



ÖKOSTROMBERICHT 2017

E-CONTROL

AUF ERNEUERBARE ENERGIEN SETZEN.

WO IMMER ES NACHHALTIG AUFWÄRTS GEHT.



PROFITIEREN. WO IMMER SIE ENERGIE BRAUCHEN.

INHALT

Vorwort	8
Zusammenfassung	9
Gesetzliche Grundlagen in Österreich	11
> Die ÖSG-Novelle 2017	12
> Ein kurzer Überblick über das Fördersystem in Österreich	15
Energieverbrauchsentwicklung	18
Geförderter Ökostrom gemäß ÖSG 2012	21
> Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG	21
> Das Vergütungsvolumen	38
> Das Unterstützungsvolumen	39
> Investitionszuschüsse der OeMAG	42
> Kosten der OeMAG	45
> Kostenentwicklung für Endverbraucher	46
> Die Merit-Order-Kurve	49
Zielerreichungsgrad	50
> Die Zielerreichung auf Basis § 4 (2) ÖSG 2012 – 2015	50
> Die Zielerreichung auf Basis § 4 (3) ÖSG 2012 – 2010 bis 2015	50
> Die Zielerreichung auf Basis § 4 (4) ÖSG 2012 – 2010 bis 2020	52
> Fazit Zielerreichungsgrad	56
Ausgleichsenergie	59
> Grundlagen Ausgleichsenergiesystem	59
> Exkurs: Reduktion Ausgleichsenergie – Maßnahmen und Effekte	62
> Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom	62
Erneuerbare generell in Österreich	67



Entwicklung auf internationaler und europäischer Ebene	70
> EEG-Novelle 2017	70
> Ausschreibungen auf europäischer Ebene	71
> Allgemeine Punkte zu Ausschreibungen	74
<hr/>	
Statistische Auswertungen zu Ökostromanlagen aus der Anerkennungsbescheiddatenbank und der Stromnachweisdatenbank	75
> Kleinwasserkraft	77
> Windkraft	80
> Biomasse fest	83
> Biogas	86
> Photovoltaik	91
> Biomasse flüssig	96
> Deponie- und Klärgas	97
> Geothermie	98
> Großwasserkraft	99
<hr/>	

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Das Ökostrom-Fördersystem laut ÖSG 2012 – schematische Darstellung	17
Abbildung 2:	Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP – Veränderung zum Vorjahr in %	18
Abbildung 3:	Stromverbrauch (energetischer Endverbrauch) von 1990 bis 2018 in TWh	19
Abbildung 4:	Anteil Strom aus Erneuerbaren (im Inland erzeugt) am Endverbrauch	19
Abbildung 5:	Anteil des geförderten Ökostroms am Endverbrauch 2003 bis 2016	21
Abbildung 6:	Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen 2003 bis 2016 in GWh	22
Abbildung 7:	Entwicklung der installierten Leistung im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2016 (Stichtag 31.12.2016)	22
Abbildung 8:	Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2016	24
Abbildung 9:	Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2016	24
Abbildung 10:	Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2016	26
Abbildung 11:	Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2016	27
Abbildung 12:	CO ₂ -Vermeidungskosten von Ökostrom in Österreich 2016	28
Abbildung 13:	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in MW	30
Abbildung 14:	Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in GWh	30
Abbildung 15:	In HKN-Datenbank eingetragene Förderungen	31
Abbildung 16:	Von der OeMAG abgenommene KWKW 2007 bis 2016	32
Abbildung 17:	Realisierte Erzeugung Marktgebiet DE/LU/AT Zeitraum 5.1.2017 bis 31.1.2017 (Auflösung 1h-Basis)	33
Abbildung 18:	Realisierte Erzeugung Deutschland 5.1.2017 bis 31.1.2017 (Auflösung 15min-Basis)	33
Abbildung 19:	Realisierte Erzeugung Österreich (inkl. Pumpen) 5.1.2017 bis 31.1.2017 (Auflösung 15min-Basis)	34
Abbildung 20:	Realisierte Erzeugung, realisierter Stromverbrauch und physikalischer Stromfluss Österreich 20.1.2017 bis 10.2.2017 (Auflösung 1h-Basis)	34
Abbildung 21:	Realisierte Erzeugung Marktgebiet DE/LU/AT Zeitraum 1.7.2017 bis 18.7.2017 (Auflösung 1h-Basis)	35
Abbildung 22:	Realisierte Erzeugung Österreich Zeitraum 1.7.2017 bis 18.7.2017 (Auflösung 1h-Basis)	36
Abbildung 23:	Realisierte Erzeugung Deutschland 12.7.2017 bis 15.7.2017 (Auflösung 15min-Basis)	37
Abbildung 24:	Realisierte Erzeugung Österreich 12.7.2017 bis 15.7.2017 (Auflösung 15min-Basis)	37
Abbildung 25:	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2016 in Mio. EUR	39
Abbildung 26:	Das Unterstützungsvolumen – Beispiel	40
Abbildung 27:	Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012	41
Abbildung 28:	Stromkostenentwicklung Musterhaushalt in Wien 3.500 kWh/a	48
Abbildung 29:	Die Merit-Order-Kurve	49
Abbildung 30:	Zubau 2015 bis 2020	53
Abbildung 31:	Zubau bis 2020 basierend auf dem Trend der letzten fünf Jahre	54
Abbildung 32:	Fortsetzung des durchschnittlichen Ausbaus der letzten fünf Jahre und die Ziele 2020	55
Abbildung 33:	Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2025	56
Abbildung 34:	Kostenanalyse kleine Novelle Haushaltskunden	57
Abbildung 35:	Regelreserve und Ungleichgewichte	59
Abbildung 36:	Regelenergiearten und Reihenfolge der Aktivierung	60

Abbildung 37: Entstehung und Zuordnung der Kosten	61
Abbildung 38: Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003 bis 2016	65
Abbildung 39: Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. Euro von 2003 bis 2016	66
Abbildung 40: Anteil anrechenbarer Erneuerbarer 2011 bis 2015	67
Abbildung 41: Anteil anrechenbarer Erneuerbarer in den einzelnen Sektoren 2011 bis 2015	68
Abbildung 42: Anteile am Bruttoinlandsverbrauch und dem energetischen Endverbrauch Strom	68
Abbildung 43: Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauchs 2015	69
Abbildung 44: Mengen der PV-Ausschreibungen	71
Abbildung 45: Anzahl der Gebote	72
Abbildung 46: Zuschläge der Auktionen	73
Abbildung 47: Entwicklung anerkannte Ökostromanlagen lt. Bescheiddatenbank 2002 bis 2016	75
Abbildung 48: Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft (Anzahl)	79
Abbildung 49: Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft (Installierte EPL in kW)	80
Abbildung 50: Regionale Verteilung von Windkraft (Anzahl)	82
Abbildung 51: Regionale Verteilung von Windkraft (Installierte EPL in kW)	82
Abbildung 52: Erzeugte Windkraft im Jahr 2016 aus produktionsgeförderten Anlagen	83
Abbildung 53: Regionale Verteilung von fester Biomasse (Anzahl)	85
Abbildung 54: Regionale Verteilung von fester Biomasse (Installierte EPL in kW)	85
Abbildung 55: Regionale Verteilung von Biogasanlagen (Anzahl)	87
Abbildung 56: Regionale Verteilung von Biogasanlagen (Installierte EPL in kW)	87
Abbildung 57: Biogas – Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2015	88
Abbildung 58: Biogas – Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2014	89
Abbildung 59: Entwicklung der Mittelwerte – absolut und prozentuell	90
Abbildung 60: Entwicklung der Mediane – absolut und prozentuell	90
Abbildung 61: Kostensteigerung 2006 bis 2016 unter Berücksichtigung von zusätzlichen Wärmeerlösen	91
Abbildung 62: Regionale Verteilung von Photovoltaik-Anlagen (Anzahl)	94
Abbildung 63: Regionale Verteilung von Photovoltaik-Anlagen (Installierte EPL in kW)	94

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Wasserkrafterzeugungskoeffizient 2008 bis 2016	20
Tabelle 2:	Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2015 bis 2016	25
Tabelle 3:	Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2016 sowie Prognose für 2017	41
Tabelle 4:	Investitionsförderung Kleinwasserkraft seit 2003	42
Tabelle 5:	Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft	43
Tabelle 6:	Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft	44
Tabelle 7:	Investitionsförderung Kraft-Wärmekopplung	44
Tabelle 8:	Entwicklung der Ökostrompauschale	47
Tabelle 9:	Entwicklung der Ökostromkosten für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh	47
Tabelle 10:	Entwicklung der Ökostromkosten für ein Industrieunternehmen auf NE 3 mit einem Verbrauch von 55.000 MWh und einer Leistung von 12 MW	48
Tabelle 11:	Ausbauziele laut ÖSG 2012 – zusätzliche installierte Leistung verglichen mit 2010	50
Tabelle 12:	Brutto Zubau 2010 bis 2015 in MW	51
Tabelle 13:	Ökostrom-Abweichungen: Fahrplanzuweisung zu tatsächlich eingespeisten Mengen in 2016	63
Tabelle 14:	Ausgleichsenergieaufwendungen 2016	63
Tabelle 15:	Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2003 bis 2016)	64
Tabelle 16:	Entwicklung anerkannter „Sonstiger Ökostromanlagen“ laut Bescheid-Datenbank von 2002 bis 2016 (Stand jeweils 31.12.)	76
Tabelle 17:	Kleinwasserkraft im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	77
Tabelle 18:	Bundesländerverteilung anerkannte Kleinwasserkraft (Detail) – wie im System zum Stichtag erfasst	78
Tabelle 19:	Durchschnittliche Volllaststunden Kleinwasserkraft 2016	79
Tabelle 20:	Windkraftanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	81
Tabelle 21:	Durchschnittliche Volllaststunden Windkraft 2016	81
Tabelle 22:	Biomasse-fest-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	84
Tabelle 23:	Durchschnittliche Volllaststunden feste Biomasse 2016	84
Tabelle 24:	Biogasanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	86
Tabelle 25:	Durchschnittliche Volllaststunden Biogas 2016	86
Tabelle 26:	Photovoltaik-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	92
Tabelle 27:	Größenverteilung der im Jahr 2016 anerkannten PV-Anlagen	93
Tabelle 28:	Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik 2016	93
Tabelle 29:	Photovoltaik-Anlagen-Anträge auf Investitionszuschuss beim Klima- und Energiefonds	95
Tabelle 30:	Biomasse-flüssig-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	97
Tabelle 31:	Deponie- und Klärgasanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	98
Tabelle 32:	Geothermieanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen	98
Tabelle 33:	Entwicklung der anerkannten Wasserkraftanlagen > 10 MW (2002 bis 2016)	99

VORWORT

Während der Erstellung des Ökostromberichtes 2017 fanden Verhandlungen über eine Novelle des Ökostromgesetzes statt, die mit der Beschlussfassung des Parlaments im Juni bzw. Juli dieses Jahres zu einem Abschluss kamen. Der nunmehr vorliegende Bericht wird daher bereits an einigen Stellen auf diese Novelle eingehen. Da sich der Ökostrombericht in gewohnter Weise allerdings auf das Vorjahr bezieht, haben die Änderungen des Gesetzes noch kaum relevanten Einfluss auf Ergebnisse und Darstellungen.

Der Ökostrombericht der E-Control stützt sich auf § 52 Abs. 1 Ökostromgesetz, der zum Inhalt des Berichts im Wesentlichen vorsieht, 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 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 Homepage regelmäßig Daten zur Ökostromentwicklung. Die Marktpreisentwicklung, Ökostrommengen und Vergütungsvolumina, Ausgleichsenergie-mengen und -aufwendungen werden auf dieser Internetseite quartalsweise aktualisiert. Schließlich sei darauf hingewiesen, dass Informationen zu Stromkennzeichnung und Herkunftsnachweisen im jährlichen Stromkennzeichnungsbericht enthalten sind, der unter www.e-control.at verfügbar ist.

Dieser Bericht soll allen interessierten Gruppen dazu dienen, einen objektiven Überblick über die Entwicklungen des Ökostroms in Österreich zu gewinnen. Wir hoffen, dass diese Darstellung auch heuer wieder eine hilfreiche Grundlage für künftige Entscheidungen im Bereich Ökostrom bieten kann.



Dr. Wolfgang Urbantschitsch
Vorstandsmitglied



DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

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 2016. 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

Wie in den vergangenen Jahren kam es 2016 nicht nur zu einem Anstieg des geförderten Ökostroms, sondern auch dessen Anteil am gesamten Endverbrauch konnte gesteigert werden. Der Anteil des geförderten Ökostroms stieg von 16,0% (9.168 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher von 57.417 GWh) auf 16,7% (9.770 GWh bei einer Abgabe an Endverbraucher von 58.335 GWh). Die Erzeugung aus gefördertem Ökostrom konnte im Jahr 2016 um 7% gesteigert werden.

Bezogen auf die einzelnen Technologien ergibt sich, verglichen mit den vergangenen Jahren, ein ähnliches Bild. Den größten Zuwachs gab es im Bereich der Windkraft

mit zusätzlichen 340 GWh. Im Bereich der Kleinwasserkraft wurden um 253 GWh mehr Strom abgenommen und bei der Photovoltaik waren es 64 GWh. Im Bereich der rohstoffabhängigen Technologien kam es, nach einem leichten Anstieg 2015, zu einem leichten Rückgang für 2016. Dabei wurden um 56 GWh weniger Strom abgenommen, insgesamt 2.546 GWh.

Prozentual bedeutet das für die einzelnen Technologien von 2015 auf 2016:

- > Windkraft +7%
- > Photovoltaik +15%
- > Kleinwasserkraft +17%
- > Biomasse fest -3%
- > Biogas +1%

Die Entwicklung des erzeugten und abgenommenen Stroms spiegelt sich auch bei der installierten Leistung wider. Bei den rohstoffabhängigen Technologien kam es zu einem leichten Rückgang um 2 MW. Bei der Kleinwasserkraft stand um 14 MW mehr installierte Leistung unter Vertrag bei der OeMAG. Verglichen mit den vergangenen Jahren kam es im Bereich der Windkraft nach 2008 das zweite Mal zu einem Rückgang der kontrahierten installierten Leistung (-2 MW).

Das Vergütungsvolumen stieg entsprechend den zusätzlichen Mengen um 53 Mio. EUR von 958 Mio. EUR auf 1.011 Mio. EUR (+6%). Das Unterstützungsvolumen stieg nach aktuellen Berechnungen von 755 Mio. EUR auf

820 Mio. EUR. Der erneut gesunkene Marktpreis macht sich dabei mit rund 50 Mio. EUR bemerkbar.

Die bei der OeMAG angefallenen Ausgleichsenergiekosten konnten für 2016 gesenkt werden. Nach 27,7 Mio. EUR im Jahr 2012 stiegen sie 2013 auf 39 Mio. EUR und 2014 beliefen sie sich auf 65 Mio. EUR. Für das Jahr 2015 sank dieser Wert auf 61 Mio. EUR und für 2016 beliefen sich diese auf 43 Mio. EUR. Der Großteil davon entfiel mit 90% weiterhin auf die Windkraft. Es wurden in den vergangenen Jahren verschiedene Maßnahmen getroffen, um die Ausgleichsenergiekosten zu senken (siehe Kapitel „Ausgleichsenergie“).

Vom Parlament wurde vor der Sommerpause die sog. „kleine Ökostromgesetznovelle“ beschlossen. Kernpunkte dieser Novelle sind ein Wartelistenabbau bei der Wind- und Kleinwasserkraft mittels zusätzlicher Kontingente, Verlängerung der Verfallsfrist von Projekten, für die ein Antrag auf Vergütung gestellt wurde, zusätzliche spezifizierte Geldmittel für die Kleinwasserkraft, die Ermöglichung der Nutzung von gemeinsamen Erzeugungsanlagen (im EIWOG 2010) und weitere bürokratische und administrative Adaptionen bei der Abwicklung.

GESETZLICHE GRUNDLAGEN IN ÖSTERREICH

Der Nationalrat und der Bundesrat haben im Juni bzw. Juli die sogenannte „kleine Ökostromgesetznovelle“ beschlossen. Dieses Gesetz wurde im BGBl I Nr. 108/2017 veröffentlicht. Die Novelle wirkt sich frühestens in der zweiten Hälfte des Jahres 2017 aus, weshalb im aktuellen Bericht in Bezug auf den Berichtszeitraum 2016 noch nicht darauf eingegangen ist. Die Eckpfeiler der Novelle werden jedoch im Zusammenhang mit dem Ausblick auf das zweite Halbjahr 2017 bzw. das Jahr 2018 dargestellt.

Die Grundlage für die Förderung von Ökostrom in Österreich im Jahr 2016 bilden das Ökostromgesetz 2012 (ÖSG 2012) und dessen zugehörigen Verordnungen.

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 laut Ökostromgesetz zwischen dem Bundesminister für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWFV) und der E-Control aufgeteilt.

Vom BMWFV 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
- > Kostendeckelung des Ökostromförderbeitrags 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. Neben den klassischen Förderungen entwickeln auch Energieversorger diverse Modelle für die Errichtung von Ökostromanlagen. Der Schwerpunkt der Förderungen liegt dabei zweifelsohne bei der Photovoltaik.

Die ÖSG-Novelle 2017

Im Juni bzw. Juli 2017 haben – wie erwähnt – der Nationalrat bzw. der Bundesrat die sog. „kleine Ökostromnovelle“ beschlossen und im BGBl I Nr. 108/2017 kundgemacht.

Im Folgenden werden die wesentlichen Elemente der Novelle dargestellt.

ALLGEMEINE PUNKTE

Eine wesentliche Änderung betrifft den Anerkennungsbescheid für Ökostromanlagen. Ein solcher ist fortan für die Beantragung eines gesetzlichen Einspeisetarifes nur mehr für rohstoffabhängige Technologien notwendig.

Weiters wurde die Warteliste generell von drei auf fünf Jahre gestreckt, wobei nach Ablauf des vierten Jahres die letztverfügbaren Preise und AGB der OeMAG gelten.

Es wurden neue Fristen hinsichtlich der Errichtung von Anlagen eingeführt. Dabei wurde die Frist für PV-Anlagen von 12 Monaten auf 9 Monate gekürzt und innerhalb von 3 Monaten nach Annahme des Antrags muss ein Nachweis über die Bestellung der Anlage vorgelegt werden. Für Windkraftanlagen wurde die Frist von 36 Monaten auf 48 Monate verlängert.

Bezüglich der Vergütung der Strommenge kam es ebenfalls zu einer Anpassung. Zukünftig wird bei der Antragstellung ein etwaiger Eigenverbrauch berücksichtigt. Vor allem PV-Anlagen wurden in den letzten Jahren vermehrt als Überschusseinspeiser ausge-

staltet. Nachdem die Vergütung nur für den ins öffentliche Netz eingespeisten Strom anfiel (den Überschussstrom), wurden hier auf Dauer Mittel blockiert, die nicht genutzt werden können. Bei der Ausschöpfung des Kontingents musste die OeMAG nämlich generell von Volleinspeisern ausgehen.

Kurzfristige Unterbrechungen, die der Minimierung der Aufwendungen für Ausgleichsenergien dienen, werden zukünftig einer Einspeisung gleichgesetzt. Dadurch wird es ermöglicht, dass Anlagen kurzfristig abgeregelt werden, ohne dass diese einen Teil ihrer Vergütung verlieren.

OEMAG

Für die OeMAG ergeben sich ebenfalls diverse Änderungen. So kann sie z.B. zukünftig Verträge zum Ein- und Verkauf von Strom mit Strombörsen, Elektrizitätsunternehmen oder Endverbrauchern, die nicht Mitglied der Ökobilanzgruppe sind, abschließen. Ziel dabei ist die Minimierung von Aufwendungen für die Ausgleichsenergie.

Sie hat überdies zukünftig ein Ökostromanlagenregister zu führen, in das sämtliche Anlagen, die über einen aufrechten Vertrag mit der OeMAG verfügen, aufzunehmen sind. Dieses Anlagenregister hat neben anderen Punkten auch die Art und die Engpassleistung der Anlage, die erzeugte elektrische Energie und die Art und den Umfang etwaiger Förderungen zu enthalten.

Weiters hat die OeMAG zukünftig Informationen zu Förderempfängern, deren Beihilfen in Form von Einspeisetarifen über EUR 500.000 liegen, auf ihrer Homepage zu veröffentlichen.

E-CONTROL

Weitere Neuerungen betreffen die E-Control. So wurden die Marktteilnehmer verpflichtet, wahrheitsgemäße Angaben zu den Preisen von Herkunftsnachweisen zu machen. Der gesetzlich geförderte Ökostrom wird den Stromhändlern samt Herkunftsnachweisen zugewiesen. Der Wert dieser Herkunftsnachweise wird dabei mittels Verordnung der E-Control bestimmt. Diese Änderung wurde eingeführt, um eine bessere Informationsbasis zu schaffen.

Weiters sind nun alle an das öffentliche Netz angeschlossenen Ökostromanlagen verpflichtet, sich in der Herkunftsnachweisdatenbank der E-Control zu registrieren. Es gibt vermehrt Anlagen, welche ohne Förderungen gebaut und betrieben werden. Eine Erfassung dieser und des produzierten Stroms soll dadurch gewährleistet werden.

Zukünftig haben Ökostromanlagenbetreiber Informationen wie z.B. Investitionskosten oder laufende Kosten, die zur Bemessung von Einspeisetarifen notwendig sind, der E-Control sowie dem BMFW zur Verfügung zu stellen. In der Vergangenheit waren vor allem Daten bezüglich Investitions- und Betriebskosten nur eingeschränkt verfügbar. Durch die neue Regelung soll gewährleistet werden, dass etwaige zukünftige Einspeisetarife auf

einer breiteren Datenbasis aufbauen und somit effizienter gestaltet werden können.

Der Ökostrombericht wird als unabhängiger Bericht noch stärker aufgewertet. Neben den bisherigen Inhalten soll dieser zukünftig eine Analyse der zu erstellenden Rohstoffkonzepte bei Biogas- und Biomasseanlagen enthalten. Die Länder wurden verpflichtet, sämtliche Daten zur Förderung von Ökostromanlagen zur Verfügung zu stellen.

TECHNOLOGIESPEZIFISCHE ASPEKTE

Biogas

Neue Biogasanlagen haben zukünftig folgende Voraussetzungen zu erfüllen:

1. Sie müssen fernsteuerbar sein,
2. dürfen maximal 30% Kulturartengetreide und Mais einsetzen,
3. dürfen maximal eine elektrische Leistung von 150 kW haben und
4. müssen einen Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 67,5% nachweisen.

Für derartige Anlagen steht zukünftig ein zusätzliches Unterstützungsvolumen von 1 Mio. EUR aus dem Topf der 10 Mio. EUR, welcher ursprünglich für feste und flüssige Biomasse sowie Biogas vorgesehen war, zur Verfügung.

Neu ist ein zusätzliches jährliches Unterstützungsvolumen von 11,7 Mio. EUR pro Jahr bis 31.12.2021, welches für die Vergütung mit Nachfolgetarifen vorgesehen ist. Anlagen dürfen einen Antrag frühestens 60 Monate vor Ablauf der Kontrahierungspflicht stellen und dürfen fortan maximal 60% Kulturartengetreide

de und Mais einsetzen. Die Anlagen müssen der OeMAG Informationen zu ihrem Brennstoffnutzungsgrad und den Volllaststunden zur Verfügung stellen. Anhand dieser Kriterien führt die OeMAG eine Reihung der Anträge durch. Weiters sind betriebswirtschaftliche Kalkulationsgrundlagen zu übermitteln. Die Laufzeit beträgt 36 Monate, wobei unter Berücksichtigung der Anforderungen für neue Biogasanlagen diese Tarife einmalig verlängert werden können.

Wind

Im Bereich der Windkraft wurden Mittel zum Wartelistenabbau zur Verfügung gestellt. Dabei handelt es sich um 30 Mio. EUR für das Jahr 2017 und 15 Mio. EUR an zusätzlichem Unterstützungsvolumen für das Jahr 2018. Sollten diese Mittel nicht ausgeschöpft werden, werden sie auf das Folgejahr übertragen bzw. nach 2018 dem regulären zusätzlichen Unterstützungsvolumen zugeordnet. Das Gesetz sieht dabei, abhängig von der Reihung, Abschläge für die Einspeisetarife, welche zum Zeitpunkt der Antragstellung galten, vor. Diese Abschläge reichen von einer Reihung für 2018 mit 7% bis zu 12% bei einer Reihung für 2023 oder später.

Kleinwasserkraft

Für die Kleinwasserkraft wurden ebenfalls Mittel zum Wartelistenabbau zur Verfügung gestellt. Dabei handelt es sich für 2017 um 2 Mio. EUR, welche bei Nichtausschöpfung nach 2018 übertragen werden, und um 1 Mio. EUR zusätzliches Unterstützungsvolumen für 2018. Weiters wurde das reguläre zusätzliche

Unterstützungsvolumen von 1,5 Mio. EUR auf 2,5 Mio. EUR angehoben. Im Gegenzug wurde jedoch der Resttopf um 1 Mio. EUR reduziert.

Die Investitionsförderung für Kleinwasserkraft wurde ebenfalls angehoben. Zukünftig werden jährlich 20 Mio. EUR anstatt 16. Mio. EUR zur Verfügung gestellt, wobei die Höhe der spezifischen Investitionszuschüsse ebenfalls jeweils um 250 EUR pro kW angehoben wurde.

Photovoltaik

Es wird explizit geregelt, dass zur Bemessung der Engpassleistung bei Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) die Modulspitzenleistung heranzuziehen ist.

Für PV-Anlagen und Stromspeicher wurden Investitionszuschüsse eingeführt, welche jeweils 15 Mio. EUR im Jahr 2018 und 2019 betragen werden. Mindestens 9 Mio. EUR davon sind für die Errichtung oder Erweiterung von PV-Anlagen vorgesehen. Derartige Anlagen oder Anlagenerweiterungen dürfen dabei keinerlei andere Förderungen in Anspruch nehmen. Anlagen bis 100 kW_{peak} können dabei maximal mit 250 EUR pro kW_{peak} bzw. von 100 bis 500 kW_{peak} mit maximal 200 EUR pro kW_{peak} gefördert werden.

Hinsichtlich Speicher sieht das Gesetz Folgendes vor:

„Verfügt die Anlage über eine Speicherkapazität im Ausmaß von mindestens 0,5 kWh pro kW_{peak} installierter Engpassleistung oder wird eine bestehende Anlage oder eine be-

stehende Speicherkapazität in diesem Ausmaß erweitert, kann zusätzlich ein Investitionszuschuss von 500 Euro pro kWh gewährt werden. Es können bis zu 10 kWh Speicherkapazität pro kWpeak installierter Engpassleistung nach dieser Bestimmung gefördert werden.“

FAZIT ÖSG-NOVELLE

Die Novelle setzt – abgesehen von einer „Abwrackprämie“ für Biogasanlagen – die Zielsetzungen des aktuellen Regierungsprogramms um. Aufgrund der zentralen Voraussetzung, dass eine Notifikation bei der EU vermieden werden soll, war eingangs klar, dass bei der No-

velle weder auf die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014–2020, noch auf den Entwurf zur Richtlinie Rücksicht genommen werden würde. Somit war keine Annäherung an zentrale Punkte eines möglichen zukünftigen Fördersystems – ob nun eine marktbasierende Vergabe der Mittel, eine marktbasierende Förderung selbst oder Bilanzverantwortung als auch Beteiligung am Regelreservemarkt für geförderte Erneuerbare, was eine effiziente Marktintegration bewerkstelligen sollte – zu erwarten. Derartiges ist explizit für eine künftige, große Novelle vorgesehen. Die (abgeschätzten) Kostenauswirkungen werden im Kapitel „Zielerreichungsgrad“ kurz umrissen.

Ein kurzer Überblick über das Fördersystem in Österreich

Das Ökostromgesetz sah im Jahr 2012 für neue Ökostromanlagen ein zusätzliches Unterstützungsvolumen von 50 Mio. EUR vor. Diese Mittel verteilten sich wie folgt:

„§ 23 Abs. 3 ÖSG 2012

1. 8 Millionen Euro auf Photovoltaik;
2. 10 Millionen Euro auf feste und flüssige Biomasse sowie Biogas, davon 3 Millionen Euro für feste Biomasse mit einer Engpassleistung bis 500 kW;
3. mindestens 11,5 Millionen Euro auf Windkraft;
4. mindestens 1,5 Millionen Euro auf Kleinwasserkraft sowie
5. 19 Millionen Euro auf den Resttopf (Wind-, Wasserkraft, Photovoltaik-Netzparität).

Dieser Betrag reduziert sich innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inkrafttreten pro Kalenderjahr um 1 Million Euro.“¹

Gemäß der nun bereits mehrfach zitierten Novelle zum Ökostromgesetz sieht das Kontingent nun wie folgt aus:

1. „8 Millionen Euro auf Photovoltaik;
2. 10 Millionen Euro auf feste und flüssige Biomasse sowie Biogas, davon 3 Millionen Euro für feste Biomasse mit einer Engpassleistung bis 500 kW und höchstens 1 Million Euro für die Kontrahierung von Biogasanlagen gemäß § 14 Abs. 8;
3. mindestens 11,5 Millionen Euro auf Windkraft;

¹ Anmerkung: Zu Jahresbeginn 2017 lag das Kontingent für Neuanlagen somit bei 45 Mio. EUR.

4. mindestens 2,5 Millionen Euro auf Kleinwasserkraft sowie
5. 19 Millionen Euro auf den Resttopf (Wind-, Wasserkraft, Photovoltaik-Netzparität). Dieser Betrag reduziert sich innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inkrafttreten pro Kalenderjahr um 1 Million Euro. Ab dem 1. Jänner 2018 entfällt auf den Resttopf ein Betrag von 12 Millionen Euro. Dieser Betrag reduziert sich innerhalb der ersten vier Jahre nach Inkrafttreten des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017 pro Kalenderjahr um 1 Million Euro.“

Aufgrund der Wartelisten im Bereich der Windkraft und der Photovoltaik, welche sich durch den Budgetdeckel ergeben hatten, wurden im Jahr 2012 zusätzliche Mittel in der Höhe von 80 Mio. EUR für die Windkraft und 28 Mio. EUR für die Photovoltaik zur Verfügung gestellt.

Diese Vorgehensweise wiederholt sich auch mit der vorliegenden Novelle: Dabei werden folgende zusätzliche Kontingente zur Verfügung gestellt:

„§ 23a.

- (1) Für die sofortige Kontrahierung von Windkraft gemäß § 56 Abs. 5 werden zusätzlich zu § 23 Abs. 3 für im Jahr 2017 abzuschließende Verträge 30 Millionen Euro und für im Jahr 2018 abzuschließende Verträge 15 Millionen Euro an Unterstützungsvolumen bereitgestellt. Soweit Mittel für das Jahr 2017 nicht ausgeschöpft

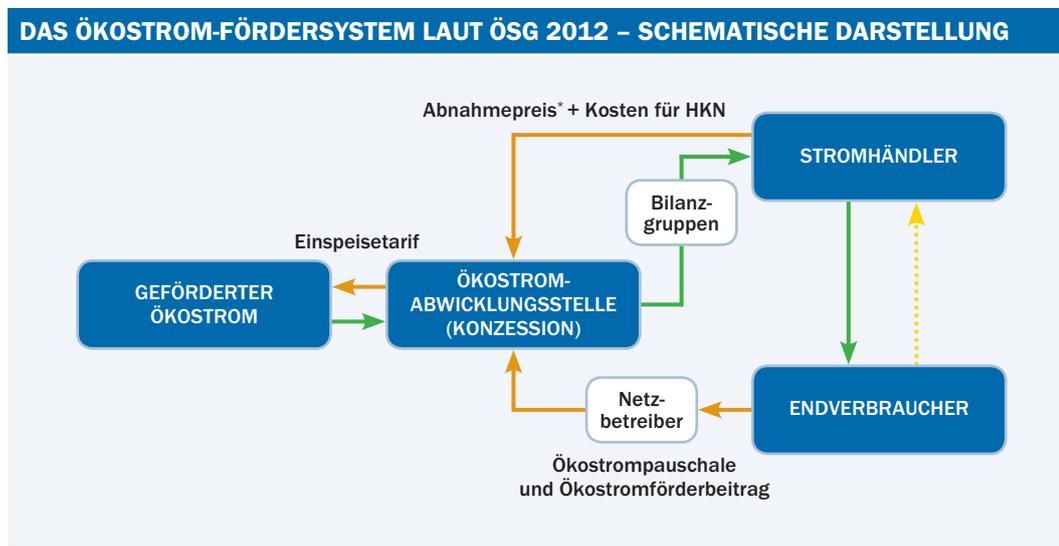
werden, sind diese auf die zusätzlichen Mittel für das Jahr 2018 zu übertragen. Soweit Mittel für das Jahr 2018 nicht ausgeschöpft werden, fließen diese dem zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumen gemäß § 23 Abs. 3 Z 3 zu.

- (2) Für die sofortige Kontrahierung von Kleinwasserkraft werden zusätzlich zu § 23 Abs. 3 für im Jahr 2017 abzuschließende Verträge 2 Millionen Euro und für im Jahr 2018 abzuschließende Verträge 1,5 Millionen Euro an Unterstützungsvolumen bereitgestellt. Soweit Mittel für das Jahr 2017 nicht ausgeschöpft werden, sind diese auf die zusätzlichen Mittel für das Jahr 2018 zu übertragen.“

Sobald das zusätzliche Unterstützungsvolumen für ein bestimmtes Jahr ausgeschöpft, der Budgetdeckel also erreicht ist, werden die zusätzlichen Anlagen auf einer Warteliste gereiht. Für die Photovoltaik wurde diese Warteliste mit dem ÖSG 2012 jedoch abgeschafft. Weiters ist vorgesehen, dass keine Anlage länger als drei Jahre auf dieser Warteliste sein kann. Sollten also die Mittel nicht ausreichen, um innerhalb von drei Jahren einen Vertrag mit dieser Anlage abzuschließen, so verfällt der Antrag. Dabei gilt jedoch zu sagen, dass der Anlagenbetreiber jenen Tarif bekommt, der zum Zeitpunkt der Antragstellung galt. Bis 2017 haben sich erneut umfangreiche Wartelisten ergeben, nachdem die Anzahl der Anträge bei weitem höher war als die zur Verfügung stehenden Mittel.

Die in das Netz eingespeisten Energiemengen der geförderten Ökostromanlagen werden von der OeMAG vergütet. Diese Strommengen werden über die Bilanzgruppen den einzelnen Stromhändlern gemäß deren Anteil am Endverbrauch zugewiesen. Das Fördersystem wird durch die Einnahmen aus dieser Zuweisung sowie durch den Ökostromförderbeitrag und die Ökostrompauschale finanziert. In Abbildung 1 ist das Fördersystem schematisch dargestellt.

Die Ökostrompauschale ist ein von der Netzebene abhängiger Fixbetrag und wird im Abschnitt „Kostenentwicklung für Endverbraucher“ detaillierter behandelt. Der Ökostromförderbetrag basiert auf den Netznutzungs- und Netzverlustentgelten. Dieser wird jährlich für jede Netzebene neu berechnet, in der Ökostrombeitragsverordnung festgelegt und bezieht sich im Endeffekt auf Leistung und Verbrauch.



- Mengenfluss Ökostrom
- Geldfluss
- Geldfluss Stromhändler-Endverbraucher

Abbildung 1
Das Ökostrom-Fördersystem laut ÖSG 2012 – schematische Darstellung

*) Day-ahead-Spotmarkt Stundenpreis

Quelle: E-Control

ENERGIE- VERBRAUCHSENTWICKLUNG

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

Betrachtet man die Entwicklung des Bruttoinlandsverbrauchs und jene des realen BIPs, so kam es nach 2013 im Jahr 2015 erneut zu einem Anstieg der beiden. Das reale BIP stieg um 1% und der Bruttoinlandsverbrauch um 2,6% (siehe Abbildung 2).

Der gesamte energetische Endverbrauch stieg im Jahr 2015 um 3% auf 1.087 PJ an. Den größten Anstieg gab es im Bereich Haushalte mit 7,5%, gefolgt von der Landwirtschaft mit 3,7%. Abgesehen vom Sektor

Dienstleistungen (-2,7%) kam es auch in den übrigen Sektoren zu Anstiegen. Verglichen mit 1990 kam es abgesehen vom Bereich der Landwirtschaft (-6,1%) durchgehend zu Steigerungen, wobei jene im Bereich Verkehr mit mittlerweile 81% die höchste war.

