volllaststunden haben, wenn die Anlage erweitert wurde, aber die installierte Leistung wurde nicht korrigiert. Gleichzeitig sind Anlagen möglich die geringere errechnete Volllaststunden aufweisen, wenn diese verkleinert wurden oder für einen längeren Zeitraum des Jahres stillstanden bzw. nicht oder noch nicht in Betrieb waren. Beide Gründe wurden in den folgenden Darstellungen (abseits von Anlagen, die besagte 8.760 Volllaststunden übersteigen) nicht eliminiert, nachdem es an anderen Stellen eine separate Auswertung der Volllaststunden gibt, die mittels Staffelung der Anlagen genauer darauf eingeht.

Eine unterjährige Inbetriebnahme (je später im Jahr, desto schlechter) und vor allem der Eigenverbrauch wirkt sich „negativ“ auf die errechneten Volllaststunden aus, und zwar insofern, als dass diese Anlagen geringere berechnete Volllaststunden aufweisen, da dafür nicht die tatsächliche Erzeugung (diese Daten sind nicht verfügbar) herangezogen werden kann, sondern lediglich die in das öffentliche Netz eingespeiste Menge.

Als Basis für die grafische Darstellung wurde eine shapefile von Österreich²² genutzt, welche auf Gemeindenamen und Gemeindecodes basiert. In der Folge wurden die Gemeindecodes genutzt, womit z.B. die Volllaststunden nicht über ganz Wien gemittelt wurden.

²¹ https://www.statistik.at/web_de/klassifikationen/regionale_gliederungen/gemeinden/index.html

²² https://www.data.gv.at/katalog/dataset/stat_gliederung-osterreichs-in-gemeinden14f53/resource/8d40814a-d4df-43f0-a834-e0486632340c

VOLLLASTSTUNDEN KLEINWASSERKRAFT

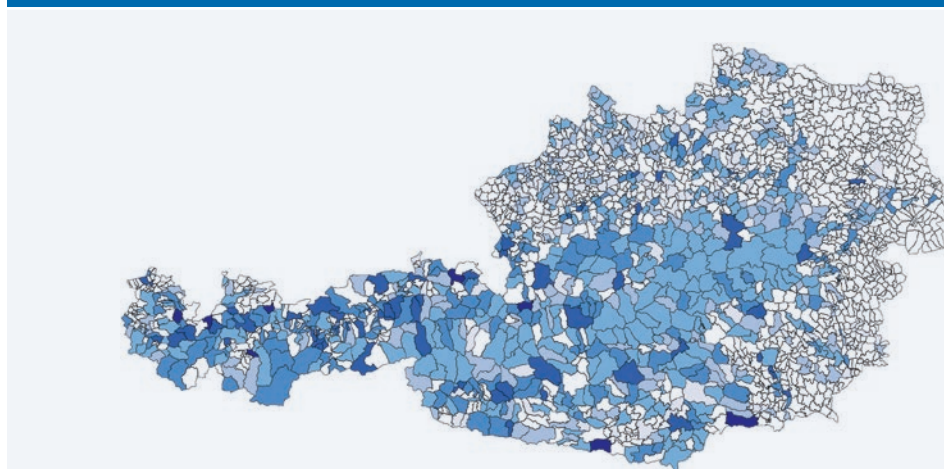
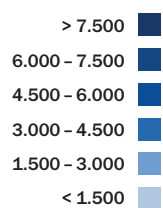


Abbildung 33
Volllaststunden Klein-
wasserkraft

Quelle: E-Control

VOLLLASTSTUNDEN WINDKRAFT

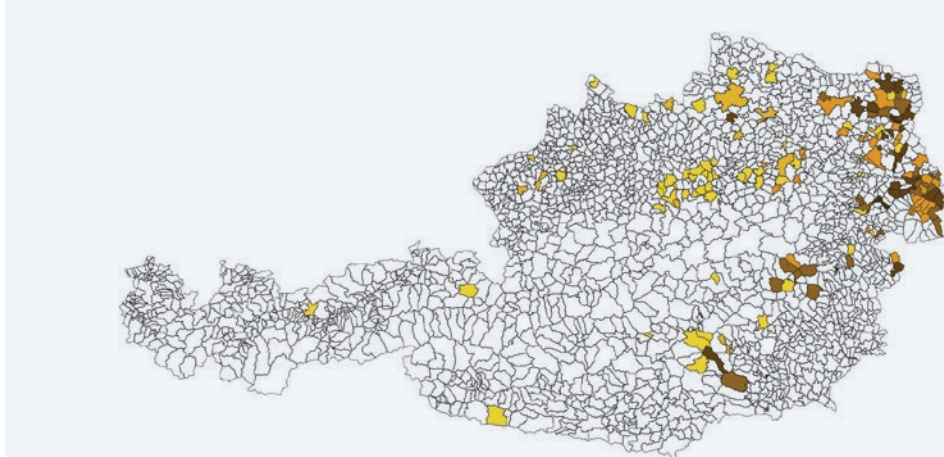
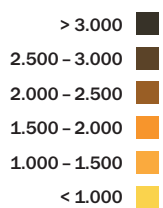


Abbildung 34
Volllaststunden Windkraft

Quelle: E-Control

VOLLLASTSTUNDEN BIOMASSE

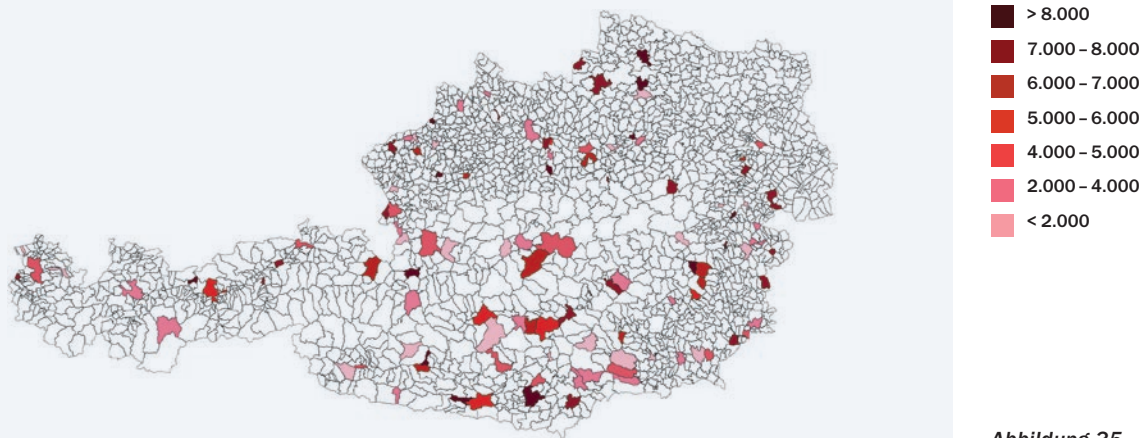


Abbildung 35
Volllaststunden Biomasse

Quelle: E-Control

VOLLLASTSTUNDEN BIOGAS

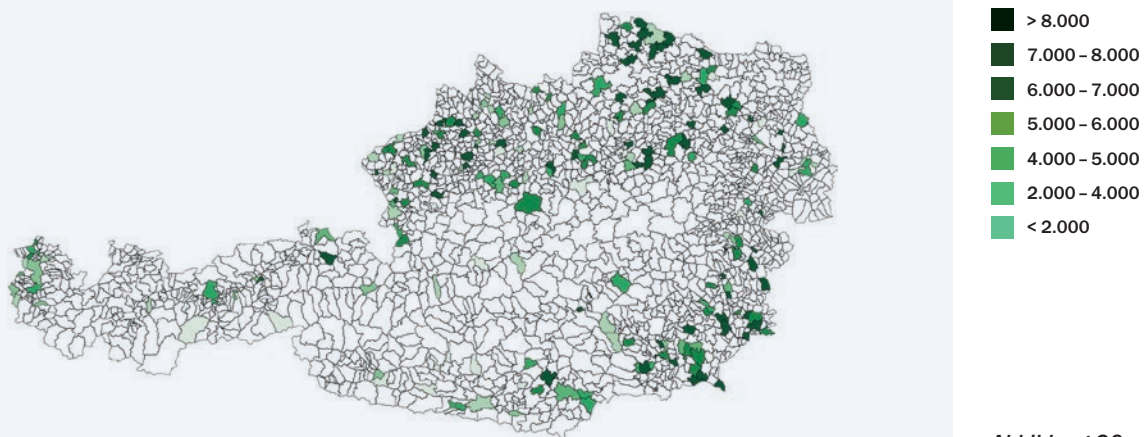
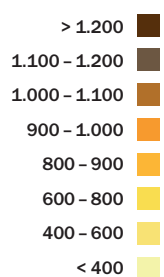


Abbildung 36
Volllaststunden Biogas

Quelle: E-Control



VOLLLASTSTUNDEN PHOTOVOLTAIK

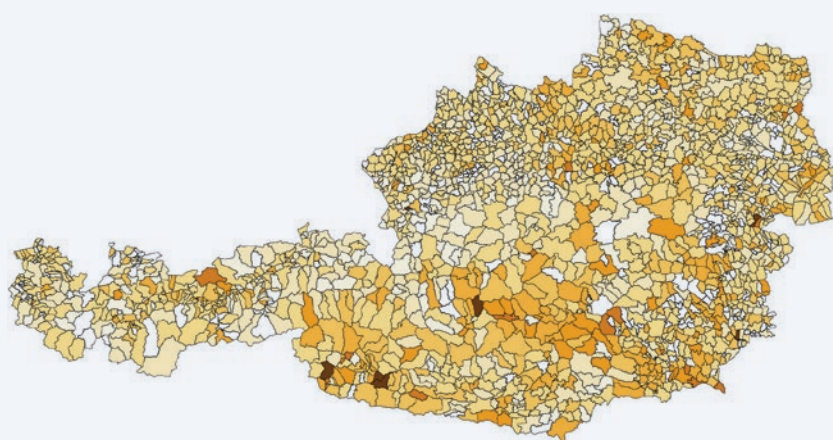
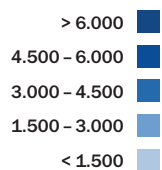


Abbildung 37
Volllaststunden Photovoltaik

Quelle: E-Control



VOLLLASTSTUNDEN WASSERKRAFT > 10 MW

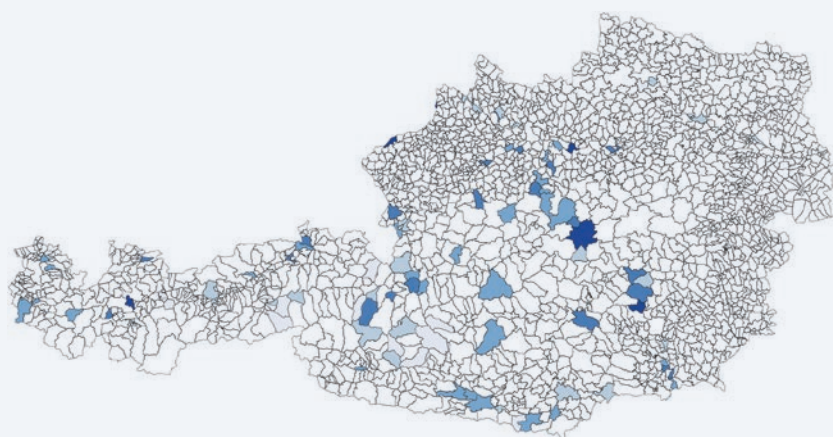


Abbildung 38
Volllaststunden Wasserkraft
> 10 MW

Quelle: E-Control

Die Zuordnung zu den Gemeindecodes wurde aufgrund des Formats der Statistik-Austria-Daten auf zwei Postleitzahlen begrenzt. Als erste Gemeinde weist Zillingtal (Gemeindecod 10322) in der vorher angeführten Datei drei Postleitzahlen auf – 7034, 7033 und 7035 –, wobei 7033 und 7035 in derselben

Zelle der Excel-Datei aufscheinen. Nachdem die letzten beiden Postleitzahlen in derselben Zelle angeführt wurden, war es nicht möglich, ohne weitaus höheren Aufwand dem Gemeindecod eine Anlage mit der Postleitzahl 7033 oder 7035 zuzuweisen.

Fazit Zielerreichungsgrad

Für Ende 2020 ist damit zu rechnen, dass das Gesamtziel erreicht werden wird – aus Sicht der Kontrahierung und nicht aus Sicht der tatsächlichen Errichtung. Durch COVID-19 haben sich Inbetriebnahmen von geförderten Neuanlagen verzögert. Im Bereich der Photovoltaik konnte dies jedoch größtenteils bereits nachgeholt werden, sodass aus Sicht der OeMAG bereits eine Normalisierung eingetreten ist. Gemäß OeMAG gab es mit Anfang Juli bei größeren Anlagen noch Verzögerungen, weil Baustellen vorübergehend stillgestanden sind (z.B. bei Kleinwasserkraftwerken) – aber auch hier wurde Mitte des Jahres eine Normalisierung innerhalb der nächsten Monate erwartet. Wie eingangs bereits erwähnt, gibt es eine Diskrepanz zwischen kontrahierten Anlagen und der tatsächlichen Errichtung – wie in den vergangenen Jahren stellt sich die Frage, bis wann die kontrahierten Anlagen tatsächlich in Betrieb genommen wurden. Den größten zeitlichen Faktor spielt dabei der Zeitrahmen von 48 Monaten für die Inbetriebnahme bei Windkraftanlagen.

Als zukünftige Perspektive wird empfohlen, für eine klare Überwachung der Zielerreichung 2030 ein Ziel an gesamter installierter Leistung festzulegen und eine damit einhergehende jährliche Kontrahierung sowie einen zeitversetzten Ausbau abzuleiten.

Wie die Szenarien zuvor gezeigt haben, ist der Ausbau bzw. der Unterstützungsbedarf klarerweise weiterhin von der Entwicklung des Marktpreises abhängig. Wie in der Vergangenheit gilt: je höher der Marktpreis, desto niedriger der Unterstützungsbedarf. Sollte in Zukunft wieder eine budgetäre Restriktion vorgesehen sein, so würden sich mit limitierten Budgets höhere Ausbauraten bei höheren Marktpreisen ergeben. Gerade hier ist ein zeitnahe und engmaschiges Monitoring von Vorteil, um bei Bedarf auch kurzfristig auf zum Ziel konträr verlaufende Entwicklungen reagieren zu können.