In Abbildung 3 ist der gesamte Stromverbrauch (bezogen auf den energetischen Endverbrauch) dargestellt. Dieser lag gemäß aktuellen Daten von Statistik Austria im Jahr 2015 bei 61 TWh (nach 60 TWh 2014). Der Anteil des Stroms am gesamten energetischen Endverbrauch in Österreich ging von 20,4% auf 20,1% leicht zurück. Insgesamt lag der Stromverbrauch im Jahr 2015 um 44% über dem Niveau von 1990. Der Stromverbrauch für die Jahre 2016, 2017 und 2018 wurde, basierend auf der

Bruttoinlandsverbrauch Energie ■
BIP real ■

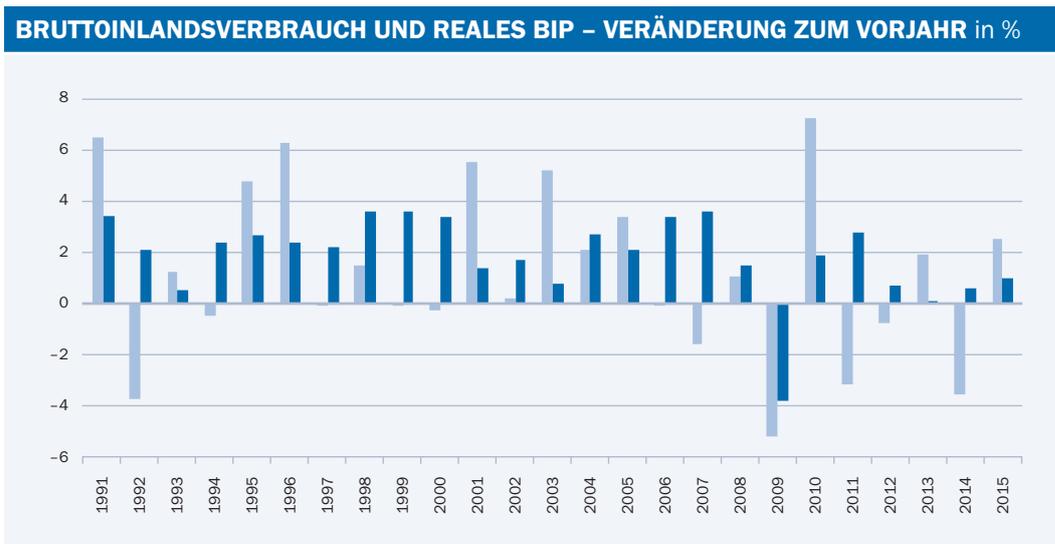


Abbildung 2
Bruttoinlandsverbrauch und reales BIP - Veränderung zum Vorjahr in %

Quelle: Statistik Austria, WKO, Berechnungen E-Control

STROMVERBRAUCH (ENERGETISCHER ENDVERBRAUCH) VON 1990 BIS 2018 in TWh



Abbildung 3
Stromverbrauch
(energetischer Endverbrauch) von 1990 bis 2018 in TWh

Quelle: Statistik Austria, eigene Berechnung E-Control

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

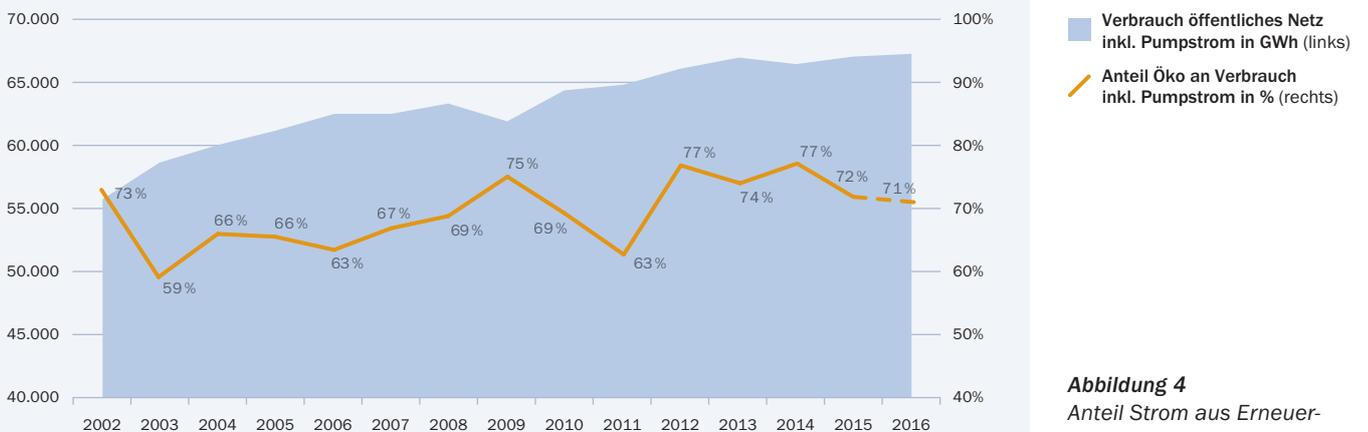


Abbildung 4
Anteil Strom aus Erneuerbaren (im Inland erzeugt) am Endverbrauch

Quelle: E-Control

Entwicklung der letzten fünf Jahre, fortgeschrieben.

Nach ersten Auswertungen lag der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren (inländische Erzeugung) am Verbrauch im Jahr 2016 bei rund 71%². 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. Für 2016 ist damit zu rechnen, dass sich der Anteil des gesamten Stroms aus Erneuerbaren in etwa auf dem Niveau von 2015 befunden hat. In Abbildung 4 ist die Entwicklung des

Verbrauchs im öffentlichen Netz inklusive Pumpstrom dargestellt sowie der Anteil von Strom aus Erneuerbaren (geförderter Ökostrom und Wasserkraft).

In Tabelle 1 ist der Wasserkrafterzeugungskoeffizient der Jahre 2008 bis 2016 dargestellt. Vor allem der Einbruch im Jahr 2011 kann daher mit einem äußerst schlechten Wasserjahr begründet werden. Für 2016 sei an dieser Stelle nochmals angemerkt, dass es sich bei den 71% einstweilen um eine Prognose handelt.

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

Tabelle 1
Wasserkrafterzeugungskoeffizient 2008 bis 2016

Quelle: E-Control

² Anmerkung: Die finalen Daten werden erst Ende des Jahres 2017 zur Verfügung stehen. Basierend auf Erfahrungswerten wurden die im Augenblick als „sonstiger Strom“ angeführten Mengen den einzelnen Erzeugungstechnologien zugeordnet. Dies wurde in der Grafik 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 2016 dargestellt. Es wird auf Aspekte der CO₂-Vermeidung

eingegangen, um so einen wesentlichen Nutzen des Ökostromausbau hervorstreichend. Weiters werden die mittels Investitionszuschüssen geförderten Anlagen, die Entwicklung des Vergütungsvolumens, des Unterstützungsvolumens, der durchschnittlichen Einspeisetarife und der Aufwendungen für Ausgleichsenergie für den geförderten Ökostrom betrachtet.

Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG

ANTEIL AM ENDVERBRAUCH, GWH, MW, ANZAHL

Der Anteil von gefördertem Ökostrom stieg von 16,0% im Jahr 2015 auf 16,7% im Jahr 2016 (siehe Abbildung 5). Der Anteil des

geförderten Ökostroms wird dabei auf die Abgabe an Endverbraucher bezogen. Der prozentuale Anstieg ergibt sich durch den Anstieg des geförderten Ökostroms, wobei dieser Effekt erneut durch den Anstieg der

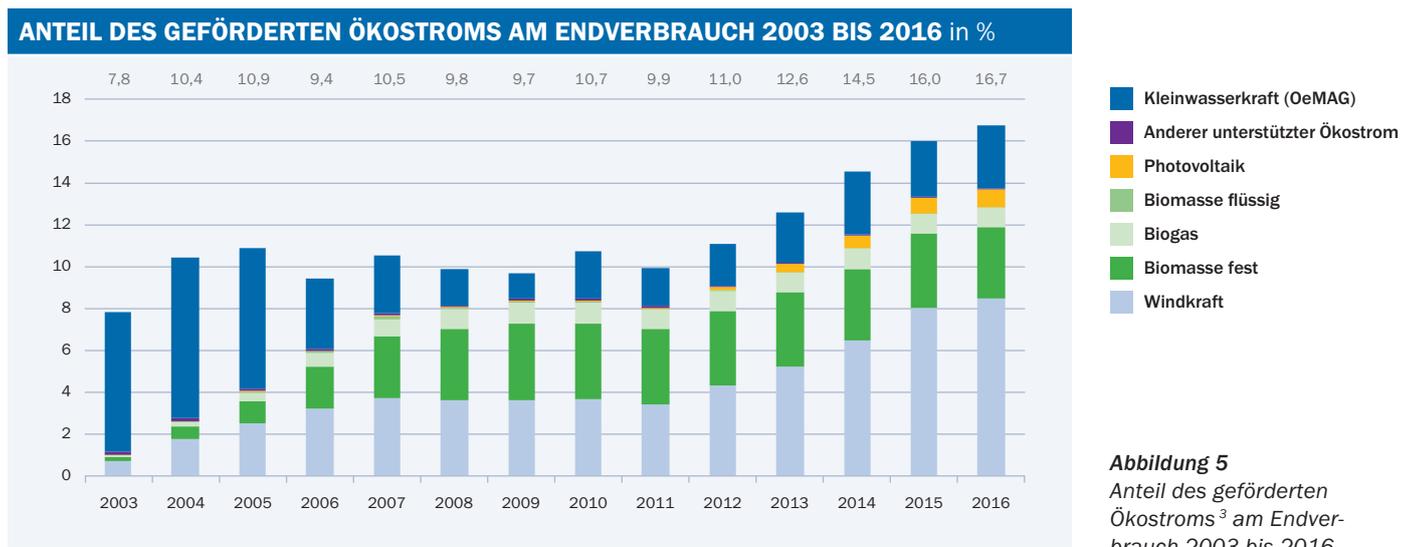


Abbildung 5
Anteil des geförderten Ökostroms³ am Endverbrauch 2003 bis 2016

Quelle: OeMAG, E-Control

³ 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 zum 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“).

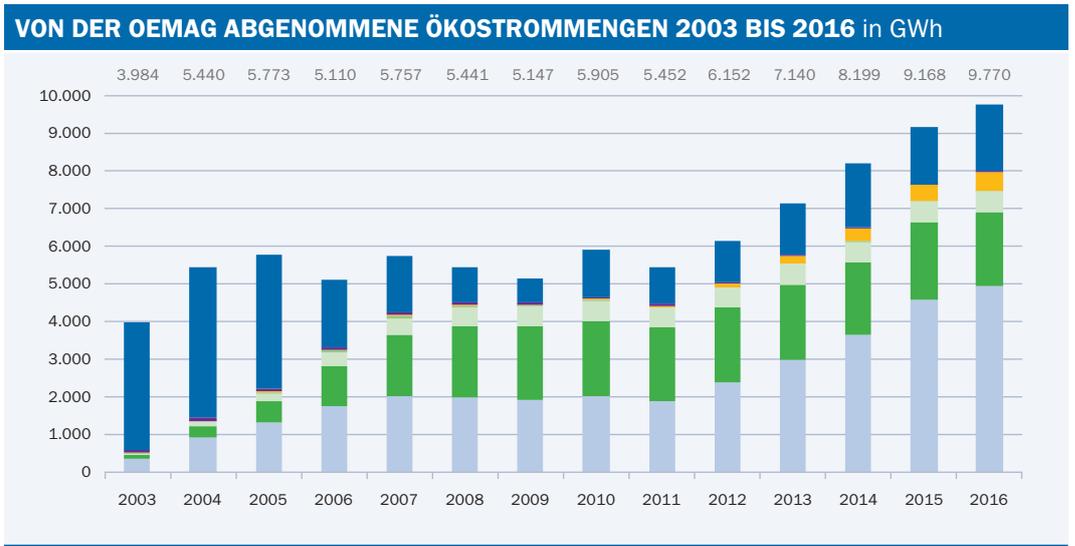


Abbildung 6
Von der OeMAG abgenommene Ökostrommengen⁴
2003 bis 2016 in GWh

Quelle: OeMAG, E-Control

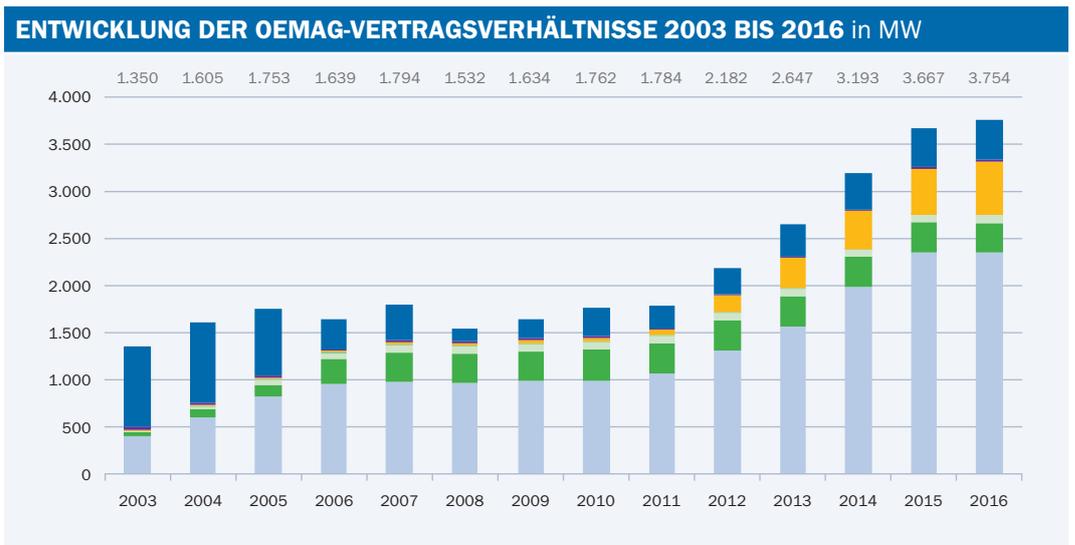


Abbildung 7
Entwicklung der installierten Leistung⁵ im Vertragsverhältnis mit der OeMAG
2003 bis 2016

Quelle: OeMAG, E-Control

^{4,5} Anmerkung: Es sind alle Anlagen, die in einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG stehen, erfasst.

Abgabe an Endverbraucher von 57.417 GWh (2015) auf 58.335 (2016) gedämpft wurde. Die deutlichste Steigerung an der Abgabe an Endverbraucher gab es wie in den vergangenen Jahren im Bereich der Windkraft. Dabei konnte der Anteil von 8,0% im Jahr 2015 auf 8,5% gesteigert werden. Der Windkraft folgt weiterhin die feste Biomasse mit einem Anteil von 3,4% (nach 3,6% im Jahr 2015).

Wie seit 2011 basiert der Anstieg des Anteils der abgenommenen Ökostrommengen vorrangig auf einem Zuwachs im Bereich der Windkraft (siehe Abbildung 6). Der starke Zuwachs der Windkraft liegt über der „natürlichen Rate“, die sich aus dem Kontingent im Gesetz ergeben würde, da 2012 ein Sonderkontingent zum Wartelistenabbau eingesetzt wurde. In diesem Bereich stieg die erzeugte Strommenge von 2015 auf 2016 um 7,4%. Im Bereich der Photovoltaik waren es 14,6%. Im Bereich von Biogas (+1%) konnte wie schon 2015 erneut eine Steigerung erzielt werden. Im Bereich der Kleinwasserkraft kam es nach einem Rückgang im Jahr 2015 zu einer Steigerung auf 1.772 GWh für 2016.

Bezüglich der installierten Leistung machten sich 2016 erstmals vermehrt Anlagen bemerkbar, die das Ende der Tarifförderung erreicht hatten und damit aus dem Fördersystem und einem Vertragsverhältnis mit der OeMAG hinausgefallen sind (außer diese verkaufen weiter zu Marktpreisen an die OeMAG).⁶ Diese Entwicklung ist in Abbildung 7 dargestellt. Besonders sticht dabei die

Windkraft hervor. Die in der Abbildung zuvor dargestellte abgenommene Menge dieser Anlagen war insofern noch geringer durch das Ausscheiden gekennzeichnet, da die gesetzliche Förderlaufzeit für einen Großteil dieser Anlagen erst im 4. Quartal 2016 ausgelaufen ist (die Darstellung in der Abbildung 7 ist eine Stichtagsbetrachtung zum 31.12.2016). Neue Windkraftanlagen mit einer Leistung von 240 MW haben die Summe jener Leistung, die aus dem Förderregime herausgefallen ist, nicht kompensiert, wodurch am Ende des Jahres 2016 die kontrahierte Leistung um 2 MW zurückging. In Summe über alle Technologien stieg die kontrahierte Leistung von 3.667 MW im Jahr 2015 auf 3.754 MW im Jahr 2016.

Die Entwicklung der Anzahl der Anlagen ist, wie in den vergangenen Jahren, durch PV getrieben. Dabei wurden im Jahr 2016 1.635 neue PV-Anlagen von der OeMAG unter Vertrag genommen (siehe Abbildung 8). Die Entwicklung der Anzahl der übrigen Technologien ist in Abbildung 9 dargestellt.

In Tabelle 2 werden nochmals die einzelnen Werte für 2016 hinsichtlich Ausbau, Leistung, Einspeisemengen und Vergütung zusammengefasst und dem Jahr 2015 gegenübergestellt.

DURCHSCHNITTLICHE EINSPEISETARIFE

In Abbildung 10 und Abbildung 11 sind der Verlauf der durchschnittlichen Einspeisetarife von 2003 bis 2016 dargestellt. Die durch-

⁶ Anmerkung: Es sei an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass jene Anlagen, die aus dem Fördersystem herausfallen, weiterhin Strom produzieren – dieser Strom kann nun selbst vermarktet werden. Grundsätzlich gibt es deswegen nicht weniger Ökostrom, nur wird dieser in der Darstellung des geförderten Ökostroms nicht explizit erfasst. Nähere Informationen dazu erfolgen im Abschnitt „Ökostromanlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG“.

Photovoltaik ■

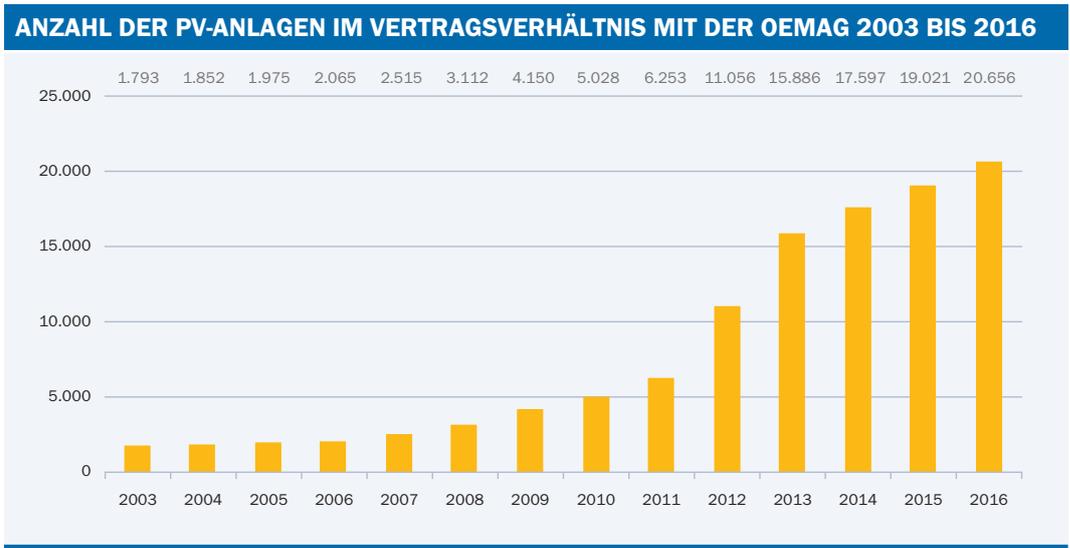


Abbildung 8
Anzahl der PV-Anlagen im Vertragsverhältnis⁷ mit der OeMAG 2003 bis 2016

Quelle: OeMAG, E-Control

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

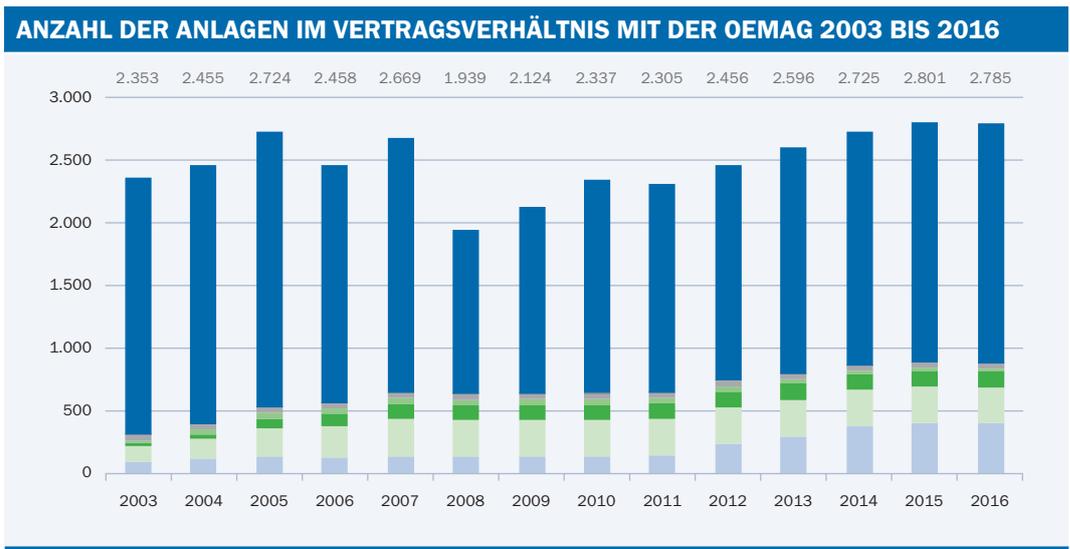


Abbildung 9
Anzahl der Anlagen (exkl. PV) im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2003 bis 2016

Quelle: OeMAG, E-Control

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

VERGLEICH DER WICHTIGSTEN KENNZAHLEN DER ANLAGEN IM VERTRAGSVERHÄLTNISS MIT DER OEMAG 2015 BIS 2016

Energieträger	Installierte Leistung in MW	Einspeisemenge in GWh	Anzahl Anlagen	Vergütung netto in Mio. €	Geförderter Ökostrom-Einspeiseanteil in % an der Gesamtabgabemenge	Durchschnittsvergütung in Cent/kWh
2016					1)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	428	1.772,2	1.909	86,2	3,0%	4,86
Sonstige Ökostromanlagen	3.326	7.997,9	21.532	924,3	13,7%	11,56
Windkraft	2.347	4.931,8	400	440,3	8,5%	8,93
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	311	1.981,6	128	262,7	3,4%	13,26
Biomasse gasförmig *)	83	564,5	287	97,7	1,0%	17,31
Biomasse flüssig	1	0,2	20	0,0	0,0003%	12,62
Photovoltaik	568	500,5	20.656	122,9	0,86%	24,56
Deponie- und Klärgas	15	19,2	39	0,7	0,03%	3,73
Geothermie	1	0,0	2	0,0	0,0000%	2,56
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.754	9.770,1	23.441	1.010,5	16,7%	10,34
2015					2)	
Kleinwasserkraft (unterstützt)	414	1.519,0	1.916	74,5	2,6%	4,78
Sonstige Ökostromanlagen	3.253	7.649,3	19.906	883,3	13,3%	11,55
Windkraft	2.349	4.591,8	399	404,5	8,0%	8,67
Biomasse fest inkl. Abfall mhbA	315	2.043,3	128	270,4	3,6%	13,38
Biomasse gasförmig *)	81	558,9	291	98,4	1,0%	17,53
Biomasse flüssig	3	0,1	26	0,0	0,0001%	13,21
Photovoltaik	489	436,6	19.021	109,3	0,76%	26,56
Deponie- und Klärgas	15	18,6	39	0,8	0,03%	4,58
Geothermie	1	0,1	2	0,0	0,0001%	3,48
Gesamt Kleinwasserkraft und Sonstige Ökostromanlagen	3.667	9.168,3	21.822	957,8	16,0%	10,45

Tabelle 2
Vergleich der wichtigsten Kennzahlen der Anlagen im Vertragsverhältnis mit der OeMAG 2015 bis 2016

*) inklusive Betriebskostenzuschläge

1) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 58.335 GWh für das Gesamtjahr 2016 (Stand 03/2017)

2) bezogen auf die Gesamtabgabemenge aus öffentlichen Netzen an Endverbraucher von 57.501 GWh für das Gesamtjahr 2015 (Stand 03/2017)

Quelle: OeMAG, E-Control – vorläufige Werte, Stand März 2017

schnittlichen Einspeisetarife errechnen sich aus dem Vergütungsvolumen pro Technologie geteilt durch die jeweils unterstützte Menge. Etwaige Zuschläge sind bei dieser Berechnung inkludiert⁸.

Die Entwicklung entspricht jener der vergangenen Jahre, wobei die Kurve im Bereich der Photovoltaik flacher geworden ist. Hier wird es zukünftig zu weiteren Reduktionen kommen – allein aufgrund von Bestandsanlagen, welche ab 2018 vermehrt aus dem Fördersystem fallen werden. Bei der Windkraft kam es, wie letztes Jahr bereits prognostiziert, erneut zu einem Anstieg. Auch im nächsten

Jahr könnte es erneut zu einem Anstieg kommen, da die Einspeisetarife jener Anlagen, die aus dem Fördersystem fallen, geringer waren als jene für Neuanlagen der vergangenen Jahre. Sprich: Eine neu zugebaute kWh bekommt einen höheren Einspeisetarif als jene, die sie ersetzt.

Bezüglich der rohstoffabhängigen Technologien wird erneut darauf verwiesen, dass hier aufgrund des sehr geringen Ausbaus bzw. einer Stagnation keine großen Schwankungen des durchschnittlichen Einspeisetarifs zu erwarten sind.

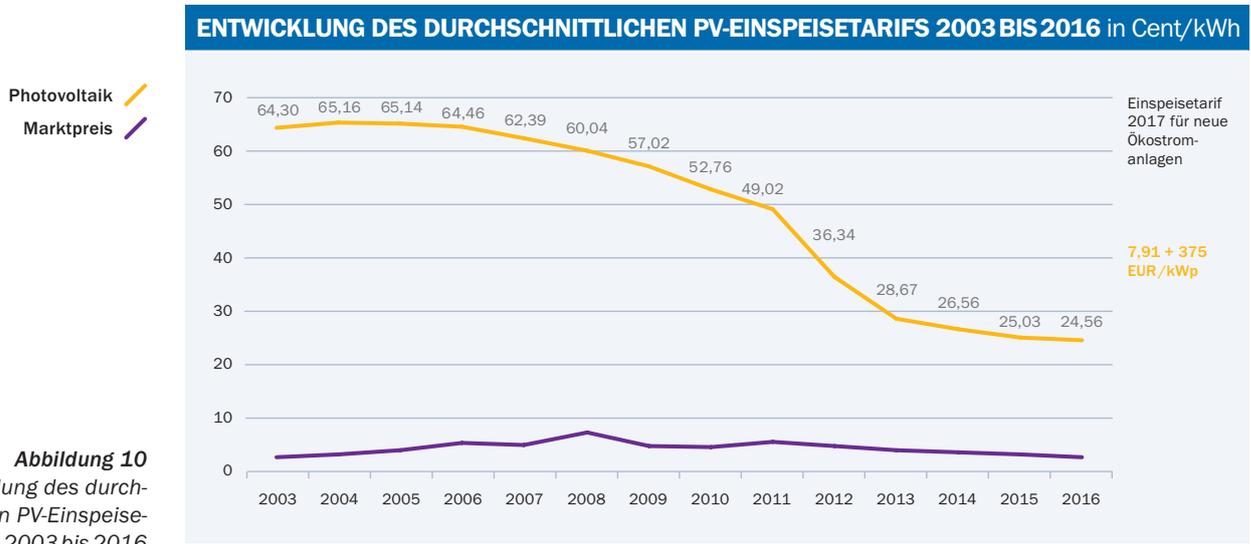
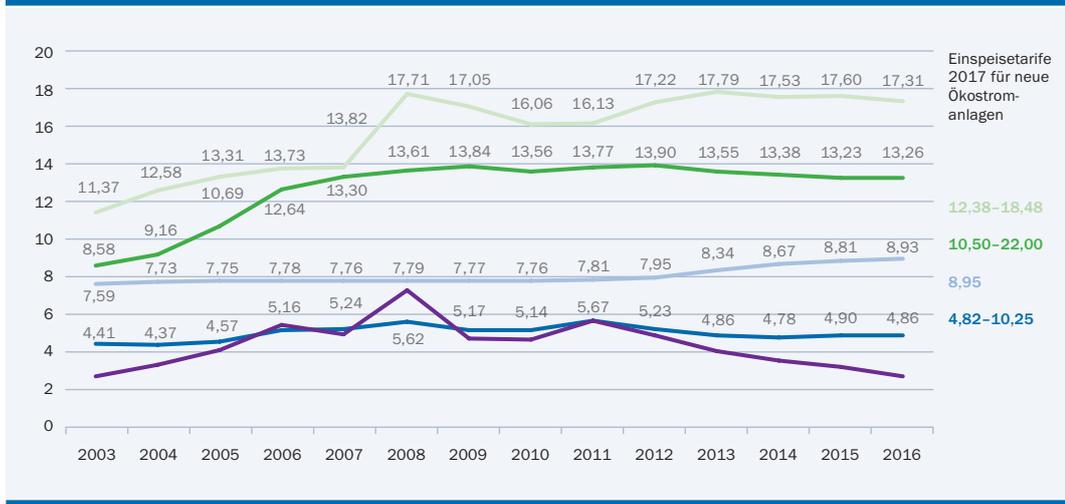


Abbildung 10
Entwicklung des durchschnittlichen PV-Einspeisetarifs 2003 bis 2016

Quelle: OeMAG, E-Control

⁸ Hierbei handelt es sich um die gesamte von der OeMAG abgenommene Menge. Somit ist auch jener Anteil, der zum Marktpreis vergütet wird, inkludiert.

ENTWICKLUNG DER DURCHSCHNITTLICHEN EINSPEISETARIFE 2003 BIS 2016 in Cent/kWh



- Biogas
- Biomasse fest
- Windkraft
- Kleinwasserkraft
- Marktpreis

Abbildung 11
 Entwicklung der durchschnittlichen Einspeisetarife (exkl. PV) 2003 bis 2016

Quelle: OeMAG, E-Control

CO₂-VERMEIDUNG DURCH GEFÖRDERTEN ÖKOSTROM

Ein Eckpunkt der Förderung von Strom aus Erneuerbaren ist die Vermeidung von CO₂. Die Vermeidung der CO₂-Emissionen ist ein wesentlicher Nutzen aus dem Ausbau des Ökostroms. Ähnlich wie in früheren Ökostromberichten wurden dazu erneut einige Berechnungen angestellt.

Ausgehend davon, dass bei der Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren kein CO₂ anfällt bzw. die Erzeugung beim Einsatz von biogenen Energieträgern CO₂-neutral ist, wurden 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 2016 von der OeMAG 9.770 GWh Strom abgenommen. Ausgehend von den oben angeführten Parametern konnten dadurch 4,3 Mio. t (verglichen mit Strom aus GuD-Anlagen) bis 10 Mio. t CO₂ (verglichen mit Strom aus Braunkohlekraftwerken) vermieden werden. Laut Klimaschutzbericht 2016 des Umweltbundesamtes betragen im Jahr 2014 die Treibhausgas-Emissionen Österreichs 76,3 Mio. t CO₂-Äquivalent. Die Messeinheit CO₂-Äquivalent berücksichtigt neben CO₂ als solchem

auch andere Treibhausgase wie z.B. Methan (CH₄). Legt man die Mengen des geförderten Ökostroms von 2016 auf das CO₂-Äquivalent von 2014 um, so ergeben diese eine CO₂-Reduktion von ungefähr 5 bis 12%.

Weiters wurde aber auch die Kostenseite betrachtet. Ausgehend von den durchschnittlichen Einspeisetarifen und einem durchschnittlichen Marktpreis von 2,7 Cent/kWh im Jahr 2016 wurden einzelne Technologien mit oben angeführten GuD-Anlagen und Braunkohleanlagen verglichen. Vom durchschnittlichen Einspeisetarif wurde der Marktpreis abgezogen, was wiederum in etwa dem Förderbedarf entspricht. In Abbildung 12 sind die sich daraus ergebenden Bandbreiten dargestellt. Vergleicht man jene Photovoltaik-Anlagen, welche einen Vertrag mit der OeMAG haben, mit

einem Braunkohlekraftwerk und bezieht man den Mehrwert rein auf die CO₂-Vermeidung, so würde diese 82 EUR/tCO₂ ausmachen. Verglichen mit der GuD-Anlage wären es 191 EUR/tCO₂. Die Intraday-Preise für EU Emission Allowances haben sich an der EEX im Jahr 2016 dabei zwischen 4 und knapp über 8 EUR/tCO₂ bewegt. Eine erfolgreiche Steuerungswirkung des ETS-Handel kann aufgrund einer derartigen Betrachtung nicht attestiert werden.

Die angeführte Betrachtung bezog sich ausschließlich auf den geförderten Ökostrom. Wenn man an dieser Stelle bereits auf den nächsten Abschnitt „Ökostrom generell“ vorgeht, dann ist zu sehen, dass im österreichischen System bereits weit mehr Ökostrom enthalten ist, als nur mittels ÖSG-Förderungen erfasst wird. Würde man diese Ökostrom-

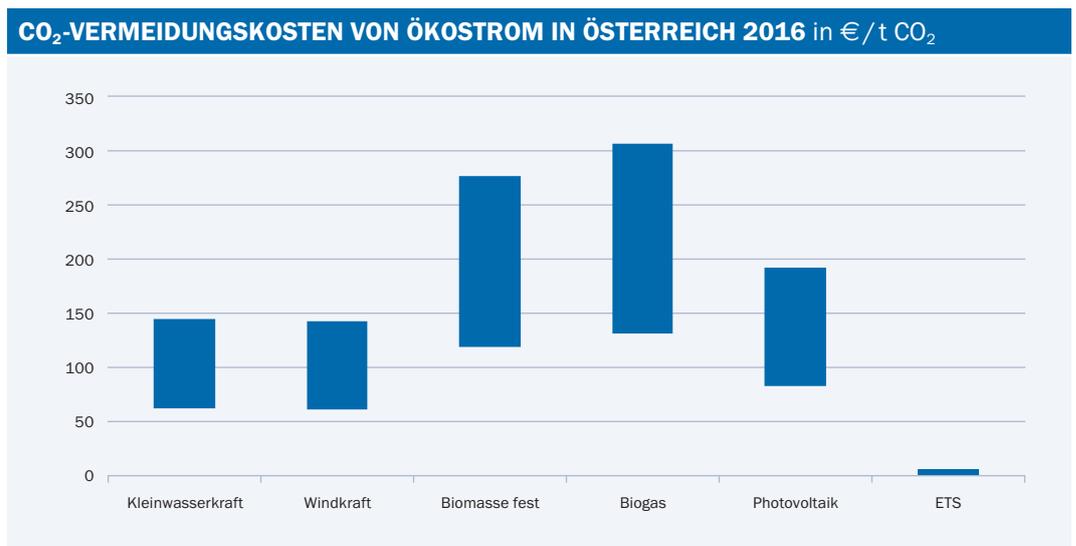


Abbildung 12
CO₂-Vermeidungskosten von Ökostrom in Österreich 2016

Quelle: E-Control

menge heranziehen und dieselbe Systematik zwecks Vergleich, wie beim geförderten Ökostrom, anwenden, dann ergäbe sich in Summe eine CO₂-Reduktion von ungefähr 7 bis 16% gegenüber Strom aus den definierten GuD-Anlagen bzw. Braunkohlekraftwerken.

EXKURS ÖKOSTROM GENERELL – MEHR ALS ÖSG 2012

An dieser Stelle wird eine Auswertung der verfügbaren Daten aus der HKN-Datenbank⁹ durchgeführt, um jene Ökostrommengen insgesamt abschätzen zu können, die über die geförderten Mengen der OeMAG hinausgehen. In Abbildung 13 ist die Leistung der Anlagen im Jahr 2016 und in Abbildung 14 der eingespeiste Strom gegenübergestellt. Der deutlichste Unterschied ist weiterhin bei der Kleinwasserkraft zu erkennen. Die OeMAG hatte laut Daten der HKN-Datenbank im Jahr 2016 428 MW (nach 414 MW 2015) Kleinwasserkraft unter Vertrag, wobei jedoch laut Datenbank aus 1.313 MW (nach 1.334 MW 2015) Strom geliefert wurde. Bei der Photovoltaik waren um 267 MW (239 MW 2015) und bei der Windkraft 383 MW (140 MW 2015) mehr Anlagen in der Datenbank registriert, als bei der OeMAG unter Vertrag waren.

Betrachtet man den abgenommenen Strom, so wurden laut Datenbank für die OeMAG 9.778 GWh Nachweise generiert. Insgesamt wurden 13.905 GWh Herkunftsnachweise durch derartige Ökostromanlagen generiert. Die für die OeMAG generierten Nachweise würden einem Anteil von 16,8% an der Abgabe an Endverbraucher entsprechen. Zieht man den Wert aus der HKN-Datenbank heran, so würde der gesamte Ökostrom sogar auf einen Anteil von 23,8% (nach 22,8% im Jahr 2015) kommen.

Wie in den letzten Jahren bereits vermerkt, wird erneut darauf hingewiesen, dass sich der Trend von immer mehr Anlagen, welche nicht von der OeMAG unterstützt werden, fortsetzen wird. Auch der Eigenverbrauch wird weiter steigen und scheint nicht in der HKN-Datenbank¹⁰ auf. Es ist bereits jetzt schwierig abzuschätzen, wie viel Strom österreichweit in PV-Anlagen erzeugt und nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird bzw. wie viele Anlagen nicht in der HKN-Datenbank gemeldet sind. Es wird weiterhin angeregt, eine gesetzliche Basis zu schaffen, wodurch sichergestellt ist, dass entsprechende Daten für alle Anlagen in Österreich verfügbar sind.