AUSGLEICHSENERGIE

Wie in den vergangenen Jahren werden in der Folge die Ausgleichsenergiekosten der

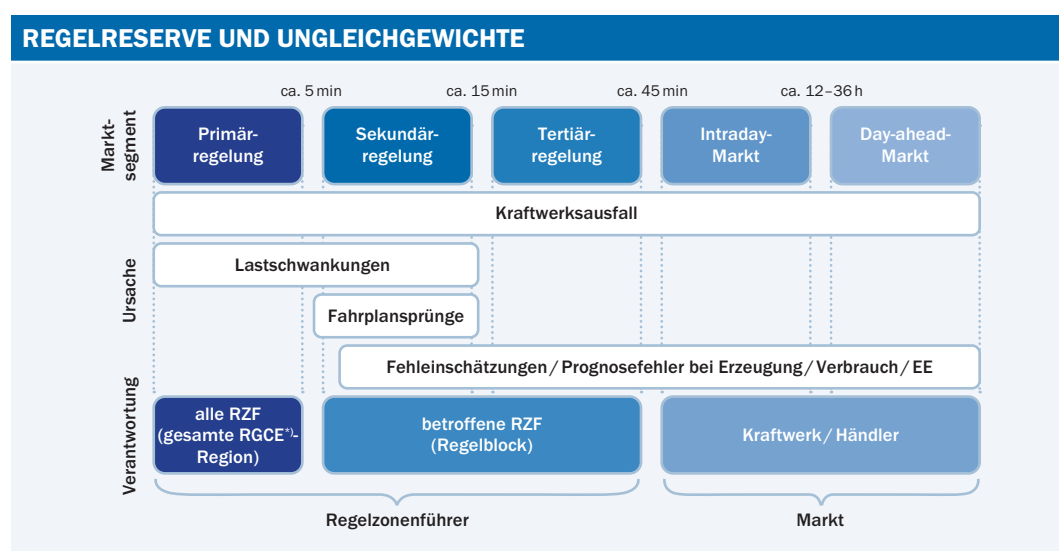
OeMAG dargestellt, wobei im nächsten Abschnitt die Grundlagen kurz umrissen werden.

Grundlagen Ausgleichsenergiesystem

Zum Verständnis des Begriffs Ausgleichsenergie wird zu Beginn nochmals kurz auf den Begriff Regelenergie eingegangen. Regelenergie stellt die letzte Möglichkeit dar, um Ungleichgewichte auszugleichen. Abbildung 39 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 tatsächlichen 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 den der Regelzonenführer

Abbildung 39
Regelreserve und
Ungleichgewichte



*) Regional Group Continental Europe

Quelle: E-Control

zu sorgen hat. Dabei kann die Summe der Ausgleichsenergie um ein Vielfaches höher sein als die Regelenergie, da sich in der saldierten Betrachtung die Bilanzgruppen meist gegenseitig ausgleichen.

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

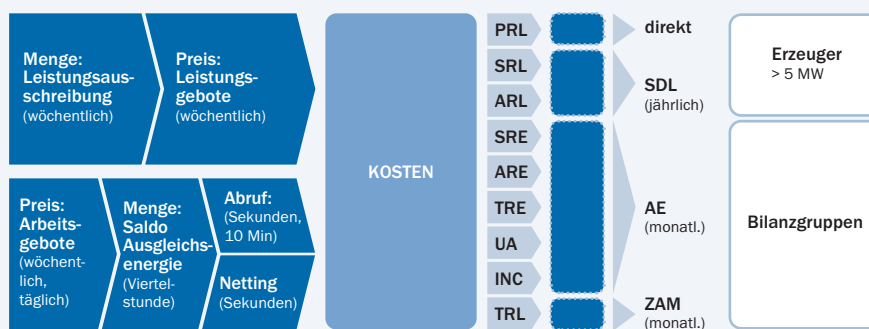
Die jeweilige Höhe des Ausgleichsenergiepreises leitet sich vom Preis der aktivierten Regelenergie ab. Bei positiver Regelenergie muss der Ausgleichsenergiepreis immer höher sein als die Aktivierungskosten in der jeweiligen Viertelstunde. Damit wird sichergestellt, dass

es keine Fehlanreize gibt, z.B. für Regelreservanbieter, und die Bilanzgruppen-Anreize haben ausgeglichen zu sein bzw. die Regelzone beim Ausgleich zu unterstützen.

Über die Ausgleichsenergieverrechnung werden die Kosten für Sekundärregel-, Ausfallregel- und Tertiärregelenergie, ungewollten Austausch und das Imbalance Netting durch die Bilanzgruppen getragen. Die Tertiärregelenergieleistung wird über den zusätzlichen Abrechnungsmechanismus ebenfalls von den Bilanzgruppen getragen (siehe Abbildung 40).

Die Kosten für die Vorhaltung von Sekundärregel- und Ausfallreserveleistung wird mittels Systemdienstleistungsentgelt von den Erzeu-

ENTSTEHUNG UND ZUORDNUNG DER KOSTEN



PRL = Primärregelleistung, SRL = Sekundärregelleistung, ARL = Ausfallsreserveleistung, SRE = Sekundärregelenergie, ARE = Ausfallsreserveenergie, TRE = Tertiärregelenergie, UA = ungewollter Austausch, INC = Imbalance Netting, TRL = Tertiärregelleistung, SDI = Systemdienstleistungsentgelt, AE = Ausgleichsenergie, ZAM = Zusätzlicher Abrechnungsmechanismus

Die Aufteilung der Kosten ist in § 68ff EWO 2010 geregelt und das SDI-Entgelt wird jährlich in der SNE-VO festgelegt.

Abbildung 40
Entstehung und Zuordnung der Kosten

Quelle: E-Control

gern 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 Verbrauchern, bleibt den Bilanzgruppenverantwortlichen²³ überlassen.

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

Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom

Im Jahr 2019 betrug die Abweichung von der Fahrplanzuweisung zu tatsächlich eingespeisten Mengen 1,59% (siehe Tabelle 17).

In der Tabelle 18 sind die Mengen und Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie 2019 dargestellt. Bei einer Ökostromabnahmemenge von insgesamt 10.406 GWh

wurden 602 GWh Ausgleichsenergie bezogen und 436 GWh geliefert, das sind in Summe 1.038 GWh. Der effektive Ausgleichsenergieaufwand beläuft sich auf 9,15 Mio. EUR. Insgesamt müssen für eine kWh Ökostrom, die von der OeMAG abgenommen wird, im Durchschnitt noch 0,09 Cent für Ausgleichsenergie bezahlt werden.

Tabelle 17
Ökostrom-Abweichungen:
Fahrplanzuweisung zu
tatsächlich eingespeisten
Mengen in 2019

ÖKOSTROM-ABWEICHUNGEN: FAHRPLANZUWEISUNG ZU TATSÄCHLICH EINGESPEISTEN MENGEN IN 2019					
Österreich	1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	2019
Zuweisung (Prognose) in MWh	3.019.937	2.905.445	1.949.026	2.624.778	10.499.187
Erzeugung (Ist) in MWh *)	3.019.195	2.933.189	1.868.739	2.606.875	10.427.999
Ausgleichsenergie (AE) in MWh *)	-5.062	-17.113	-89.570	-54.482	-166.227
Abweichung **)	0,17%	0,58%	4,79%	2,09%	1,59%

+ ... Prognose > Ist

*) vorläufige Werte des ersten Clearings

- ... Prognose < Ist

**) AE-Abweichung in % – bezogen auf die Erzeugung

Quelle: OeMAG, E-Control

²³ Eine weiterführende Beschreibung des Strommarkmodells ist hier zu finden: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/strommarkt>

AUSGLEICHSENERGIEAUFWENDUNGEN 2019		
		Österreich gesamt
Ökostromabnahme	GWh	10.406,24
	Mio. €	1.077,30
AE-Bezug durch OeMAG	GWh	601,92
	Mio. €	41,90
AE-Lieferung durch OeMAG	GWh	-435,69
	Mio. €	-0,51
Summe AE – direkter Aufwand (Mio. €)		41,40
Summe effektive AE (GWh) ¹⁾		1037,61
Summe effektive AE – Aufwand (Mio. €) ²⁾		9,15
AE – Aufwendungen pro kWh Ökostrom (Cent/kWh)		0,09

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 2020

Quelle: OeMAG, Februar 2020 – vorläufige Werte

Im Jahr 2018 betrugen die aliquoten Ausgleichsenergieaufwendungen 0,00 EUR, in 2019 liegt der Wert bei 9,15 Mio. EUR. In der Dokumentation zu den aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie (Gutachten zur Bestimmung der AE 2020) wurden diese mit 0,052 Cent/kWh für Windkraftanlagen und 0,012 Cent/kWh für die übrigen Ökostromanlagen errechnet. Diese sind bei der Bestimmung des kontrahierbaren Einspeisetarifvolumens entsprechend zu berücksichtigen.

In der Tabelle 19 wird die vergütete Ökostrommenge sowie die Menge aus Windkraftanlagen den Ausgleichsenergiemengen und den entsprechenden Kosten gegenübergestellt. In Abbildung 41 und Abbildung 42 werden die abgenommenen Mengen den Ausgleichsenergiemengen und den Kosten dieser gegenübergestellt. Der Anteil der Windenergie am geförderten Ökostrom, der in den letzten Jahren fast kontinuierlich anstieg, liegt nach 51,72% im Jahr 2018 mittlerweile bei 59,65% im Jahr 2019.

Tabelle 18
Ausgleichsenergieaufwendungen 2019

ENTWICKLUNG DER AUSGLEICHSENERGIEMENGEN in GWh

Ökostromabnahme
(inkl. Kleinwasserkraft)
in GWh (links)

Eingespeiste Windkraft
in GWh (links)

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

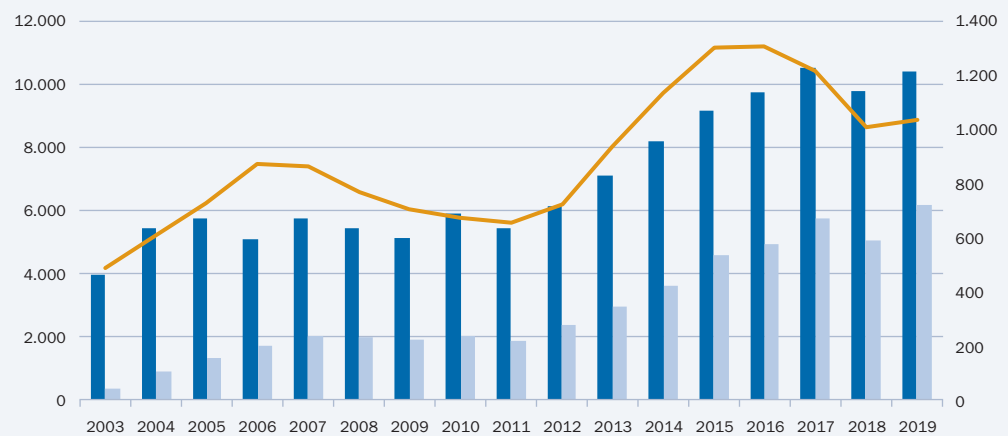


Abbildung 41
Entwicklung der Ausgleichs-
energiemengen in GWh
von 2003 bis 2019

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zur Aliquoten AE vom 03/2020

ENTWICKLUNG DER EFFEKTIVEN AUSGLEICHSENERGIEKOSTEN in Mio. €

Ökostromabnahme
(inkl. Kleinwasserkraft)
in GWh (links)

Eingespeiste Windkraft
in GWh (links)

Summe Effektive
Ausgleichsenergiekosten
in Mio. € (rechts)

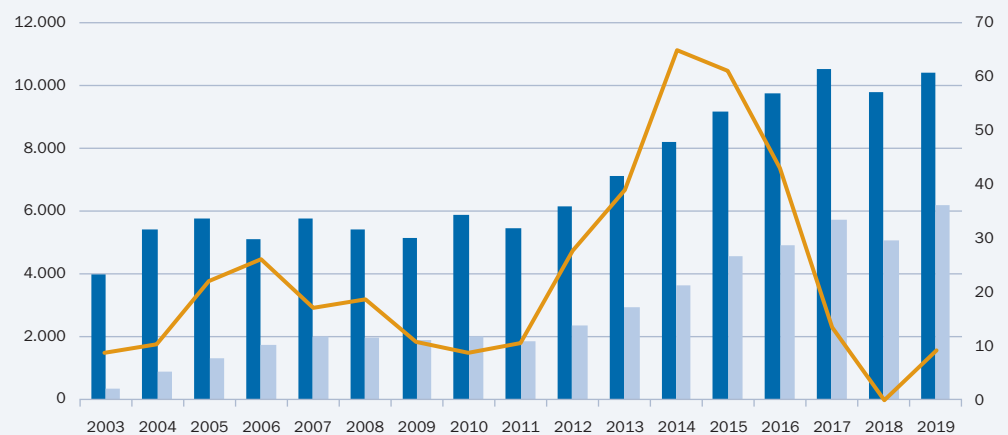


Abbildung 42
Entwicklung der effektiven
Ausgleichsenergiekosten
in Mio. € von 2003 bis 2019

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zur Aliquoten AE vom 03/2020

EFFEKTIVE AE IM VERGLEICH ZUR ABNAHME VON WIND UND ÖKOSTROM (GESAMT) in GWh bzw. in Mio. €																
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Ökostromabnahme (inkl. Kleinwasserkraft) in GWh	5.439	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
Eingespeiste Windkraft in GWh	924	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
Summe Ausgleichsenergiemenge in GWh	613	728	873	865	768	709	675	656	726	939	1.136	1.304	1.307	1.219	1.010	1.038
Summe Effektive Ausgleichs- energiekosten in Mio. €	10,42	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	9,15

Tabelle 19

Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2004 bis 2019)

Quelle: Meldungen der OeMAG bzw. Öko-BGVs, Gutachten zu den Aliquoten AE- und Verwaltungsaufwendungen, März 2020

ERNEUERBARE IN ÖSTERREICH – MEHR ALS ÖSG

Basierend auf Daten der Statistik Austria wurden die Anteile der anrechenbaren Erneuerbaren gemäß EU-Richtlinie Erneuerbare Energien 2009/28/EG im Elektrizitätssektor und im Bereich Wärme und Kühlen in Abbildung 43 dargestellt. Der Elektrizitätssektor ist bekannterweise stark von Erneuerbaren geprägt und auch in der Fernwärmeerzeugung spielen diese eine wichtige Rolle. In beiden Bereichen konnte der Anteil 2018 gesteigert werden. Der Anteil anrechenbarer Erneuerbarer machte nach 71,6% (2017) somit 73,1% aus und im Bereich Wärme und Kühlen stieg er von 33,7% auf 34,0%.