⁹ Sämtliche Stromlieferanten, die in Österreich Endkunden beliefern, sind gesetzlich dazu verpflichtet, die Primärenergieträgeranteile ihrer Stromerzeugung dem Endkunden zur Kenntnis zu bringen. Die österreichische Stromkennzeichnung basiert ausschließlich auf sogenannten Nachweisen. Die Energie-Control Austria ist die zuständige Stelle für die Überwachung der Ausstellung, Übertragung und Entwertung von Nachweisen und für die Überwachung der Richtigkeit der Stromkennzeichnung in Österreich.

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

¹⁰ Anmerkung: Nur für Strom, der in das öffentliche Netz eingespeist wird, werden HKN ausgestellt.

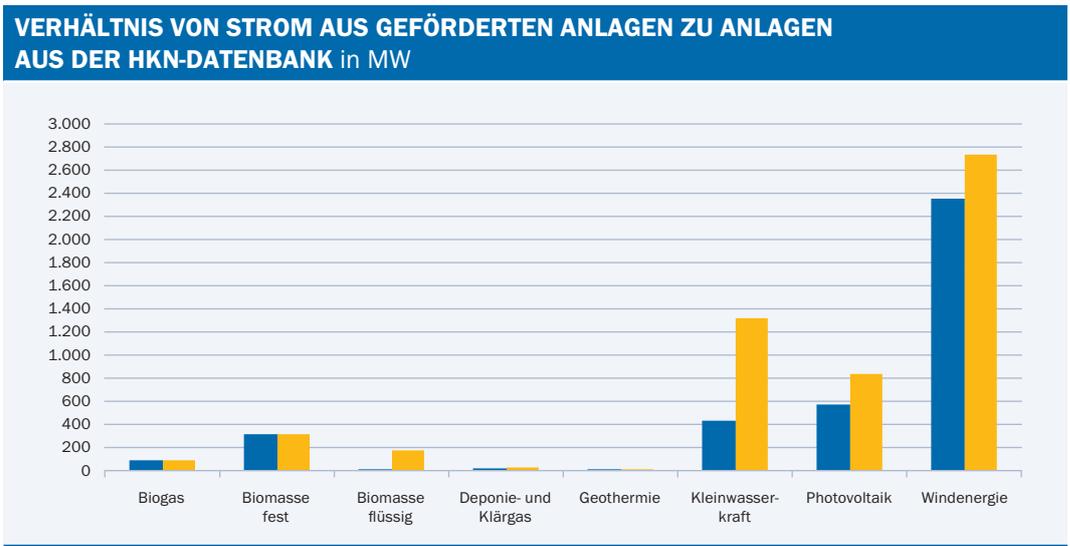


Abbildung 13
Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in MW

Quelle: E-Control

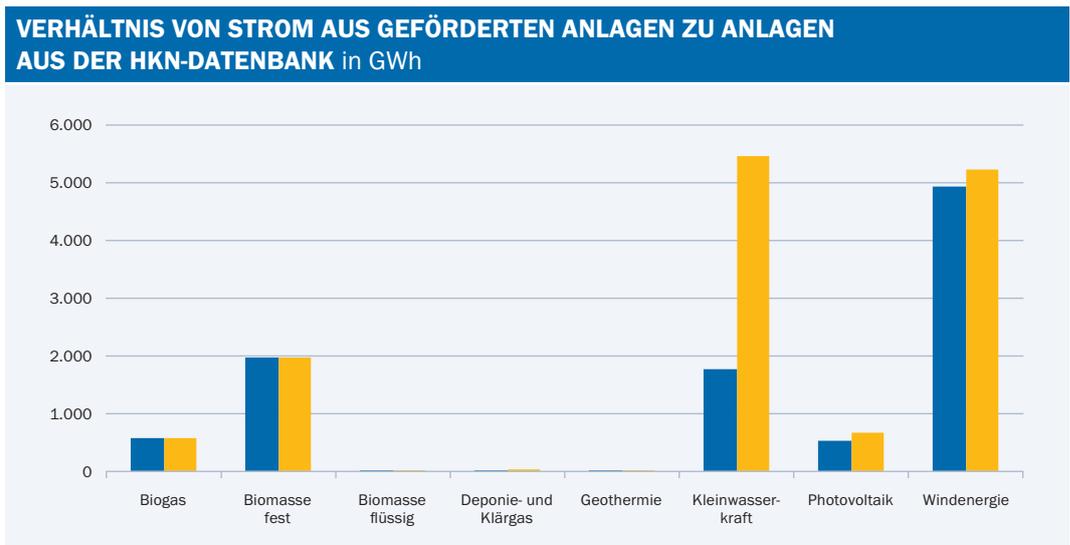


Abbildung 14
Verhältnis von Strom aus geförderten Anlagen zu Anlagen aus der HKN-Datenbank in GWh

Quelle: E-Control

Weiters wurde eine Auswertung nach den eingetragenen Förderungen der HKN-Datenbank gemacht. Diese ist in Abbildung 15 zu finden. Von der OeMAG abgenommener Strom wird generell als Produktionsförderung in die Datenbank gemeldet. Vor allem im Bereich der Kleinwasserkraft ist zu erkennen, dass die Angaben der Anlagenbetreiber hinsichtlich des Förderstatus lückenhaft sind.

Im Zuge dessen wurde auch nochmals die Zusammensetzung des von der OeMAG abgenommenen Stroms aus Kleinwasserkraft näher betrachtet. In Abbildung 16 wurde der Verlauf von 2007 bis 2016 dargestellt, wobei aufgrund der Datenbasis für die Jahre 2012 bis 2016 eine Aufspaltung nach der Förderart vorgenommen werden konnte. Im Jahr 2012

wurde 34% des abgenommenen Stroms aus Anlagen zum Marktpreis von dieser abgenommen. Ob diese Anlagen zum Zeitpunkt der Errichtung etwaige Landesförderungen erhalten haben, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht festgestellt werden. In Summe wurden im Jahr 2016 18% des Stroms der Kleinwasserkraftanlagen, welche mit der OeMAG einen Vertrag haben, zum Marktpreis laut § 41 Abs. 1 ÖSG 2012 vergütet. Der sinkende Marktpreis der vergangenen Jahre wirkt sich auf diesen Teil der Anlagen also direkt negativ aus. Es ist anzunehmen, dass auch jene Anlagen, die ihren Strom direkt vermarkten, negativ von der Marktpreisentwicklung betroffen sind.

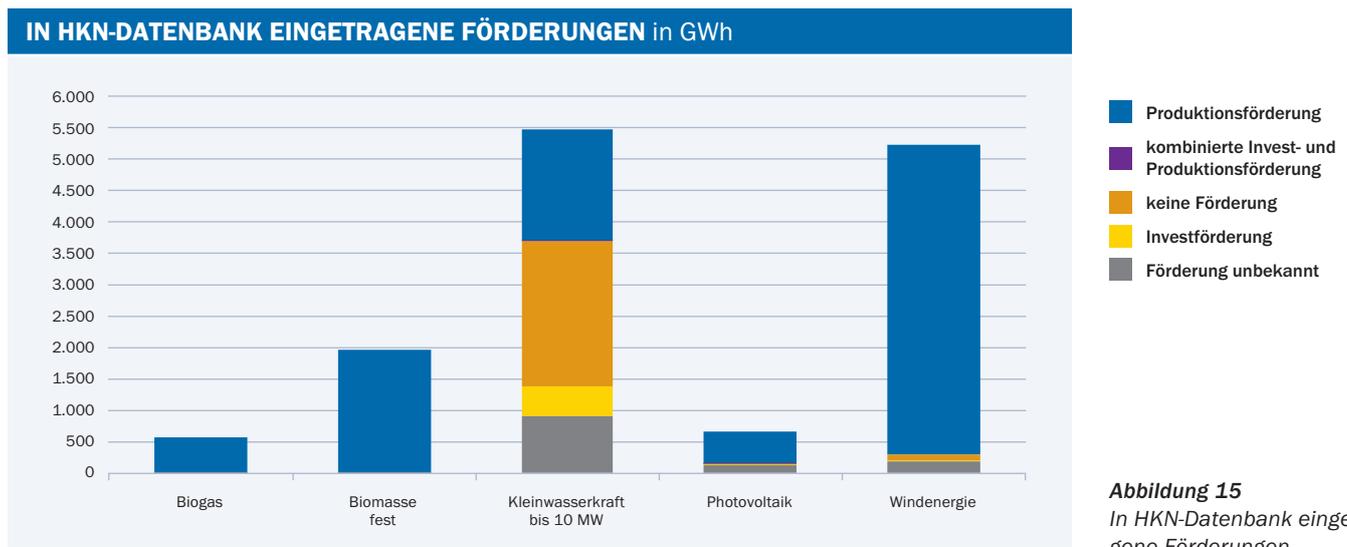


Abbildung 15
In HKN-Datenbank eingetragene Förderungen

Quelle: E-Control

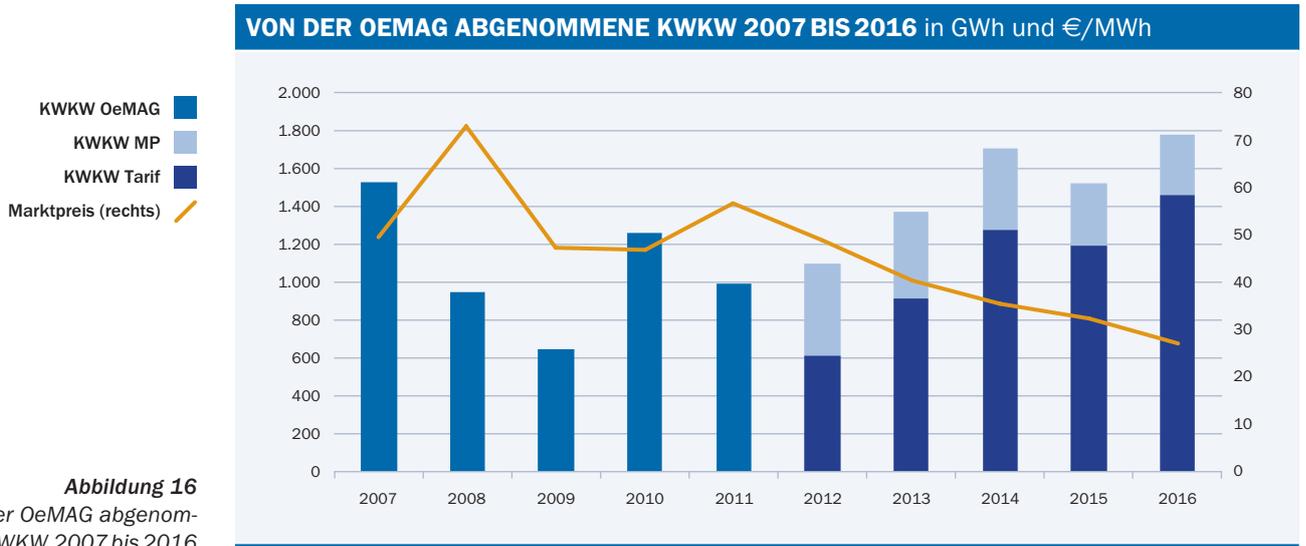


Abbildung 16
Von der OeMAG abgenommene KWKW 2007 bis 2016

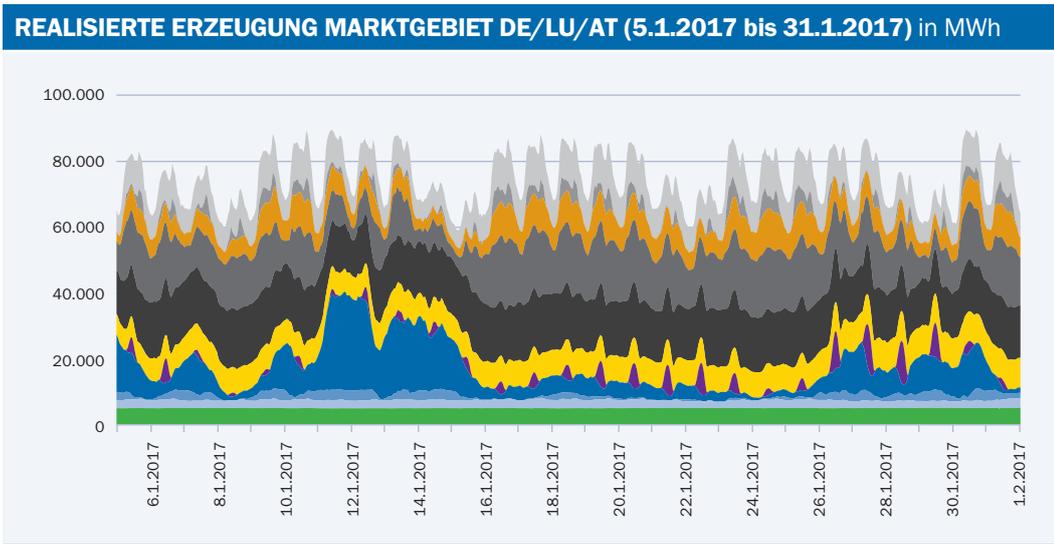
Quelle: OeMAG, E-Control

DUNKELFLAUTE

Im Jänner und Februar dieses Jahres ist der Begriff der Dunkelflaute wieder vermehrt in den Blickpunkt der Öffentlichkeit geraten. Dabei sorgte unter anderem ein Hochdruckgebiet für Windstille und Nebel. In der Studie von Energy Brainpool „Kalte Dunkelflaute. Robustheit des Stromsystems bei Extremwetter“ wurde die kalte Dunkelflaute thematisiert. Dabei handelt es sich um einen Tag, an dem aufgrund der Witterungsbedingungen weder Strom in Wind- noch in Photovoltaik-Anlagen produziert wird und aufgrund kalter Temperaturen ein besonders hoher Strombedarf besteht. Bei immer größeren Kapazitäten an fluktuierenden Erneuerbaren, welche konventionelle Anlagen

am Markt ersetzen sollen, stellt sich die Frage, wie die Nachfrage in einem derartigen Fall gedeckt werden kann. In besagter Studie soll dies mittels Gaskraftwerken, die mit Elektrolysegas aus erneuerbaren Energien und Biogas betrieben werden, bewerkstelligt werden.

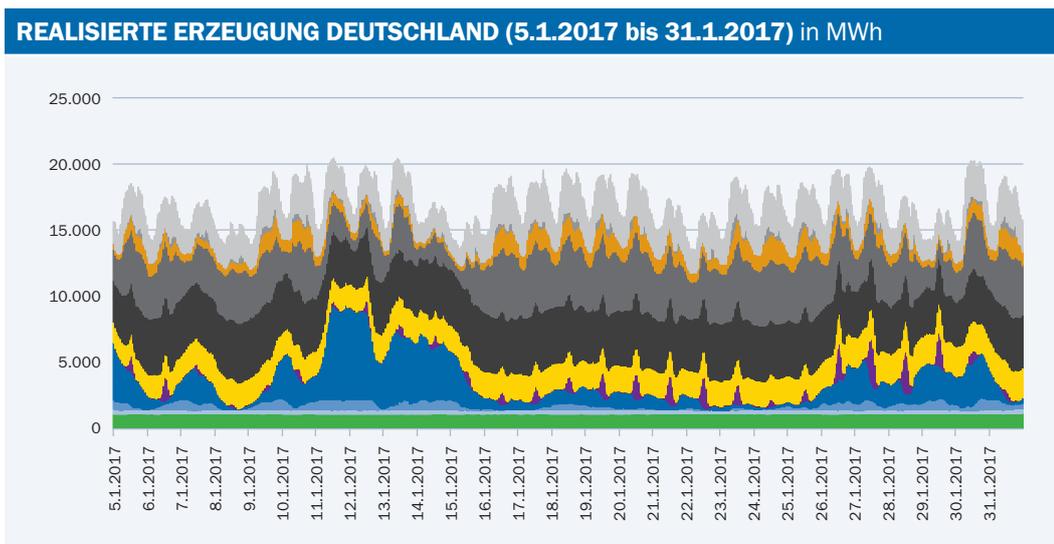
In den folgenden Abbildungen wurden unterschiedliche Betrachtungszeiträume gewählt. Grundsätzlich wurde eine 15min-Betrachtung bevorzugt, welche aus Sicht der E-Control für derartige Analysen gegenüber einer 1h-Betrachtung oder noch längeren Durchrechnungszeiträumen deutlich realitätsnäher ist. Generell gilt: Je länger der Durchrechnungszeitraum, desto verzerrter das Gesamtbild.



- Sonstige Konventionelle
- Pumpspeicher
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Sonstige Erneuerbare
- Photovoltaik
- Wind Onshore
- Wind Offshore
- Laufwasser
- Biomasse

Abbildung 17
Realisierte Erzeugung Marktgebiet DE/LU/AT Zeitraum 5.1.2017 bis 31.1.2017 (Auflösung 1h-Basis)

Quelle: Bundesnetzagentur, www.smard.de



- Sonstige Konventionelle
- Pumpspeicher
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Sonstige Erneuerbare
- Photovoltaik
- Wind Onshore
- Wind Offshore
- Wasserkraft
- Biomasse

Abbildung 18
Realisierte Erzeugung Deutschland 5.1.2017 bis 31.1.2017 (Auflösung 15min-Basis)

Quelle: Bundesnetzagentur, www.smard.de

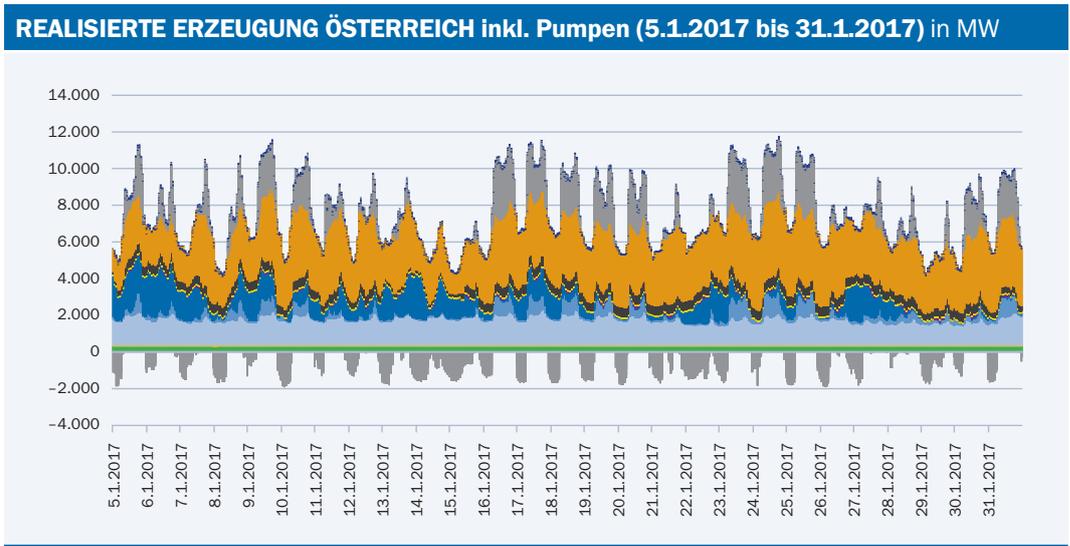


Abbildung 19
Realisierte Erzeugung Österreich (inkl. Pumpen) 5.1.2017 bis 31.1.2017 (Auflösung 15min-Basis)

Quelle: APG

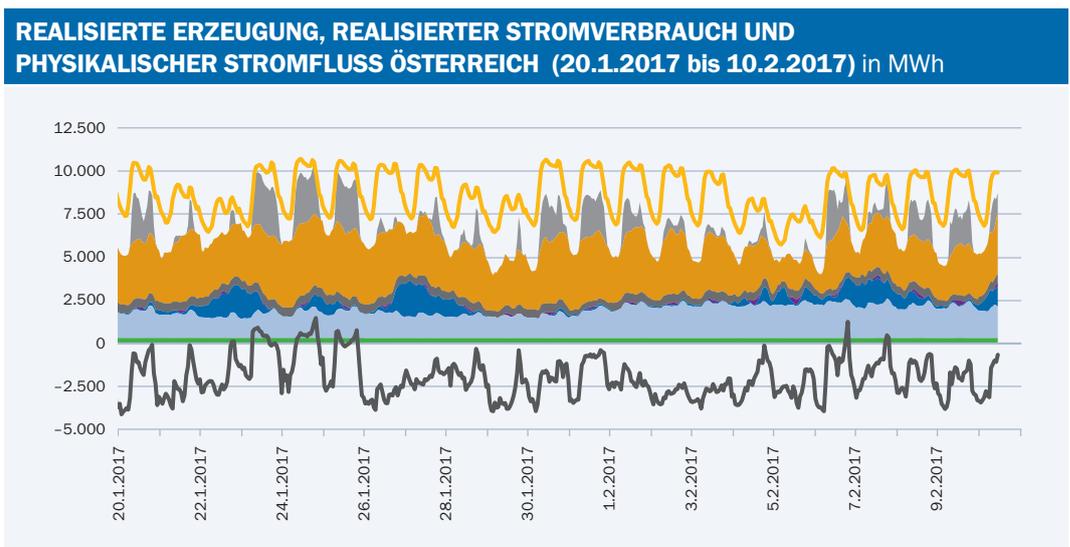
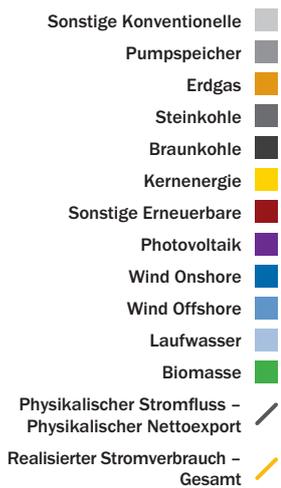


Abbildung 20
Realisierte Erzeugung, realisierter Stromverbrauch und physikalischer Stromfluss Österreich 20.1.2017 bis 10.2.2017 (Auflösung 1h-Basis)

Quelle: Bundesnetzagentur, www.smar.de

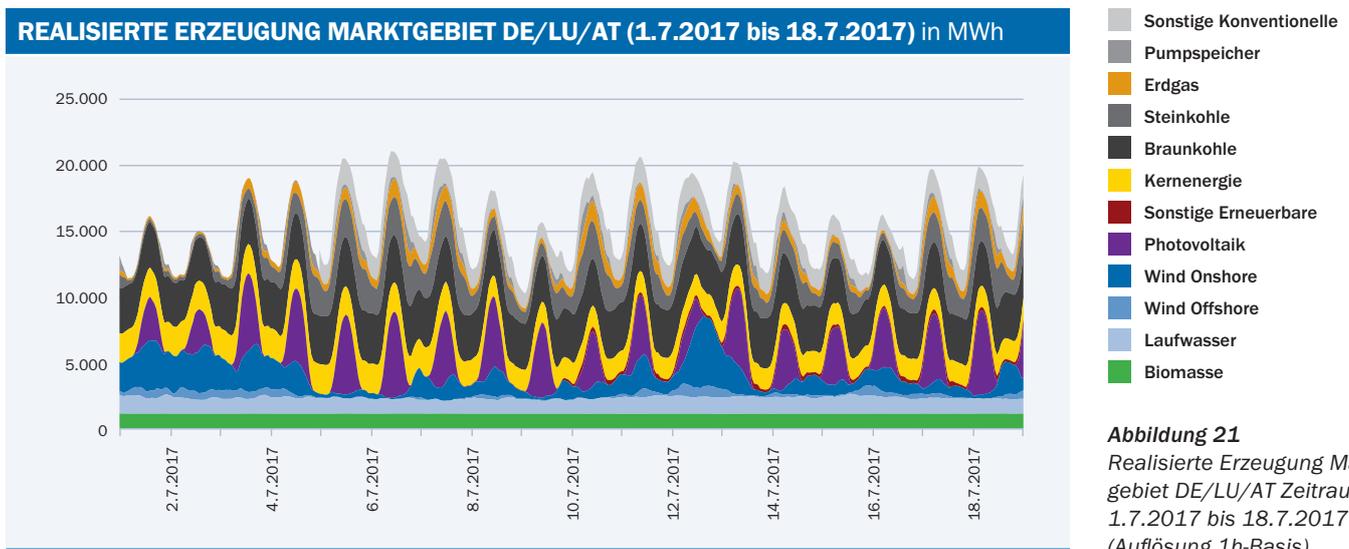


Abbildung 21
Realisierte Erzeugung Marktgebiet DE/LU/AT Zeitraum 1.7.2017 bis 18.7.2017 (Auflösung 1h-Basis)

Quelle: Bundesnetzagentur, www.smard.de

In Abbildung 17 ist die realisierte Erzeugung für das Marktgebiet Deutschland, Luxemburg und Österreich für den Zeitraum von 5. Jänner bis 31. Jänner 2017 dargestellt.

In Abbildung 18 und 19 ist die realisierte Erzeugung für Deutschland und Österreich für den Zeitraum 5. Jänner bis 31. Jänner 2017 dargestellt. In Deutschland ist der Abruf von konventionellen Kraftwerkskapazitäten vor allem im Zeitraum 16. bis 26. Jänner deutlich sichtbar. Sehr dominant sind hierbei Braun- und Steinkohle. In Österreich dominiert im Vergleichszeitraum die Erzeugung aus Gaskraftwerken, wobei Spitzen durch Pumpspeicher abgedeckt wurden. Zukünftig stellt sich die Frage, wie in

derartigen Perioden bei zusätzlich fluktuierenden Erzeugungskapazitäten von Erneuerbaren die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann, da vor allem für Österreich Pumpspeicher hier an ihre Grenzen stoßen. Diese dienen nicht dazu, einen zeitlich längere Nichtverfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten zu decken. Dafür sind weiterhin brennstoffbasierte Erzeugungskapazitäten notwendig.

In Abbildung 20 sind für den Zeitraum 20.1. bis 10.2.2017 die realisierte Erzeugung nach Technologien, der realisierte Stromverbrauch (rote Linie) und der physikalische Stromverbrauch für Österreich dargestellt. Über den längeren Zeitraum gesehen wird der Verbrauch

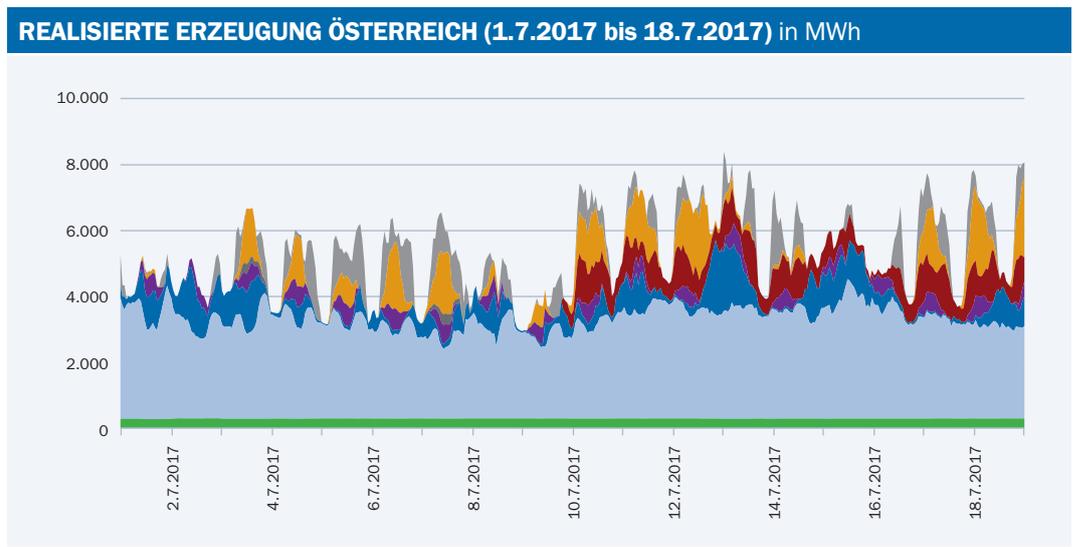


Abbildung 22
Realisierte Erzeugung
Österreich Zeitraum
1.7.2017 bis 18.7.2017
(Auflösung 1h-Basis)

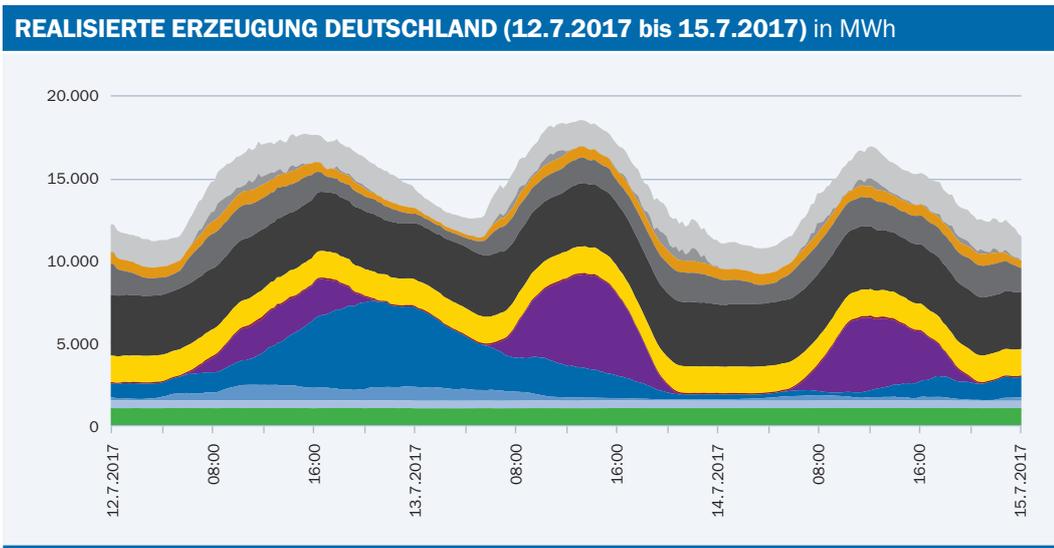
Quelle: Bundesnetzagentur, www.smard.de

zum Großteil durch die realisierte Erzeugung im Erdgasbereich und Importe gedeckt. Teilweise werden Spitzen durch Pumpspeicher gedeckt, wobei diese in der Regel für kurzfristige Schwankungen genutzt werden. Ein zusätzlicher Verbrauchsanstieg für diesen Betrachtungszeitraum müsste wohl durch weitere brennstoffbasierte Anlagen, zusätzliche Importe oder Langzeitspeicher, in der Regel also nicht Pumpspeicher, gedeckt werden.

Im Gegensatz dazu wird in Abbildung 21 der Zeitraum vom 1. Juli bis zum 18. Juli 2017 dargestellt. Hier ist nun die Erzeugung aus Photovoltaik und Windkraftanlagen deutlich sichtbar.

In Abbildung 22 wurde derselbe Zeitraum für Österreich dargestellt. Deutlich zu sehen ist, dass die Erzeugung von der Laufwasserkraft dominiert wird. Die Windkraft stellt teils einen signifikanten Anteil dar. Im Gegensatz zu Deutschland machen sich die sonstigen Erneuerbaren vor allem ab 10. Juli in Österreich bemerkbar, z.B. 1.993 GWh am 18. Juli von 19:00 bis 20:00 Uhr.

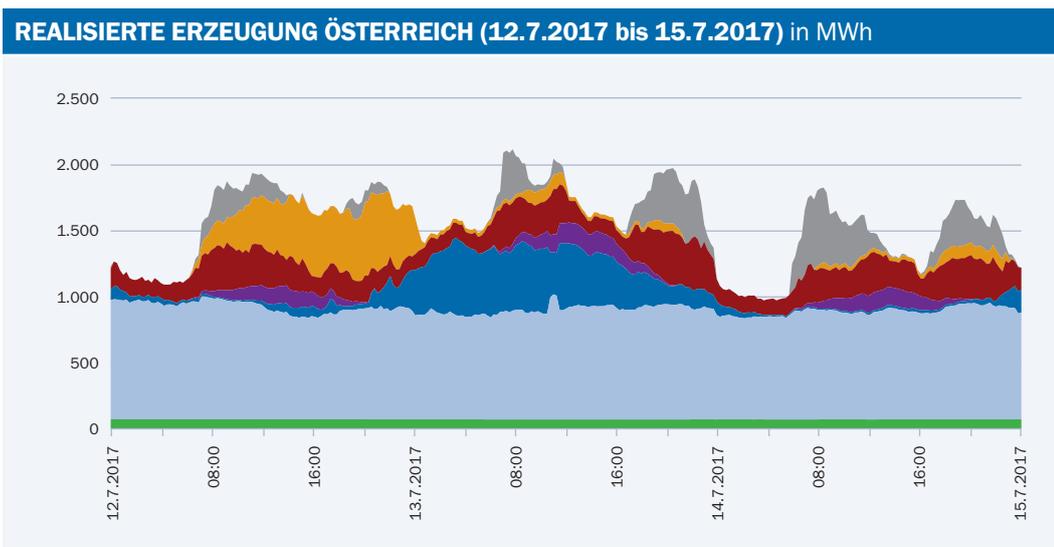
Der Zeitraum von 12. bis 15. Juli wurde in Abbildung 23 und Abbildung 24 nochmals detaillierter dargestellt. Für Deutschland ist zu sehen, dass am 12. und 13. ein großer Teil der Erzeugung durch Wind und Photovoltaik abgedeckt werden konnte. Für Österreich ist



- Sonstige Konventionelle
- Pumpspeicher
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Sonstige Erneuerbare
- Photovoltaik
- Wind Onshore
- Wind Offshore
- Laufwasser
- Biomasse

Abbildung 23
Realisierte Erzeugung Deutschland 12.7.2017 bis 15.7.2017 (Auflösung 15min-Basis)

Quelle: Bundesnetzagentur, www.smard.de



- Sonstige Konventionelle
- Pumpspeicher
- Erdgas
- Steinkohle
- Braunkohle
- Kernenergie
- Sonstige Erneuerbare
- Photovoltaik
- Wind Onshore
- Wind Offshore
- Laufwasser
- Biomasse

Abbildung 24
Realisierte Erzeugung Österreich 12.7.2017 bis 15.7.2017 (Auflösung 15min-Basis)

Quelle: Bundesnetzagentur, www.smard.de

wiederum zu erkennen, dass die Erzeugung mehrmals (bezogen auf 15min-Werte) ausschließlich basierend auf erneuerbaren Quellen gedeckt werden konnte.

Zukünftig stellt sich die Frage, wie vor allem in jenen Zeiten, welche vom Begriff der kalten Dunkelflaute abgedeckt werden, entsprechende Erzeugungskapazitäten vorhanden sind. Betrachtet man den österreichischen Markt, so spielen im Augenblick Gaskraftwerke bzw. Pumpspeicher eine entscheidende Rolle. Diese dienen auch in der übrigen Jahreszeit als Ausgleich.

Wichtig bei einer derartigen Betrachtung sind der Zeitraum und die Auflösung. Oftmals wird auf eine jährliche Durchrechnung zurückgegriffen oder nur ein ganz bestimmter Zeitraum unter einer bestimmten Auflösung herausgenommen, je nachdem welches Argument untermauert werden soll. Für Österreich kommt hierbei oftmals das Argument, dass eine Region oder ein Bundesland seinen Verbrauch komplett durch Erneuerbare deckt. In der Regel wird hierbei jedoch eine jährliche

Durchrechnung angewendet. Vergleicht man dabei Sommer- mit Wintermonaten, so ergibt sich jeweils ein völlig anderes Bild.

Grundsätzlich gilt für die angeführten Beispiele, dass der Erzeugung kein Verbrauch gegenübergestellt wurde. Vor allem bei einer isolierten Betrachtung, wie im vorigen Absatz, kommt dieser erschwerend hinzu. Österreich hatte im Jahr 2016 laut Brutto-Bilanz 26.343 GWh physikalische Importe und 19.188 GWh physikalische Exporte. Dahingehend ist es jedoch unzulässig anzunehmen, dass exportierter österreichischer Strom generell aus erneuerbaren Quellen stammt bzw. dass dies bei importiertem Strom nicht der Fall ist.

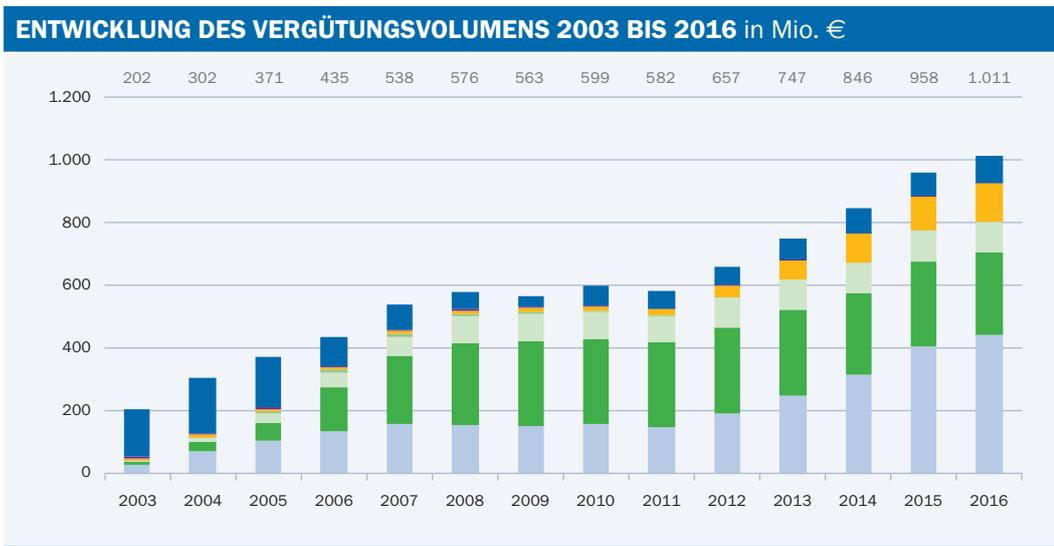
Aus Sicht der E-Control sollte die Nutzung von Ökostrom sinnvollerweise nicht regional oder gar lokal betrachtet werden, sondern definitiv auf europäischer Ebene. Ein europäischer Ansatz¹¹ und die Nutzung regionaler und saisonaler Standortvergleiche würden zu einem effektiveren und effizienteren Einsatz der Erneuerbaren führen.