An dieser Stelle sei angemerkt, dass in Abbildung 4 nicht die Berechnungen laut der EU-Richtlinie zugrunde liegen. Um eine Prognose für 2019 erstellen zu können und entspre-

chende Vergleichswerte zu haben, wird in Abbildung 4 die Erzeugung aus Erneuerbaren laut veröffentlichter E-Control-Statistik dem Verbrauch aus dem öffentlichen Netz inkl. Pumpstrom gegenübergestellt.

In Abbildung 44 wird der Anteil der anrechenbaren Erneuerbaren in den einzelnen Sektoren und deren Entwicklung seit 2011 dargestellt. Deutlich abgeschlagen ist weiterhin der Verkehrssektor mit 9,8% im Jahr 2018, was einem minimalen Anstieg (9,7% 2017) entspricht. Den höchsten Anteil hatten im Jahr 2018 der Dienstleistungssektor mit 51,6%, gefolgt von den Haushalten mit 50,5%. Grundsätzlich kam es zu keinen größeren Veränderungen in den vergangenen Jahren, die auf systematische Anpassungen hindeuten würde.

ANTEIL ANRECHENBARER ERNEUERBARER 2010 BIS 2018 in %

Anteil anrechenbarer
Erneuerbarer für die
Stromerzeugung

Anteil anrechenbarer
Erneuerbarer für Wärme
und Kühlen

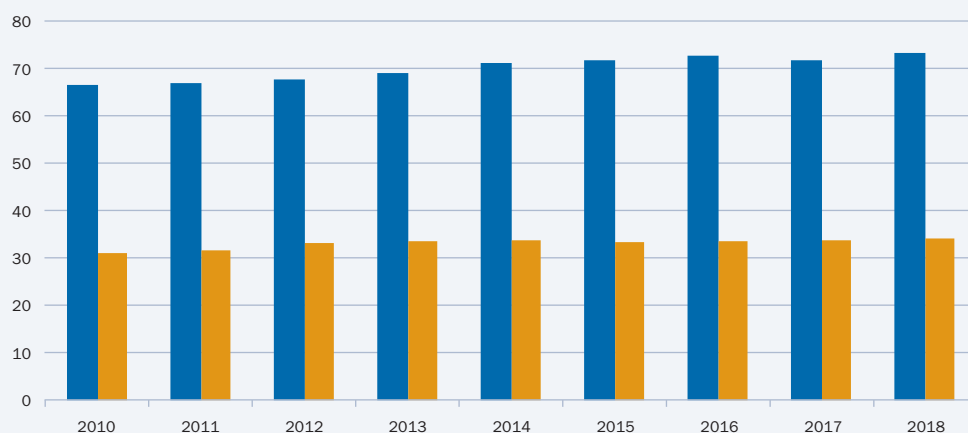
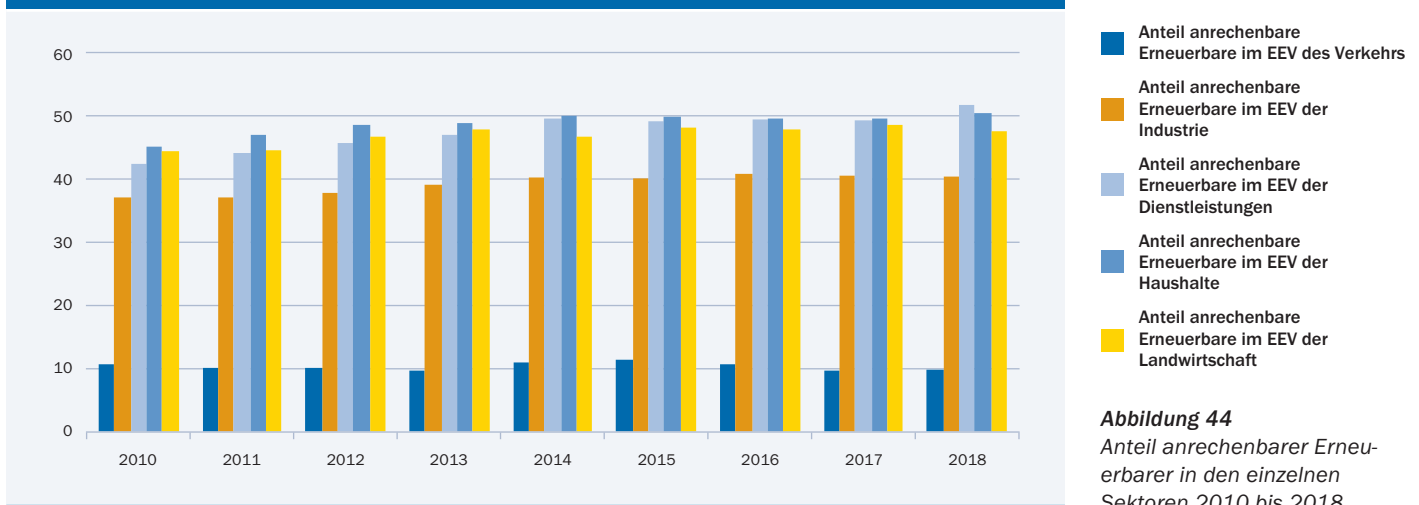


Abbildung 43
Anteil anrechenbarer Er-
neuerbarer 2010 bis 2018

Quelle: Statistik Austria

ANTEIL ANRECHENBARER ERNEUERBARER IN DEN EINZELNEN SEKTOREN in %**Abbildung 44**

Anteil anrechenbarer Erneuerbarer in den einzelnen Sektoren 2010 bis 2018

Quelle: Statistik Austria

In Abbildung 45 wurden der energetische Endverbrauch Strom, die erneuerbare Gesamtstromproduktion (basierend auf der Systematik der Erneuerbaren EU-Richtlinie) und der geförderte Ökostrom im Jahr 2018 (9.784 GWh) ins Verhältnis gesetzt. Laut Statistik Austria belief sich dabei:

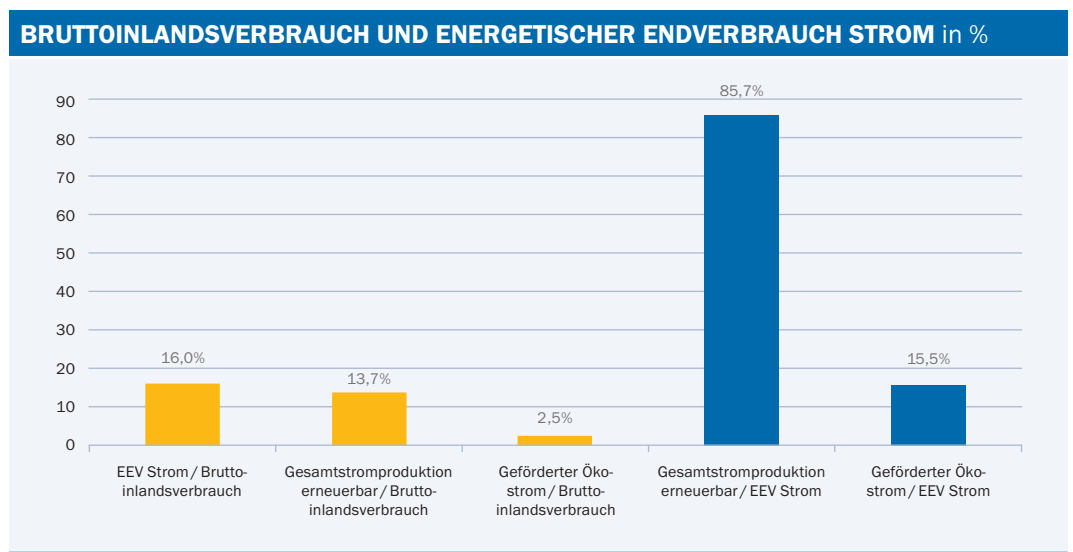
- > der Bruttoinlandsverbrauch auf 395.381 GWh
- > der Energetische Endverbrauch (EEV) Strom auf 63.074 GWh
- > die erneuerbare Gesamtstromproduktion auf 54.033 GW

Der energetische Endverbrauch Strom hat 16,0% des Bruttoinlandsverbrauchs im Jahr 2018 ausgemacht. Aufgrund des hohen An-

teils von erneuerbarem Strom am energetischen Endverbrauch Strom (86%) macht sich dies natürlich im Verhältnis zum Bruttoinlandsverbrauch bemerkbar. Dieser Anteil belief sich auf 13,7%. Betrachtet man den geförderten Ökostrom, für den im Jahr 2018 über 1 Mrd. EUR an Einspeisetarifen ausbezahlt wurden bzw. ein Unterstützungsvolumen von 702 Mio. EUR, so machte dieser 2,5% am Bruttoinlandsverbrauch aus.

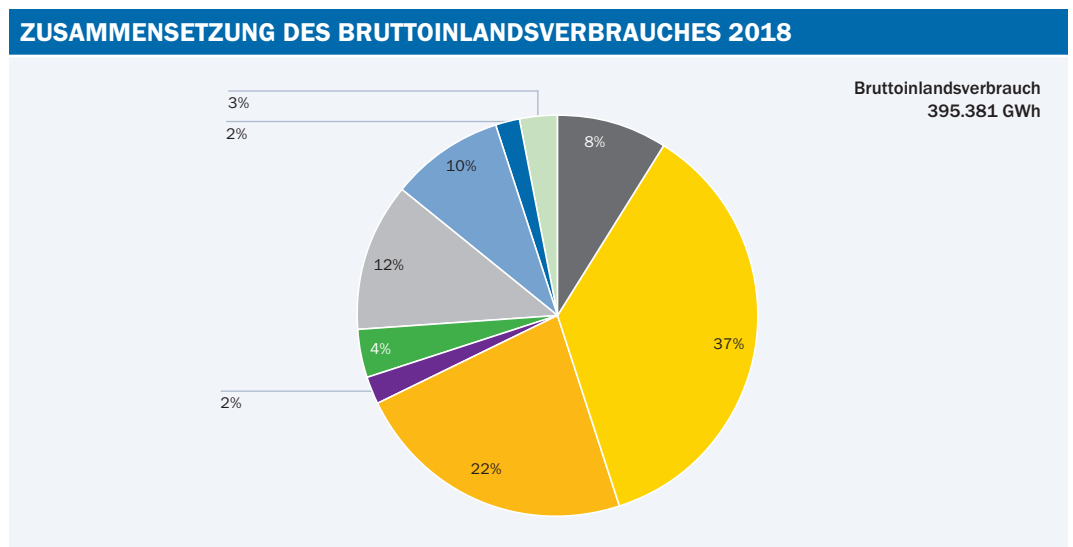
In Abbildung 46 ist weiters die Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauches aus dem Jahr 2018 dargestellt. Der Bruttoinlandsverbrauch belief sich auf 395.381 GWh und wurde dabei zu 67% (263.068 GWh) durch Erdöl, Erdgas und Kohle bzw. durch jeweilige Produkte dieser Kategorien abgedeckt,

Abbildung 45
Anteile am Bruttoinlands-
verbrauch und dem
energetischen Endverbrauch
Strom 2018



Quelle: Statistik Austria

Abbildung 46
Zusammensetzung des
Bruttoinlandsverbrauches
2018



Quelle: Statistik Austria, E-Control

was nach 269.776 GWh im Jahr 2017 einen leichten Rückgang 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.

Prosumer

Der Begriff Prosumer setzt sich aus PROducer und conSUMER zusammen. Umgelegt auf den Strombereich sprechen wir hier von Kundinnen und Kunden, die Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen, aber gleichzeitig über eine Erzeugungsanlage (und vielfach auch schon einen Speicher) verfügen und damit sowohl produzieren als auch konsumieren.

Als kleinste Einheit kann man dahingehend den „Eigenversorger im Bereich erneuerbarer Elektrizität“ aus der Erneuerbaren-Richtlinie

gleichstellen, wobei sich hier die Erzeugung auf erneuerbaren Strom bezieht, der an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen eigen erzeugt wird.

Der nächste Schritt wären „gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbarer Elektrizität“, und Energiegemeinschaften können noch etwas globaler gesehen werden. Im letzten Ökostrombericht wurde bereits näher auf den § 16a EIWOG eingegangen. Dieser sieht keine Beschränkung auf erneuerbare Technologien vor, aber hier schließen sich

§-16A-ANLAGEN IN ÖSTERREICH – STAND MITTE 2020

	In Betrieb	In Umsetzung/Transformation	In Planung
Wien	3	21	45
Niederösterreich	6	0	2
Oberösterreich	107	14	248
Tirol	30	3	9
Steiermark	38	67	12
Salzburg	31	3	12
Kärnten	20	5	2
Vorarlberg	38	21	1
Burgenland	18	0	6
Summe	291	134	337

Tabelle 20
§-16a-Anlagen in Österreich –
Stand Mitte 2020

Quelle: Österreichs E-Wirtschaft

mehrere in einem Haus lebende Konsumentinnen und Konsumenten zusammen, um selbst erzeugten Strom zu verbrauchen. In Tabelle 20 sind Zahlen von § 16a Anlagen von Mitte 2020 zu sehen. Verglichen mit Anfang 2019 konnten die Zahlen deutlich gesteigert werden. So waren damals 57 Anlagen in Betrieb, 189 in Umsetzung/Transformation und 134 in Planung.

Der nächste Abschnitt fasst aktuelle Themen im weiteren Zusammenhang mit dem Begriff Prosumer zusammen – Energiegemeinschaften gefolgt von der neuen Möglichkeit von Investitionsförderungen für Photovoltaik und Speicher im Bereich der OeMAG.

ENERGIEGEMEINSCHAFTEN

Der Ausbau der Erneuerbaren soll in Europa noch dynamischer werden und die breite Masse erreichen. Es wird auf das Ziel hingearbeitet, dass die erneuerbaren Erzeugungstechnologien besser in den Markt integriert und gleichzeitig der erzeugte Strom auch lokal verbraucht werden kann. Damit sollen die Erneuerbaren „sichtbarer“ und von den Konsumentinnen und Konsumenten stärker akzeptiert und genutzt werden. Sowohl mit der Erneuerbaren-Richtlinie als auch mit der Strombinnenmarkt-Richtlinie wurde ein neuer rechtlicher Rahmen geschaffen, um die technischen Möglichkeiten auch formal und organisatorisch zur Umsetzung zu bringen – man spricht nun von „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften“ bzw. „Bürger-Energie-Gemeinschaften“.