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 verfünffacht und es wird weiterhin mit

¹¹ Dieser Sachverhalt wurde gerade erst wieder durch eine gemeinsame Studie der ETH Zürich und des Imperial College London belegt. Neben dem strategischen Ausbau der Winderzeugungsanlagen muss man jedoch auch von einem europaweit koordinierten Ausbau der Übertragungsnetze ausgehen. Christian M. Grams, Remo Beerli, Stefan Pfenninger, Iain Staffell, Heini Wernli. Balancing Europe's wind-power output through spatial deployment informed by weather regimes. Nature Climate Change, 2017.



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

Abbildung 25
Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2016

Quelle: OeMAG, E-Control

einem Anstieg bis 2017 (Abbildung 33 stellt eine Prognose dazu dar) gerechnet. Nachdem es aufgrund des Wartelistenabbaus im Bereich der Photovoltaik und der Windkraft und des Aufstockens des zusätzlichen jährlichen Unterstützungsvolumens im Jahr 2012 zu einem Sprung auf 657 Mio. EUR kam, hat sich dieser Trend in den letzten Jahren fort-

gesetzt. Nach 747 Mio. EUR 2013 stieg das Vergütungsvolumen 2014 um 99 Mio. EUR auf 846 Mio. EUR und erreichte 2015 nach einem Anstieg um 112 Mio. EUR. Im Jahr 2016 war es etwas über 1 Mrd. EUR, wobei der Anstieg um 53 Mio. EUR deutlich geringer als in den Jahren davor ausfiel (siehe Abbildung 25).

Das Unterstützungsvolumen

In Abbildung 26 wird zur Erinnerung der Zusammenhang zwischen Unterstützungsvolumen und Vergütungsvolumen dargestellt. Das Unterstützungsvolumen zuzüglich des Marktwertes und abzüglich der Aufwendungen für

Ausgleichsenergie, administrativer und finanzieller Aufwendungen und Aufwendungen für Technologiefördermittel entspricht dabei dem Vergütungsvolumen.

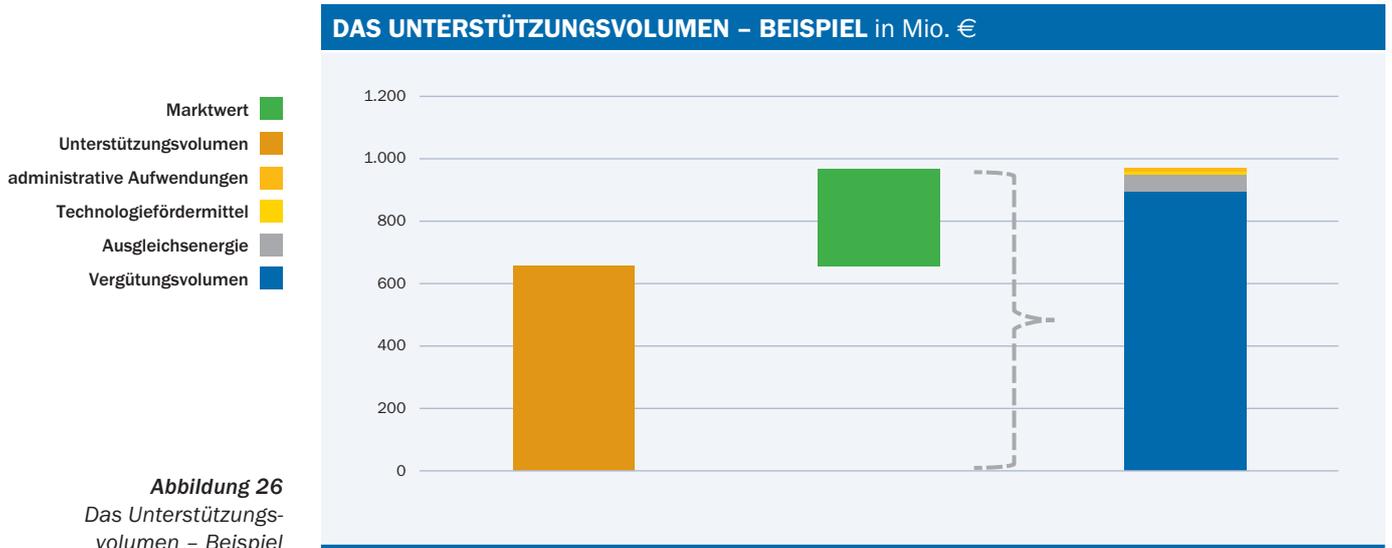


Abbildung 26
Das Unterstützungsvolumen – Beispiel

Quelle: E-Control

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 2011 kam es jedoch, mit wenigen Ausnahmen, in jedem Quartal zu einem Rückgang des Marktpreises, welcher in dieser Form seinen niedrigsten Wert mit 23,43 EUR/MWh im 1. Quartal 2016 hatte (siehe Abbildung 27). Danach kam es zu einem leichten Anstieg, wobei der Marktpreis laut § 41 (1) ÖSG 2012 für 2016 weiterhin in jedem Quartal unter 30 EUR/MWh lag. Selbst wenn die vergütete Menge unverändert geblieben wäre, so hätte sich daraus ein Anstieg des aufzubringen-

den Unterstützungsvolumens ergeben. Dies sollte bei einer Betrachtung der Entwicklung des Unterstützungsvolumens auf jeden Fall berücksichtigt werden, da der Marktpreis insofern als exogene Größe betrachtet werden kann, als dass Änderungen im österreichischen Fördersystem oder Strommarkt geringen bis keine Auswirkung auf die Entwicklung von diesem haben.

Die Entwicklung des Unterstützungsvolumens und dessen Zusammensetzung seit dem Jahr 2003 ist in Tabelle 3 dargestellt. Dabei handelt es sich um Berechnungen der E-Control.

ENTWICKLUNG DES MARKTPREISES LAUT § 41 (1) ÖSG 2012 in €/MWh



Abbildung 27
Entwicklung des Marktpreises laut § 41 (1) ÖSG 2012

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DES UNTERSTÜTZUNGSVOLUMENS 2003 BIS 2016 SOWIE PROGNOSE FÜR 2017 in Mio. €

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
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	3,00
Windkraft	24	50	75	71	74	42	49	78	56	83	154	248	333	367	354
Biomasse fest	16	26	43	87	156	142	160	184	171	179	196	195	209	212	217
Biogas	17	18	25	32	51	61	60	63	58	68	65	77	81	83	85
Biomasse flüssig	1	2	3	5	10	4	3	3	1	0	1	0	0	0	0
Photovoltaik	8	8	8	8	8	9	11	13	17	32	67	82	96	110	113
Anderer unterstützter Ökostrom	3	3	2	1	3	1	1	2	1	0	1	0	0	0	0
Summe „Sonstiger“ Ökostrom	70	108	155	205	303	259	284	343	304	362	485	602	720	773	768
Kleinwasserkraft (OeMAG)	69	77	67	-7	12	-7	-4	7	4	1	16	30	35	47	45
Summe unterstützter Ökostrom	139	184	223	198	315	252	280	350	308	363	501	631	755	820	813

Tabelle 3

Entwicklung des Unterstützungsvolumens 2003 bis 2016 sowie Prognose für 2017

Quelle: OeMAG/Öko-BGVs, E-Control

Seit dem Jahr 2011 kam es stets zu einer Steigerung des Unterstützungsvolumens. Dafür gibt es, wie bereits angeführt, zwei Gründe. Zum einen machen sich Mittel für den Wartelistenabbau und die Aufstockung des zusätzlichen Unterstützungsvolumens deutlich bemerkbar und zum anderen der gesunkene Marktpreis. 2011 stellt eine Ausnahme dar, da es in diesem Jahr zu einem deutlichen Anstieg des Marktpreises kam, kombiniert mit einem Rückgang der abgenommenen Mengen. Zwischen 2012 und 2016 stieg das Unterstützungsvolumen um 126%.

Der Verfall des Marktpreises (von 5,21 Cent/kWh auf 2,86 Cent/kWh) trägt dabei in Summe 301 Mio. EUR zur Steigerung bei. Die letzte Prognose für 2017 lässt abhängig von der Marktpreientwicklung einen Rückgang des Unterstützungsvolumens erwarten. Bei Berechnungen mit einem Marktpreis von 3 Cent/kWh ergibt sich ein prognostiziertes Unterstützungsvolumen von 818 Mio. EUR. Bleibt der durchschnittliche Marktpreis für 2017 auf jenem Niveau von 2016, so würde es zu einer Steigerung auf 827 Mio. EUR kommen.

Investitionszuschüsse der OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG KLEINWASSERKRAFT SEIT 2003							
Status per 30.6.2017	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	365	276.555	1.140,08	4.122	176,09	83,87	33,43
abgewiesen/zurückgezogen	56	24.769	89,96			0,00	0,00
genehmigt	94	113.535	530,43		85,26	0,00	33,43
genehmigt – endabgerechnet	197	117.533	421,69		90,83	83,87	0,00
in Begutachtung	18	20.718	98,00			0,00	0,00
Revitalisierung	128	52.706	130,15	2.469	8,43	6,16	0,00
abgewiesen/zurückgezogen	49	26.977	67,32			0,00	0,00
genehmigt	22	6.247	13,71		1,93	0,00	0,00
genehmigt – endabgerechnet	49	14.963	42,26		6,50	6,16	0,00
in Begutachtung	8	4.519	6,85			0,00	0,00
Gesamt	493	329.261	1.270,23		184,52	90,02	33,43
bereits genehmigt	362	252.278	1.008,09		184,52	90,02	33,43
Betragskürzungen/Endabrechnung	246				-7,30		
Fördermittelzusicherung netto					177,22		

¹² Nur die tatsächlich umweltrelevanten Investitionskosten werden entsprechend der Endabrechnung gefördert.

Tabelle 4
Investitionsförderung Kleinwasserkraft seit 2003

Quelle: OeMAG

Das Ökostromgesetz sieht neben der Produktionsförderung mit Einspeisetarifen auch Investitionszuschüsse als Fördermechanismus vor. Diese Investitionszuschüsse gelten für kleine und mittlere Wasserkraftanlagen sowie Anlagen auf Basis von Ablauge. 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 30.06.2017 für 291 neu errichtete Kleinwasserkraftanlagen Investitionszuschüsse in Höhe von 176,09 Mio. EUR und für 71 revitalisierte Anlagen im Ausmaß von 8,43 Mio. EUR gewährt wurden. Im Zuge der Endabrechnung von insgesamt 246 Anlagen kam es zu Betragskürzungen¹² in einer Summe von 7,3 Mio. EUR. Weitere 18 Anträge für Neuanlagen und 8 Anträge für revitalisierte Anlagen lagen zu diesem Zeitpunkt dem Beirat zur Begutachtung vor (siehe auch Tabelle 4).

¹² Nur die tatsächlich umweltrelevanten Investitionskosten werden entsprechend der Endabrechnung gefördert.

INVESTITIONSFÖRDERUNG MITTLERE WASSERKRAFT							
Status per 30.6.2017	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	10	153.401	690,97	4.504	47,82	22,33	7,11
abgewiesen/zurückgezogen	0	0	0,00		0	0,00	0,00
genehmigt	5	69.701	356,71		25,16	0,00	7,11
genehmigt – endabgerechnet	4	66.260	285,55		22,66	22,33	0,00
in Begutachtung	1	17.440	48,71		0	0,00	0,00
Revitalisierung	3	41.977	61,47	1.464	1,94	0,00	0,00
abgewiesen/zurückgezogen	0	0	0,00		0	0,00	0,00
genehmigt	2	29.477	49,18		1,94	0,00	0,00
genehmigt – endabgerechnet	0	0	0,00		0,00	0,00	0,00
in Begutachtung	1	12.500	12,29		0	0,00	0,00
Gesamt	13	195.378	752,45		49,75	22,33	7,11
bereits genehmigt	11	165.438	691,44		49,75	22,33	7,11
Betragskürzungen/Endabrechnung	4				-0,33		
Fördermittelzusicherung netto					49,42		

Tabelle 5
Investitionsförderung Mittlere Wasserkraft

Quelle: OeMAG

FÖRDEREFFEKTE INVESTITIONSZUSCHÜSSE WASSERKRAFT										
EPL (MW) – Zuwachs	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Kleinwasserkraft (genehmigt EA)	3	24	43	73	89	106	127	128	128	128
Kleinwasserkraft (genehmigt)	0	1	1	11	18	36	45	80	92	99
Kleinwasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
Kleinwasserkraft (Forecast)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Zuwachs Kleinwasserkraft	3	24	44	83	106	142	171	208	220	229
Mittlere Wasserkraft (genehmigt EA)	0	16	16	35	55	55	55	55	55	55
Mittlere Wasserkraft (genehmigt)	0	0	0	0	0	14	27	43	45	45
Mittlere Wasserkraft (in Begutachtung)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mittlere Wasserkraft (Forecast)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Summe Zuwachs Mittlere Wasserkraft	0	16	16	35	55	68	82	98	100	100
Summe Zuwachs Investitionszuschüsse (MW)	3	40	60	119	161	210	253	305	320	329

Tabelle 6
Fördereffekt Investitionszuschüsse Wasserkraft

Quelle: OeMAG

INVESTITIONSFÖRDERUNG KRAFT-WÄRMEKOPPLUNG							
Status per 30.6.2017	Anträge	Geplante EPL in kW	Geplante Kosten in Mio. €	€/kW	Genehmigte maximale Fördersumme in Mio. €	AUSBEZAHLT final endabgerechnet in Mio. €	AUSBEZAHLT Akonto in Mio. €
Fernwärme	9	1.400.572	1.238,60	884	35,25	33,52	0,00
abgewiesen/zurückgezogen	1	2.200	1,35		0	0,00	0,00
genehmigt	1	14.100	147,00		1,41	0,00	0,00
genehmigt – endabgerechnet	7	1.384.272	1.090,25		33,84	33,52	0,00
in Begutachtung	0	0	0,00		0	0,00	0,00
Prozesswärme	11	163.826	186,27	1.137	13,14	4,00	2,94
abgewiesen/zurückgezogen	3	38.442	26,89		0	0,00	0,00
genehmigt	2	73.000	108,18		8,85	0,00	2,94
genehmigt – endabgerechnet	2	46.755	48,07		4,29	4,00	0,00
in Begutachtung	4	5.629	3,13		0	0,00	0,00
Gesamt	20	1.564.398	1.424,86		48,39	37,52	2,94
bereits genehmigt	12	1.518.127	1.393,49		48,39	37,52	2,94
Betragskürzungen/Endabrechnung	9				-0,61		
Fördermittelzusicherung netto					47,78		

Tabelle 7
Investitionsförderung Kraft-Wärmekopplung

Quelle: OeMAG

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

Bei der Mittleren Wasserkraft wurde mit Stand 30.06.2017 für den Neubau von 10 Mittleren Wasserkraftanlagen 47,8 Mio. EUR an Investitionszuschüssen genehmigt, bei den Revitalisierungen wurden für 3 Anlagen 1,94 Mio. EUR gewährt (siehe Tabelle 3). Final endabgerechnet wurden inzwischen 4 Anlagen, damit wurde die Fördermittelzusicherung um einen Betrag von 0,33 Mio. EUR korrigiert.

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 2017 im Bereich der Kleinwasserkraft ein durchschnittlicher Zuwachs von 23 MW ergeben und für die mittlere Wasserkraft von 10 MW.

Kosten der OeMAG

Nachdem das Fördersystem weitere Komponenten abseits von Ökostrompauschale und Ökostromförderbeitrag umfasst, sollen diese kurz anhand der Jahresabschlüsse der OeMAG beleuchtet werden. Nachdem es im Jahr 2012 zu einer Systemumstellung aufgrund des ÖSG 2012 kam, wurden ausschließlich die Jahresabschlüsse der Jahre 2013 bis 2016 herangezogen.

In diesem Zeitraum stiegen die Umsatzerlöse der OeMAG kontinuierlich von 803 Mio. EUR auf 1.289 Mio. EUR. Die Haupteinnahmequelle stellt hierbei der Ökostromförderbeitrag dar, der in diesem Zeitraum von 413 Mio. EUR auf 661 Mio. anstieg. Seit der Anhebung¹³ der Ökostrompauschale im Jahr 2015 bildet diese den zweitgrößten Erlösblock mit 321 Mio. EUR 2016. Die Erlöse aus der Zuweisung des abgenommenen Ökostroms ha-

ben sich nur geringfügig verändert und sind dabei von 269 Mio. EUR auf 285 Mio. EUR gestiegen.

Demgegenüber stehen Aufwendungen wie z.B. jene für die Ökostromeinspeisung. Aufgrund der zusätzlichen Mengen kam es hier zu einem Anstieg auf 1.028 Mio. EUR nach 757 Mio. EUR im Jahr 2013. Im Bereich der Ausgleichsenergie kam es nach 40 Mio. EUR im Jahr 2013 zu einem Anstieg auf 72 Mio. EUR, wobei es im Jahr 2015 mit 85 Mio. EUR den bisherigen Höchstwert gab.

Wichtig für etwaige Vergleiche ist der Posten „Veränderung Mehrertrags- und Mehrkostenausgleich für systembedingte Über- und Unterdeckungen aus Vorjahren i.S.d. § 42 Abs. 2 ÖSG 2012“. Bei der Festlegung des Ökostromförderbeitrags werden etwaige Differenzbeträ-

¹³ Das ÖSG 2012 sieht vor, dass die Ökostrompauschale alle drei Jahre anzupassen ist.

ge mitberücksichtigt. Kam es im Vorjahr z.B. zu einer Unterdeckung – sprich: es kam zu einer Prognoseabweichung und die vereinnahmten Mittel waren zu gering –, so wird dieser Fehlbetrag für die nächste Festlegung des Ökostromförderbeitrags mitberücksichtigt.

Für den Rückgang des Ökostromförderbeitrags für 2017 war, nachdem mit einer re-

lativ konstanten abgenommenen Ökostrommenge gerechnet wurde, maßgeblich der finanzielle Überhang aus den vergangenen Jahren verantwortlich.

Der Personalaufwand stieg im gleichen Zeitraum von 523.156 EUR auf 702.921 EUR.

Kostenentwicklung für 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 sowie Einnahmen aus der Zuweisung der Herkunftsnachweise zusammensetzt.

Die Ökostromförderbeitragsverordnung 2012 sah einen Aufschlag von 15,4% für das 2. HJ 2012 vor. Für das Jahr 2013 betrug dieser Aufschlag 24,07% und für das Jahr 2014 waren es 32,65%. Im Jahr 2015 fiel der Ökostromförderbeitrag, bedingt durch die Anpassung der Ökostrompauschale (siehe Tabelle 8), auf 30,76%. Für das Jahr 2017 belief sich der Ökostromförderbeitrag auf 26,8%, was einem deutlichen Rückgang nach 37,11% im Jahr 2016 bedeutet hat. Konträr zur Darstellung, dass es sich hierbei um einen permanenten Kostenrückgang des Fördersystems handelt, wurde bereits im vorherigen Abschnitt ange-

führt, dass diese Reduktion auf erheblichen Mehreinnahmen aus den Vorjahren beruht.

In Tabelle 9 ist die Kostenentwicklung für einen Haushalt mit einem Verbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Bei den Berechnungen für das Jahr 2012 wurde der neue Aufbringungsmechanismus auf das gesamte Jahr 2012 hochgerechnet.

In Abbildung 28 ist die Stromkostenentwicklung eines Musterhaushaltes in Wien mit einem jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh dargestellt. Nachdem es von 2012 bis 2016 durchwegs zu einem Anstieg der Kosten kam, sanken diese im Jahr 2017 von 20,96 Cent/kWh auf 19,60 Cent/kWh. Den deutlichsten Rückgang gab es dabei (in der kurzfristigen Betrachtung) bei den Abgaben mit beinahe 0,6 Cent/kWh. Insgesamt haben sich die Abgaben seit 2012 jedoch mehr als verdoppelt (mit dem Höchststand im Jahr 2016). Die

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMPAUSCHALE

	2012 - 2014	2015 - 2017
für die auf Netzebene 1 bis 3 angeschlossenen Netznutzer	35.000	104.444 Euro
für die auf Netzebene 4 angeschlossenen Netznutzer	35.000	104.444 Euro
für die auf Netzebene 5 angeschlossenen Netznutzer	5.200	15.517 Euro
für die auf Netzebene 6 angeschlossenen Netznutzer	320	955 Euro
für die auf Netzebene 7 angeschlossenen Netznutzer	11	33 Euro

Tabelle 8
Entwicklung der Ökostrom-
pauschale

Quelle: E-Control

ENTWICKLUNG DER ÖKOSTROMKOSTEN FÜR EINEN HAUSHALT

mit einem Verbrauch von 3.500 kWh

	2012		2013		2014		2015		2016		2017	
	EUR/a	Cent/ kWh										
Ökostromförderbeitrag	26,508	–	42,507	–	57,046	–	52,721	–	66,897	–	49,158	–
Ökostrompauschale	11	–	11	–	11	–	33	–	33	–	33	–
Kosten Herkunftsnachweise	0,5	–	0,5	–	0,4	–	0,4	–	0,25	–	0,59	–
Summe Öko-Förderungen (exkl. USt)	38	1,09	54	1,54	68	1,95	86	2,46	100	2,86	83	2,36
Summe Öko-Förderungen (inkl. USt)	46	1,30	65	1,85	82	2,35	103	2,95	120	3,43	99	2,84

Tabelle 9

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

Quelle: E-Control

Abgaben setzen sich in diesem Beispiel aus Ökostrompauschale, Ökostromförderbeitrag und der Verbrauchsabgabe der Stadt Wien zusammen. Die reinen Energiepreise haben sich im gleichen Zeitraum von 7,69 Cent/kWh auf 6,31 Cent/kWh kontinuierlich reduziert. Fakt ist, dass die reinen Energiepreise auf einem bisherigen gemeinsamen Strommarkt durch

Deutschland determiniert wurden (siehe dazu den Exkurs im nächsten Abschnitt).

In Tabelle 10 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.

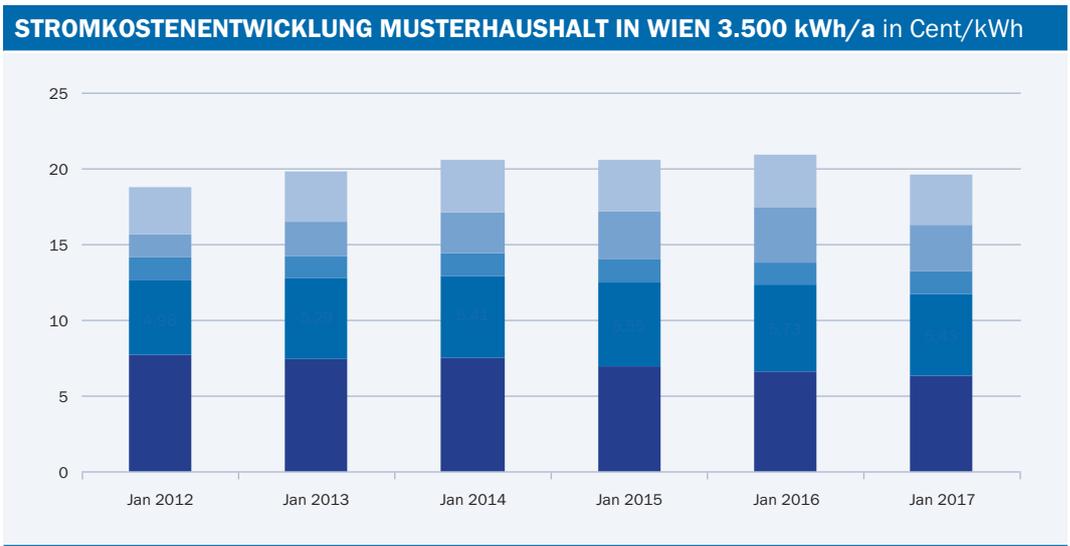


Abbildung 28
Stromkostenentwicklung
Musterhaushalt in Wien
3.500 kWh/a

*) Ökostromkosten und Gebrauchsabgabe Stadt Wien

Quelle: Tarifikalkulator, E-Control

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

	2012		2013		2014		2015		2016		2017	
	EUR/a	Cent/kWh										
Ökostromförderbeitrag	114.274	—	206.156	—	224.650	—	166.384	—	257.766	—	184.602	—
Ökostrompauschale	35.000	—	35.000	—	35.000	—	104.444	—	104.444	—	104.444	—
Kosten Herkunftsnachweise	8.250	—	8.250	—	5.500	—	6.600	—	3.850	—	9.207	—
Summe Öko-Förderungen (exkl. USt)	157.524	0,29	249.406	0,45	265.150	0,48	277.428	0,50	366.060	0,67	298.253	0,54

Tabelle 10

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

Die Merit-Order-Kurve

Unter der Merit-Order-Kurve im Strombereich versteht man grob gesagt die Reihung der Kraftwerke nach ihren Grenzkosten. Basierend auf dieser Reihenfolge werden die Kraftwerke abgerufen und die Grenzkosten des letzten Kraftwerkes, das notwendig ist, um die Nachfrage zu decken, bestimmen den Preis für alle bis dahin bezuschlagten Kraftwerke.

Erneuerbaren zu Beginn gereiht, da Wind-Wasserkraft und Photovoltaik äußerst geringe Grenzkosten haben. Wenn nun also aufgrund von Förderungen vermehrt neue Leistung mit geringen Grenzkosten installiert wird, ohne dass bestehende Leistung vom Netz genommen wird, ergibt sich ein Überangebot, welches zu geringeren Marktpreisen führt.

In Abbildung 29 ist eine fiktive Merit-Order-Kurve dargestellt. Dabei wurde der Block der

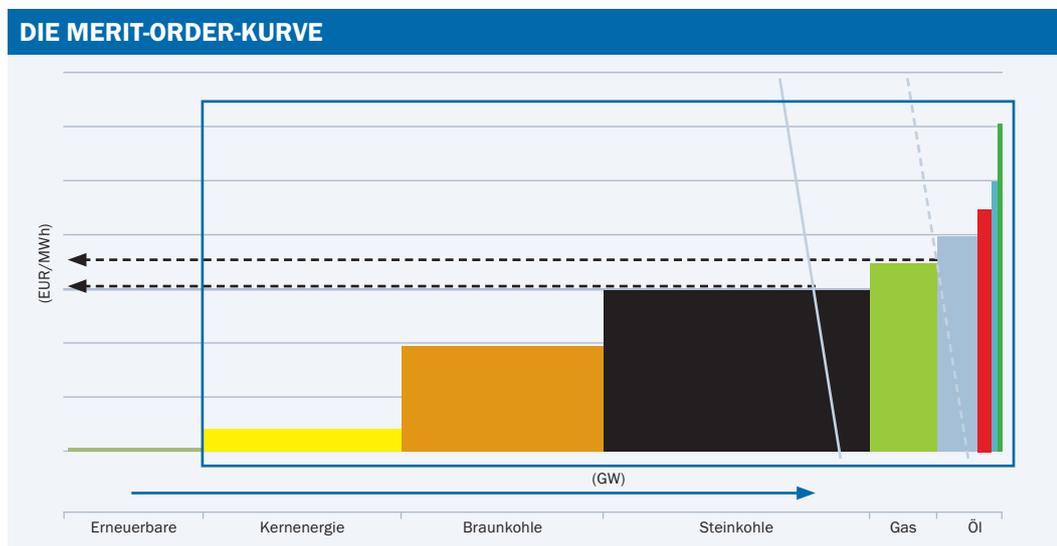


Abbildung 29
Die Merit-Order-Kurve

Quelle: E-Control

ZIELERREICHUNGSGRAD

Wie in den letzten Jahren wird in diesem Abschnitt genauer auf die Ziele des ÖSG 2012 eingegangen. Die im ÖSG 2012 definierten

Ziele werden vorab in Tabelle 11 noch einmal dargestellt.¹⁴

AUSBAUZIELE LAUT ÖSG 2012 – ZUSÄTZLICHE 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 11
Ausbauziele laut ÖSG 2012
– zusätzliche installierte
Leistung verglichen mit 2010

Quelle: E-Control

Die Zielerreichung auf Basis § 4 (2) ÖSG 2012 – 2015

Bei der Zielerreichung auf Basis § 4 (2) ÖSG 2012 handelt es sich um den Anteil des gesamten auf Basis ÖSG 2012 erzeugten Ökostrom gemessen an der Abgabe an Endverbraucher. Aufgrund der Investitionsförderung im Bereich der Wasserkraft und der Abnahme

zum Marktpreis gibt es in diesem Bereich eine Unschärfe. Beim Minimalszenario, welches die gesamte zum Marktpreis abgenommene Strommenge der OeMAG exkludiert, wurde ein Anteil von 15,29% für 2015 berechnet. Dieses Ziel wurde somit erfüllt.

Die Zielerreichung auf Basis § 4 (3) ÖSG 2012 – 2010 bis 2015

Im letzten Bericht wurde bereits der reine Zubau von 2010 bis 2015 betrachtet. Dieser wurde basierend auf neuen Daten der OeMAG, welche sich erneut auf den Brutto-Zubau der einzelnen Jahre konzentrieren,

aktualisiert. Es wurde wie im letzten Bericht nicht die Differenz von Ende 2009 und Ende 2015 gebildet, sondern der tatsächliche Ausbau von jedem einzelnen Jahr herangezogen. Anlagen, die aus dem Fördersystem heraus-

¹⁴ Anmerkung: Es wird darauf hingewiesen, dass diese Berechnungen vor dem Beschluss der Novelle des Ökostromgesetzes durchgeführt wurden. Da sich die Ziele aus dem ÖSG ja explizit auf die Novelle 2012 und deren Mechanismen beziehen und zusätzliche Kontingente (wie am 29. Juni 2017 beschlossen) nicht vorweg mit einbezogen haben, erfolgen die Abschätzungen für die Zielerreichung noch ohne die „kleine Novelle“. Etwas Auswirkungen dieser werden jedoch in der Zusammenfassung kurz umrissen.

BRUTTO ZUBAU 2010 BIS 2015 in MW					
	2010	Zubau bis 2015	Ausbauziel	Abweichung 2015 vs. Ziel absolut	Zielerreichung OK/NO
Mittlere und kleine Wasserkraft	0	368	350	18	OK
Wind	0	1.506	700	806	OK
PV	0	467	500	-33	NOK
Biomasse und Biogas	0	36	100	-64	NOK

Tabelle 12
Brutto Zubau 2010 bis 2015
in MW

Quelle: E-Control

fallen, mindern somit nicht den tatsächlich getätigten Zubau. Ausschließlich bei der mittleren und kleinen Wasserkraft ergaben sich aufgrund von Änderungen im Bereich der Investitionsförderungen minimale Änderungen, welche jedoch das Endergebnis als solches nicht verändern.

Hierbei gibt es jedoch folgende Unschärfe:

- > Erweiterungen (Erweiterungsteile) werden berücksichtigt.
- > Bei KWKW wird die gesamte Revitalisierungsleistung berücksichtigt, z.B. ursprüngliche Epl 250 kW, nach Rev. 320 kW – 320 kW werden berücksichtigt.
- > Differenzen zu den veröffentlichten Bilanzgruppe (BG)-Jahressalden begründen sich durch:
 - > Zugänge (Wechsel) in die BG mit Inbetriebnahme-Datum in einem Vorjahr, wenn beispielsweise ein Vertrag das Inbetriebnahme-Datum 2009 aufweist, aber erst 2011 in die BG der OeMAG gewechselt ist, ist dieser im BG-Jah-

ressaldo 2011 berücksichtigt (zum 31.12.2011 aktiv), aber nicht im Zubau.

- > Abgänge (Wechsel) aus der BG, wenn z.B. ein Vertrag das IB-Datum 2012 aufweist, aber 2012 auch aus der BG gewechselt ist, ist dieser im Zubau berücksichtigt, aber nicht im BG-Jahressaldo (da nicht zum 31.12.2012 aktiv).
- > Verzug beim Anlegen der Verträge (vor allem 2012 bedingt durch Wartelistenabbau). Verträge wurden erst nach Datenstichtag (Feb. 2013) angelegt. Somit sind Verträge nicht im BG-Jahressaldo, aber im Zubau berücksichtigt.

In Summe ergibt sich hieraus eine zusätzlich installierte Leistung von 2.377 MW – das Ziel laut ÖSG 2012 für 2015 waren 1.650 MW. In dieser Betrachtungsweise wurden die Ausbauziele für kleine und mittlere Wasserkraft und Wind erfüllt. Bei der Photovoltaik, Biomasse und Biogas wurden sie nicht erfüllt. In Summe wurden sie aufgrund des mehr als doppelt so hohen Windkraftausbaus übererfüllt (siehe Tabelle 12).

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

Ausgehend von den Ergebnissen für 2015 bzw. den Daten für 2016 wurde eine Prognose für die weitere Entwicklung des Zubaus bis 2020 erstellt. Laut dieser Prognose sollten die Ziele in Summe bis 2020 erfüllt werden (siehe Abbildung 30).

Die Prognose des letzten Jahres wird hier mit den aktuellsten Zahlen nochmals erstellt, wobei die Zielerreichung weiterhin hauptsächlich von den folgenden drei Parametern abhängt:

- > der Höhe der Förderung der einzelnen Technologien,
- > der Höhe des gesamten zusätzlichen Fördervolumens und
- > des Marktpreises.

Der erste Punkt – die Höhe der Förderungen – wird durch die Ökostrom-Einspeisetarifverordnung in regelmäßigen Abständen angepasst. Der zweite Punkt wird im Ökostromgesetz selbst geregelt. Der Marktpreis stellt eine exogene und unbeeinflussbare Variable dar.

Kurzfristige Anpassungen und Änderungen können also via Ökostrom-Einspeisetarifverordnung und langfristige Anpassungen via Ökostromgesetz bewerkstelligt werden, während der Marktpreis als gegeben hingenommen werden muss.

Für den Zeitraum ab 2016 wurden drei Szenarien festgelegt:

- > Szenario I:
 - > Marktpreis 2 Cent/kWh und
 - > Tarife sinken (ausgenommen rohstoffabhängige)
- > Szenario II:
 - > Marktpreis 2 Cent/kWh,
 - > Tarife konstant
 - > Kleinwasserkraft erhält 2,5 Mio. Unterstützungsvolumen und Resttopf wird um 1 Mio. gekürzt
- > Szenario III:
 - > Marktpreis 3 Cent/kWh und
 - > Tarife sinken (ausgenommen rohstoffabhängige)

Die Grundlagen für diese Szenarien bilden folgende Punkte:

- > das zusätzliche jährliche Unterstützungsvolumen laut ÖSG 2012,
- > ein durchschnittlicher Marktpreis von 2 bzw. 3 Cent/kWh sowie
- > Annahmen zur Entwicklung der Einspeisetarife, wobei postuliert wurde, dass das Kontingent dennoch immer vollständig ausgeschöpft wird.

Für die verschiedenen Szenarien wurde aus dem zur Verfügung stehenden Unterstützungsvolumen, dem jeweiligen Einspeisetarif und dem Marktpreis jene Menge errechnet, die zusätzlich in diesem Jahr finanziert werden kann. Bei einem höheren Marktpreis sinkt der Finanzierungsbedarf des Einspeisetarifs, wodurch mit denselben Mitteln mehr Anlagen

finanziert werden können. Bei der Degression der Einspeisetarife wurden teils 0,10 Cent/kWh bzw. 1 bis 2 Cent/kWh Reduktionen im Bereich der Photovoltaik angenommen. Im Bereich der Biomasse und dem Biogas wurde die Einspeisetarif konstant auf durchschnittlich 19 Cent/kWh für neue Anlagen gehalten.

Wie im letzten Jahr wurden die Tarife für rohstoffabhängige Technologien nicht reduziert. Für den weiteren Ausbau von Kleiner und Mittlerer Wasserkraft wurden aktualisierte Auswertungen der OeMAG herangezogen und mit dem potentiellen Ausbau aufgrund der garantierten Einspeisetarife kombiniert.

90% der Mittel aus dem Resttopf wurden für den Zeitraum 2017 bis 2020 der Windkraft zugerechnet, die übrigen 10% der Photovol-

taik. Unter diesen Voraussetzungen ergibt sich in allen Szenarien, dass der Zubau über den gesetzlich festgelegten 8.500 GWh liegen würde. Bei einem Marktpreis von 2 Cent/kWh und sinkenden Tarifen ergeben sich in Summe etwa 8.950 GWh und bei 3 Cent/kWh wären es zusätzliche 9.400 GWh. Für die einzelnen Technologien ergibt sich ein unterschiedliches Bild.