Die neuen EU-Vorgaben aus dem Clean Energy Package

Die neue Erneuerbaren-RL sieht die Möglichkeit von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften vor. Dabei sollen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass sich Endkundinnen und Endkunden 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 – dabei sind alle erneuerbaren Energieträger umfasst. Ein ganz 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 weiteren 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 Verteilnetzes 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 21
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 (EIWOG § 16a). 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.

**OEMAG-FÖRDERUNG – INVESTITIONS-
ZUSCHUSS FÜR PHOTOVOLTAIK UND
SPEICHER**

Mit der Novelle des ÖSG 2012 wurde eine weitere Förderschiene eingezogen – eine reine Investitionsförderung für Photovoltaik sowie für Speicher. Auch dies spiegelt das sich ändernde Umfeld hin zum Prosumer und

einer örtlichen Erzeugung bzw. des direkten Verbrauchs vor Ort wider.

Das Ökostromgesetz sieht vor, dass die Errichtung und Erweiterung einer Photovoltaikanlage oder auch die Erweiterung einer bestehenden Photovoltaikanlage mittels Investitionszuschuss gefördert werden kann. Daneben kann laut § 27a ÖSG 2012 auch die Erweiterung einer bestehenden Photovoltaikanlage um eine Speicherkapazität bzw. die Erweiterung einer Speicherkapazität gefördert werden.

Die Fördermittel dafür sind für 2018 und 2019 jeweils mit 15 Mio. EUR begrenzt. Davon sind 9 Mio. EUR ausschließlich für Photovoltaikanlagen vorgesehen.

Im Bereich der Photovoltaik können Anlagen mit einer Engpassleistung bis 100 kWp mit 250 EUR pro kWp gefördert werden und Anlagen von mehr als 100 kWp bis 500 kWp mit 200 EUR pro kWp gefördert werden.

Die Förderung im Bereich Speicher macht 500 EUR pro kWh aus und es können bis zu 10 kWh Speicherkapazität pro kWp installierter Photovoltaik-Engpassleistung gefördert werden. Diese kann beantragt werden, wenn

die Anlage über eine Speicherkapazität von mindestens 0,5 kWh pro kWp installierter Photovoltaik-Engpassleistung verfügt und dabei eine bestehende Anlage oder eine bestehende Speicherkapazität entsprechend erweitert wird.

Für das Jahr 2019 wurden in Summe 945 Anträge mit einer Engpassleistung von 45 MWp bearbeitet. Die Umsetzung der Projekte würden mit 8,8 Mio. EUR unterstützt werden. Der durchschnittliche Eigenversorgungsanteil (leistungsgewichtet) wurde mit 53% angegeben.

Im Bereich der Speicherförderung wurden 268 Förderanträge bearbeitet. Die Nettokapazität dieser Anlagen beläuft sich auf 12.103 kWh und die Investitionsförderung bei Umsetzung all jener Anlagen würde sich auf 5,4 Mio. EUR belaufen.

Mit Stand 9.6.2020 waren bei der Photovoltaik 592 Anlagen mit einer installierten Leistung von 17 MWp bereits abgerechnet (oder kurz davor) und es wurden 3,5 Mio. EUR an Investitionsförderung ausbezahlt. Bei den Stromspeichern waren 187 Anlagen mit einer Nettokapazität von 3.972 kWh abgerechnet (oder kurz davor), welche mit 2 Mio. EUR gefördert wurden.

ENTWICKLUNG AUF INTERNATIONALER UND EUROPÄISCHER EBENE

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

Erneuerbarer Strom nach Ende der Unterstützungsdauer

Auf CEER²⁴ Ebene wurde im Jahr 2019 analysiert, wie die Mitgliedstaaten mit immer mehr Anlagen, die das Ende ihrer Förderlaufzeit erreichen umgehen. Im Zuge dieser Erhebung wurden von 18 Regulatoren Informationen zur Verfügung gestellt.

In den meisten europäischen Ländern wurden Anfang der 2000er Fördersysteme für Strom aus Erneuerbaren umgesetzt. Dabei wurde die Laufzeit der Förderung oftmals mit 20 Jah-

ren festgelegt, wodurch beginnend mit dem Jahr 2020 mehr und mehr Anlagen das Ende ihrer Förderlaufzeit erreichen. In Abbildung 47 ist eine Zusammenfassung jener Kapazitäten zu sehen, die bis Ende 2030 aus den Fördersystemen derjenigen Länder, die Daten zur Verfügung gestellt haben, fallen.

Die größten Herausforderungen aus Sicht der Regulatoren sind nach Ende der Laufzeit die Beantwortung der folgenden Fragen:

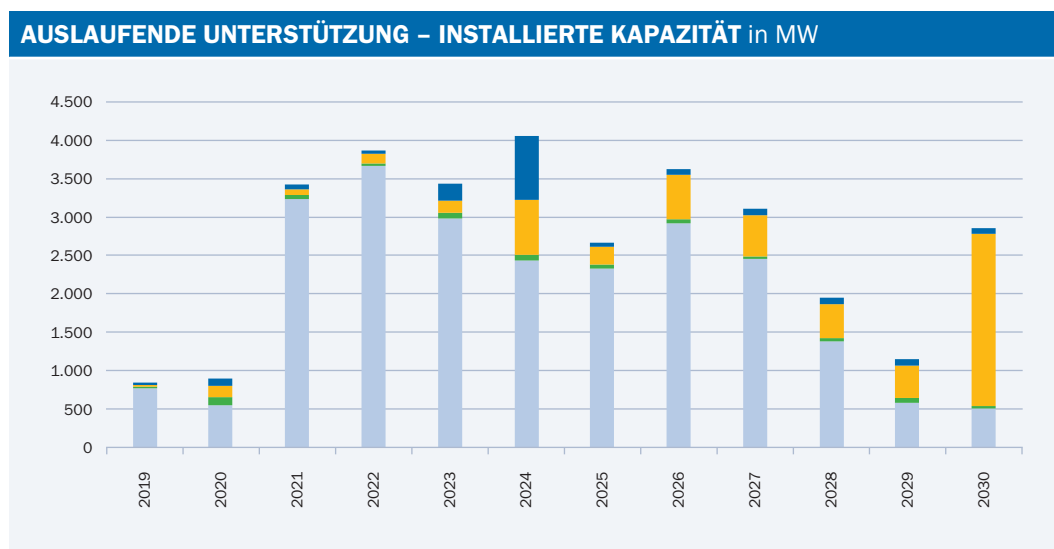


Abbildung 47
Auslaufende Unterstützung –
installierte Kapazität

Quelle: CEER

²⁴ <https://www.ceer.eu/unsupported-res-paper>

„Balancing responsibility“ – wie gliedert man Anlagen am Ende der Laufzeit in das Marktsystem ein. Anlagen, die unter fixen Einspeisetarifesystemen kontrahiert wurden, haben in der Regel wenig bis keine Erfahrung.

Vermarktung des erzeugten Stroms – grundsätzlich sollten alle Vermarktungsformen zugänglich sein. Aufgrund der fixen Einspeisetarifesysteme fehlen den Anlagenbetreibern jedoch Erfahrungswerte in vielen Bereichen. Gleichzeitig müssen sich bestimmte Bereiche (z.B. Aggregatoren) erst entwickeln. Gerade

zu Beginn könnte das für kleinere Betreiber zu Problemen führen.

Genehmigungsverfahren für Repowering – um zu vermeiden, dass es schneller und lukrativer ist, Anlagen abzureißen und völlig neu zu bauen, sollten derartige Verfahren nicht unnötig kompliziert sein.

Eigenverbrauch – wie können Verbrauch und Angebot besser abgestimmt werden, um den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen.

HERAUSFORDERUNGEN NACH ENDE DER FÖRDERUNG

Herausforderungen	Mögliche Strategien/Ansätze
> Unsichere Einnahmequellen	> PPA/direkte Vermarktung > Aggregatoren > Virtuelle Kraftwerke > Repowering, neue Anlagen (inkl. neue Vergütung)
> Geringer Vermarktungserlös	> Eigenverbrauch maximieren > Repowering, neue Anlagen (inkl. neue Vergütung) > Unterstützung für Biomasseanlagen auch nach dem Ende der Förderlaufzeit / Abschreibungsdauer > Energiegemeinschaften
> Ausgleichsenergiekosten	> Aggregatoren > Virtuelle Kraftwerke > Speicher > Repowering (kleine Anlagen, große werden Ausgleichsenergieverantwortung tragen müssen) > Eigenverbrauch
> Genehmigungsverfahren Repowering	> Genehmigungsprozesse optimieren
> Hohe Brennstoffkosten	> Unterstützung für Biomasseanlagen > Virtuelle Kraftwerke > PPA/direkte Vermarktung > Wärmevermarktung optimieren > Energiegemeinschaften

Tabelle 22
Herausforderungen nach
Ende der Förderung

Quelle: E-Control

Brennstoffkosten – vor allem bei rohstoffabhängigen Anlagen, bei denen die Brennstoffkosten den erzielbaren Marktpreis für Strom übersteigen können.

Zusammenfassend wurden folgende Punkte hervorgehoben:

- > Momentan ist der Anteil der nicht mehr unterstützten Erneuerbaren-Anlagen relativ gering.
- > Der größte Teil der Anlagen, die ohne Unterstützung betrieben werden, sind jene, die nicht durch ein aktuelles Fördersystem unterstützt wurden – große Wasserkraftanlagen.
- > In den kommenden Jahren wird ein immer größer werdender Anteil an Kapazitäten das Ende der Förderlaufzeit erreichen.
- > In den Bereichen wind-onshore und Photovoltaik werden bereits neue (größere) Anlagen ohne direkte finanzielle Unterstützung geplant und gebaut.
- > Die Gesetzesrahmen (abseits der Fördersysteme) wurden für Erneuerbare nicht angepasst. Entweder weil es keine Unterscheidung zwischen Erneuerbaren und Konventionellen gibt oder weil das Ende der Förderlaufzeit noch nicht erreicht wurde und Änderungen erst danach notwendig sind.
- > Nach dem Ende der Förderlaufzeit können unterschiedliche Strategien verfolgt werden. Die wahrscheinlichste – vor allem für große Anlagen – ist die Generierung von Einnahmen durch Teilnahme am Markt. Bei kleineren Anlagen, hauptsächlich Photovoltaik, wird der Eigenverbrauch im Mittelpunkt stehen.

ANHANG

Statistische Auswertungen zu Ökostromanlagen aus der Stromnachweisdatenbank

Im Anhang des Ökostromberichts werden die statistischen Auswertungen der Ökostromanlagen im Detail ausgeführt.

Mit Inkrafttreten der „kleinen Ökostromnovelle“ (BGBl. I Nr. 108/2017) ist ab 01.01.2018 die Ausstellung eines Anerkennungsbescheids durch den Landeshauptmann nur noch für rohstoffabhängige Anlagen (Biomasse fest, Biomasse flüssig, Biogas, Deponie- u. Klärgas) zur Anerkennung als Ökostromanlage erforderlich (ÖSG 2012, § 7 Abs. 1).

Für Ökostromanlagen rohstoffunabhängiger Technologien (Photovoltaik, Wasserkraft, Windkraft, Geothermie) ist die Ausstellung eines Anerkennungsbescheides nicht mehr erforderlich.

Aus diesem Grund endete die statistische Auswertung zu den anerkannten Ökostromanlagen mit Ende 2017 und es werden seit 2018 die Detailauswertungen aus der Stromnachweisdatenbank und auf Basis der von der OeMAG übermittelten Daten durchgeführt und veröffentlicht

Für jede Technologie (Kleinwasserkraft, Windkraft, Biomasse, Biogas, Photovoltaik, Deponie- und Klärgas sowie Geothermie) werden Auswertungen zu den Anlagen, die per 31.12.2019 in einem Vertragsverhältnis mit der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG)

standen, in den Bundesländertabellen dargestellt. Diese beinhalten Anzahl und Leistung der Anlagen nach Bundesland sowie die eingespeiste Energiemenge. Zusätzlich werden für einige Technologien Auswertungen zu den Volllaststunden der in Betrieb befindlichen Anlagen (Einspeisung mindestens 1 Monat in 2019) veröffentlicht.

Die regionale Verteilung der in der Stromnachweisdatenbank registrierten Ökostromanlagen wird in verschiedenen Kartendarstellungen sichtbar.

Des Weiteren finden Sie in den nächsten Kapiteln einen Exkurs zum KLI.EN PV-Förderprogramm, zum Betriebskostenzuschlag für 2020 sowie die Ergebnisse der Abfrage in den Bundesländern zu den Förderprogrammen in den Bundesländern.

KLEINWASSERKRAFT

Im Jahr 2019 waren 1.877 Kleinwasserkraftwerke mit einer installierten EPL von 368,16 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist eine Verringerung um 27 Anlagen / 6,03 MW installierte EPL gegenüber dem Vorjahr. Mit 1.333,59 GWh wurden 171,99 GWh weniger Energie aus Kleinwasserkraft eingespeist als im Jahr 2018.

Die Tabelle 24 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Kleinwasserkraftanla-

KLEINWASSERKRAFT

Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2019		
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2019 in GWh
Burgenland	13	1,41	3,91
Kärnten	219	54,04	167,25
Niederösterreich	398	36,25	111,39
Oberösterreich	484	38,83	128,96
Salzburg	117	41,52	156,31
Steiermark	338	119,89	458,94
Tirol	265	63,08	250,92
Vorarlberg	40	11,70	50,37
Wien	3	1,45	5,53
Summe	1.877	368,16	1.333,59

Tabelle 23
Kleinwasserkraft im Vertragsverhältnis mit OeMAG²⁵

Quelle: OeMAG, E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

DURCHSCHNITTICHE VOLLLASTSTUNDEN KLEINWASSERKRAFT IM JAHR 2019

Drittellung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	5.529	640
Mittleres Drittel	3.676	435
Schlechtestes Drittel	1.712	781
Alle Anlagen	3.488	1.856

Tabelle 24
Durchschnittliche Volllaststunden Kleinwasserkraft 2019²⁶

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

gen, die im Jahr 2019 bei der OeMAG eingespeist haben. Für die Auswertung wurden drei Gruppen gebildet, denen jeweils die gleiche installierte Engpassleistung zugrunde liegt (Drittellung der Summe EPL).