Die Windkraft würde zwischen 1.000 bis 1.200 GWh über dem angestrebten Ziel liegen. Die Photovoltaik würde je nach Marktpreisszenario das Zubauziel erreichen oder knapp darunterliegen. Im Bereich der Wasserkraft könnte das 2.000-GWh-Ziel aufgrund der aktuellen Prognose in beiden Fällen übertroffen werden. Bei den rohstoffabhängigen Technologien ist wie in den letzten Jahren zu

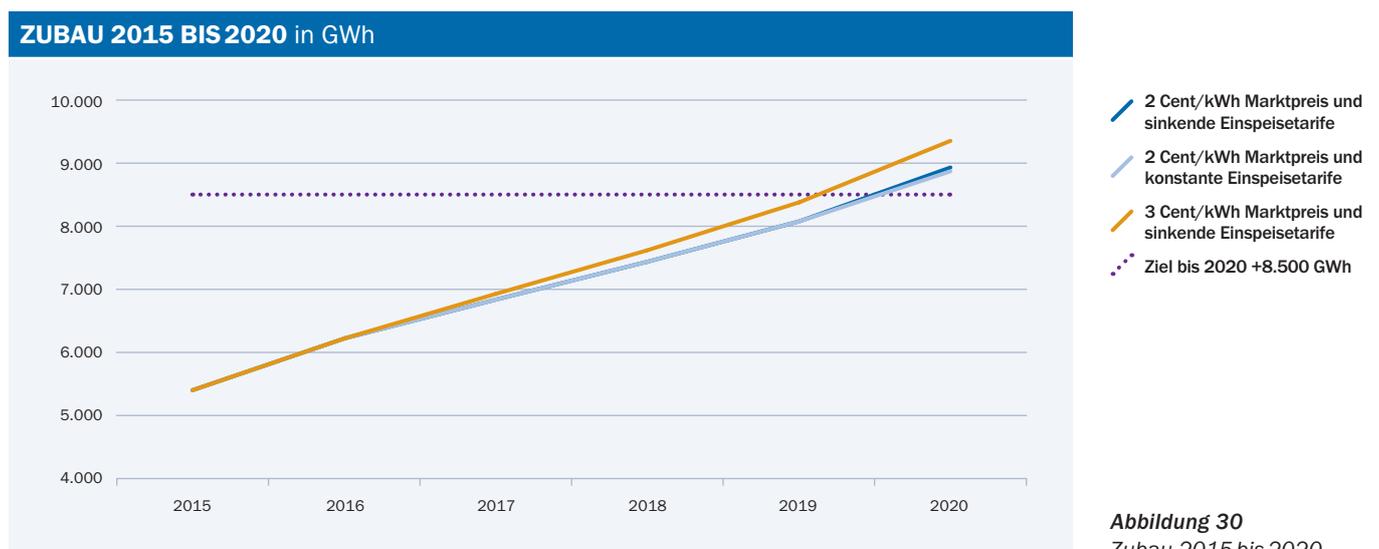


Abbildung 30
Zubau 2015 bis 2020

Quelle: E-Control

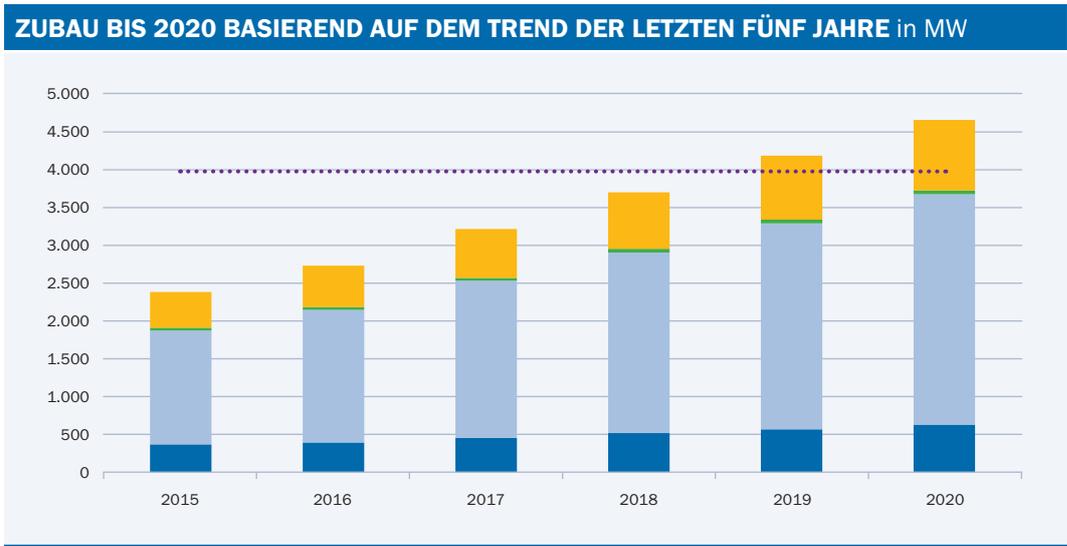
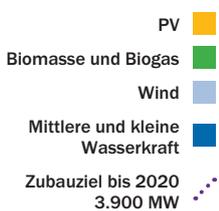


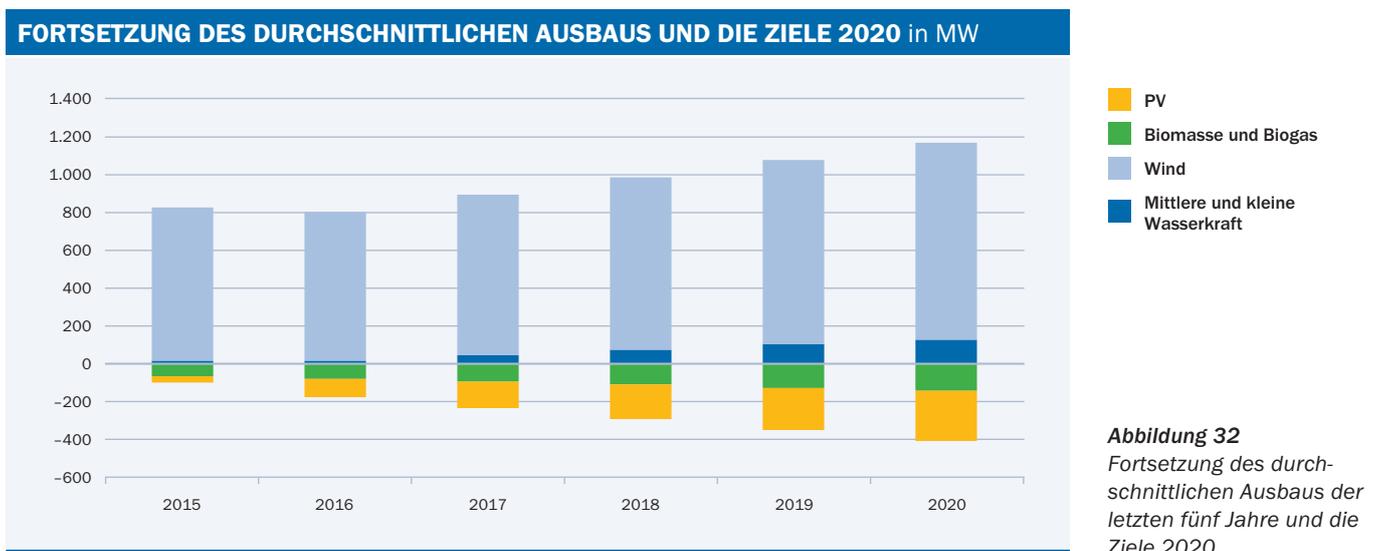
Abbildung 31
Zubau bis 2020 basierend auf dem Trend der letzten fünf Jahre

Quelle: E-Control

erwarten, dass die Ausbauziele in keinem Fall erreicht werden. Hierbei macht sich erneut der Widerspruch des ÖSGs hinsichtlich Mengenzielen und begrenzten Mitteln bemerkbar. Nachdem in dieser Prognose die Einspeisetarife für die rohstoffabhängigen Technologien nicht reduziert wurden, da dies mittlerweile äußerst unrealistisch erscheint, ergibt sich für diese Technologien eine noch größere Differenz zum Ausbauziel.

Weiters wurde betrachtet, wie sich die Mengen entwickeln würden, wenn sich der Trend der letzten fünf Jahre (2012 bis 2016) fortsetzen würde. Diese Entwicklung ist in Abbildung 31 zu sehen. Dabei kann ein derartiger Verlauf jedoch nicht für eine potentielle Zielerrei-

chung herangezogen werden. Vor allem der Wartelistenabbau aus dem Jahr 2012 führt hier zu einer unsachgemäßen Verzerrung. Dies soll jedoch viel mehr als Trend für die einzelnen Technologien herangezogen werden. Wie in Abbildung 32 zu sehen ist, würden in dieser Betrachtung – abgesehen von der Windkraft und der mittleren und kleinen Wasserkraft – alle Technologien ihren Ausbauzielen hinterherhinken. Dabei wurden die Ausbauziele bis 2020 linear auf die Jahre ab 2015 verteilt und die Differenz zum Trend der letzten fünf Jahre gebildet. Die Windkraft lag z.B. bezogen auf einen linearen Verlauf im Jahr 2016 787 MW über diesem Ziel. Die Photovoltaik wiederum lag 98 MW unter dem Ziel. Die Schere zwischen IST und SOLL geht



Quelle: E-Control

dabei jeweils immer weiter auf, nachdem ausschließlich der Trend der letzten fünf Jahre fortgeschrieben wurde.

Weiters wurde erneut eine Abschätzung zur Entwicklung des Vergütungsvolumens durchgeführt. Dabei wurde die Prognose um die tatsächlichen Daten für das Jahr 2016 ergänzt. Für den geförderten Ökostrom wurde diese Entwicklung an Hand der folgenden Technologien betrachtet:

- > Kleinwasserkraft
- > Photovoltaik
- > Wind
- > Biomasse
- > Biogas

Für rohstoffabhängige Technologien beträgt diese Laufzeit des gesetzlich garantierten Einspeisetarifs in der Regel 15 Jahre und für rohstoffunabhängige 13 Jahre. Mittlere Wasserkraft, welche mittels Investitionszuschüssen gefördert wird, wurde in dieser Prognose nicht berücksichtigt.

Wie in den obigen Szenarien wurden auch in diesem Abschnitt von sinkenden Tarifen für Neuanlagen ausgegangen¹⁵ (ausgenommen bei den rohstoffabhängigen Technologien). Daraus ergibt weiterhin ein Anstieg des Vergütungsvolumens für die Summe dieser Technologien auf knapp 1 Mrd. EUR im Jahr 2017 (siehe Abbildung 33). Danach ist weiterhin davon auszugehen, dass das Vergütungsvo-

¹⁵ Anmerkung: Es wurde ebenfalls angenommen, dass das gesamte zusätzliche Unterstützungsvolumen durch die einzelnen Technologien zum jeweiligen Tarif in Anspruch genommen wird.

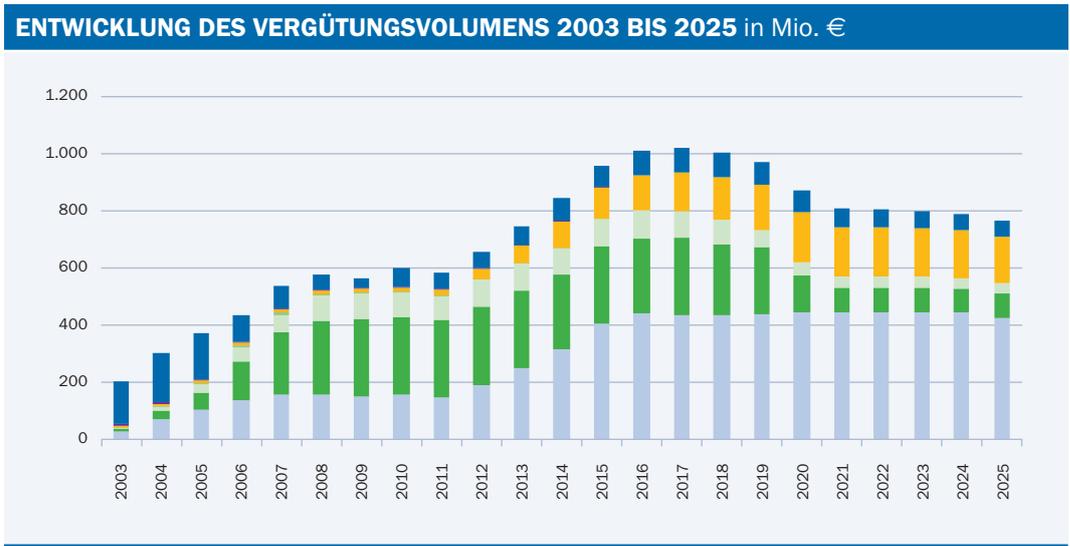
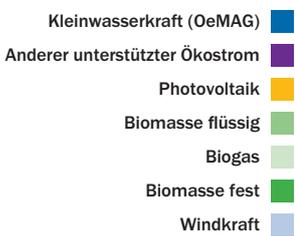


Abbildung 33
Entwicklung des Vergütungsvolumens 2003 bis 2025

Quelle: E-Control

lumen sinkt, hauptsächlich aufgrund des Ausscheidens¹⁶ von Biomasse-, Biogas- und Windkraftanlagen aus dem Vergütungssystem.

Diese Auswertung sollte grundsätzlich als Indikator für die Entwicklung des Vergütungsvolumens herangezogen werden, da hier auf die

gesamte Menge im System eingegangen wird und nicht der Ausbau für die einzelnen Jahre. Dadurch wirken sich Anlagen, welche innerhalb des Betrachtungszeitraums aus dem Fördersystem fallen, negativ auf die Zielerreichung aus.

Fazit Zielerreichungsgrad

Verglichen mit den letzten Jahren ergeben sich erneut nur geringe Änderungen. Es wird weiterhin damit gerechnet, dass die 2020-Ziele in Summe erreicht werden können. Vielmehr wird sogar mit einer Übererfü-

lung der Ziele gerechnet. Diese Einschätzung beruht auch auf den Wartelisten, welche teils über die gesetzlich festgelegten drei Jahre hinausgehen. Sollte es hierbei erneut durch zusätzliche Mittel (siehe Wartelistenabbau ÖSG

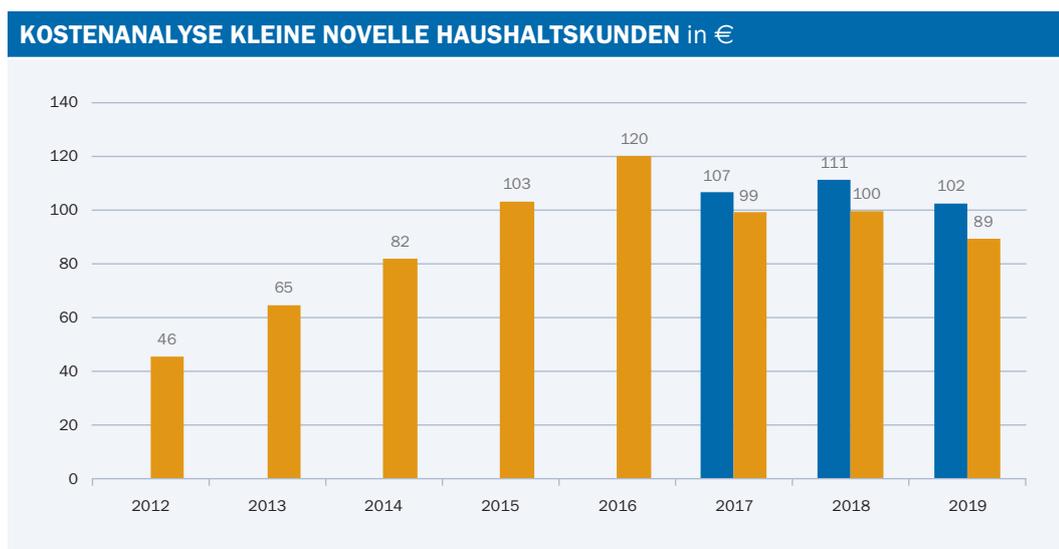
¹⁶ Vorbehaltlich gesetzlicher Änderungen ist nach Auslaufen der Tariffaufzeit mit einem Ausscheiden der rohstoffabhängigen Technologien zu rechnen. Sollte es hier jedoch zu Änderungen kommen, so würde das Vergütungsvolumen weiter ansteigen.

2012) zu einer nachträglichen Aufhebung des Budgetdeckels kommen, so ist mit einem stärker als momentan prognostizierten Anstieg zu rechnen. Bei den einzelnen Technologien, vor allem bei den rohstoffabhängigen, ist jedoch weiterhin nicht davon auszugehen, dass die Ziele selbst in einem äußerst positiven Ausbauszenario (extremer Marktpreisanstieg und Reduktion der Einspeisetarife für Neuanlagen) erreicht werden können.

Die kleine Novelle aus 2017 wird sich insofern auswirken, als dass der Rückgang des Vergütungsvolumens aus Abbildung 33 in den kommenden Jahren geringer ausfallen wird. Wie stark sich der Wartelistenabbau bereits 2018 bemerkbar machen wird, hängt vom Entwicklungsstand der jeweiligen Projekte ab. Erste Analysen zeigen, dass es selbstver-

ständiglich zu einem Anstieg der Kosten gegenüber dem bisherigen Pfad kommen wird, es ist jedoch nicht zu erwarten, dass dabei der Höchststand der Kosten des Fördersystems¹⁷ aus dem Jahr 2016 übertroffen wird. Diese grobe kostenseitige Analyse ist in Abbildung 34 dargestellt.

Dazu wurde eine Vielzahl an Annahmen getroffen, die teils sicherlich nicht die Realität widerspiegeln werden. Eine dieser Annahmen ist, dass die Mittel für den Wartelistenabbau in den jeweiligen Jahren zur Gänze ausgeschöpft werden und die Anlagen somit schlagartig zur Verfügung stehen. Dadurch würde sich eine Erhöhung bereits für 2017 ergeben. In der Realität ist nicht zu erwarten, dass aufgrund des Wartelistenabbaus viele zusätzliche Windkraftanlagen bis Ende 2017



■ neu
■ alt

Abbildung 34
Kostenanalyse kleine Novelle
Haushaltskunden

Quelle: E-Control

¹⁷ Abseits des Vergütungsvolumens fallen weitere Kosten wie z.B. für die notwendige Ausgleichsenergie an.

errichtet und an das öffentliche Netz angeschlossen werden.

Ein weiterer Punkt ist dabei die Ökostrompauschale. Diese ist für 2018 neu festzulegen. Abseits von der Systematik des Fördersystems selbst, wodurch Mehr- oder Mindereinnahmen in den kommenden Perioden aufgerollt werden, nicht zu sprechen von der Entwicklung der Ausgleichsenergiekosten, kann dieser in Abhängigkeit davon, wie viele Anlagen nun bis Ende 2018 wirklich realisiert werden, steigen oder sinken. Eine extrem kurzfristige

erste Prognose ergab dabei eine Bandbreite von EUR 31 bis 35 für Haushaltskunden. Basierend darauf wurde das Fördersystem mit seinen Neuerungen fortgeschrieben – im Vergleich zum ÖSG 2012.

Generell wird es so sein, dass die neuen zusätzlichen Kosten erst später anfallen werden und sich somit über mehrere Jahre aufteilen. Je nach Wartelistenabbau kann es in den Jahren ab 2018 u.U. kurzfristig zu einem stärkeren Anstieg kommen. Eine belastbare Analyse wird aber erst ex-post möglich sein.

AUSGLEICHSENERGIE

Wie in den vergangenen Jahren werden in der Folge die Ausgleichsenergiekosten der OeMAG dargestellt, wobei im nächsten Abschnitt die Grundlagen kurz umfasst werden.

Grundlagen Ausgleichsenergiesystem

Zum Verständnis des Begriffs Ausgleichsenergie wird zu Beginn kurz auf den Begriff Regelenergie eingegangen. Regelenergie stellt die letzte Möglichkeit dar, um Ungleichgewichte auszugleichen. Abbildung 35 ist eine schematische Darstellung der Zusammenhänge und Zugehörigkeiten der einzelnen Marktsegmente, Ursachen für Schwankungen und wer für welche Bereiche verantwortlich ist.

In Abbildung 36 sind die Regelenergiearten mit den zugehörigen Anforderungen und die Reihenfolge der Aktivierung dargestellt.

Die Entstehung und Zuordnung der Kosten ist im Detail in Abbildung 37 dargestellt. Die Kosten der Primärregelenergie und das Systemdienstleistungsentgelt werden von den Erzeugern > 5 MW entrichtet. Die Kosten der Ausgleichsenergie werden von den Bilanzgruppen getragen. Dabei gilt, dass 78% der Kostenblöcke Sekundärregelenergie, Sekundärregelenergie und Ausfallreserveleistung dem Systemdienstleistungsentgelt zugeordnet werden und 22% den Bilanzgruppen.

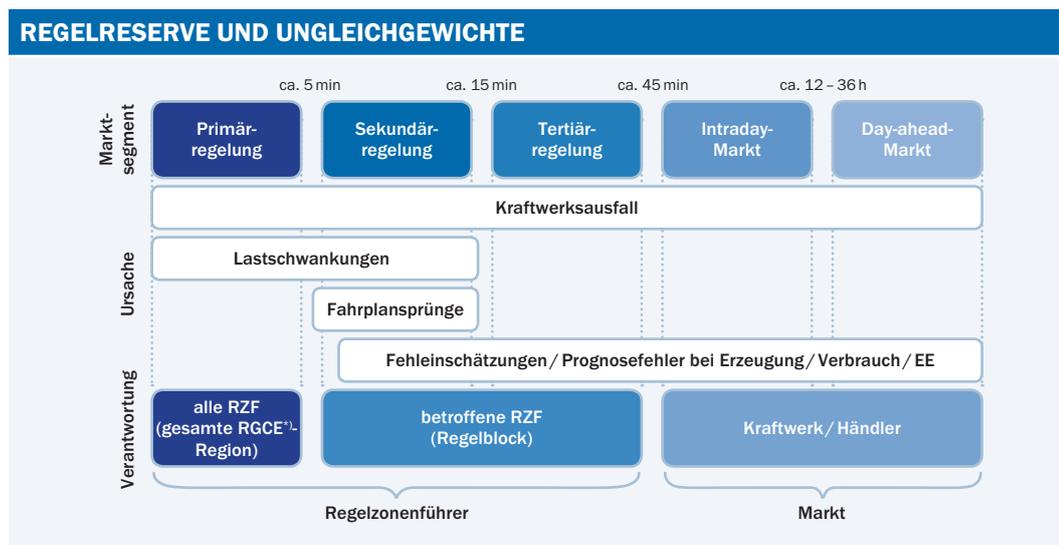


Abbildung 35
Regelreserve und Ungleichgewichte

*) Regional Group Continental Europe

Quelle: E-Control

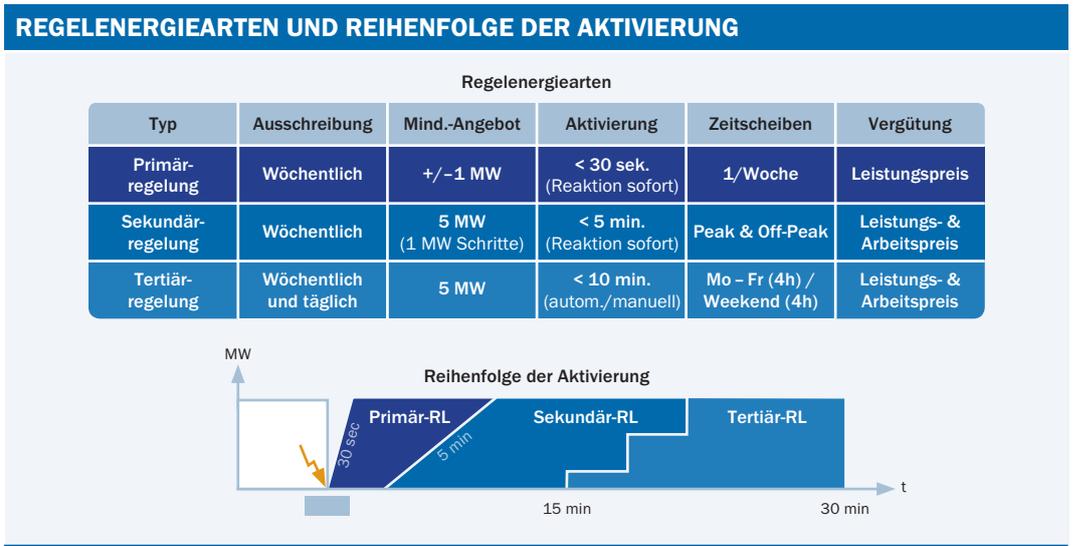


Abbildung 36
 Regelenergiearten und
 Reihenfolge der Aktivierung

Quelle: E-Control

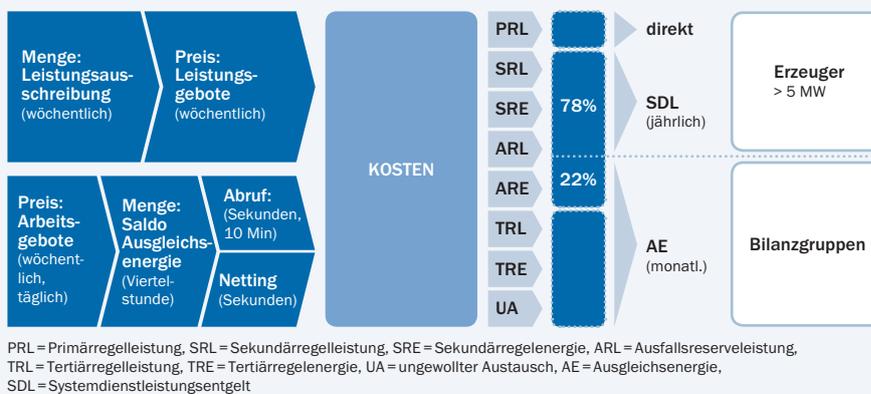
Regelenergie und Ausgleichsenergie dienen physikalisch gesehen demselben Zweck – der Herstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Die Abweichung der Prognose in einer Bilanzgruppe, z.B. durch Ausfall, verursacht Ausgleichsenergie. Der Saldo der Ausgleichsenergie über alle Bilanzgruppen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

Die verbrauchte Ausgleichsenergie wird den einzelnen Bilanzgruppen auf Basis der er-

fassten Mengen und der ermittelten Kosten für die Aufbringung der Regelenergie in Rechnung gestellt. Die Weiterverrechnung dieser Kosten an die Lieferanten bzw. an die Kunden bleibt dabei den Marktteilnehmern überlassen.

Zur Abgrenzung von Regelenergie zu Ausgleichsenergie führt der Regelzonenführer (RZF) Sonderbilanzgruppen, in welchen die vom RZF tatsächlich von den Anbietern der Regelenergie in Anspruch genommene Tertiär- sowie Sekundärregelenergie und der auf Grund regeltechnischer Erfordernisse und messtechnischer Einschränkungen unvermeidbare, ungewollte Energieaustausch mit den anderen Netzen des europäischen

ENTSTEHUNG UND ZUORDNUNG DER KOSTEN



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

Abbildung 37
Entstehung und Zuordnung der Kosten

Quelle: E-Control

Netzverbundes je Abrechnungsperiode ($\frac{1}{4}$ Stunde) voneinander abgegrenzt registriert werden.

Der Preis für Ausgleichsenergie wird auf Basis zweier Komponenten berechnet. Dem Clearingpreis 1 (CP1), welcher der Preis für Abweichungen ist, und dem Clearingpreis 2 (CP2), welcher als Preis für die Lieferung an Endkunden dient.

CP1 wird für jede Viertelstunde auf Basis des Ungleichgewichts der Regelzone (umso höheres Ungleichgewicht der Regelzone, desto teurer CP1), Arbeitspreis Tertiärregelung bzw. Day-ahead-Preis etc. berechnet. Die Aufbringung erfolgt über die viertelstündliche

Abweichung der Bilanzgruppe. Beziehen Bilanzgruppen Ausgleichsenergie, bezahlen sie dafür CP1. Geben sie Ausgleichsenergie ab, erhalten sie CP1. Angaben zum Basispreis sowie der Umlagefunktion zur Berechnung von CP1 sind in den allgemeinen Bedingungen des Bilanzgruppenkoordinators zu finden.

CP2 wird auf Basis der Kosten der Regelreserve und der gesamten Verbrauchsmenge berechnet. Dabei wird angestrebt, dass 20% der Kosten der Regelreserve via CP2 abgedeckt werden.

Exkurs: Reduktion Ausgleichsenergie – Maßnahmen und Effekte

Um den im vergangenen Jahr stark gestiegenen Ausgleichsenergiekosten entgegenzuwirken, hat die E-Control nationale Initiativen zur Belegung des Regelreservemarktes und internationale Kooperationen zur Eindämmung der Kosten für Regelreserve eingeleitet. In der Vergangenheit beteiligten sich am Regelenergiemarkt vor allem die großen Erzeuger. Von Seiten der E-Control wurden Maßnahmen gesetzt, um die Teilnahme an diesem Markt auch für neue Teilnehmer, wie industrielle Verbraucher und erneuerbare Erzeuger, zu erleichtern. Dazu wurden z.B. die Zugangsregeln vereinfacht und angepasst, was auch zu neuen Anbietern geführt hat. Eine weitere Maßnahme zur Verringerung der Ausgleichsenergiekosten der OeMAG ist die Mitte 2015

gestartete Nutzung der kurzfristigen Winderzeugungsprognosen zum Ausgleich am Markt. An für die Senkung der Ausgleichsenergiekosten relevanten internationalen Kooperationen ist vor allem das gegenseitige Anrechnen beim Abruf von Sekundärregelenergie (Imbalance Netting) zu nennen. Eine solche Kooperation besteht seit 2013 mit Slowenien und seit Ende April 2014 ist eine ähnliche Regelung mit Deutschland und seinen Nachbarländern implementiert. Damit wurden sehr große abgerufene Mengen an Sekundärregelenergie verhindert und die Kosten signifikant eingedämmt. Weiters gibt es seit Mitte 2016 eine Kooperation mit Deutschland bei der Sekundärregelung, die die Nettingmengen erhöht und die Kosten senkt.

Ausgleichsenergieaufwendungen für den geförderten Ökostrom

Im Jahr 2016 betrug die Abweichung von der Fahrplanzuweisung zu tatsächlich eingespeisten Mengen 3,11% (siehe Tabelle 13).

In der folgenden Tabelle 14 sind die Mengen und Aufwendungen der OeMAG für Ausgleichsenergie 2016 dargestellt. Bei einer Ökostromabnahmemenge von insgesamt 9.770 GWh wurden 805 GWh Ausgleichsenergie bezogen und 501 GWh geliefert, das sind in Summe 1.306 GWh. Der effektive Ausgleichsenergieaufwand beläuft sich auf 42,98 Mio. EUR. Insgesamt müssen für eine kWh Ökostrom, die von der OeMAG abgenom-

men wird, im Durchschnitt noch 0,44 Cent für Ausgleichsenergie bezahlt werden.

Die effektiven Ausgleichsenergieaufwendungen sind von 61 Mio. EUR in 2015 auf 43 Mio. EUR in 2016 deutlich gesunken. In der Dokumentation zu den aliquoten Aufwendungen für Ausgleichsenergie (Gutachten zur Bestimmung der AE 2017) wurden diese mit 0,783 Cent/kWh für Windkraftanlagen und 0,090 Cent/kWh für die übrigen Ökostromanlagen errechnet. Diese sind bei der Bestimmung des kontrahierbaren Einspeisetarifvolumens entsprechend zu berücksichtigen.

**ÖKOSTROM-ABWEICHUNGEN:
FAHRPLANZUWEISUNG ZU TATSÄCHLICH EINGESPEISTEN MENGEN IN 2016**

Österreich	1. Quartal	2. Quartal	3. Quartal	4. Quartal	2016
Zuweisung (Prognose) in MWh	2.421.962	2.559.430	2.297.709	2.681.097	9.960.199
Erzeugung (IST) in MWh *)	2.470.396	2.558.946	2.234.553	2.513.486	9.777.381
Ausgleichsenergie (AE) in MWh *)	10.638	23.487	-93.354	-244.420	-303.650
Abweichung **)	-0,43%	-0,92%	4,18%	9,72%	3,11%

+ ... Prognose > Ist
- ... Prognose < Ist

*) vorläufige Werte des ersten Clearings

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

Quelle: OeMAG, E-Control

Tabelle 13
Ökostrom-Abweichungen:
Fahrplanzuweisung zu
tatsächlich eingespeisten
Mengen in 2016

AUSGLEICHSENERGIEAUFWENDUNGEN 2016

		Österreich gesamt
Ökostromabnahme	GWh	9.770,12
	Mio. €	1.010,53
AE-Bezug durch OeMAG	GWh	805,33
	Mio. €	46,11
AE-Lieferung durch OeMAG	GWh	-501,51
	Mio. €	27,99
Summe AE – direkter Aufwand (Mio. €)		74,10
Summe effektive AE (GWh)¹⁾		1.306,84
Summe effektive AE – Aufwand (Mio. €)²⁾		42,98
AE – Aufwendungen pro kWh Ökostrom (Cent/kWh)		0,44

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 2017

Quelle: OeMAG, Februar 2017 – vorläufige Werte

Tabelle 14
Ausgleichsenergie-
aufwendungen 2016

In der nachfolgenden Tabelle 15 wird die vergütete Ökostrommenge sowie jene Menge aus Windkraftanlagen den Ausgleichsenergiemengen und den entsprechenden Kosten gegenübergestellt.

Höhere Kosten für die OeMAG wurden durch negative Sozialisierung verursacht. Diese ist im Ausgleichsenergiesystem nicht geplant, tritt aber auf, wenn verschiedene Eingangsparameter ungewöhnlich zusammenwirken.

EFFEKTIVE AE IM VERGLEICH ZUR ABNAHME VON WIND UND ÖKOSTROM (GESAMT) in GWh bzw. in Mio. €

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Ökostromabnahme (inkl. Kleinwasserkraft) in GWh	3.982	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
Eingespeiste Windkraft in GWh	366	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
Summe Ausgleichsenergiemenge in GWh	490	613	728	873	865	768	709	675	656	726	939	1.136	1.304	1.307
Summe Effektive Ausgleichsenergiekosten in Mio. €	8,67	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

Tabelle 15

Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergie verglichen mit der Abnahme von Wind und Ökostrom gesamt (2003 bis 2016)

Quelle: Meldungen der OeMAG, Gutachten zu den Aliquoten AE und Verwaltungsaufwendungen, März 2017

Es wurden mit 1.1.2016 Änderungen zur Verringerung dieses Effektes gesetzt, eine komplette Verhinderung ist aber bei den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen nicht möglich. Die Abschätzung der zusätzlichen Kosten durch diesen Effekt für die OeMAG ist aufgrund der komplexen Wechselwirkungen nur grob möglich, hat sich aber in der ersten Hälfte 2017 stark verringert.