Gegenüber dem Vorjahr ist die Anzahl der Volllaststunden in allen drei Leistungsgruppen angestiegen. In die Volllaststundenauswertung Kleinwasserkraft waren 43 Anlagen weniger als im Vorjahr enthalten, am stärksten ging die Anzahl der Anlagen im besten Drittel zurück.

²⁵ Anmerkung: Auch hier sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich bei den Anlagen mit Vertragsverhältnis mit der OeMAG sowohl um Anlagen mit Einspeisetarifen als auch um jene mit der Abnahme zu Marktpreisen handelt.

²⁶ Anmerkung: Die Anzahl der Anlagen beziehen sich auf jene mit Vertragsverhältnis mit der OeMAG, die in der Stromnachweisdatenbank gemeldet sind, von diesen wurden unplausible gemeldete Werte aus der Auswertung eliminiert – deswegen ergibt sich auch ein Unterschied zwischen der Anzahl der Anlagen in Tabelle 18 und Tabelle 19.

REGIONALE VERTEILUNG VON KLEINWASSERKRAFT (Anzahl)

- >= 1
- >= 3
- >= 5
- >= 10
- >= 12
- >= 16
- >= 20

Summe: 3.193 Anlagen

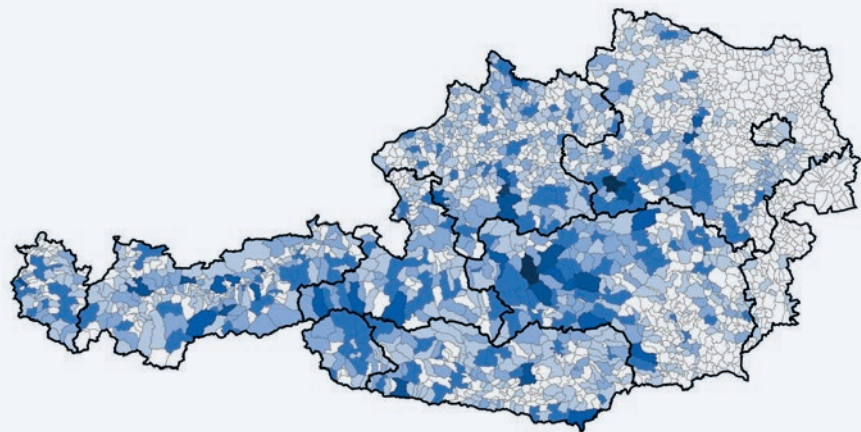


Abbildung 48
Regionale Verteilung von
Kleinwasserkraft nach
Anzahl der Anlagen²⁷
(Stand 07/2020)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON KLEINWASSERKRAFT (Installierte EPL in kW)

- >= 0
- >= 100
- >= 500
- >= 1.000
- >= 2.000
- >= 5.000
- >= 10.000

Summe: 1.496.195 kW

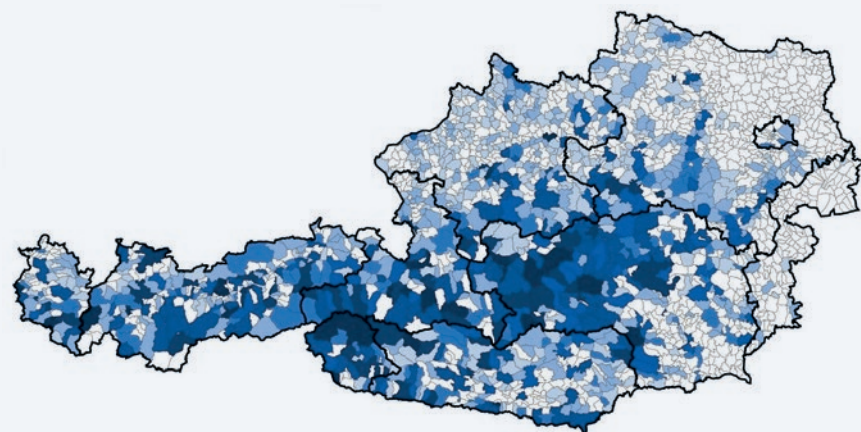


Abbildung 49
Regionale Verteilung von
Kleinwasserkraft nach
installierter EPL in kW
(Stand 07/2020)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

²⁷ Anmerkung: bezieht sich auf die Summe aller in der Stromnachweisdatenbank registrierten aktiven Anlagen.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Kleinwasserkraftanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 48) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 49)

WINDKRAFT

Im Jahr 2019 waren 447 Windparks mit einer installierten EPL von 2.547,92 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist ein Zuwachs um 43 Windparks / 203,65 MW mehr installierte EPL. Mit 6.207,71 GWh wurde in 2019

WINDENERGIE			
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2019		
	Anzahl Windparks	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2019 in GWh
Burgenland	265	871,23	1.996,77
Kärnten	1	0,82	0,81
Niederösterreich	152	1.409,32	3.670,06
Oberösterreich	4	21,11	44,04
Salzburg	1	0,01	0,00
Steiermark	20	240,60	493,68
Tirol	—	—	—
Vorarlberg	—	—	—
Wien	4	4,83	2,35
Summe	447	2.547,92	6.207,71

Tabelle 25
Windkraftanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG

Quelle: OeMAG, E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich; z. B. aufgrund von Teilinbetriebnahmen, Vertragsverhältnisse zum Stichtag und auch unvollständigen Angaben.)

DURCHSCHNITTliche VOLLASTSTUNDEN WIND IM JAHR 2019		
Drittellung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	3.036	98
Mittleres Drittel	2.512	168
Schlechtestes Drittel	1.370	192
Alle Anlagen	2.145	458

Tabelle 26
Durchschnittliche Volllaststunden Windkraft 2019

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

deutlich mehr Windenergie als im Vorjahr eingespeist (Anstieg um 1.147,14 GWh). Die Windenergie macht damit fast 60% der von der OeMAG abgenommenen Ökostrommengen aus.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass die Definition „Anzahl“ Windpark bei den OeMAG-Anlagen nach Zählpunkten erfolgt (auch virtuelle ZP, hinter denen mehrere echte ZP liegen), über die die Netzeinspeisung stattfindet.

Die Tabelle 26 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Windkraftanlagen, die im Jahr 2019 bei der OeMAG eingespeist haben. Gegenüber dem Vorjahr ist die durchschnittliche Anzahl der Volllaststunden aller Anlagen (aber auch in allen drei Leistungsgruppen) ge-

stiegen. Bei einer Betrachtung nach leistungsbezogenen Gruppen ist anzumerken, dass im schlechtesten Drittel die neu in Betrieb gegangenen Anlagen zu finden sind, die somit noch nicht das ganze Jahr eingespeist haben, die Auswertung aber durchschnittliche Jahreswerte heranzieht. Insgesamt waren in der Volllaststundenauswertung für Wind 16 Anlagen mehr enthalten als im Vorjahr.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Windkraftanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 50) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 51):

Ergänzend dazu sind in Abbildung 52 die im Jahr 2019 erzeugten Windkraftmengen aus

REGIONALE VERTEILUNG VON WINDKRAFT (Anzahl)

- >= 1
- >= 2
- >= 3
- >= 4
- >= 5
- >= 6

Summe: 630 Anlagen

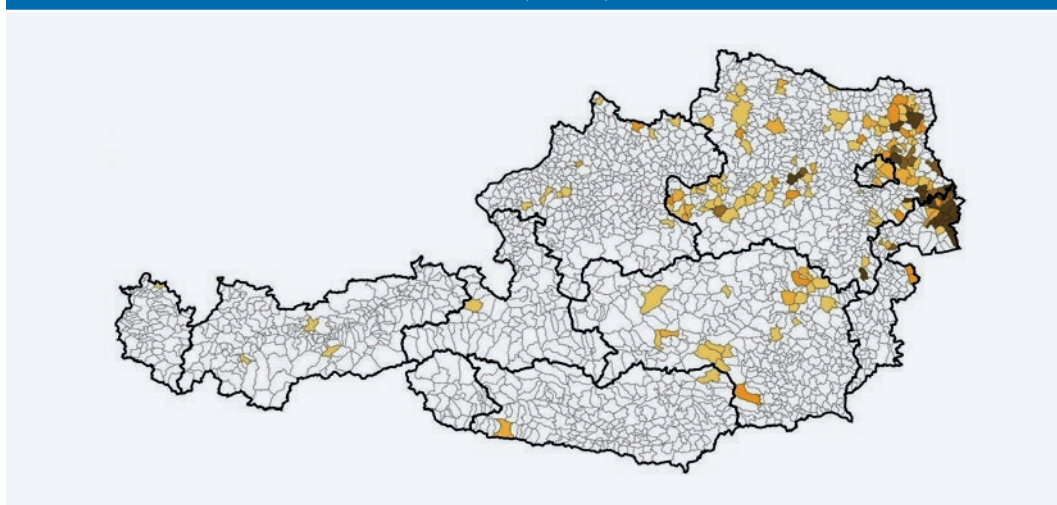


Abbildung 50
Regionale Verteilung von
Windkraft nach Anzahl der
Anlagen (Stand 07/2020)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON WINDKRAFT (Installierte EPL in kW)

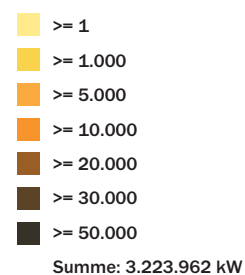
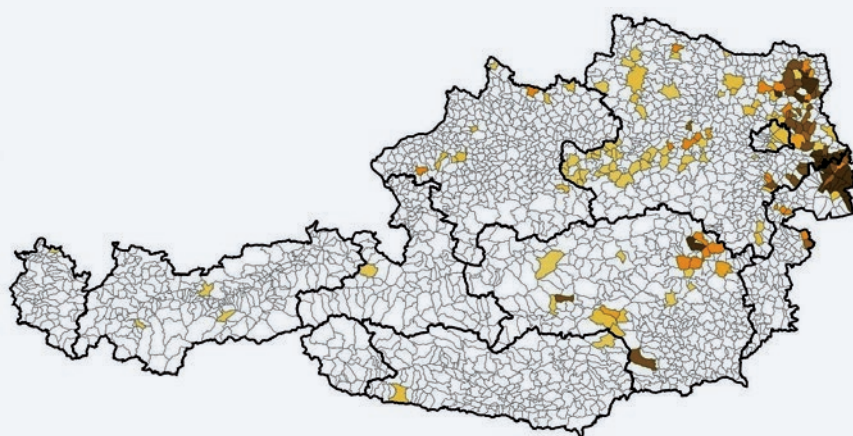


Abbildung 51
Regionale Verteilung von
Windkraft nach installierter
EPL in kW (Stand 07/2020)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG DER ERZEUGTEN WINDKRAFT 2019 (OeMAG-ANLAGEN) in kWh

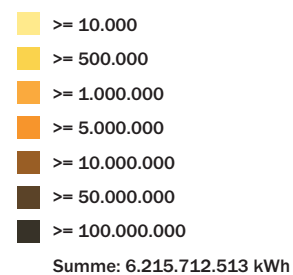
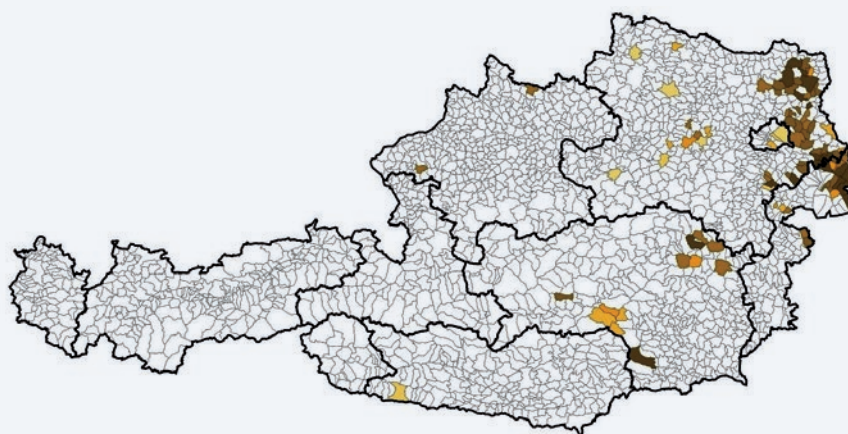


Abbildung 52
Erzeugte Windkraft im Jahr
2019 (in kWh) aus
produktionsgeförderten
Anlagen (OeMAG)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Anlagen, die einen Abnahmevertrag mit der OeMAG haben, dargestellt.

BIOMASSE FEST

Im Jahr 2019 waren 138 Biomasse-fest-Anlagen mit einer installierten EPL von 228,40 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies sind drei Anlagen weniger und damit auch 73,99 MW weniger

installierte EPL als im Vorjahr. Mit 1.581,80 GWh wurden 449,87 GWh weniger Energie aus fester Biomasse eingespeist als im Vorjahr.