Grundsätzlich ist die OeMAG laut § 37 (4) dazu verpflichtet, die Aufwendungen für Ausgleichsenergie zu minimieren:

„§ 37

(4) Die Ökostromabwicklungsstelle ist verpflichtet, alle Möglichkeiten der Minimierung der Aufwendungen für die Ausgleichsenergie auszuschöpfen. Sie ist ermächtigt, alle zur Einhaltung der Fahrpläne erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, insbesondere auch den Ein- und

Verkauf von elektrischer Energie vorzunehmen. Sie hat eine Abschätzung der für Windkraftanlagen erforderlichen Aufwendungen für Ausgleichsenergie in der Bilanz gesondert darzustellen.“

In der Novelle wurde dieser Absatz wie folgt erweitert:

„§ 37

(4) Die Ökostromabwicklungsstelle ist verpflichtet, alle Möglichkeiten der Minimierung der Aufwendungen für die Ausgleichsenergie auszuschöpfen. Sie ist ermächtigt, alle zur Einhaltung der Fahrpläne erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, insbesondere auch den Ein- und Verkauf von elektrischer Energie vorzunehmen. Die Ökostromabwicklungsstelle ist insbesondere ermächtigt, Verträge mit Strombörsen, Elektrizitätsunternehmen oder Endverbrauchern, die nicht Mitglied

der Ökobilanzgruppe sind, abzuschließen, mit denen diese zum Bezug oder zur Lieferung auf Anforderung der Ökostromabwicklungsstelle in Abstimmung mit dem Regelzonenführer verpflichtet werden. Sie hat eine Abschätzung der für Windkraftanlagen erforderlichen Aufwendungen für Ausgleichsenergie in der Bilanz gesondert darzustellen.“

Wie eingangs aber erwähnt, glich die OeMAG Abweichungen über lange Zeit ausschließlich über den Bezug bzw. die Lieferung von Ausgleichsenergie ab, wo die Preise abhängig von der Lage der Regelzone und der Abweichung der Bilanzgruppe wesentlich höher sein können als z.B. im Intraday-Markt. Im Bereich der Windkraft stehen kurzfristige Prognosen (bis 1 Stunde Vorlauf) zur Ver-

fügung, welche i.A. kleinere Abweichungen haben. Die Fahrpläne für den nächsten Tag werden jedoch basierend auf den Prognosen des Vortrages erstellt und um 10:00 an die Marktteilnehmer übermittelt, d.h. mit einer Vorlaufzeit zwischen 14 und 38 Stunden. Ein kurzfristiger Ausgleich von Prognoseabweichungen, wenn z.B. eine Windfront falsch prognostiziert wird, wurde vor 2015 nicht betrieben. Durch die großen Mengen an Windkraft, die mittlerweile von der OeMAG kontrahiert werden, passiert es, dass die OeMAG bei einer Fehlprognose, welche nicht durch zusätzliche kurzfristige Handelstransaktionen ausgeglichen wird, die gesamte Regelzone beeinflusst, was zu äußerst hohen Kosten für einen kurzen Zeitraum führen kann. Andere Bilanzgruppen nutzen die Möglichkeit, sich Abweichungen der Regelzone entgegen-

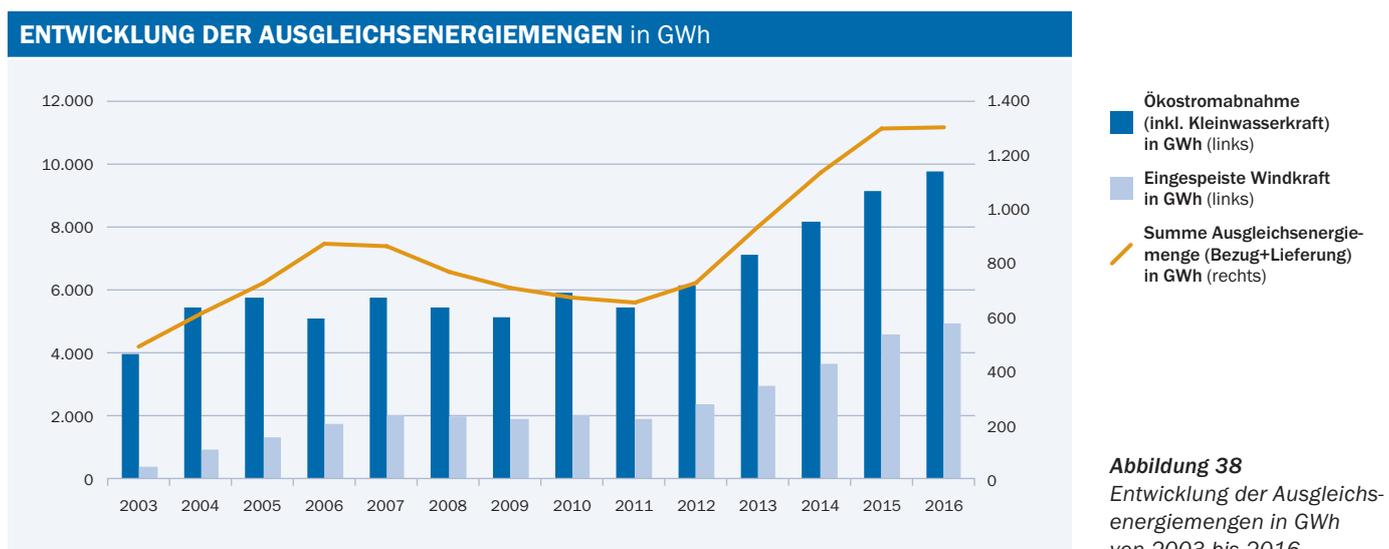


Abbildung 38
Entwicklung der Ausgleichsenergiemengen in GWh von 2003 bis 2016

Quelle: Meldungen der OeMAG, Gutachten zur Aliquoten AE vom 03/2017

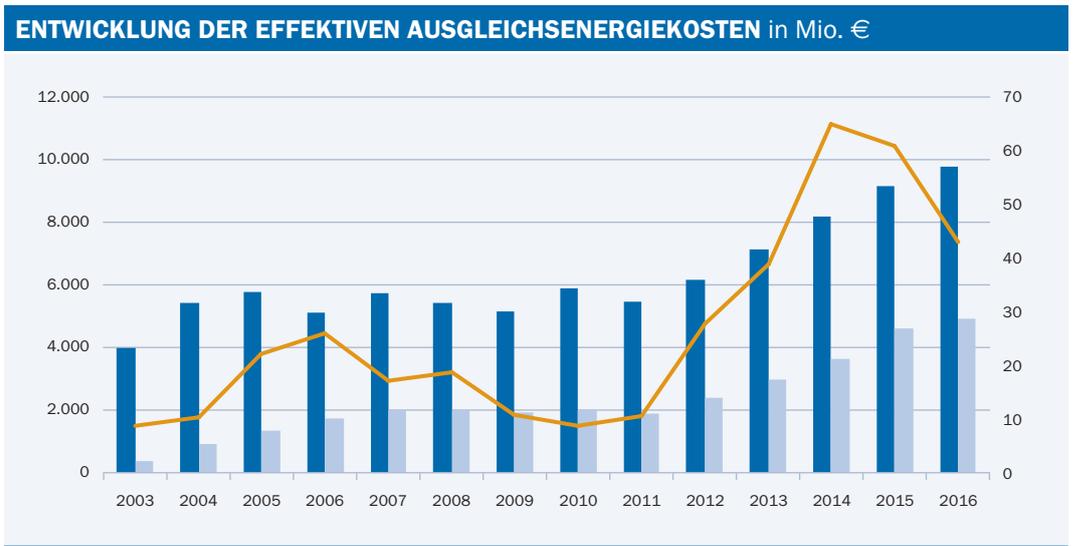


Abbildung 39
Entwicklung der effektiven Ausgleichsenergiekosten in Mio. € von 2003 bis 2016

Quelle: Meldungen der OeMAG, Gutachten zur Aliquoten AE vom 03/2017

zustellen, und können damit die Kosten für Ausgleichsenergie verringern.

In Abbildung 38 und Abbildung 39 werden die abgenommenen Mengen den Ausgleichsenergiemengen und den Kosten dieser gegenübergestellt. Der Anteil der Windenergie am geförderten Ökostrom, der in den letzten Jahren kontinuierlich anstieg, liegt nach 50,1% im Jahr 2015 mittlerweile bei 50,5% im Jahr 2016.

Die Guideline on Electricity Balancing der Europäischen Kommission wurde im März positiv abgestimmt und wird voraussichtlich Ende 2017 in Kraft treten (<http://ec.europa.eu/energy/en/topics/wholesale-market/electricity-network-codes>). Sie enthält weitge-

hende Regelungen für die Gestaltung des Regelreserve- und Ausgleichsenergiesystems. Eine umfassende Vorbereitung ist erforderlich, da es u.a. für die Minimierung von Ausgleichsenergie bei allen Marktteilnehmern weit stärkere finanzielle Anreize geben wird. Dies betrifft in Österreich speziell die Bilanzgruppe der OeMAG bzw. die derzeit darin enthaltenen Ökostromanlagen, weswegen bei einer zukünftigen Ökostromnovelle für neue und auch für bestehende Ökostromanlagen (ggf. auf freiwilliger Basis) alle Möglichkeiten zur Minimierung der Ausgleichsenergie zu nutzen sind, speziell auch durch die Gestaltung der Rahmenbedingungen für die Vermarktung.

ERNEUERBARE GENERELL IN ÖSTERREICH

Im diesjährigen Bericht soll auch abseits der Stromerzeugung die Entwicklung der Erneuerbaren in Österreich angeführt werden.

Dazu wurden basierend auf Daten der Statistik Austria die Anteile der anrechenbaren Erneuerbaren gemäß EU-Richtlinie Erneuerbare Energien 2009/28/EG, der Anteil der anrechenbaren Erneuerbaren im Elektrizitätssektor, der Wärmeerzeugung und dem Energetischen Endverbrauch in Abbildung 40 dargestellt. Der Elektrizitätssektor ist bekannterweise stark von Erneuerbaren geprägt und auch in der Fernwärmeerzeugung spielen diese eine wichtige Rolle. In der Fernwärmeerzeugung sind es vor allem holzbasierte Energieträger, welche 88% der 37.780 TJ im Jahr 2015 ausgemacht haben. Dahinter folgen „sonstige Biogene fest“ mit einem Anteil von 2%.

In Abbildung 41 wird der Anteil der anrechenbaren Erneuerbaren in den einzelnen Sektoren und der Entwicklung seit 2011 dargestellt. Deutlich abgeschlagen ist der Verkehrssektor mit 10,1% im Jahr 2015, wobei in den vergangenen Jahren ein leichter Anstieg verzeichnet werden konnte. Den höchsten Anteil hatten im Jahr 2015 die Haushalte mit 51,9%, gefolgt von der Landwirtschaft mit 50,9%. Grundsätzlich kam es zu keinen größeren Veränderungen in den vergangenen Jahren, die auf systematische Anpassungen hindeuten würden.

In Abbildung 43 ist weiters die Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauchs aus dem Jahr 2015 dargestellt. Insgesamt wurden 391.527 GWh verbraucht. Dabei wurden 66% (258.429 GWh) durch Erdöl, Erdgas und Kohle bzw. durch jeweilige Produkte dieser Kategorien abgedeckt. Wie bereits in den

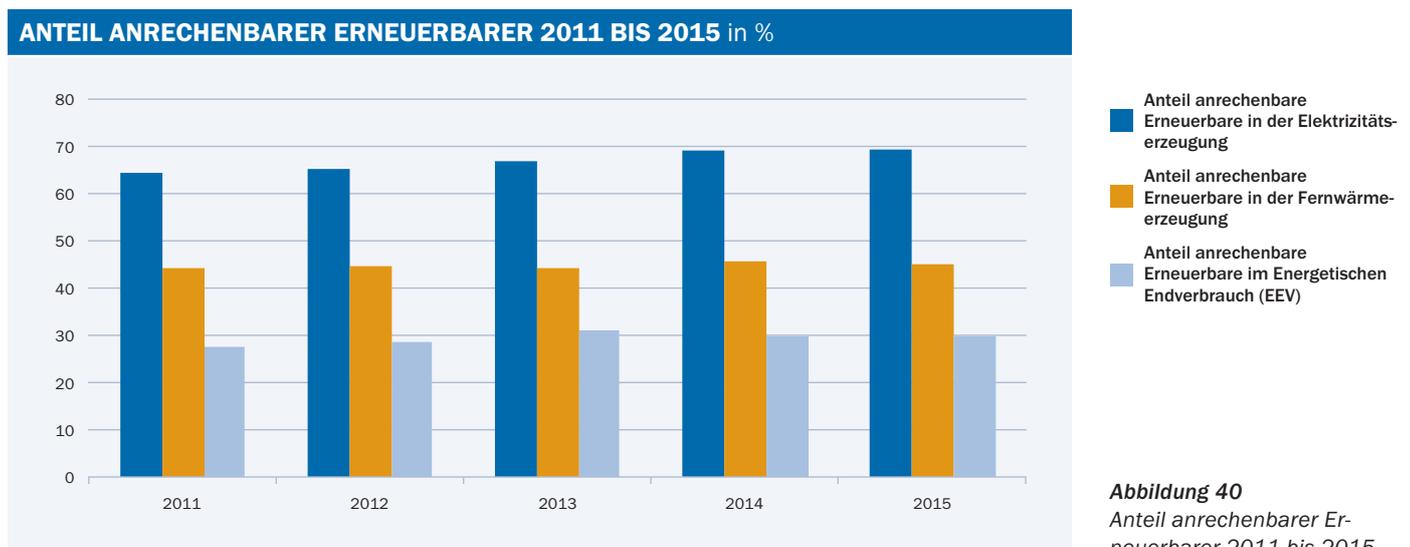
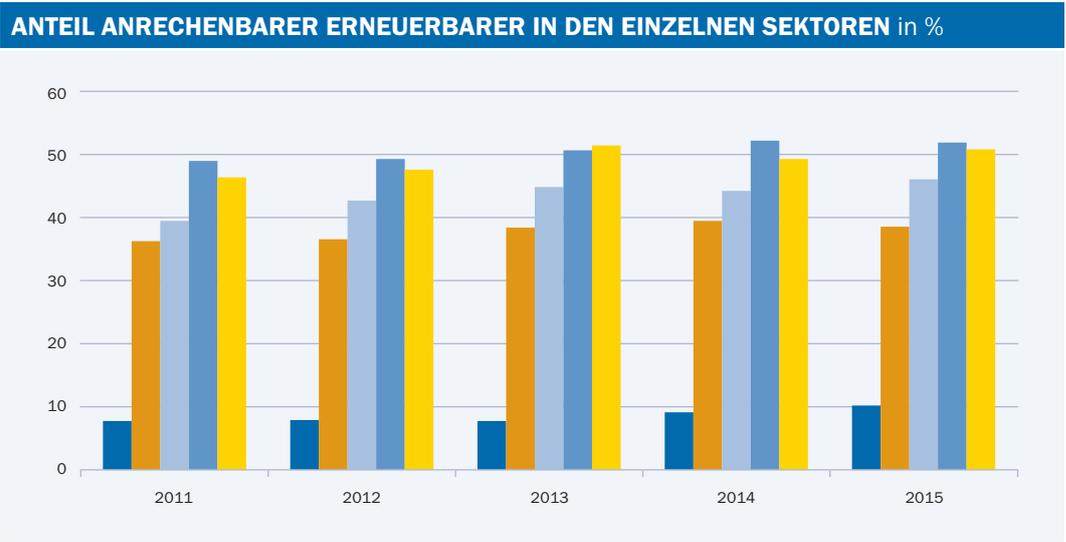
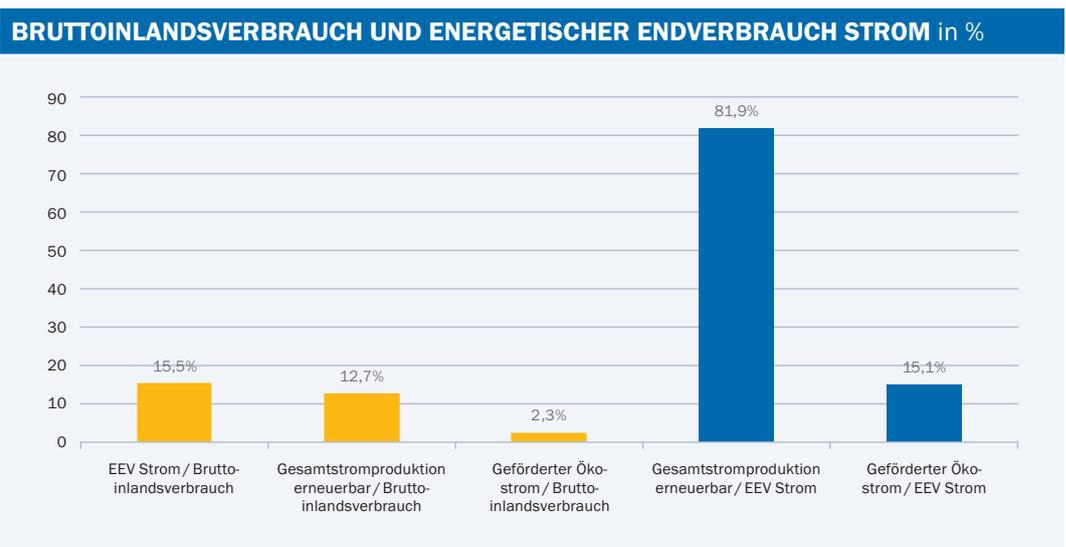


Abbildung 40
Anteil anrechenbarer Erneuerbarer 2011 bis 2015

Quelle: Statistik Austria, E-Control



Quelle: Statistik Austria, E-Control



Quelle: Statistik Austria, E-Control

ZUSAMMENSETZUNG DES BRUTTOINLANDSVERBRAUCHS 2015

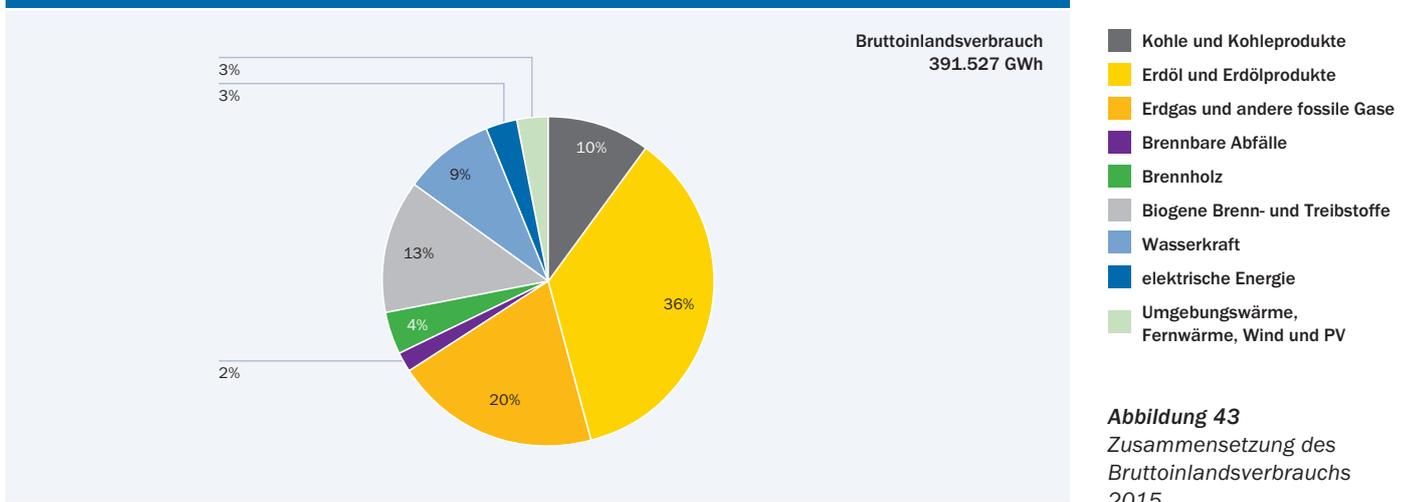


Abbildung 43
Zusammensetzung des Bruttoinlandsverbrauchs 2015

Quelle: Statistik Austria, E-Control

vorigen Grafiken dargestellt, sind vor allem im Verkehr bzw. Wärmebereich noch große Potenziale vorhanden.

In Abbildung 42 wurden der energetische Endverbrauch Strom, die erneuerbare Gesamtstromproduktion (basierend auf der Systematik der Erneuerbaren EU-Richtlinie) und der geförderte Ökostrom im Jahr 2015 (9.168 GWh) ins Verhältnis gesetzt. Laut Statistik Austria belief sich dabei:

- > der Bruttoinlandsverbrauch auf 391.527 GWh,
- > der Energetische Endverbrauch (EEV) Strom auf 60.813 GWh und

- > die erneuerbare Gesamtstromproduktion auf 49.777 GWh.

Der energetische Endverbrauch Strom hat 15,5% des Bruttoinlandsverbrauchs im Jahr 2015 ausgemacht. Aufgrund des hohen Anteils von erneuerbarem Strom am energetischen Endverbrauch Strom (81,9%) macht sich dies natürlich im Verhältnis zum Bruttoinlandsverbrauch bemerkbar. Dieser Anteil belief sich auf 12,7%. Betrachtet man den geförderten Ökostrom, für den im Jahr 2015 958 Mio. EUR an Einspeisetarifen ausbezahlt wurden bzw. ein Unterstützungsvolumen von 755 Mio. EUR, so machte dieser 2,3% am Bruttoinlandsverbrauch aus.

ENTWICKLUNG AUF INTERNATIONALER UND EUROPÄISCHER EBENE

EEG-Novelle 2017

Basierend auf der EEG-Novelle 2014, welche bereits im Einklang mit den neuen europäischen Leitlinien für staatliche Umweltschutzbeihilfen erstellt wurde, werden nun in Deutschland im Jahr 2016 weitere Änderungen im EEG vorgesehen. Dabei wurde vor allem die Ausschreibung von neuen Erzeugungskapazitäten vorangetrieben.

Am 8. Juli 2016 wurde das EEG 2016 durch den Deutschen Bundestag und Bundesrat verabschiedet.

Mit dem EEG 2014 wurde bereits beschlossen, das System auf Ausschreibungen umzustellen. Die marktbasiertere Vergabe ist, mit gewissen Ausnahmen, eine Vorgabe der neuen europäischen Leitlinien. Hinsichtlich der Befreiung von energieintensiven Unternehmen gab es einst Auffassungsunterschiede zwischen Deutschland und der EU-Kommission. Die Kommission war der Auffassung, dass die ursprüngliche Befreiung zu umfassend ausgestaltet war. Dies wurde mit der Novelle 2014 entsprechend angepasst. Die Umstellung auf Unternehmen bestimmter Branchen und die Anhebung der Stromkostenintensität von 14 auf 17% wurde von der Kommission genehmigt.

Einige Eckpunkte der Novelle 2017:

- > Ausschreibungen werden auf weitere Technologien ausgeweitet
 - > ausgenommen sind Wasserkraft-, Geothermie-, Deponie-, Klärgas- und Grubengasanlagen, weil in diesen Bereichen die Wettbewerbssituation als nicht ausreichend eingeschätzt wurde.
- > Generell sind Anlagen bis 750 kW von Ausschreibungen ausgenommen
 - > außer Biomasse, dort gilt die Ausnahme bis 150 kW,
 - > auch bestehende Biomasseanlagen können an Ausschreibungen teilnehmen.
- > Für die einzelnen Technologien wurden Ausbaukorridore festgelegt, deren Erfüllung oder Nichterfüllung Auswirkungen auf die Tarifdegression haben.
- > Abhängig vom Netzausbau kann der Zubau in gewissen Netzausbaubereichen vorübergehend mengenmäßig begrenzt werden.
- > Ausschreibungen werden für Anlagen von anderen Mitgliedstaaten geöffnet.
 - > 5 Prozent der jährlich zu installierenden Leistung.
- > Regionale Grünstromkennzeichnung soll ermöglicht werden.
- > EEG-Strom soll künftig nicht mehr abgeriegelt werden, sondern „vor Ort als zuschaltbare Last zur Wärmeerzeugung genutzt werden ...“.

Ausschreibungen auf europäischer Ebene

AUSSCHREIBUNGEN FÜR PV IN DEUTSCHLAND

Die erste Runde für PV-Freiflächenanlagen wurde in Deutschland am 15. April 2015 durchgeführt. Es wurden 150 MW ausgeschrieben, wobei 170 Angebote mit einem Volumen von 715 MW eingingen. 25 Angebote mit einer installierten Leistung von 157 MW erhielten damals einen Zuschlag, wobei sich der durchschnittliche Einspeisetarif auf 9,17 Cent/kWh belief. Das höchste bezuschlagte Angebot erhält 9,43 Cent/kWh und das geringste Angebot erhält 8,48 Cent/kWh. Die Anlagenbetreiber hatten bis Mai 2017 Zeit, diese Anlagen zu errichten. Die Realisierungsrate dieser Runde beläuft sich auf 99,38%, wodurch diese Auktionsrunde als äußerst erfolgreich angesehen werden kann.

In Abbildung 44 sind die ausgeschriebenen Mengen, welche von 125 MW bis 200 MW reichen, die eingereichten Gebotsmengen, welche von 311 MW bis 715 MW reichen, die Zuschlagsmengen, welche von 118 MW bis 204 MW reichen, und die Gebotsausschlüsse, welche zwischen 5 MW und 37 MW lagen, dargestellt.

Die Anzahl der Gebote, welche eingereicht wurden, einen Zuschlag erhalten haben bzw.

Die Anzahl der Gebote, welche eingereicht wurden, einen Zuschlag erhalten haben bzw.

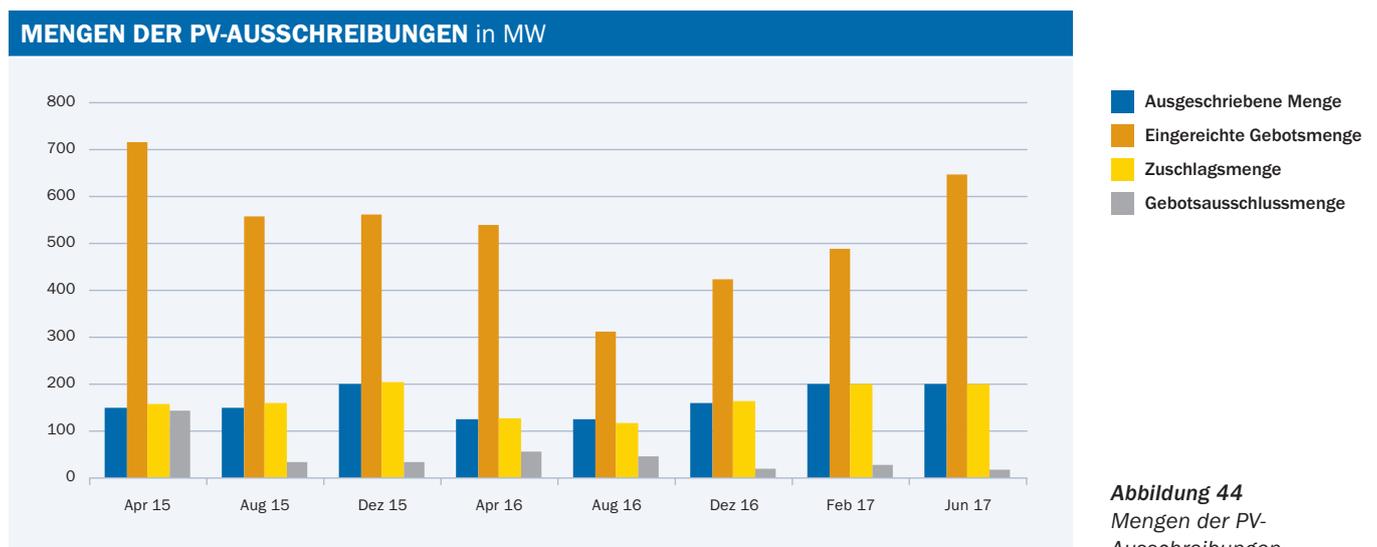


Abbildung 44
Mengen der PV-Ausschreibungen

Quelle: BNetzA, E-Control

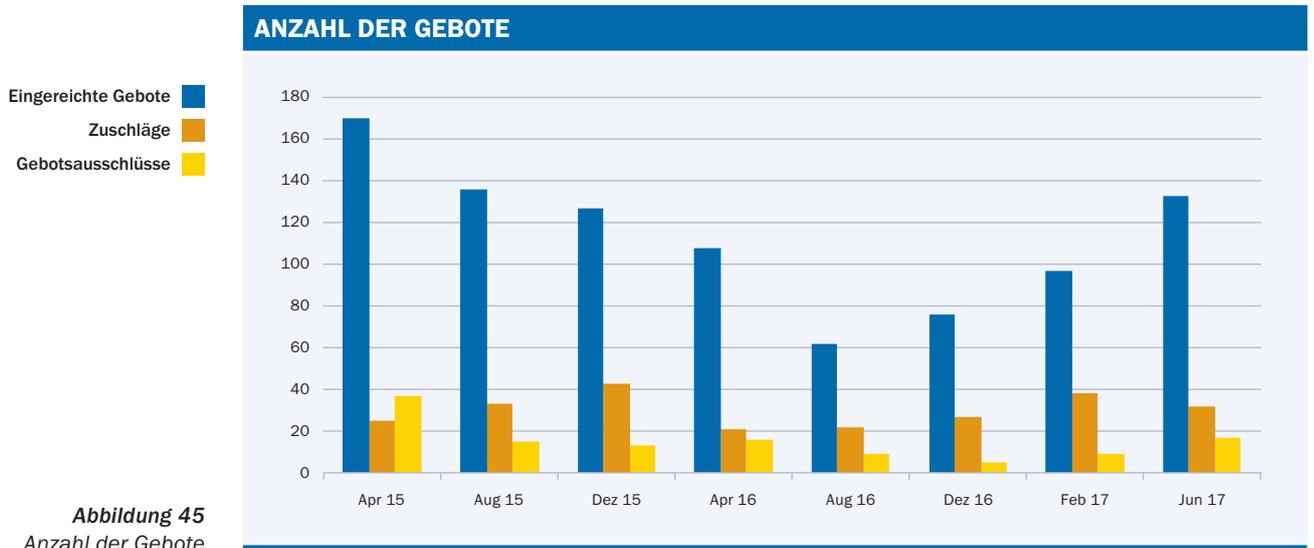


Abbildung 45
Anzahl der Gebote

Quelle: BNetzA, E-Control

ausgeschlossen wurden, ist in Abbildung 45 dargestellt.

In Abbildung 46 sind neben dem niedrigsten und letzten bezuschlagten Gebot auch die jeweils zulässigen Höchstwerte der Auktionen dargestellt. Die durchschnittliche Förderhöhe sank dabei in zwei Jahren um ungefähr 38%. Die große Bandbreite für die Auktionen im August 2015 und Dezember 2015 ergibt sich, weil in diesen Runden ein „uniform pricing“-Ansatz gewählt wurde. Dabei bekommen alle Anlagen, welche einen Zuschlag erhalten, den Preis des letzten bezuschlagten Angebots. Das bedeutet, dass die Förderhöhe für alle Anlagen der Auktionsrunde vom August 2015 8,5 Cent/kWh beträgt. Auch für jene

Anlage, deren Angebot sich auf 1 Cent/kWh belief.

AUSSCHREIBUNG FÜR ONSHORE WIND IN DEUTSCHLAND

Anfang Mai wurden 800 MW onshore Wind ausgeschrieben. Diese Auktionsrunde galt für Anlagen >750 kW und das „price cap“ für die Auktionsrunde wurde basierend auf einem Referenzanlagenmodell mit 7 Cent/kWh festgelegt.

70 Angebote mit einer installierten Leistung von 807 MW erhielten einen Zuschlag, wobei insgesamt 256 Angebote mit einer installierten Leistung von 2.137 MW eingingen. Der durchschnittliche, mengengewichtete Zu-

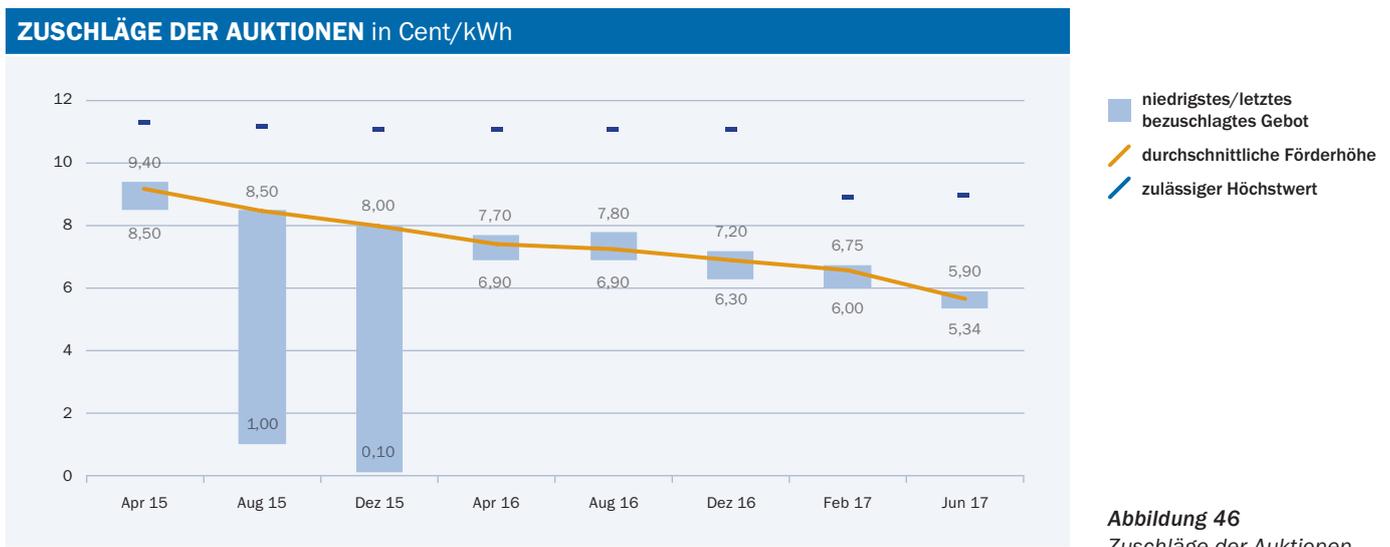


Abbildung 46
Zuschläge der Auktionen

Quelle: BNetzA, E-Control

schlagswert belief sich dabei auf 5,71 Cent/kWh. Das niedrigste bezuschlagte Angebot belief sich auf 4,20 Cent/kWh und der höchste Zuschlagswert lag bei 5,78 Cent/kWh. Die Bieter haben nun in der Regel 24 Monate Zeit, um die Anlagen zu errichten. Sollte dieser Zeitraum überschritten werden, so fallen Pönalen an:

- > in den Monaten 24 bis 26: 10 Euro pro kW Gebotsmenge,
- > in den Monaten 27 bis 28: 20 Euro pro kW Gebotsmenge und
- > nach dem 28. Monat oder wenn die Inbetriebnahme ausbleibt: 30 Euro pro kW Gebotsmenge.

Ausnahmen bestehen für Bürgerenergiegesellschaften, welche 93% der angenommenen Angebote bzw. 96% der bezuschlagten Leistung ausmachen. Diese haben 54 Monate Zeit, um ihre Anlagen zu errichten.

Grundsätzlich ist es schwierig bzw. wenig aussagekräftig, Tarife einzelner Länder direkt zu vergleichen, nachdem es teils unterschiedliche Anforderungen bei der Errichtung und dem Betrieb von Anlagen gibt oder auch die Laufzeiten der Tarife unterschiedlich sind. Würde man z.B. den aktuell in Österreich gültigen Tarif für neue Windkraftanlagen von 8,95 Cent/kWh von 13 Jahren auf 20 Jahre strecken, so würde sich daraus ein Einspeisetarif von 7,38 Cent/kWh ergeben.

Allgemeine Punkte zu Ausschreibungen

Nach diversen negativen Beispielen für Ausschreibungen aus der Vergangenheit konnten vor allem in der jüngeren Vergangenheit durchaus positive Resultate, welche auch die Realisierungsrate inkludieren, erzielt werden. Nichtsdestotrotz sollte ein Ausschreibungsmodell nicht als Allheilmittel angesehen werden.

Aus Sicht der E-Control gibt es für die Erstellung eines funktionierenden Ausschreibungsmechanismus kein Standardrezept. Dennoch soll ein etwaiges Vorgehen grob umrissen werden. Eingangs stellt sich dabei die Frage der einzelnen Potenziale bzw. der Ausprägung des Marktes. Das beste Ausschreibungsmodell wird seine Ziele niemals erreichen, wenn es nicht im Einklang mit den Potenzialen steht. Wie bei den angeführten deutschen Ausschreibungsrunden zu sehen ist, bedarf es im Kern eines Überangebotes potentieller Projekte.

Nach Abklärung der Potenziale steht die Frage nach den Marktteilnehmern. Sollte es eine sehr begrenzte Anzahl an Teilnehmern geben, so würde ein Ausschreibungsergebnis Gefahr laufen, unter Absprachen zu leiden. Dem kann natürlich, was auch anhand der deutschen Onshore-Wind-Ausschreibungsrunde

ersichtlich ist, mit einer bevorzugten Regelung für kleinere Teilnehmer entgegengewirkt werden, wodurch zusätzliche neue Teilnehmer aktiviert werden könnten. Dies stellt jedoch eine politische Entscheidung dar, wobei der Entwurf der RES-Leitlinie bezüglich Erneuerbarer-Energien-Gemeinschaften erahnen lässt, dass die Kommission es willkommen heißen würde, wenn kleinere Teilnehmer in einem zukünftigen Fördersystem positiv berücksichtigt werden.

Neben diesen oben angeführten Punkten scheint Transparenz und Kontinuität ebenfalls entscheidend zu sein. Vor allem der Umstieg auf einen Ausschreibungsmechanismus kann Marktteilnehmer vor neue Herausforderungen stellen. Zu Beginn sollten dahingehend beim Design Abstriche zugunsten einer sehr einfachen Verständlichkeit gemacht werden. Neben jenen, die ein Auktionsdesign erarbeiten, sollte auch den Marktteilnehmern die Möglichkeit geboten werden, aus den einzelnen Runden zu lernen. Hier knüpft auch der Punkt der Kontinuität an. Ein klarer Plan hinsichtlich eines Ausschreibungskalenders (wann was ausgeschrieben wird) und die Möglichkeit, an mehreren Runden mit einem Projekt teilzunehmen, mindert das Risiko für Marktteilnehmer.

STATISTISCHE AUSWERTUNGEN ZU ÖKOSTROMANLAGEN

AUS DER ANERKENNUNGSBESCHEIDDATENBANK UND DER STROMNACHWEISDATENBANK

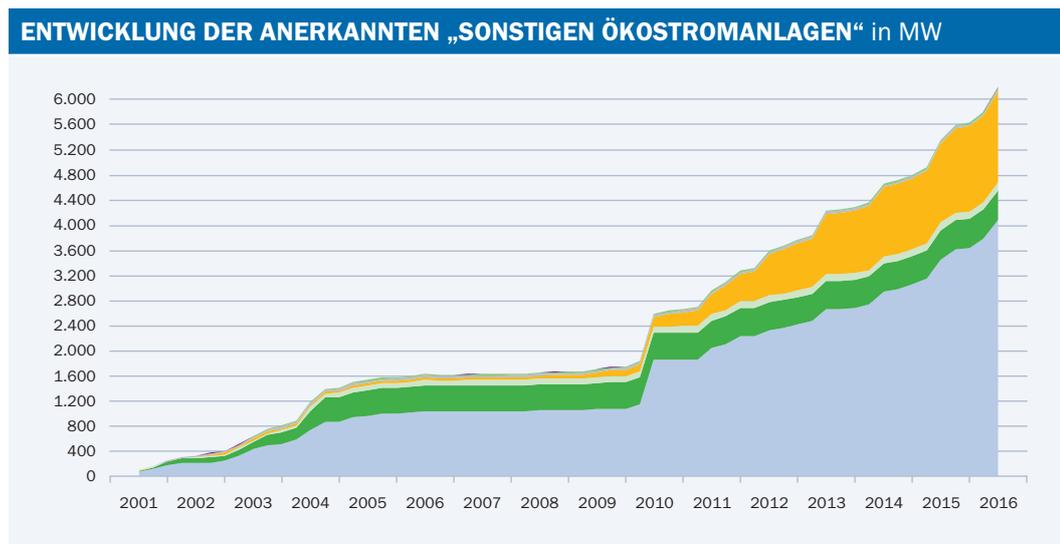
In diesem Kapitel werden die statistischen Auswertungen der Ökostromanlagen im Detail ausgeführt.