Bei Betrachtung der Volllaststunden der Biomasse-fest-Anlagen, die 2019 bei der OeMAG eingespeist haben, erkennt man, dass in allen Leistungsgruppen der Wert der Volllaststunden

Tabelle 27
Biomasse-fest-Anlagen
im Vertragsverhältnis mit
OeMAG

BIOMASSE FEST			
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2019		
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2019 in GWh
Burgenland	12	36,36	133,76
Kärnten	22	57,29	323,01
Niederösterreich	21	41,88	415,85
Oberösterreich	15	35,91	250,88
Salzburg	12	11,71	85,59
Steiermark	37	16,37	95,07
Tirol	13	27,23	166,03
Vorarlberg	6	1,67	9,87
Wien	—	—	101,75
Summe	138	228,40	1.581,80

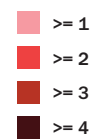
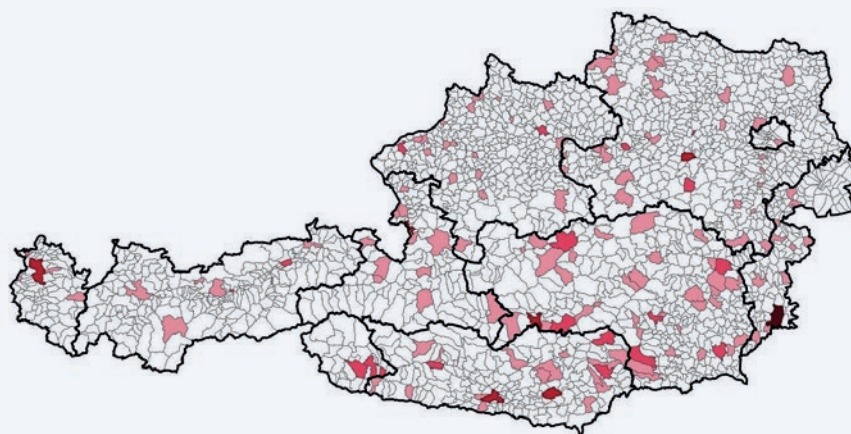
Quelle: OeMAG, E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Tabelle 28
Durchschnittliche Volllast-
stunden Biomasse fest 2019

DURCHSCHNITTliche VOLLLASTSTUNDEN BIOMASSE FEST IM JAHR 2019		
Dritteltung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	7.852	41
Mittleres Drittel	5.739	39
Schlechtestes Drittel	1.882	45
Alle Anlagen	5.044	125

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOMASSE FEST (Anzahl)

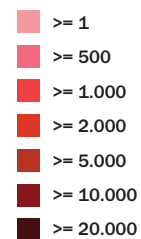
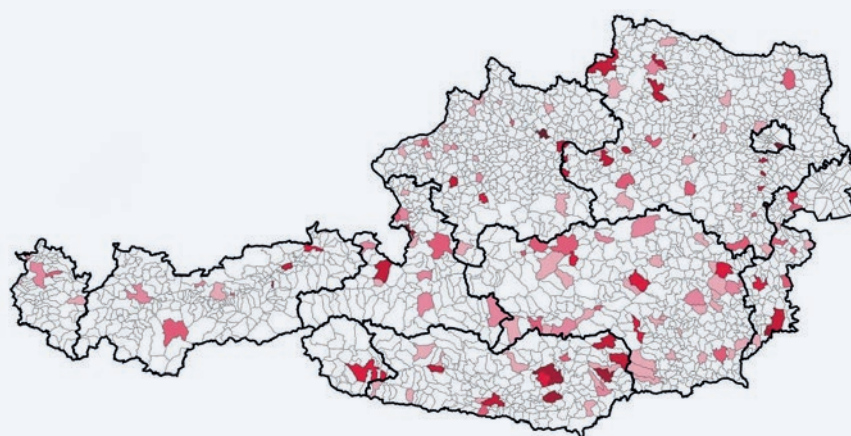


Summe: 187 Anlagen

Abbildung 53
Regionale Verteilung von
fester Biomasse nach
Anzahl der Anlagen
(Stand 07/2020)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOMASSE FEST (Installierte EPL in kW)



Summe: 362.665 kW

Abbildung 54
Regionale Verteilung von
fester Biomasse nach
installierter EPL in kW
(Stand 07/2020)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

gegenüber dem Vorjahr deutlich gesunken ist. Die Anzahl der Anlagen, die in diese Auswertung mit einfließen, ist um 11 auf 125 Anlagen angestiegen, die Anzahl der Anlagen im besten Drittel hat sich fast verdoppelt.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung

der aktiven Anlagen für feste Biomasse in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 53) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 54).

BIOGAS

Im Jahr 2019 waren 283 Biogasanlagen mit einer installierten EPL von 86,07 MW bei der

Tabelle 29
Biogasanlagen im
Vertragsverhältnis mit
OeMAG

BIOGAS			
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2019		
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2019 in GWh
Burgenland	18	7,72	61,80
Kärnten	24	4,14	24,36
Niederösterreich	85	30,48	203,04
Oberösterreich	59	14,35	103,17
Salzburg	15	6,07	33,39
Steiermark	39	15,59	100,27
Tirol	17	3,77	18,45
Vorarlberg	25	3,55	14,83
Wien	1	0,40	2,09
Summe	283	86,07	561,41

Quelle: OeMAG, E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Tabelle 30
Durchschnittliche Volllast-
stunden Biogas 2019

DURCHSCHNITTliche VOLLlastSTUNDEN BIOGAS IM JAHR 2019		
Dritteltung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	8.483	72
Mittleres Drittel	7.712	74
Schlechtestes Drittel	3.753	121
Alle Anlagen	6.126	267

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOGASANLAGEN (Anzahl)

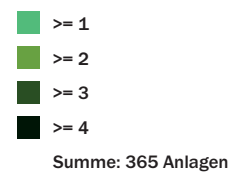
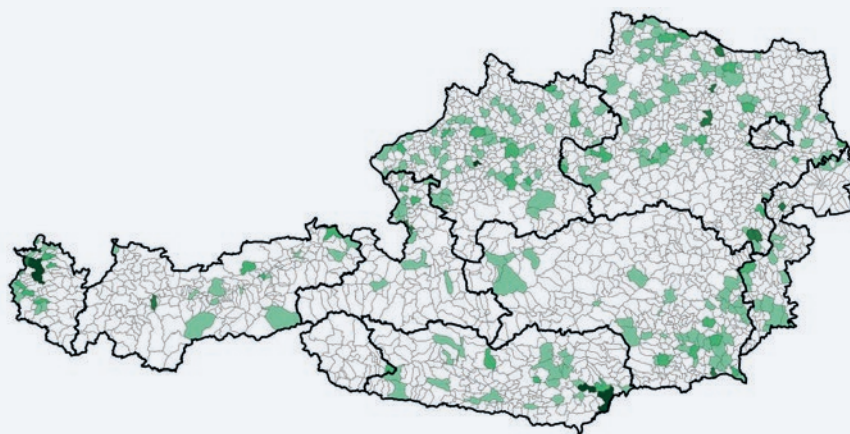


Abbildung 55
Regionale Verteilung von Biogas nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2020)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOGASANLAGEN (Installierte EPL in kW)

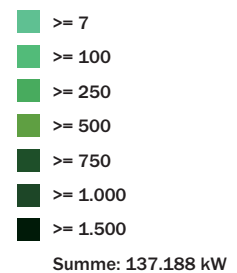
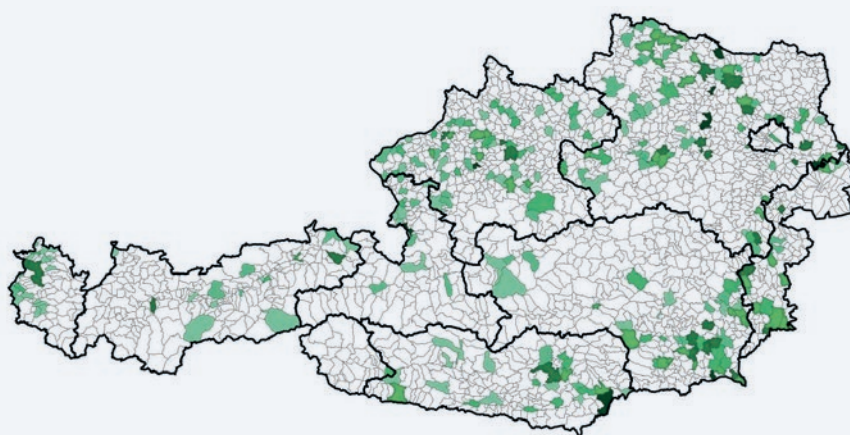


Abbildung 56
Regionale Verteilung von Biogas nach installierter EPL in kW (Stand 07/2020)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

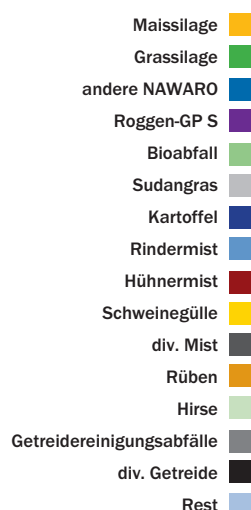
OeMAG unter Vertrag. Dies sind fünf Anlagen weniger als im Vorjahr, aber zusätzliche 0,21 MW installierte EPL. Mit 567,96 GWh wurden 2,77 GWh mehr Energie aus Biogas eingespeist als im Vorjahr.

Die Tabelle 30 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Biogasanlagen, die im Jahr 2019 bei der OeMAG eingespeist haben. Im Vergleich zu 2018 wurden in allen Gruppen leicht niedrigere Volllaststundenwerte erreicht, bei einem ebenfalls niedrigeren Durchschnittswert über alle 267 Anlagen (-8). Es waren mehr Anlagen im besten Drittel (+10), weniger im mittleren Drittel (-18), das schlechteste Drittel blieb unverändert.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Biogasanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 65) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 66).

EXKURS BETRIEBSKOSTEN-ZUSCHLAG 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



ANTEILE DER EINSATZSTOFFE (ENERGETISCH) IM JAHR 2018

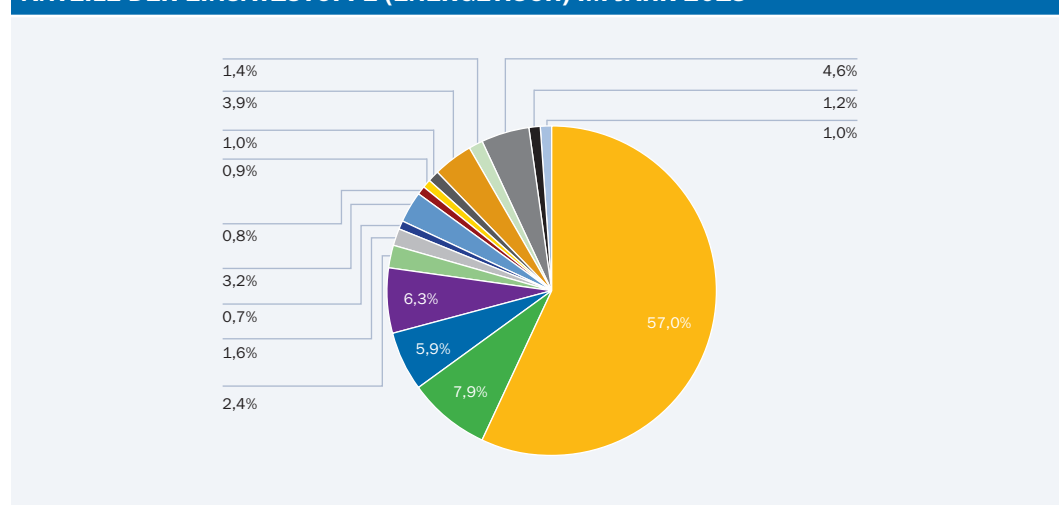
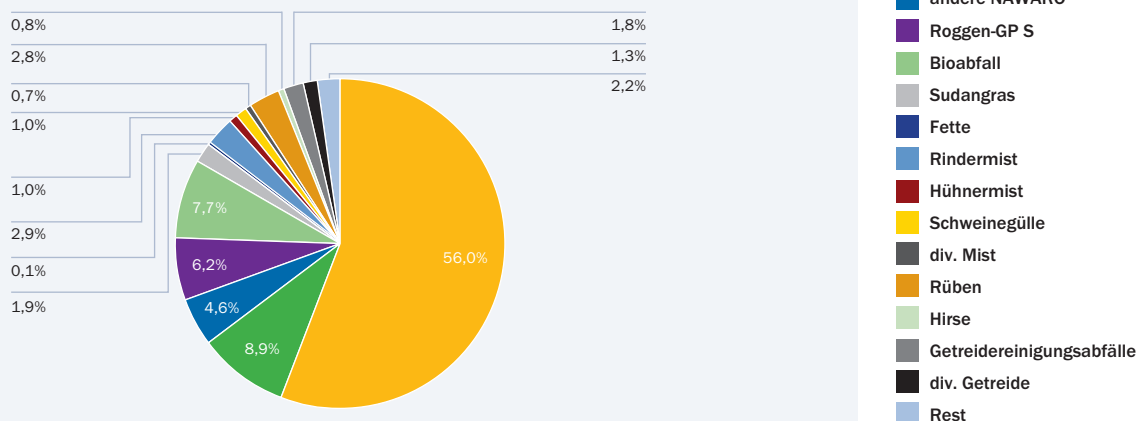


Abbildung 57
Anteile der Einsatzstoffe
(energetisch) im Jahr 2018

Quelle: E-Control

ANTEILE DER EINSATZSTOFFE (ENERGETISCH) IM JAHR 2017

Quelle: E-Control

Abbildung 58

Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2017

der eingesetzten Rohstoffe, wobei sich diese auf das Vorjahr beziehen, zur Verfügung gestellt.

Insgesamt standen für die Auswertung zum diesjährigen Betriebskostenzuschlag Daten von 65 Anlagen mit einer durchschnittlichen Engpassleistung von 350 kW zur Verfügung. Die Reduktion ist auf Änderungen im Bereich der Nachfolgetarife zurückzuführen – eine Kombination aus Nachfolgetarif und Betriebskostenzuschlag ist nicht vorgesehen.

Die 65 Anlagen hatten eine durchschnittlichen Engpassleistung von 350 kW, speisten insgesamt 173 GWh Strom ein und verwerteten 132 GWh Wärme. Dazu wurden im

Jahr 2018 insgesamt 1,6 PJ an Substraten eingesetzt.

In Abbildung 57 ist der Anteil der Einsatzstoffe aus dem Jahr 2018 dargestellt und in Abbildung 58 die Auswertung für das Jahr 2017. Maissilage und zugehörige Rohstoffe machen bei den verbleibenden Anlagen weiterhin den größten Anteil aus.

Vergleicht man die Kosten aus dem Jahr 2019 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 59), kam es im Bereich der Sub-

stratkosten zu einer Steigerung von 115%, beim Median (siehe Abbildung 60) gab es die höchste Steigerung im Bereich der Arbeitserledigungskosten mit 129%. Für die Summe aller Kostenfaktoren gesehen, ergeben sich Steigerungen von 68% für den Mittelwert und 80%, wenn man den Median heranzieht.

Ein weiterer Punkt, der im Zuge der Dokumentation beachtet wird, ist die Entwicklung der Wärmeerlöse. Würde eine Anlage aus dem Jahr 2006 bis heute einen konstanten Rohstoffeinsatz sowie eine konstante Stromerzeugung und Wärmenutzung haben, 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 2019 0,19 Cent/kWh aufgrund von gesteigerter Wärmeeinnahmen in Abzug zu bringen sind.

Betrachtet man die Entwicklung der gesamten Kosten zwischen 2006 und 2019, so ergibt sich aus den zur Verfügung stehenden Daten eine Steigerung von 7,78 (Mittelwert) bzw. 8,46 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 0,19 Cent/kWh bewerten, so käme man auf eine Steigerung von 7,60 Cent/kWh (Mittelwert) bzw. 8,27 Cent/kWh (Median). Dieses Ergebnis wird in Abbildung 61 dargestellt.

MW 2006 ■
MW 2019 ■

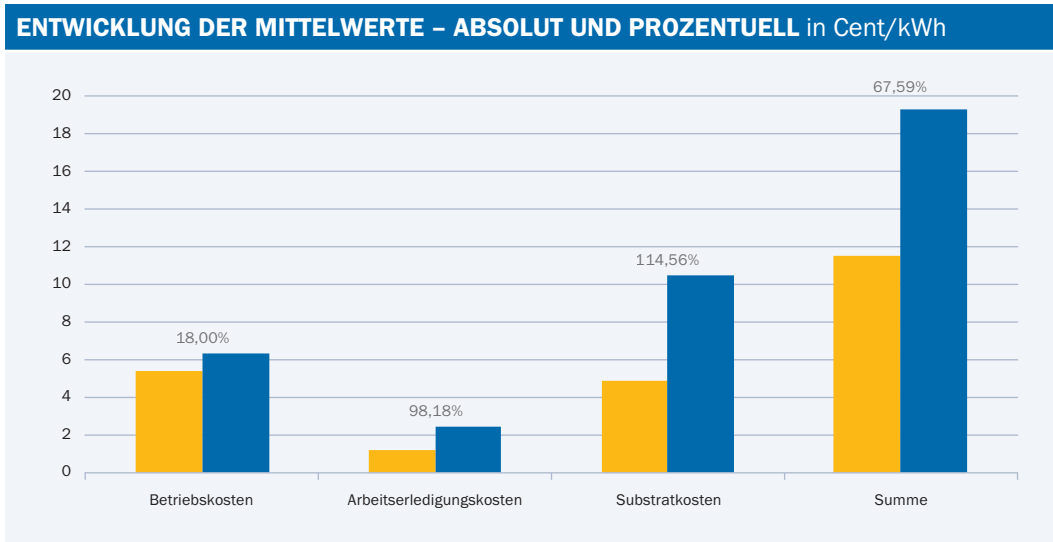


Abbildung 59
Entwicklung der Mittelwerte
– absolut und prozentuell

Quelle: E-Control

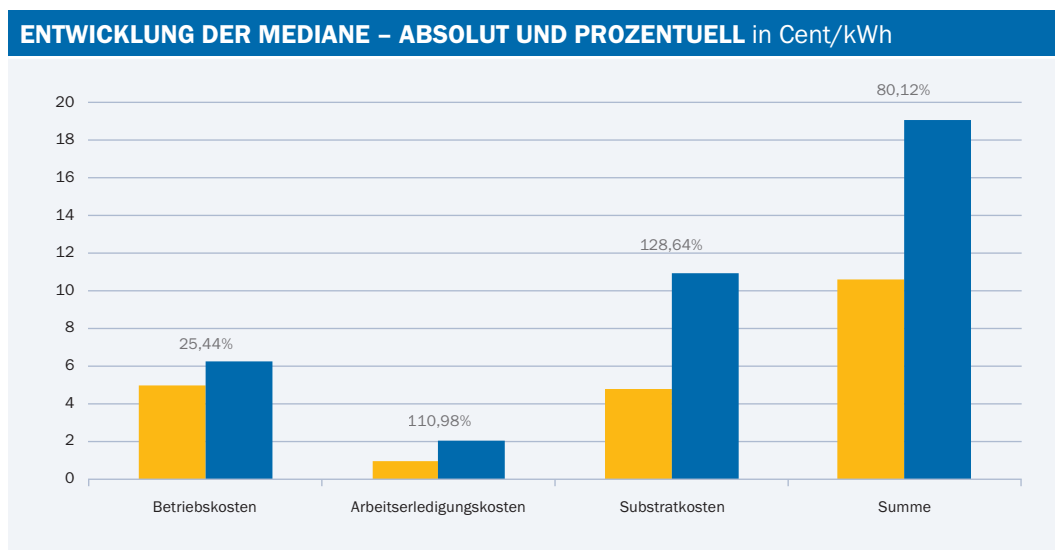


Abbildung 60
Entwicklung der Mediane – absolut und prozentuell

Quelle: E-Control

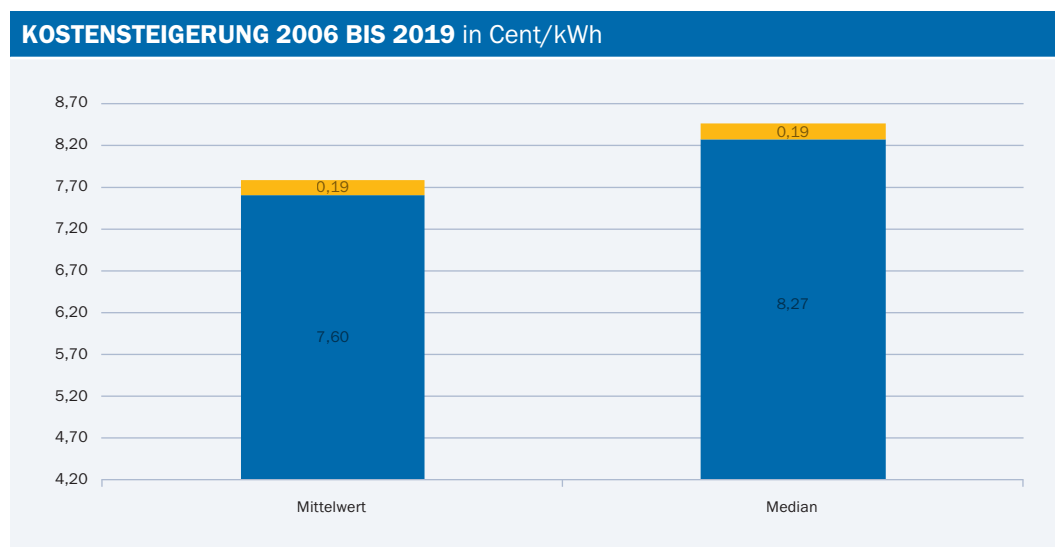


Abbildung 61
Kostensteigerung 2006 bis 2019 unter Berücksichtigung von zusätzlichen Wärme-erlösen

Quelle: E-Control

PHOTOVOLTAIK

Der Wachstumstrend bei der Photovoltaik hält auch in 2019 weiterhin gleichbleibend stark an. Im Jahr 2019 waren 28.885 Photovoltaikanlagen mit einer installierten Engpassleistung von 928,28 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies sind 3.652 Anlagen mehr als in 2018 und ein Anstieg der installierten EPL um 149,08 MW.

Eingespeist wurde mit 707,30 GWh um 12,3% mehr PV-Strom als in 2018 (+86,91 GWh).

Tabelle 32 zeigt die Volllaststunden bei den Photovoltaikanlagen, die im Jahr 2019 bei der OeMAG eingespeist haben.²⁸ Hier ist in der besten der drei Leistungsgruppen ein Anstieg, beim mittleren und schlechtesten Drit-

PHOTOVOLTAIK			
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2019		
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2019 in GWh
Burgenland	830	29,12	23,48
Kärnten	1.539	88,55	73,57
Niederösterreich	5.188	182,63	142,69
Oberösterreich	9.297	214,84	150,56
Salzburg	1.342	47,45	33,78
Steiermark	6.567	232,77	194,24
Tirol	2.242	76,25	52,12
Vorarlberg	1.723	50,80	32,68
Wien	157	5,88	4,17
Summe	28.885	928,28	707,30

Tabelle 31
Photovoltaikanlagen im
Vertragsverhältnis mit
OeMAG

Quelle: OeMAG, E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

DURCHSCHNITTliche VOLLLASTSTUNDEN PHOTOVOLTAIK IM JAHR 2019		
Drittellung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	1.278	10.704
Mittleres Drittel	925	7.928
Schlechtestes Drittel	469	10.197
Alle Anlagen	895	28.829

Tabelle 32
Durchschnittliche Volllast-
stunden Photovoltaik 2019

Quelle: E-Control (Herkunftsnachweisdatenbank)

²⁸ Anmerkung: Die Anzahl der Anlagen beziehen sich nicht auf jene mit Vertragsverhältnis mit der OeMAG zum Stichtag 31.12.2019, sondern auf jene, die im Jahr 2019 in der Stromnachweisdatenbank gemeldet waren.

REGIONALE VERTEILUNG VON PHOTOVOLTAIK-ANLAGEN (Anzahl)

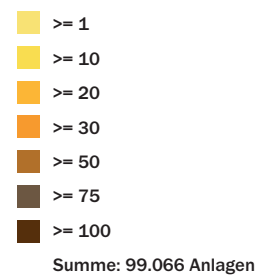
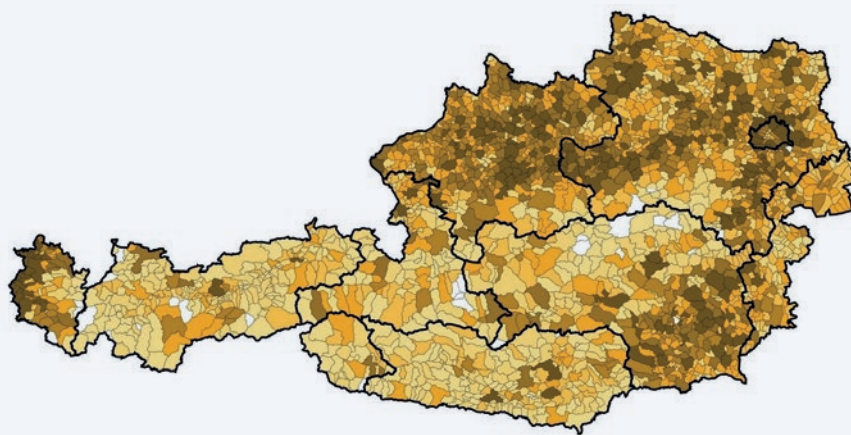


Abbildung 62
Regionale Verteilung von Photovoltaik nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2020)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON PHOTOVOLTAIK-ANLAGEN (Installierte EPL in kW)

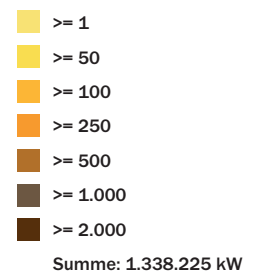
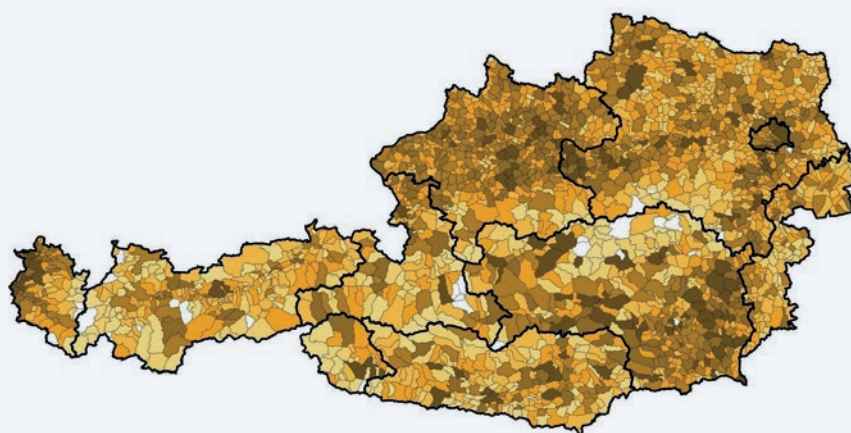


Abbildung 63
Regionale Verteilung von Photovoltaik nach installierter EPL in kW (Stand 07/2020)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

tel eine Verringerung gegenüber den Volllaststunden in 2018 zu vermerken. Insgesamt waren in der Volllaststundenauswertung für Photovoltaik 3.719 Anlagen mehr enthalten als im Vorjahr. Im besten Drittel kamen die meisten Anlagen hinzu.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Photovoltaikanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 62) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 63). In diesen Karten zeigt sich, dass die Photovoltaik die einzige Technologie ist, die nahezu flächendeckend in Österreich verbreitet ist, ausgespart bleiben lediglich die alpinen Bereiche.

Exkurs: KLI.EN PV-Förderprogramm

Der Klima- und Energiefonds (KLI.EN) unterstützte im Rahmen der Photovoltaik-Förderaktion 2019 Photovoltaik-Kleinanlagen bis zu einer Leistung von maximal 5 kW pro Einzelanlage mit einem Investitionszuschuss in Höhe von maximal 250 Euro pro kWp für freistehende Anlagen, gebäudeintegrierte Anlagen wurden mit bis 350 Euro pro kW gefördert. Aufgrund

der Rahmenbedingungen wurden die Fördersätze an die Höhe anderer Förderprogramme angepasst. Insgesamt standen für diese Photovoltaik-Förderaktion 2019 Budgetmittel in Höhe von 4,3 Mio. Euro zur Verfügung.²⁹ Diese wurden im Laufe des Jahres mehrmals aufgestockt. Neben Privatpersonen können auch juristische Personen (Betriebe, Vereine und sonstige Einrichtungen) eine Förderung beantragen. Seit 2017 werden auch Gemeinschaftsanlagen gefördert, maximal 50 kWpeak pro Gemeinschaftsanlage und anteilig max. 5 kWpeak pro Antrag (= pro Wohn- bzw. Geschäftseinheit). Gemeinschaftsanlagen werden wie in den Vorjahren gefördert. Für Gemeinschaftsanlagen (bis zur Obergrenze von 5 kWp) galten in 2019 nachfolgende Förderpauschalen: 200 Euro pro kWp für Aufdachanlagen, 300 Euro pro kW für gebäudeintegrierte Anlagen.

Inzwischen, im Jahr 2020, führt der Klima- und Energiefonds seine Photovoltaik-Förderaktion seit 13 Jahren in Folge durch. Seit dem Jahr 2015 gibt es auch spezielle Photovoltaik-Förderaktionen für PV-Anlagen in der Land- und Forstwirtschaft.