Zu Beginn erfolgt eine Übersichtsdarstellung der anerkannten Ökostromanlagen (mit zeitlicher Entwicklung), jeweils nach Energieträger gegliedert. Im Anschluss werden für jede Technologie (Kleinwasserkraft, Windkraft, Biomasse, Biogas, Photovoltaik, Deponie- und Klärgas sowie Geothermie) Detailauswertungen des Jahres 2016 dargestellt. Diese beinhalten Anzahl und Leistung der genehmigten (und anerkannten) Ökostromanlagen nach Bundesland. Zusätzlich werden Auswertungen jener Anlagen, die per 31.12.2016 in einem Vertragsverhältnis mit der Ökostromabwicklungsstelle

(OeMAG) standen, in den Bundesländertabellen dargestellt.

Für einige Technologien folgen Auswertungen zu den Volllaststunden der in Betrieb befindlichen Anlagen (Einspeisung mindestens 1 Monat in 2016) und Informationen zur Größenverteilung der anerkannten Anlagen sowie kartographische Auswertungen aus der Stromnachweisdatenbank, um die Verteilung der Anlagen in Österreich zu dokumentieren.¹⁸

Aufgrund unterschiedlicher Erhebungs- und Erfassungsmethoden kann es zu geringfügigen Abweichungen bei den Daten der anerkannten Anlagen kommen.¹⁹ Gelegentlich handelt es sich auch nur um Rundungsdifferenzen.



- Geothermie
- Biomasse flüssig
- Deponie- und Klärgas
- Photovoltaik
- Biogas
- Biomasse fest
- Wind

Abbildung 47
Entwicklung anerkannter Ökostromanlagen lt. Bescheiddatenbank 2002 bis 2016 (Stand jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

¹⁸ Anmerkung: Den Anlagen muss zum Auswertungszeitraum ein gültiges Qualitätsmerkmal zugeordnet sein (z.B. HKN-EE, TÜV etc.), sonst werden sie nicht in der Abbildung dargestellt.

¹⁹ Anmerkung: Dies betrifft beispielsweise die Berücksichtigung von Anlagen mit dem Status „Widerruf / Außer Betrieb / Nicht verwirklicht“, jedoch werden diese Informationen nicht vollständig oder verspätet an die E-Control übermittelt.

ENTWICKLUNG ANERKANNTER *) „SONSTIGER ÖKOSTROMANLAGEN“ 2002 BIS 2016

	Wind		BioM fest inkl. Abfall mhBA		Biogas		Photovoltaik		Deponie- und Klärgas		BioM flüssig		Geothermie		Kumuliert	
	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl	MW	Anzahl
2002	204,84	85	81,77	26	12,19	97	9,83	1.269	17,62	43	1,63	15	0,92	2	328,80	1.537
2003	431,45	111	114,34	42	24,15	141	22,99	2.370	29,07	59	10,02	40	0,92	2	632,94	2.765
2004	729,26	148	308,29	115	59,66	261	26,50	2.865	29,41	61	17,29	60	0,92	2	1.171,32	3.512
2005	962,68	169	397,78	164	81,01	325	29,71	3.320	29,55	62	24,07	79	0,92	2	1.525,70	4.121
2006	1.028,62	175	420,76	173	84,49	334	35,35	3.930	30,28	64	26,07	82	0,92	2	1.626,49	4.760
2007	1.034,13	178	401,53	174	90,12	341	39,58	4.842	28,65	63	26,17	87	0,92	2	1.621,10	5.687
2008	1.047,80	190	407,94	181	92,07	344	48,53	6.639	29,16	64	26,24	90	0,92	2	1.652,66	7.505
2009	1.059,58	201	413,87	186	94,45	341	71,34	10.530	29,12	65	25,26	92	0,92	2	1.694,54	11.412
2010	1.849,96	243	426,43	195	102,59	360	154,41	18.309	29,77	68	25,27	93	0,92	2	2.589,35	19.270
2011	2.033,13	280	435,48	203	105,41	363	316,76	30.284	30,40	70	25,42	95	0,92	2	2.947,52	31.297
2012	2.320,46	321	438,91	214	106,78	368	652,84	46.849	30,30	71	25,28	93	0,92	2	3.575,49	47.918
2013	2.642,08	358	452,55	225	110,96	380	959,74	59.774	30,52	75	25,24	93	0,92	2	4.222,01	60.907
2014	2.936,45	384	443,11	234	113,92	384	1.099,11	67.188	30,79	76	25,24	93	0,92	2	4.649,53	68.361
2015	3.437,90	412	473,77	247	116,15	392	1.260,03	73.730	30,79	76	25,24	93	0,92	2	5.344,80	74.952
2016	4.072,80	449	473,39	263	117,38	394	1.459,05	82.476	30,79	76	24,89	91	0,92	2	6.179,23	83.751
aktiver Vertrag mit OeMAG (in Betrieb) Stand 31.12.2016	2.346,6	400	311,0	128	83,3	287	568,0	20.656	14,8	39	1,5	20	0,9	2	3.326,21	21.532

*) Von den Landesregierungen per Bescheid anerkannte Ökostromanlagen. Die Bescheide sagen nichts darüber aus, ob diese Anlagen bereits errichtet wurden bzw. in Betrieb sind.

Gegenüber älteren Auswertungen dieser Art (in Ökostromberichten vergangener Jahre) ergeben sich teilweise unterschiedliche Daten in der historischen Entwicklung, da aufgrund einer Datenbankumstellung sowie von Bescheidänderungen (z. B. Leistungsänderung, Widerruf der Anerkennung, Anlage außer Betrieb etc.) einige Korrekturen vorgenommen wurden.

Tabelle 16

Entwicklung anerkannter „Sonstiger Ökostromanlagen“ laut Bescheid-Datenbank von 2002 bis 2016 (Stand jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

Bei der folgenden Tabelle 16 und Abbildung 47 handelt es sich um eine Auswertung vorliegender Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheide für ganz Österreich. Ein Teil dieser Anlagen wird aus verschiedensten Gründen (z.B. bürokratischen Hürden, Genehmigungsverfahren, unzureichende Finanzierungsmit-

tel usw.) trotz vorliegender Genehmigung nicht errichtet werden. Jedoch solange der E-Control keine Information von Seiten der bescheidausstellenden Behörden über einen veränderten Status einer Anlage übermittelt wird, sind auch solche Anlagen in den Werten enthalten.

Kleinwasserkraft

Im Jahr 2016 waren 1.909 Kleinwasserkraftwerke mit einer installierten EPL von 427,68 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist eine Verringerung von 7 Anlagen, jedoch ein Zuwachs von 13,87 MW installierte EPL gegenüber dem Vorjahr. Es wurden 253,27 GWh mehr Energie aus Kleinwasserkraft eingespeist als im Jahr 2015. Demgegenüber stehen 3.262 anerkannte Kleinwasserkraftanlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 1.523,07 MW,

was einem Zuwachs von 82 Anlagen bzw. 51,52 MW installierte EPL entspricht.

Bei den anerkannten Kleinwasserkraftanlagen kann noch in 4 Kategorien unterschieden werden, je nachdem ob es sich um eine Neuanlage, Altanlage oder eine revitalisierte Anlage (> 50% bzw. > 15%) handelt.

Bei den als Neu anerkannten Kleinwasserkraftanlagen gab es einen Zuwachs um 75

KLEINWASSERKRAFT					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2016			Anerkannte Anlagen per 31.12.2016	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2016 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	15	1,54	6,07	16	2,65
Kärnten	221	56,66	184,20	344	179,03
Niederösterreich	397	38,64	145,48	617	113,11
Oberösterreich	495	38,90	158,64	682	156,26
Salzburg	118	47,95	193,31	288	198,84
Steiermark	370	149,34	662,99	650	403,80
Tirol	251	75,31	319,64	506	340,61
Vorarlberg	39	13,38	71,14	151	117,43
Wien	3	5,95	30,75	8	11,33
Summe	1.909	427,68	1.772,22	3.262	1.523,07

Tabelle 17
Kleinwasserkraft im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen²⁰

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

²⁰ Anmerkung: Auch hier sei noch einmal darauf hingewiesen, dass es bei den Anlagen mit Vertragsverhältnis mit der OeMAG sowohl um Anlagen mit Einspeisetarifen als auch um jene mit der Abnahme zu Marktpreisen handelt. Bei den anerkannten Anlagen handelt es sich um jene, für die bei der E-Control ein gültiger Ökostrombescheid eingelangt ist.

ANERKANNTE KLEINWASSERKRAFT NEU / BESTEHEND / REVITALISIERT > 50% / REVITALISIERT > 15% PER 31.12.2016

Bundesland	Tatsächlich neu aus- gestellte Bescheide		Nachträgliche Bescheide für bestehende Anlagen		Bescheide Revitalisierung > 50%		Bescheide Revitalisierung > 15%	
	Anzahl	Engpass- leistung in MW	Anzahl	Engpass- leistung in MW	Anzahl	Engpass- leistung in MW	Anzahl	Engpass- leistung in MW
Burgenland	1	0,34	8	1,80	3	0,12	4	0,38
Kärnten	72	37,49	212	125,71	28	4,55	32	11,27
Niederösterreich	125	19,98	482	91,51	–	–	10	1,62
Oberösterreich	111	31,42	344	78,08	97	13,07	130	33,68
Salzburg	72	65,46	199	124,63	7	5,10	10	3,66
Steiermark	249	171,93	332	199,49	20	4,11	49	28,27
Tirol	162	116,05	330	213,68	4	0,17	10	10,71
Vorarlberg	57	28,09	86	88,37	4	0,04	4	0,93
Wien	5	5,53	3	5,79	–	–	–	–
Summe	854	476,31	1.996	929,06	163	27,17	249	90,53

Tabelle 18
Bundesländerverteilung
anerkannte Kleinwasserkraft
(Detail) – wie im System zum
Stichtag erfasst²¹

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

Anlagen bzw. 45,88 MW installierte EPL, bei den Anlagen, deren Revitalisierung größer 50% war, sank die Anzahl um 1 Anlage, während die installierte EPL um 0,15 MW stieg, bei den Anlagen der Gruppe „Revitalisierung >15%“ gab es einen Zuwachs um 9 Anlagen und 8,78 MW installierte EPL. Auch nahezu gleichbleibend die Werte in der Rubrik „Bestehend“ (Altanlagen): Die Anzahl der Anlagen sank um 1 bzw. 3,29 MW weniger installierte EPL. Dies bedeutet entweder ein Wechsel in eine Revitalisierungsrubrik oder aber auch einen Widerruf des Bescheids bedingt durch Stilllegung und Abbau der Anlage. Werden Altanlagen durch Ersatzneubauten

komplett ersetzt, wird solch eine Anlage per Bescheid als Neuanlage anerkannt.

Nachfolgende Tabelle zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Kleinwasserkraftanlagen, die im Jahr 2016 bei der OeMAG eingespeist haben. Für die Auswertung wurden 3 Gruppen gebildet, denen jeweils die gleiche installierte Engpassleistung zugrunde liegt (Dritteltung der Summe EPL).

Gegenüber dem Vorjahr ist die Anzahl der Volllaststunden in allen drei Leistungsgruppen gestiegen, insgesamt wurden 2016 eine um 253 GWh höhere Kleinwasserkraftmenge

²¹ Anmerkung: die Summe der 4 Kategorien ergibt die Anzahl der in Tabelle 17 angeführten anerkannten Anlagen. Es sein noch einmal darauf hingewiesen, dass es sich um Anerkennungsbescheide handelt, die zum Stichtag 31.12.2016 im System der E-Control eingegangen sind.

DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN KLEINWASSERKRAFT IM JAHR 2016

Drittelerung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	5.908	621
Mittleres Drittel	4.098	455
Schlechtestes Drittel	1.945	826
Alle Anlagen	3.754	1.902

Tabelle 19
Durchschnittliche Volllaststunden Kleinwasserkraft 2016²²

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

bei einer im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls höheren installierten EPL abgenommen. In die Volllaststundenauswertung Kleinwasserkraft waren 48 Anlagen mehr als im Vorjahr enthalten.

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).

REGIONALE VERTEILUNG VON KLEINWASSERKRAFT (Anzahl)

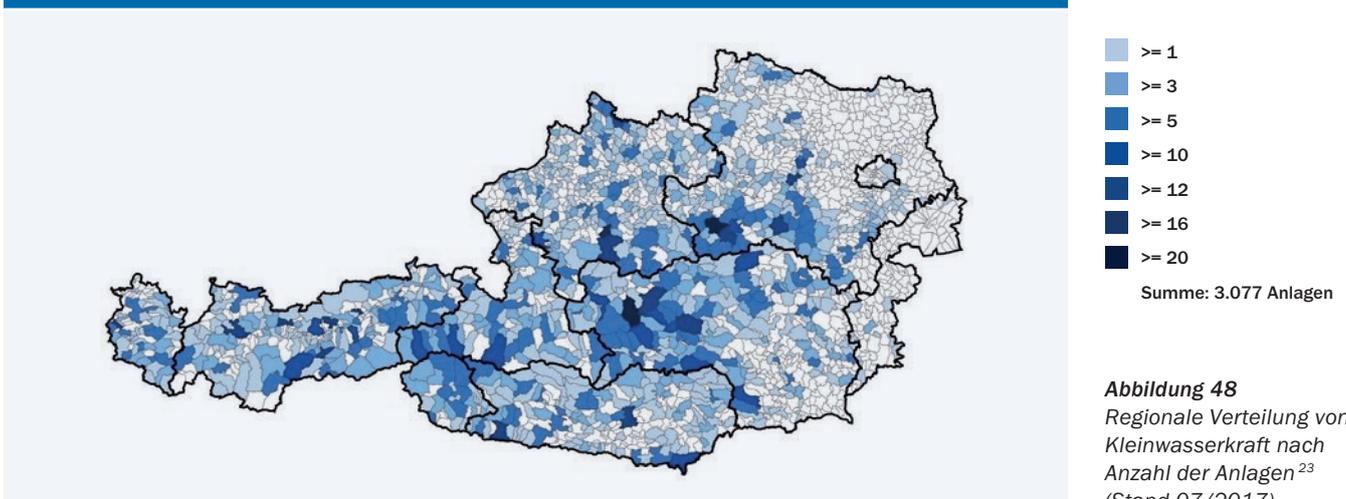


Abbildung 48
Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft nach Anzahl der Anlagen²³ (Stand 07/2017)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

²² 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 17 und Tabelle 19.

²³ Anmerkung: bezieht sich auf die Summe aller in der Stromnachweisdatenbank registrierten aktiven Anlagen.

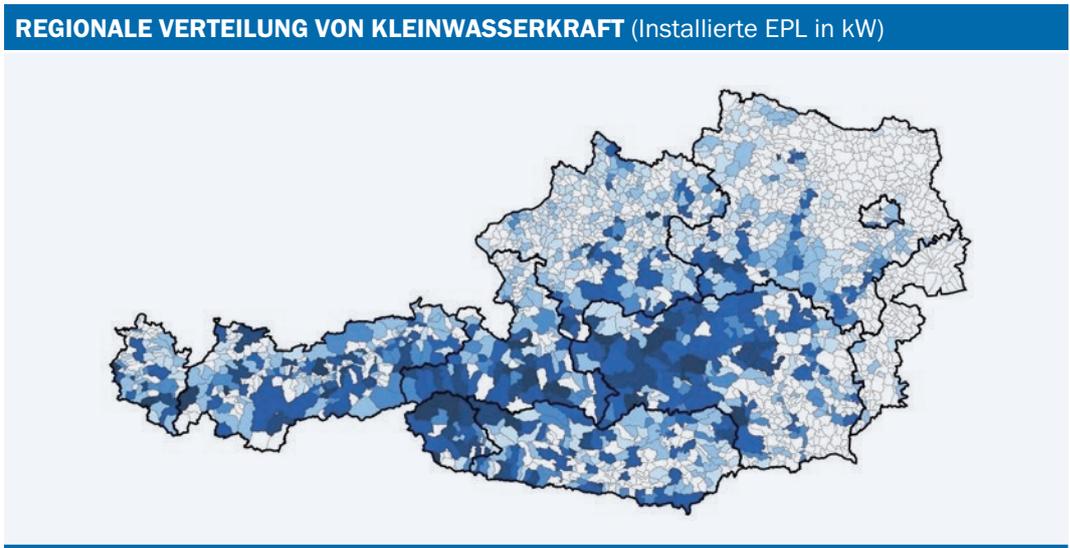


Abbildung 49
Regionale Verteilung von Kleinwasserkraft nach installierter EPL in kW (Stand 07/2017)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Windkraft

Im Jahr 2016 waren 400 Windparks mit einer installierten EPL von 2.346,61 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist ein Zuwachs von 1 Windpark, aber 2,25 MW weniger installierte EPL. Demgegenüber stehen 449 anerkannte Windparks mit einer genehmigten installierten EPL von 4.072,80 MW, was einem Zuwachs von 37 Windparks bzw. 634,90 MW installierte EPL entspricht. Mit 4.931,80 GWh wurden in 2016 knapp 7% mehr Windenergie als im Vorjahr eingespeist (Zuwachs von 340 GWh). Die Windenergie macht somit inzwischen über die Hälfte 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, während bei den anerkannten Anlagen die Einteilung nach im Bescheid benannten Windpark bzw. Unternehmen erfolgt, d.h. auch mehrere Zählpunkte zugeordnet sein können.

Nachfolgende Tabelle 21 zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Windkraftanlagen, die im Jahr 2016 bei der OeMAG eingespeist haben. Gegenüber dem Vorjahr ist die durch-

WINDENERGIE					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2016			Anerkannte Anlagen per 31.12.2016	
	Anzahl Windparks	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2016 in GWh	Anzahl Windparks	Engpassleistung in MW
Burgenland	234	816,88	1.910,52	88	1.580,74
Kärnten	1	0,00	0,00	7	25,25
Niederösterreich	137	1.338,89	2.723,10	289	2.163,88
Oberösterreich	7	36,89	65,30	18	46,99
Salzburg	1	0,01	0,01	2	0,01
Steiermark	17	147,71	227,68	28	244,61
Tirol	–	–	–	3	0,60
Vorarlberg	–	–	–	4	0,01
Wien	3	6,23	5,21	10	10,70
Summe	400	2.346,61	4.931,80	449	4.072,80

Tabelle 20
Windkraftanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

schnittliche Anzahl der Volllaststunden aller Anlagen leicht gesunken. 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 35 Anlagen mehr enthalten als im Vorjahr.

DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN WIND IM JAHR 2016		
Drittelerung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	2.451	111
Mittleres Drittel	1.990	174
Schlechtestes Drittel	973	149
Alle Anlagen	1.759	434

Tabelle 21
Durchschnittliche Volllaststunden Windkraft 2016

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

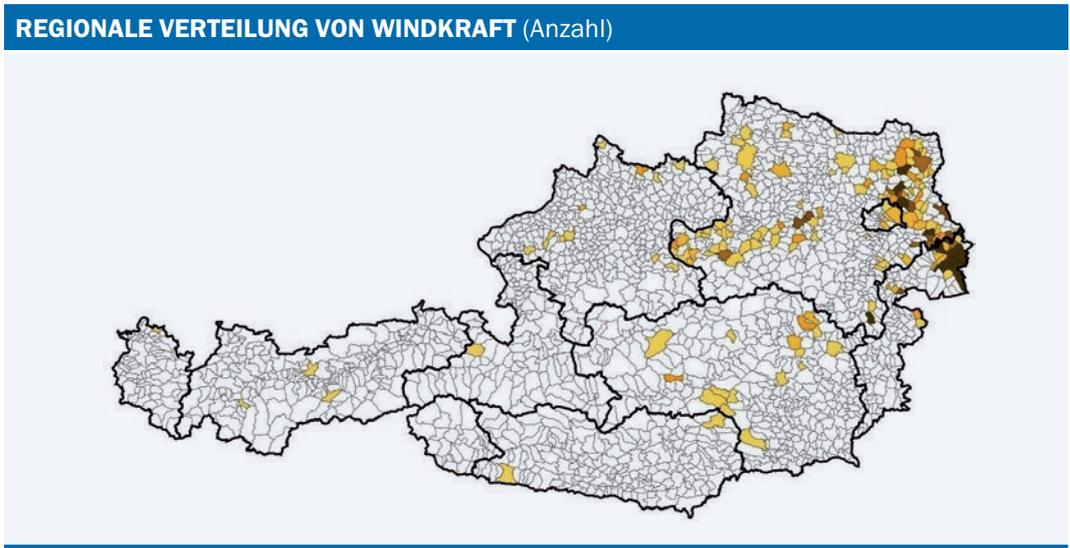


Abbildung 50
Regionale Verteilung von Windkraft nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2017)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

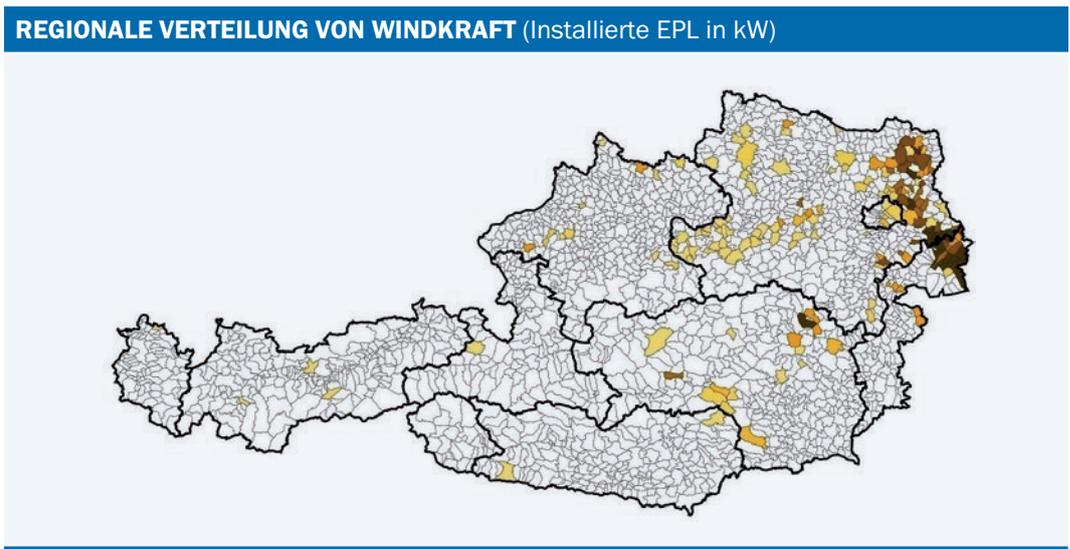


Abbildung 51
Regionale Verteilung von Windkraft nach installierter EPL in kW (Stand 07/2017)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG DER ERZEUGTEN WINDKRAFT 2016 (OeMAG-ANLAGEN) in kWh

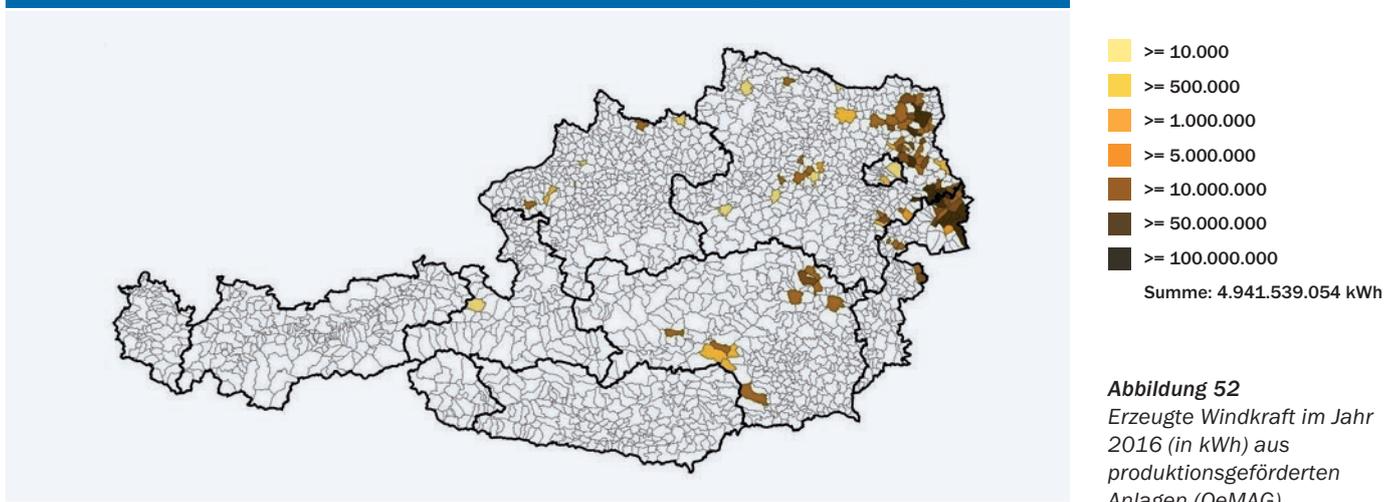


Abbildung 52
Erzeugte Windkraft im Jahr 2016 (in kWh) aus produktionsgeförderten Anlagen (OeMAG)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

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 2016 erzeugten Windkraftmengen aus Anlagen, die einen Abnahmevertrag mit der OeMAG haben, dargestellt.

Biomasse fest

Im Jahr 2016 waren 128 Biomasse-fest-Anlagen mit einer installierten EPL von 311,03 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies ist eine gleichbleibende Anzahl an Anlagen und 3,96 MW weniger installierte EPL als im Vorjahr. Mit 1.981,65 GWh wurden 61,65 GWh weniger Energie aus fester Biomasse eingespeist als im Vorjahr. Demgegenüber stehen 263 anerkannte Anlagen für feste Biomasse

mit einer genehmigten installierten EPL von 473,39 MW, was einem Zuwachs von 16 Anlagen und einer angewachsenen installierten EPL um 0,32 MW entspricht – ein Großteil der Neuanlagen sind Kleinanlagen.

Bei Betrachtung der Volllaststunden der Biomasse-fest-Anlagen, die 2016 bei der OeMAG eingespeist haben, erkennt man, dass es in

BIOMASSE FEST					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2016			Anerkannte Anlagen per 31.12.2016	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2016 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	11	36,07	226,43	13	36,35
Kärnten	16	43,31	310,80	38	86,76
Niederösterreich	29	90,97	656,34	61	120,36
Oberösterreich	12	40,90	175,22	23	53,68
Salzburg	14	22,68	140,33	18	31,95
Steiermark	26	21,48	117,42	82	77,07
Tirol	14	27,72	185,66	19	38,35
Vorarlberg	5	3,51	17,48	8	4,48
Wien	1	24,40	151,97	1	24,40
Summe	128	311,03	1.981,65	263	473,39

Tabelle 22
Biomasse-fest-Anlagen
im Vertragsverhältnis mit
OeMAG vs. anerkannte
Anlagen

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

DURCHSCHNITTLICHE VOLLASTSTUNDEN BIOMASSE FEST IM JAHR 2016		
Drittelerung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	8.200	23
Mittleres Drittel	7.162	29
Schlechtestes Drittel	3.782	51
Alle Anlagen	5.721	103

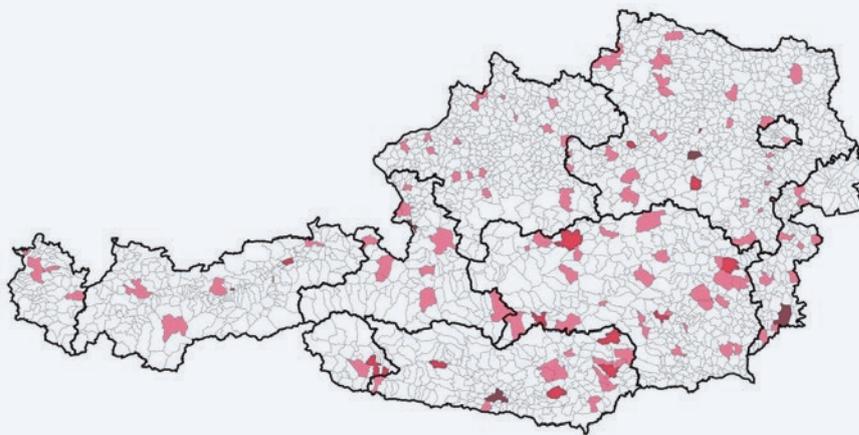
Tabelle 23
Durchschnittliche Volllast-
stunden Biomasse fest 2016

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

allen drei Leistungsgruppen die Durchschnittswerte der Volllaststunden gegenüber dem Vorjahr angestiegen sind. Die Anzahl der Anlagen, die in diese Auswertung mit einfließen, ist ident mit 2015, es kam nur zu geringfügigen Verschiebungen innerhalb der drei Gruppen – die Anzahl der Anlagen im mittleren Drittel ist gestiegen.

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlenebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Anlagen für feste Biomasse in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 53) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 54).

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOMASSE FEST (Anzahl)



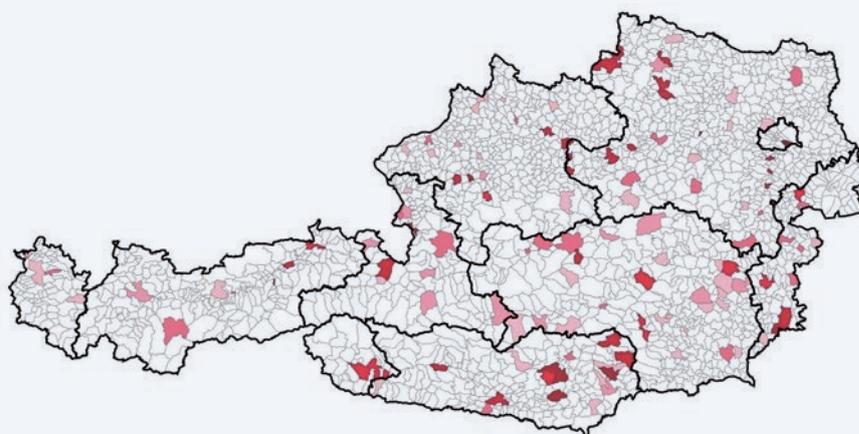
- >= 1
- >= 2
- >= 3

Summe: 149 Anlagen

Abbildung 53
Regionale Verteilung von fester Biomasse nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2017)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOMASSE FEST (Installierte EPL in kW)



- >= 1
- >= 500
- >= 1.000
- >= 2.000
- >= 5.000
- >= 10.000
- >= 20.000

Summe: 350.645 kW

Abbildung 54
Regionale Verteilung von fester Biomasse nach installierter EPL in kW (Stand 07/2017)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Biogas

Im Jahr 2016 waren 287 Biogasanlagen mit einer installierten EPL von 83,32 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies ist eine Verringerung um 4 Anlagen, jedoch zusätzliche 2,01 MW installierte EPL. Mit 564,52 GWh wurden 5,59 GWh mehr Energie aus Biogas eingespeist als im Vorjahr. Demgegenüber stehen

394 anerkannte Biogasanlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 117,38 MW, was einem Zuwachs von 2 Anlagen bzw. 1,23 MW installierter EPL entspricht.

Nachfolgende Tabelle zeigt die durchschnittlichen Volllaststunden von Biogasanlagen,

Tabelle 24
Biogasanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

BIOGAS					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2016			Anerkannte Anlagen per 31.12.2016	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2016 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	18	7,38	58,63	30	14,00
Kärnten	26	4,63	24,34	39	8,54
Niederösterreich	87	30,18	220,67	110	41,58
Oberösterreich	60	13,55	101,73	75	15,97
Salzburg	15	5,29	16,58	19	6,46
Steiermark	37	14,67	105,33	59	20,98
Tirol	19	4,03	17,47	22	4,65
Vorarlberg	24	3,20	18,18	39	4,80
Wien	1	0,40	1,59	1	0,40
Summe	287	83,32	564,52	394	117,38

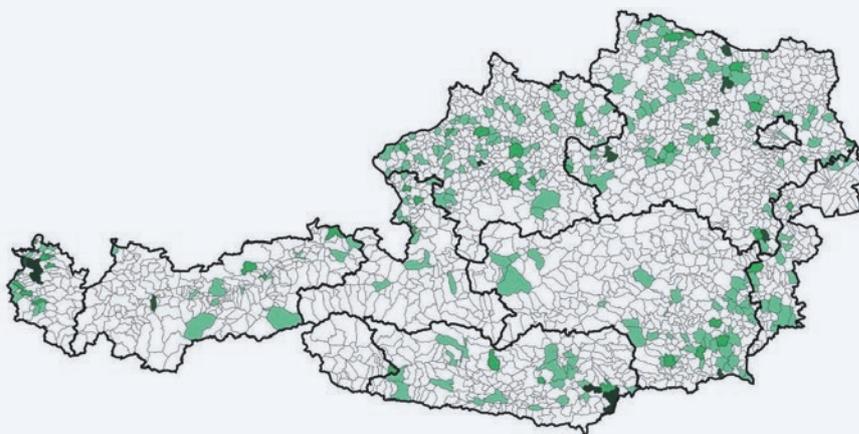
Quelle: OeMAG, E-Control (Abweichungen zu bisher veröffentlichten Daten sowie anderen Datenquellen sind möglich.)

Tabelle 25
Durchschnittliche Volllaststunden Biogas 2016

DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN BIOGAS IM JAHR 2016		
Drittelerung nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	8.499	69
Mittleres Drittel	7.753	86
Schlechtestes Drittel	3.946	119
Alle Anlagen	6.287	274

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOGASANLAGEN (Anzahl)

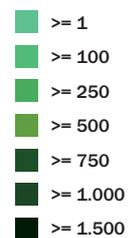
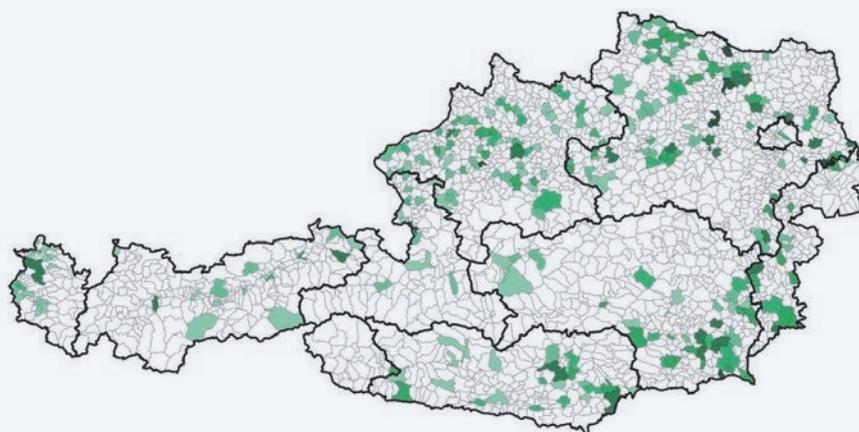


Summe: 358 Anlagen

Abbildung 55
Regionale Verteilung von Biogas nach Anzahl der Anlagen (Stand 07/2017)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

REGIONALE VERTEILUNG VON BIOGASANLAGEN (Installierte EPL in kW)



Summe: 97.194 kW

Abbildung 56
Regionale Verteilung von Biogas nach installierter EPL in kW (Stand 07/2017)

Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

die im Jahr 2016 bei der OeMAG eingespeist haben. Im Vergleich zu 2015 wurden außer im schlechtesten Drittel leicht höhere Volllaststundenwerte erreicht bei identem Durchschnittswert über alle 274 Anlagen-2).

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Biogasanlagen in Österreich, gruppiert nach Anzahl (Abbildung 55) und gruppiert nach Engpassleistung (Abbildung 56).

EXKURS BETRIEBSKOSTEN-ZUSCHLAG 2017

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 die Betriebskosten des Jah-

res 2006. Von den Anlagenbetreibern werden dazu Daten hinsichtlich der Kosten, des erzeugten Stroms und der Wärme sowie der eingesetzten Rohstoffe, wobei sich diese auf das Vorjahr beziehen, zur Verfügung gestellt.

Insgesamt standen Daten aus 167 Anlagen mit einer durchschnittlichen Engpassleistung von 323 kW zur Verfügung. Die Anlagen speisten insgesamt 420 GWh Strom ein und verwerteten 304 GWh Wärme. Dazu wurden im Jahr 2015 insgesamt 3,9 PJ an Substraten eingesetzt.

In Abbildung 57 ist der Anteil der Einsatzstoffe aus dem Jahr 2015 dargestellt und in Abbildung 58 die Auswertung für das Jahr 2014. Dabei ist zu sehen, dass der Einsatz von Maissilage im Jahr 2015 etwas zurückgegangen ist und im Bereich der anderen nach-

- Maissilage
- Grassilage
- andere NAWARO
- Roggen-GP S
- Bioabfall
- Sudangras
- Fettabscheider
- Rindermist
- Hühnermist
- Schweinemist
- div. Mist
- Futtermübe
- Hirse
- Getreideabfall
- Div. Getreide
- Rest

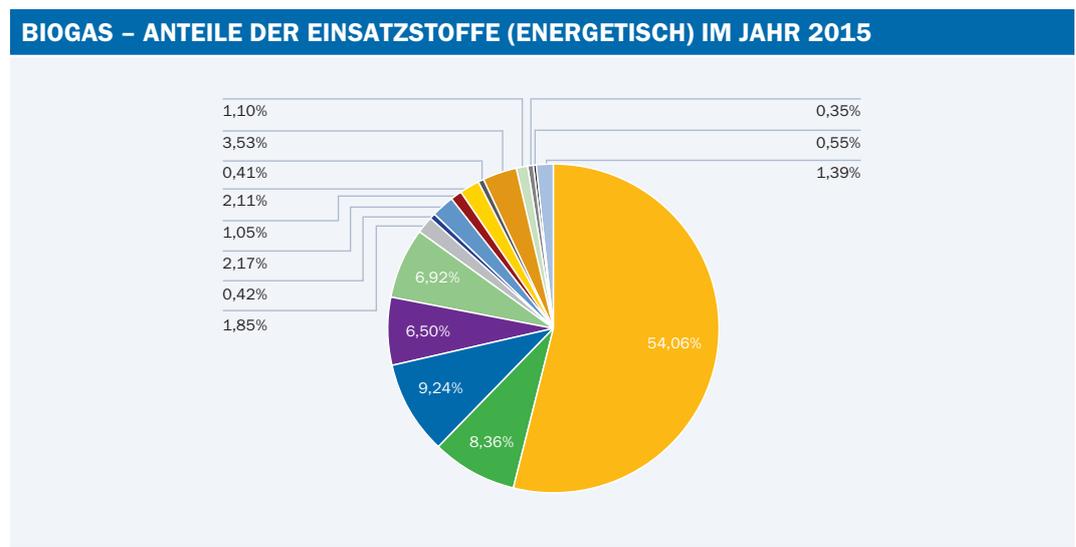
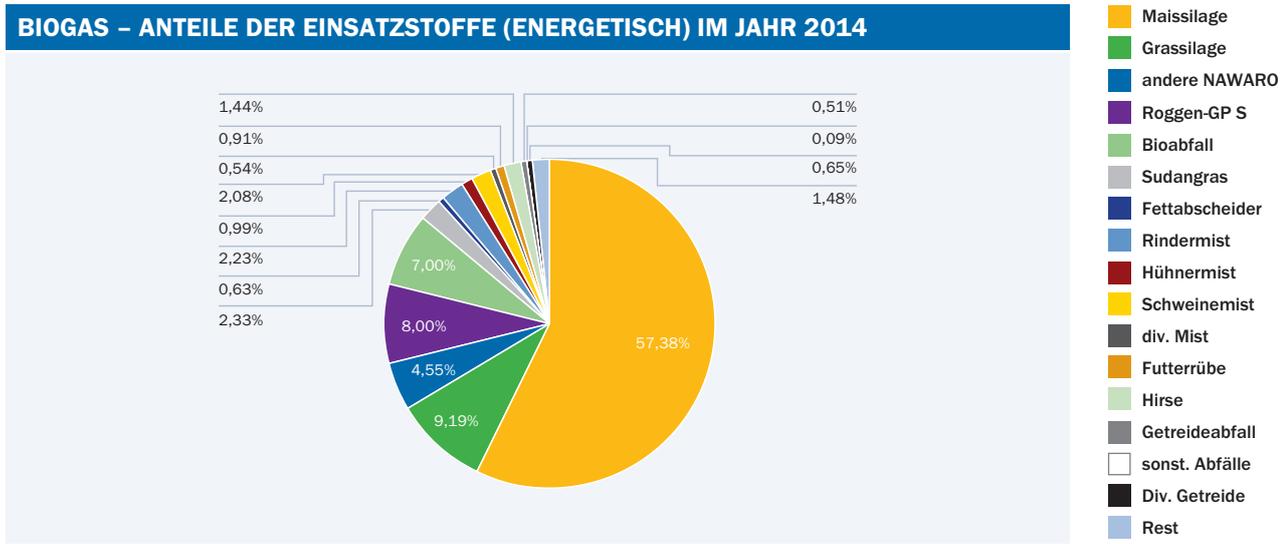


Abbildung 57
Biogas – Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2015

Quelle: E-Control

BIOGAS – ANTEILE DER EINSATZSTOFFE (ENERGETISCH) IM JAHR 2014



Quelle: E-Control

Abbildung 58
Biogas – Anteile der Einsatzstoffe (energetisch) im Jahr 2014

wachsenden Rohstoffe (NAWAROs) war ein deutlicher Zuwachs zu sehen.

Vergleicht man die Kosten aus dem Jahr 2016 mit den inflationsangepassten von 2006, so erkennt man, dass es die deutlichsten Kostensteigerungen im Bereich der Substrate gab. Betrachtet man den Mittelwert, kam es hier zu einer Steigerung von 74%, beim Median waren es 82%. Für die Summe aller Kostenfaktoren gesehen ergeben sich Steigerungen von 34% für den Mittelwert und 40%, 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 2016 0,09 Cent/kWh aufgrund von gesteigerten Wärmeeinnahmen in Abzug zu bringen sind.

Betrachte man die Entwicklung der gesamten Kosten zwischen 2006 und 2016, so ergibt sich aus den zur Verfügung stehenden Daten eine Steigerung von 4,8 (Mittelwert) bzw. 5,0 Cent/kWh (Median). Diese Steigerung ergibt sich ohne Berücksichtigung von einer Steigerung der Einnahmen im Wärmebereich.

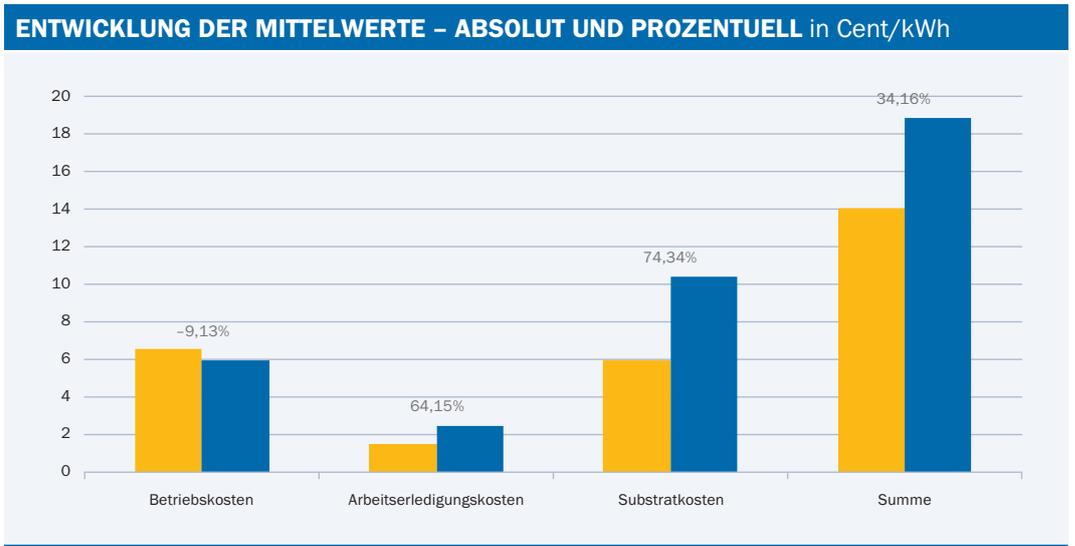


Abbildung 59
Entwicklung der Mittelwerte
– absolut und prozentuell

Quelle: E-Control

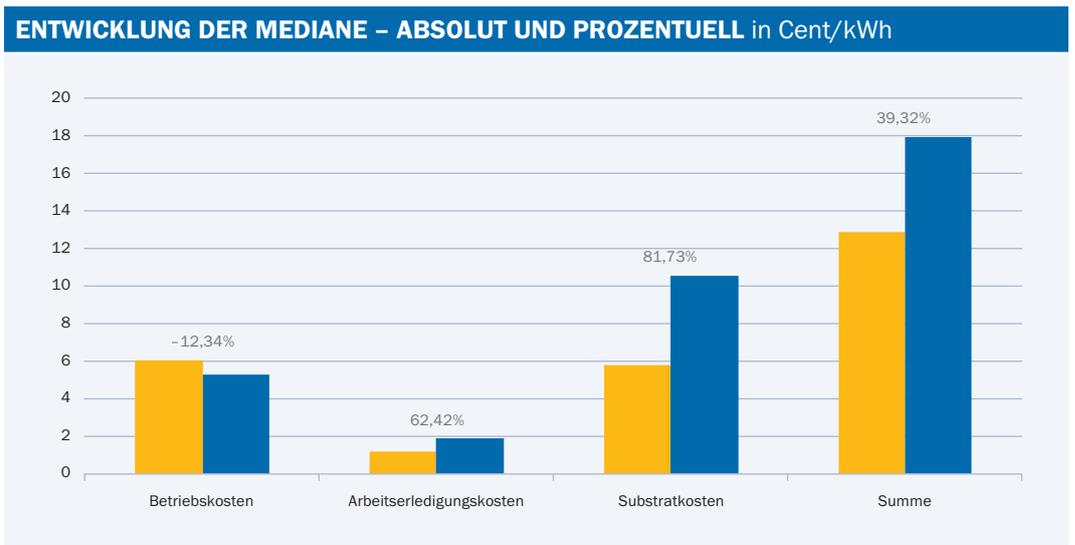


Abbildung 60
Entwicklung der Mediane –
absolut und prozentuell

Quelle: E-Control

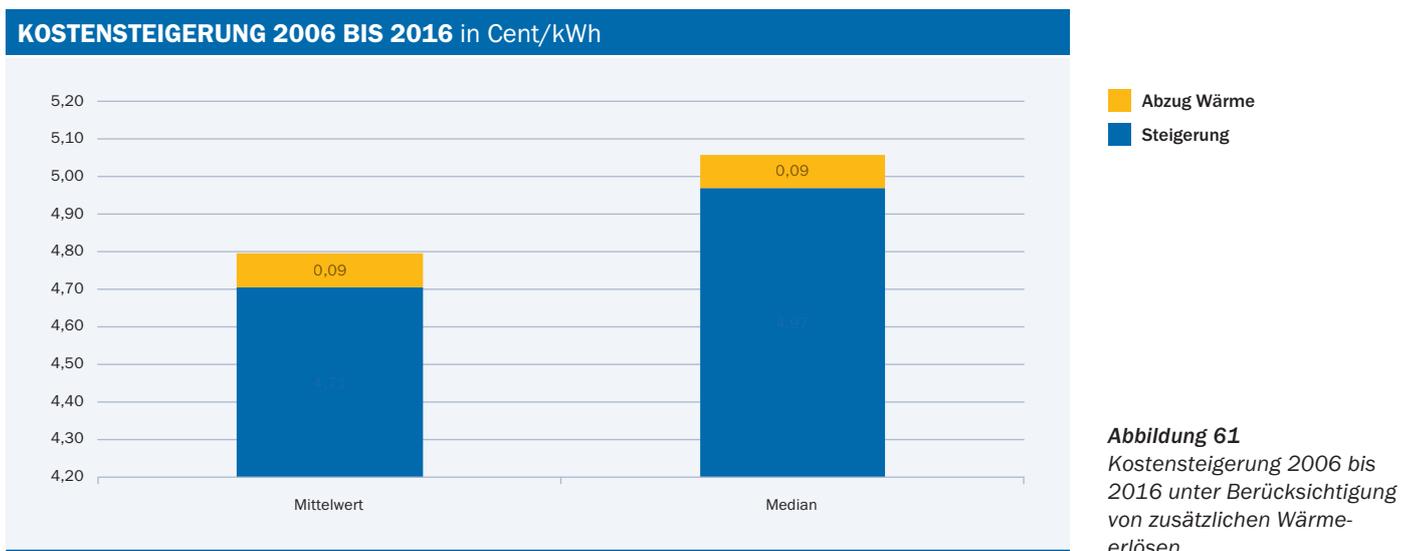


Abbildung 61
 Kostensteigerung 2006 bis 2016 unter Berücksichtigung von zusätzlichen Wärmelerlösen

Quelle: E-Control

Würde man in der Folge selbst die berechtigten Anlagen, welche ab dem Jahr 2007 hinzugekommen sind, mit 0,09 Cent/kWh bewerten, so käme man auf eine Steigerung von 4,7 Cent/kWh (Mittelwert) bzw. 5,0 Cent/kWh (Median). Dieses Ergebnis wurde in Abbildung 61 dargestellt.

Photovoltaik

Auch im Jahr 2016 ist der Wachstumstrend bei der Photovoltaik ungebrochen – verglichen mit den letzten Jahren auf dem Niveau etwa gleichbleibend. Im Jahr 2016 waren 20.656 Photovoltaik-Anlagen mit einer installierten EPL von 568,02 MW bei der OeMAG unter Vertrag. Dies sind 1.635 Anlagen mehr als in 2015 und ein Anstieg der installierten EPL um 78,76 MW. Eingespeist wurde mit 500,54 GWh nahezu 15% mehr PV-Strom als in 2015 (+63,96 GWh). Bei den anerkannten Photovoltaik-Anlagen waren 82.476 Anlagen

mit einer genehmigten installierten EPL von 1.459,05 MW Ende 2016 registriert, was einem Zuwachs von 8.752 Anlagen bzw. 199,45 MW installierte EPL entspricht.

einer Größe über 5 kW von der OeMAG mit Einspeisetarifen gefördert, d.h., auch in den OeMAG-Zahlen in Tabelle 24 sind diese kleineren Anlagen nicht enthalten²⁴.

Damit in der Stromnachweisdatenbank Herkunftsnachweise für diese Anlagen generiert werden können, ist seit dem Inkrafttreten des Ökostromgesetzes 2012 (01.07.2012) für diese Anlagen kein Ökostromanlagen-Anerkennungsbescheid mehr erforderlich. Dadurch werden aber auch immer weniger der kleinen Anlagen in der Bescheid-Statistik erfasst.

Eine Auswertung der Anerkennungsbescheide für Photovoltaik-Neuanlagen 2016 nach Größenklassen liefert folgendes Ergebnis:

Ebenso werden die neu hinzugekommenen Photovoltaik-Anlagen ab 2012 auch erst ab

Im Jahr 2016 wurden weniger Großanlagen geplant und anerkannt als in den Vorjahren, während in den Bereichen zwischen 6–200 kW installierter EPL gleichbleibend viele oder mehr neue Anerkennungen registriert wurden. Zu erklären ist dies mit der Obergrenze der Einspeisetarife für PV, die seit 2015 bei anerkannten Anlagen bei 200 kW liegt.

PHOTOVOLTAIK					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2016			Anerkannte Anlagen per 31.12.2016	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2016 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	565	14,48	12,26	1.858	38,55
Kärnten	1.097	50,37	45,26	3.150	122,71
Niederösterreich	3.665	108,85	99,12	23.076	284,50
Oberösterreich	6.258	112,45	92,55	25.534	365,28
Salzburg	1.079	34,92	30,53	2.856	80,77
Steiermark	4.959	158,20	148,05	14.400	355,76
Tirol	1.465	47,67	39,46	4.307	104,56
Vorarlberg	1.450	38,01	31,13	5.526	80,43
Wien	118	3,07	2,17	1.769	26,50
Summe	20.656	568,02	500,54	82.476	1.459,05

Tabelle 26
Photovoltaik-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

²⁴ Ausnahme: Anlagen, die zum Marktpreis einspeisen, sowie ältere Abnahmeverträge (2009 und früher)

GRÖSSENVERTEILUNG DER 2016 ANERKANNTEN PV-ANLAGEN (über 5 kW EPL)*)

EPL	Anzahl Anlagen	Summe installierte EPL in kW
500 kW und größer	—	—
200 kW bis < 500 kW	62	12.590
100 kW bis < 200 kW	309	53.264
> 20 kW bis < 100 kW	1.044	39.418
> 6 kW bis 20 kW	2.526	26.919
5 kW bis 6 kW	1.846	9.812

*) ohne Erweiterungen / Verringerungen

Quelle: E-Control (Anerkennungsbescheide der Länder 2016)

Tabelle 27
Größenverteilung der im Jahr 2016 anerkannten PV-Anlagen

PV-Anlagen unter 5 kW sind in dieser Größenverteilungstabelle nicht berücksichtigt.

Photovoltaik 1617 Anlagen mehr enthalten als im Vorjahr.

Nachfolgende Tabelle zeigt die Volllaststunden bei den Photovoltaik-Anlagen, die im Jahr 2016 bei der OeMAG eingespeist haben²⁵. Hier ist in allen 3 Leistungsgruppen eine Verringerung gegenüber der Volllaststunden in 2015 zu vermerken, der Durchschnittswert über alle Anlagen dagegen ist minimal gestiegen. Der Anteil der Anlagen im besten Drittel ist von 27% auf 33% gestiegen. Insgesamt waren in der Volllaststundenauswertung für

Die kartographischen Auswertungen auf Postleitzahlebene zeigen die regionale Verteilung der aktiven Photovoltaik-Anlagen 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.

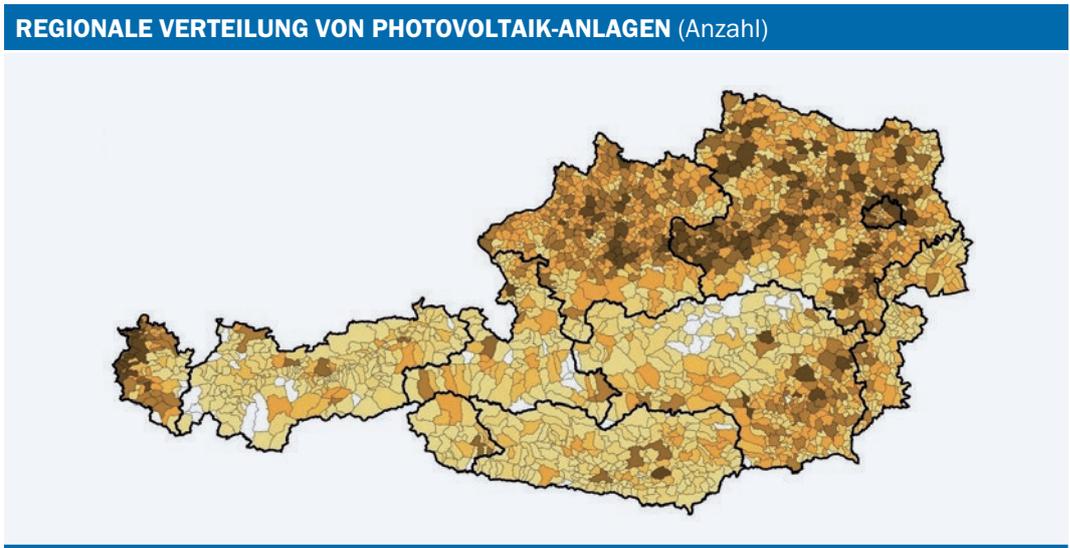
DURCHSCHNITTLICHE VOLLLASTSTUNDEN PHOTOVOLTAIK IM JAHR 2016

Drittelpart nach Engpassleistung	VL-Std.	Anzahl Anlagen
Bestes Drittel	1.230	6.821
Mittleres Drittel	1.003	6.739
Schlechtestes Drittel	602	7.085
Alle Anlagen	940	20.645

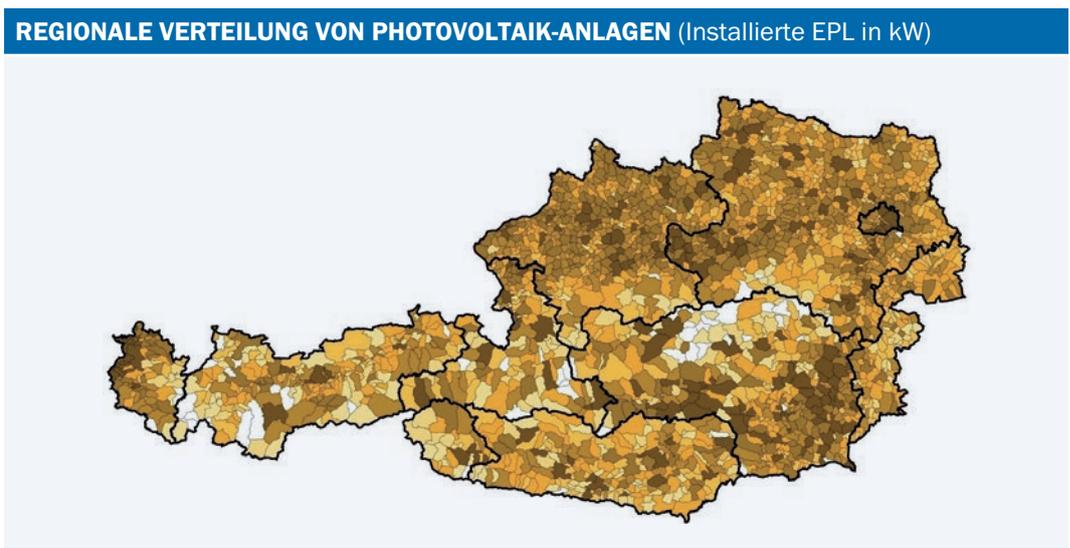
Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

Tabelle 28
Durchschnittliche Volllaststunden Photovoltaik 2016

²⁵ Anmerkung: Die Anzahl der Anlagen bezieht sich nicht auf jene mit Vertragsverhältnis mit der OeMAG zum Stichtag 31.12.2016, sondern auf jene, die im Jahr 2016 in der Stromnachweisdatenbank gemeldet waren



Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)



Quelle: E-Control (Stromnachweisdatenbank)

EXKURS: KLI.EN PV-FÖRDERPROGRAMM

Der Klima- und Energiefonds (KLI.EN) unterstützte im Rahmen der Photovoltaik-Förderaktion 2016 Photovoltaik-Kleinanlagen bis zu einer Leistung von maximal 5 kW pro Anlage mit einem Investitionszuschuss in Höhe von maximal 275 Euro pro kWp für freistehende Anlagen. Gebäudeintegrierte Anlagen werden bis 375 Euro

pro kW gefördert. Insgesamt standen für diese Photovoltaik-Förderaktion 2016 Budgetmittel in Höhe von 8,5 Mio. Euro zur Verfügung. Neben Privatpersonen können auch juristische Personen (Betriebe, Vereine und sonstige Einrichtungen) eine Förderung beantragen. Inzwischen, im Jahr 2017, führt der Klima- und Energiefonds seine Photovoltaik-Förderaktion seit 10 Jahren

PHOTOVOLTAIK-ANLAGEN – ANTRÄGE AUF INVESTITIONSZUSCHUSS				
Bundesland	Anzahl Förderanträge		Höhe Investitionszuschuss	PV-Nennleistung
	beantragt	genehmigt	(lt. Vertrag)	in kWp
2016				
Burgenland	511	499	627.080	2.475
Kärnten	372	359	442.777	1.746
Niederösterreich	2.306	2.269	2.853.045	11.166
Oberösterreich	1.690	1.659	2.031.739	7.987
Salzburg	158	148	187.474	763
Steiermark	1.096	1.064	1.095.015	4.255
Tirol	321	316	418.221	1.531
Vorarlberg	651	642	864.508	3.304
Wien	185	180	217.222	806
Gesamt	7.290	7.136	8.737.081	34.034
2015				
Burgenland	578	570	701.785	2.866
Kärnten	414	402	502.955	2.005
Niederösterreich	2.516	2.485	3.127.547	12.206
Oberösterreich	1.744	1.704	2.120.639	8.340
Salzburg	204	176	223.430	857
Steiermark	1.018	991	855.721	3.389
Tirol	296	290	377.551	1.384
Vorarlberg	713	696	917.701	3.608
Wien	168	164	199.546	730
Gesamt	7.651	7.478	9.026.875	35.386

Tabelle 29
Photovoltaik-Anlagen –
Anträge auf Investitions-
zuschuss beim Klima- und
Energiefonds

Quelle: Klima- und Energiefonds

in Folge durch. Neu hinzu kamen seit dem Jahr 2015 spezielle Photovoltaik-Förderaktionen für land- und forstwirtschaftliche PV-Anlagen größer 5 kW und ab 2017 werden auch Gemeinschaftsanlagen gefördert, maximal 30 kWpeak pro Gemeinschaftsanlage und anteilig max. 5 kWpeak pro Antrag (= pro Wohn- bzw. Geschäftseinheit).

Mit Stand Juli 2017 liegen dem Klima- und Energiefonds die in Tabelle 29 zusammengestellten Antragszahlen der Jahre 2016 und 2015 vor. Der Datenstand für die Förderaktion 2016 ist noch kein Endstand, es handelt sich um vorläufige Daten (inkl. Hochrechnung) vom Juli 2017.

Bis dato wurden für das Jahr 2016 7.136 Anträge mit einem Gesamtfördervolumen von 8.737.081 Euro vom Klima- und Energiefonds genehmigt. Endstand der Förderaktion 2015

waren 7.465 genehmigte Anträge mit einem Fördervolumen von 9.006.829 Euro (PV-Nennleistung 35.346 kWp).

Für die Jahre 2016/2015 sind somit ca. 14.600 Anträge mit einer Gesamtleistung von knapp 70 MW genehmigt worden. Unter der Annahme, dass diese nach Errichtung mit durchschnittlich 1.000 Volllaststunden betrieben werden, können 70 GWh Photovoltaikstrom mit diesen Kleinanlagen pro Jahr erzeugt werden.

Es ist kein Anerkennungsbescheid nötig für die Förderung und Errichtung von Photovoltaik-Anlagen, die über die Förderprogramme des Klima- und Energiefonds unterstützt werden. Deshalb ist davon auszugehen, dass diese Anlagen auch nur unvollständig in der entsprechenden Kategorie der Anerkennungsbescheide erfasst sind (vgl. Tabelle 26).

Biomasse flüssig

Im Jahr 2016 waren 20 Anlagen für flüssige Biomasse mit einer installierten EPL von 1,50 MW bei der OeMAG unter Vertrag, dies ist eine Verringerung um 6 Anlagen bzw. 1,27 MW weniger installierte EPL. Die eingespeiste Menge der Energie aus flüssiger Biomasse betrug 0,17 GWh (+ 0,09 GWh, Ver-

doppelung des Vorjahreswerts). Die Zahl der anerkannten Biomasse-flüssig-Anlagen verringerte sich um 2 auf 91 Anlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 25,89 MW, d.h. auch hier eine geringfügige Verringerung um 0,35 MW im Vergleich zum Vorjahr.

BIOMASSE FLÜSSIG					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2016			Anerkannte Anlagen per 31.12.2016	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2016 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	–	–	–	–	–
Kärnten	2	0,40	–	13	3,40
Niederösterreich	8	0,65	0,14	28	3,88
Oberösterreich	2	0,02	0,01	1	0,01
Salzburg	–	–	–	12	1,14
Steiermark	5	0,21	0,03	21	1,63
Tirol	1	0,14	–	6	1,85
Vorarlberg	2	0,08	0,00	10	13,00
Wien	–	–	–	–	–
Summe	20	1,50	0,17	91	24,89

Tabelle 30
Biomasse-flüssig-Anlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

Deponie- und Klärgas

Im Jahr 2016 waren unverändert 39 Deponie- und Klärgasanlagen mit einer installierten EPL von 14,82 MW bei der OeMAG unter Vertrag, wobei die installierte EPL um 0,1 MW anwuchs. Mit 19,21 GWh wurden 0,6 GWh mehr Energie aus Deponie- und Klärgas eingespeist als im Vorjahr. Ebenfalls nur eine ge-

ringfügige Veränderung gab es im letzten Jahr bei den anerkannten Anlagen dieser Technologie: Es sind weiterhin 76 Anlagen mit einer genehmigten installierten EPL von 30,73 MW – eine Verringerung um 0,06 MW.

DEPONIE- UND KLÄRGAS					
Bundesland	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2016			Anerkannte Anlagen per 31.12.2016	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2016 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Burgenland	–	–	–	1	0,40
Kärnten	5	2,77	3,01	7	3,23
Niederösterreich	8	1,80	1,13	17	8,21
Oberösterreich	5	1,15	1,19	9	6,06
Salzburg	1	0,14	0,05	5	1,26
Steiermark	4	1,94	1,84	10	3,32
Tirol	12	4,84	7,33	18	5,71
Vorarlberg	3	1,25	0,20	8	1,88
Wien	1	0,92	4,46	1	0,66
Summe	39	14,82	19,21	76	30,73

Tabelle 31
Deponie- und Klärgasanlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

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 war mit lediglich 0,02 GWh erneut niedriger als im Vorjahr –0,04 GWh).

GEOTHERMIE					
	Vertragsverhältnis mit OeMAG per 31.12.2016			Anerkannte Anlagen per 31.12.2016	
	Anzahl	Engpassleistung in MW	Eingespeiste Energie 2016 in GWh	Anzahl	Engpassleistung in MW
Summe	2	0,92	0,02	2	0,92

Tabelle 32
Geothermieranlagen im Vertragsverhältnis mit OeMAG vs. anerkannte Anlagen

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

Großwasserkraft

Abschließend wird die Leistungsentwicklung der anerkannten Großwasserkraftanlagen in Tabelle 33 dokumentiert. Neben den Anerkennungsbescheiden für die Ökostromanlagen der in den vorangehenden Kapiteln dargestellten Technologien, die vor allem durch

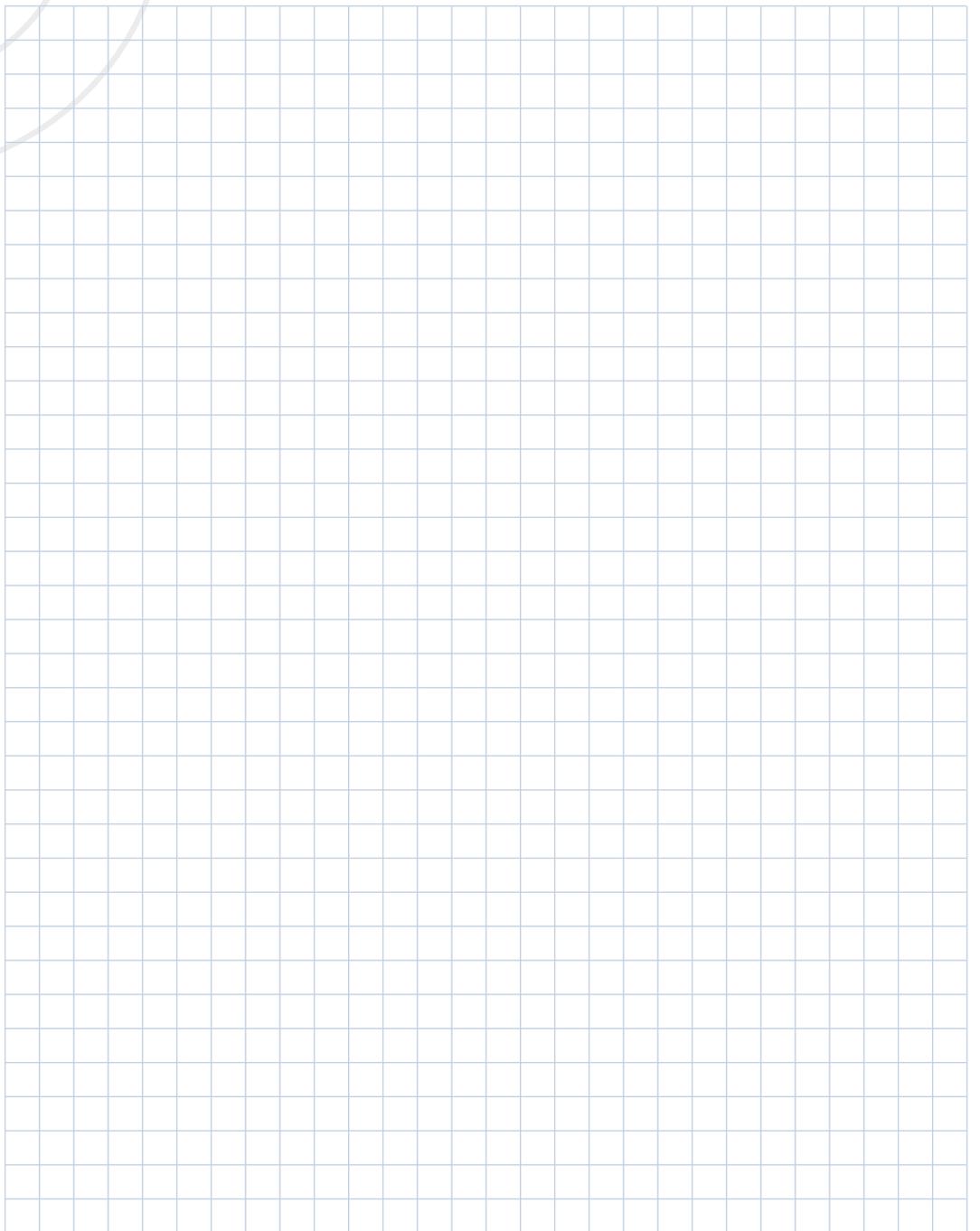
das Ökostromgesetz mit Einspeisetarifen gefördert werden, liegen auch Ökostrombescheide für diese Technologie vor. Diese Bescheide sind notwendig, damit für diese Anlagen Herkunftsnachweise aus der Stromnachweisdatenbank ausgestellt werden können.

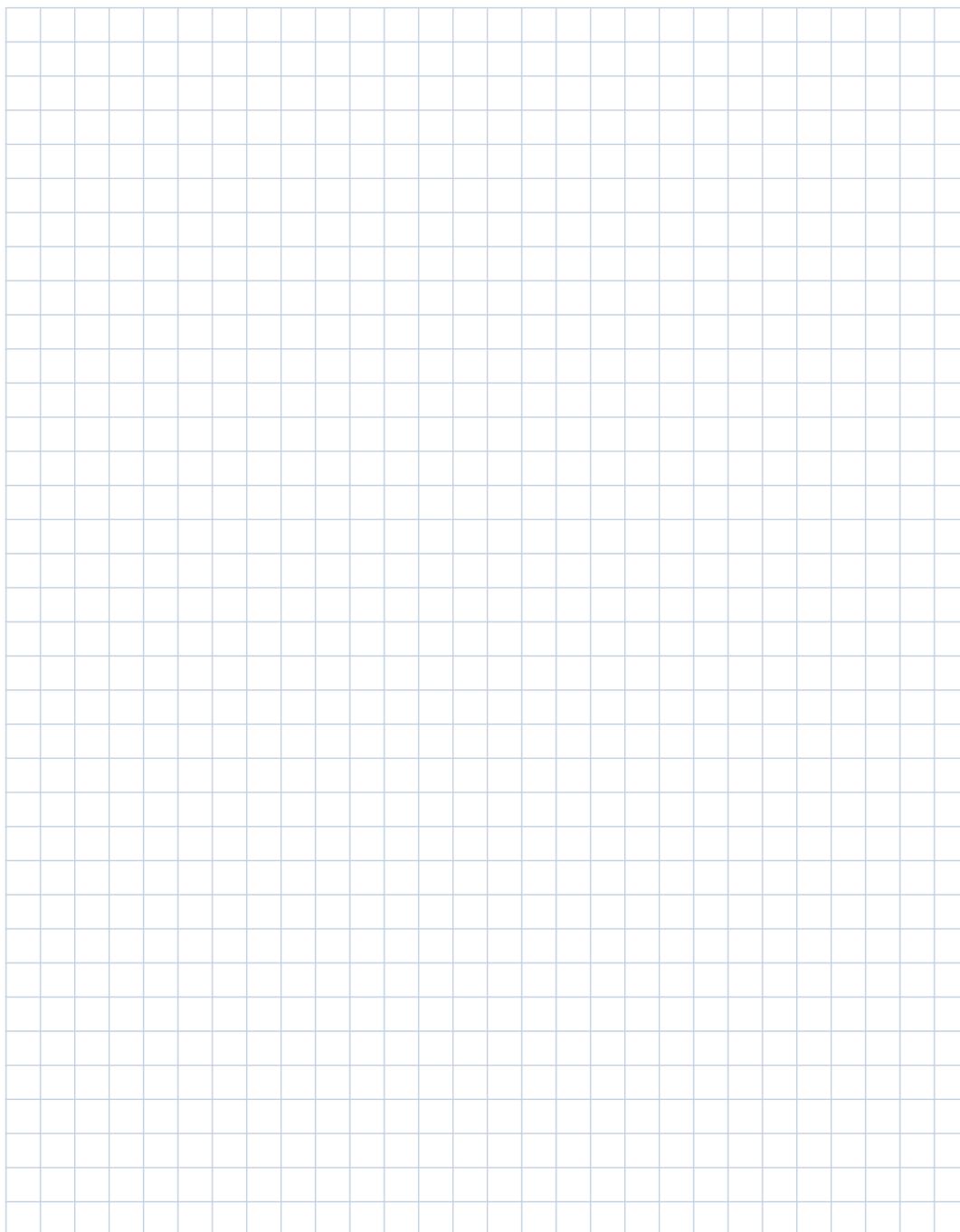
ENTWICKLUNG DER ANERKANNTEN WASSERKRAFTANLAGEN > 10 MW		
	Anzahl	Leistung in MW
2002	1	9,8
2003	52	3.507,4
2004	110	8.599,6
2005	124	10.440,6
2006	124	10.440,6
2007	124	10.595,4
2008	124	10.603,3
2009	126	10.640,5
2010	133	10.818,1
2011	135	10.946,1
2012	138	11.487,5
2013	141	11.524,6
2014	143	11.625,0
2015	145	11.817,7
2016	148	11.854,8

Tabelle 33
Entwicklung der anerkannten Großwasserkraftanlagen (Wasserkraftanlagen > 10 MW) von 2002 bis 2016 (Stichtag jeweils 31.12.)

Quelle: E-Control

NOTIZEN





Impressum

Eigentümer, Herausgeber und Verleger:

Energie-Control Austria
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 Energie-Control Austria

Konzeption & Design: Reger & Zinn OG

Text: Energie-Control Austria

Druck: Druckerei DER SCHALK

Hinweis zu den statistischen Daten:

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

© Energie-Control Austria 2017

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 2017