²⁹ Laut Leitfaden Photovoltaik-Anlagen des Klima- und Energiefonds, Jahresprogramm 2019, Stand Jänner 2019

PHOTOVOLTAIKANLAGEN – ANTRÄGE AUF INVESTITIONSZUSCHUSS				
Bundesland	Anzahl Förderanträge beantragt genehmigt		Höhe Investitionszuschuss (lt. Vertrag)	PV-Nennleistung in kWp
2019				
Burgenland	624	619	736.752	3.252
Kärnten	433	413	453.178	2.028
Niederösterreich	2.966	2.922	3.390.503	14.771
Oberösterreich	1.750	1719	1.988.026	8.774
Salzburg	97	96	105.859	457
Steiermark	1.314	1258	1.453.159	6.278
Tirol	424	413	497.004	2.103
Vorarlberg	301	300	356.066	1.598
Wien	168	165	187.401	781
Gesamt	8.077	7.905	9.167.948	40.043
2018				
Burgenland	243	236	296.635	1.139
Kärnten	211	203	245.856	964
Niederösterreich	1.284	1.247	1.587.367	6.209
Oberösterreich	896	877	1.107.999	4.388
Salzburg	56	53	64.250	251
Steiermark	516	502	635.309	2.483
Tirol	219	207	278.730	1.033
Vorarlberg	157	152	206.013	812
Wien	115	104	124.895	472
Gesamt	3.697	3.581	4.547.054	17.752

Tabelle 33
Photovoltaikanlagen –
Anträge auf Investitions-
zuschuss beim Klima- und
Energiefonds

Quelle: Klima- und Energiefonds

BIOMASSE FLÜSSIG

Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2019		
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2019 in GWh
Burgenland	—	—	—
Kärnten	1	0,20	0,15
Niederösterreich	4	0,38	0,01
Oberösterreich	2	0,02	0,01
Salzburg	—	—	—
Steiermark	5	0,21	0,03
Tirol	—	—	—
Vorarlberg	2	0,08	0,00
Wien	—	—	—
Summe	14	0,89	0,19

Tabelle 34
Biomasse-flüssig-Anlagen im
Vertragsverhältnis mit
OeMAG

Quelle: OeMAG, E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

DEPONIE- UND KLÄRGAS

Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2019		
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2019 in GWh
Burgenland	—	—	—
Kärnten	5	2,77	2,14
Niederösterreich	8	1,67	0,55
Oberösterreich	3	0,54	0,55
Salzburg	1	0,14	0,03
Steiermark	3	1,43	2,11
Tirol	12	5,21	6,43
Vorarlberg	3	1,25	0,19
Wien	1	0,92	2,04
Summe	36	13,94	14,04

Tabelle 35
Deponie- und Klärgas-
anlagen im Vertragsverhältnis
mit OeMAG

Quelle: OeMAG, E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Mit Stand Juli 2020 liegen dem Klima- und Energiefonds die in Tabelle 33 zusammengestellten Antragszahlen des Jahres 2019 vor (zum Vergleich Daten für 2018).

Für das Jahr 2019 wurden 7.905 Anträge mit einem Gesamtfördervolumen von 9.167.948 Euro vom Klima- und Energiefonds genehmigt.

Für die Jahre 2019/2018 sind somit ca. 11.486 Anträge mit einer Gesamtleistung von knapp 58 MW genehmigt worden. Unter der Annahme, dass diese nach Errichtung mit durchschnittlich 1.000 Volllaststunden betrieben werden, können 58 GWh Photovoltaikstrom mit diesen Kleinanlagen pro Jahr erzeugt werden.

BIOMASSE FLÜSSIG

Im Jahr 2019 waren 14 Anlagen für flüssige Biomasse mit einer installierten EPL von 0,89 MW bei der OeMAG unter Vertrag,

dies ist eine Verringerung um 1 Anlage bzw. 0,20 MW weniger installierte EPL. Die eingespeiste Menge der Energie aus flüssiger Biomasse betrug 0,19 GWh (+ 0,14 GWh gegenüber dem Vorjahreswert).

DEPONIE- UND KLÄRGAS

Im Jahr 2019 waren 36 Deponie- und Klärgasanlagen mit einer installierten EPL von 13,94 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies sind 3 Anlagen weniger als im Vorjahr und die installierte EPL sank um 0,88 MW. Mit 14,04 GWh wurden 1,72 GWh weniger Energie aus Deponie- und Klärgas eingespeist als im Vorjahr.

GEOTHERMIE

Seit Jahren keine Veränderung gibt es bei der Geothermie. Unverändert sind die beiden Anlagen (Steiermark und Oberösterreich) bei der OeMAG unter Vertrag, die Einspeisemenge ist mit 0,200 GWh um 0,035 GWh niedriger als im Vorjahr.

GEOTHERMIE			
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2019		
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2019 in GWh
Oberösterreich	1	0,67	0,196
Steiermark	1	0,25	0,004
Summe	2	0,92	0,200

Tabelle 36
Geothermieranlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG

Quelle: OeMAG, E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Abfrage Bundesländer

Das novellierte ÖSG sieht in § 51 Abs. 1a Folgendes vor:

„Zur Erstellung des Berichtes gemäß Abs. 1 sind die Länder verpflichtet, der E-Control sämtliche Daten zur Förderung von Ökostromanlagen sowie sonstige Angaben zur Erreichung der in diesem Bundesgesetz genannten Ziele zu übermitteln.“

Bei der erstmaligen Erhebung im letzten Jahr war zu sehen, dass sich die Förderprogram-

me der Länder primär auf die Photovoltaik fokussieren. Dieses Jahr wurde erneut eine Excel-Vorlage zur Verfügung gestellt. Bei der Erhebung selbst wurden keine dezidierten Vorgaben oder Einschränkungen abseits des Zeitraumes (2019 bzw. laufende Förderprogramme) gemacht.

Bis Ende Juli hat die E-Control von acht Bundesländern eine Rückmeldung erhalten.

FÖRDERPROGRAMM IM BURGENLAND	
	1
Förderprogramm	Investitionsförderung für Stromspeichersysteme sowie netzgeführte Stromerzeugungsanlagen auf solarer Basis
Portal	https://www.burgenland.at/themen/energie/foerderungen/photovoltaik-und-speicheranlagen/allgemeine-informationen/
Art der Förderung	Investitionszuschuss
Programmstart	2006 (vorher bereits im Zuge der Alternativenenergieförderung)
Technologie(n)	Stromspeichersysteme sowie netzgeführte Stromerzeugungsanlagen auf solarer Basis
Ziel	Ziel der Förderung ist es, im Interesse der Energieeffizienz und des Klima- und Umweltschutzes Anreize für die Erzeugung und Speicherung von elektrischer Energie auf solarer Basis zu schaffen und somit den Anteil an erneuerbaren, CO ₂ -armen bzw. CO ₂ -freien Energieträgern im Burgenland derart zu steigern, dass mittel- oder langfristig der Großteil des Strombedarfs unabhängig von fossilen Energieträgern abgedeckt werden kann.
Geförderte Leistung 2020	kW 349 kW (Stand 15.06.2020)
verfügbare Mittel 2020	EUR 300.000,-
Mittel vergeben 2020	EUR 90.475,54 EUR (Stand 15.06.2020)
Ansprechpartner Name E-Mail-Adresse	Christian Taschner christian.taschner@bgld.gv.at
Infomaterial	https://www.burgenland.at/themen/energie/foerderungen/photovoltaik-und-speicheranlagen/allgemeine-informationen/

Tabelle 37
Förderprogramm im Burgenland

Quelle: Bundesland Burgenland

FÖRDERPROGRAMME IN OBERÖSTERREICH

	1	2	3	4
Förderprogramm	Neuerrichtung sowie Revitalisierung von Kleinwasserkraftanlagen	Beratungsaktion „Kleinwasserkraftwerke“	Wegweiser Kleinwasserkraftanlagen GESETZLICHE ERRICHTUNGS- VORSCHRIFTEN	Stromerzeugende Biomasse-Stirling-Heizanlagen (für Private)
Portal	https://www.land-oberoesterreich.gv.at/183335.htm	OÖ Energiesparverband Landstraße 45, 4020 Linz, Tel. 0732 77 20-14380 E-Mail: office@esv.or.at www.energiesparverband.at	https://www.land-oberoesterreich.gv.at/Mediendateien/Formulare/Dokumente%20UWD%20Abt_US/us_Wegweiser_Kleinwasserkraftanlagen_ESV.pdf	https://www.land-oberoesterreich.gv.at/97453.htm
Art der Förderung	Zuschuss	Zuschuss	Information	Zuschuss
Programmstart	laufend – verlängert bis 30.06.2022	seit 2011 – laufend	laufend	bis 31.12.2020
Technologie(n)	Wasserkraft	Wasserkraft	Wasserkraft	Biomasse
Ziel	Die Förderung soll einen zusätzlichen Anreiz zur kosteneffizienten Nutzung des vorhandenen Revitalisierungs- und Ausbaupotentials von Wasserkraftanlagen bis zu zwei Megawatt Leistung schaffen.	Ziel der individuellen, produktneutralen und kostenlosen Beratungsaktion ist die Steigerung der Ökostromproduktion aus Kleinwasserkraftwerken in Oberösterreich. Betreiber/innen werden bei der Umsetzung von Maßnahmen zur Erhöhung des Regelarbeitsvermögens und bei der Revitalisierung ihrer Anlagen unterstützt.	Das Land Oberösterreich und der OÖ Energiesparverband informieren mit diesem Folder über wesentliche Rechtsvorschriften für die Revitalisierung bzw. Errichtung von Kleinwasserkraftwerken.	Steigerung der Energieeffizienz und Forcierung innovativer Technologien.
Geförderte Leistung 2019	kW	kW	kW	kW
verfügbare Mittel 2019	EUR	EUR	EUR	EUR
Mittel vergeben 2019	EUR	EUR	EUR	EUR
Ansprechpartner Name	Kurt Haider	OÖ Energiesparverband A-4020 Linz, Landstraße 45	OÖ Energiesparverband A-4020 Linz, Landstraße 45	Abteilung Land- und Forstwirtschaft Bahnhofplatz 1, 4021 Linz lfw.Post@ooe.gv.at
E-Mail-Adresse	Kurt.Haider@ooe.gv.at	office@esv.or.at	office@esv.or.at	
Infomaterial	https://www.land-oberoesterreich.gv.at/183335.htm		http://www.energiesparverband.at/fileadmin/redakteure/ESV/Info_und_Service/Publikationen/Kleinwasserkraftanlagen-Wegweiser.pdf	https://www.land-oberoesterreich.gv.at/97453.htm

Tabelle 38
Förderprogramme in Oberösterreich

Quelle: Bundesland Oberösterreich

FÖRDERPROGRAMME IN WIEN					
	1	2	3	4	5
Förderprogramm	Ökostromförderung PV	Ökostromförderung PV	Ökostromförderung Speicher	Ökostromförderung E-Lastenfahräder	Ökostromförderung Innovative, energieeffiziente Mobilitätsangebote
Portal	https://www.wien.gv.at/amtshelfer/bauen-wohnen/energie/alternativenergie/oekostromanlagen.html	https://www.wien.gv.at/amtshelfer/bauen-wohnen/energie/alternativenergie/oekostromanlagen.html	https://www.wien.gv.at/amtshelfer/bauen-wohnen/energie/alternativenergie/speicheranlagen.html	https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/foerderungen/e-lastenfahr-raeder.html	https://www.wien.gv.at/stadtentwicklung/energie/foerderungen/mobilitaetsangebote.html
Art der Förderung	Investitionsförderung	Investitionsförderung	Investitionsförderung	Investitionsförderung	Investitionsförderung
Programmstart					
Technologie(n)	PV-Anlagen betrieblich	PV-Anlagen privat	Speicher betrieblich und privat	Elektrische Lastenfahräder für Betriebe	Innovative, energieeffiziente Mobilitätsangebote im Wohnbau
Ziel					
Geförderte Leistung 2020	kW 29 Anlagen, 10.739 kWp	kW 67 Anlagen, 464 kWp	kW 36 Speicher, 310 kWh	kW 87 E-Lastenfahräder	kW 4 Innovative, energieeffiziente Mobilitätsangebote im Wohnbau
verfügbare Mittel 2020	EUR	EUR	EUR	EUR	EUR
Mittel vergeben 2020	EUR 799.647	EUR 111.010	EUR 64.093	EUR 203.037	EUR 397.199
Ansprechpartner Name Emailadresse	Beate Ebersdorfer beate.ebersdorfer@wien.gv.at	Beate Ebersdorfer beate.ebersdorfer@wien.gv.at	Beate Ebersdorfer beate.ebersdorfer@wien.gv.at	Beate Ebersdorfer beate.ebersdorfer@wien.gv.at	Beate Ebersdorfer beate.ebersdorfer@wien.gv.at
Infomaterial					

Tabelle 39
Förderprogramme in Wien

Quelle: Bundesland Wien

Zusammenfassung

Die Bundesländer haben weiterhin hauptsächlich Förderprogramme für PV-Anlagen, Speicher und Kleinwasserkraft gemeldet. Diese erfolgen direkt via Investitionszuschüsse, oder auch indirekt via Wohnbauförderung bzw. Anforderungen dieser.

Burgenland

Vom Land Burgenland wurden Daten entsprechend der Excel-Vorlage zur Verfügung gestellt. Diese sind in Tabelle 37 dargestellt.

Niederösterreich

Aktuell gibt es seitens des Landes Niederösterreich kein eigenes Programm für die Förderung von Ökostromanlagen.

Die Errichtung von PV-Anlagen wird jedoch beispielsweise im Rahmen der NÖ-Wohnbauförderung sowohl beim Neubau als auch bei der Sanierung zusätzlich gefördert. Solche Zusatzförderungen für die Errichtung von PV-Anlagen gibt es auch im Rahmen des „NÖ Schul- und Kindergartenfonds“ und als Bedarfszuweisungsmittel für die „NÖ-Energie-Spar-Gemeinden“.

Oberösterreich

Vom Land Oberösterreich wurden Daten entsprechend der Excel-Vorlage zur Verfügung gestellt. Diese sind in Tabelle 38 dargestellt.

Wien

Vom Land Wien wurden Daten entsprechend der Excel-Vorlage zur Verfügung gestellt. Diese sind in Tabelle 39 dargestellt.

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:

DI Andreas Eigenbauer und
Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M (Brügge)
Vorstand E-Control

Konzeption & Design: Reger & Zinn OG

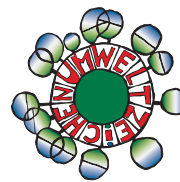
Text: E-Control

Druck: Druckerei DER SCHALK

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 2020



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 beide Geschlechter.

Vorbehaltlich Satzfehler und Irrtümer.

Redaktionsschluss: Juni 2020

